



CIRAIG^{MC}

Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services



REVUE BIBLIOGRAPHIQUE

REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DU DÉVELOPPEMENT DES HYDROCARBURES AU QUÉBEC

VERSION FINALE - DÉCEMBRE 2014

À l'attention de M. Georges Gangbazo

Équipe de coordination stratégique

**Ministère du Développement Durable,
de l'Environnement et de la Lutte contre les
Changements Climatiques (MDDLCC)**

CIRAIG

Centre interuniversitaire de recherche
sur le cycle de vie des produits, procédés et services
École Polytechnique de Montréal
Département de génie chimique
2900, Édouard-Montpetit
Montréal (Québec) Canada
C.P. 6079, Succ. Centre-ville
H3C 3A7

www.ciraig.org

Rapport soumis par :
BUREAU DE LA RECHERCHE ET CENTRE DE
DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE (B.R.C.D.T.)
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Campus de l'Université de Montréal
Case Postale 6079, succursale Centre-ville
Montréal (Québec) H3C 3A7

Ce rapport a été préparé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits procédés et services (CIRAIG).

Fondé initialement par l'École Polytechnique de Montréal, en collaboration avec l'Université de Montréal et l'École des Hautes Études Commerciales de Montréal, le CIRAIG a été mis sur pied afin d'offrir aux entreprises et aux gouvernements une expertise universitaire de pointe sur les outils du développement durable. Le CIRAIG est le seul centre de recherche interuniversitaire sur le cycle de vie au Canada. Il est également un des plus importants sur le plan international.

AVERTISSEMENT :

À l'exception du présent rapport, toute utilisation du nom du CIRAIG ou de POLYTECHNIQUE MONTRÉAL lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce projet et à ses résultats doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG ou Polytechnique Montréal.

AVERTISSEMENT :

Le présent document a été réalisé pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures annoncées le 30 mai 2014. L'auteur est responsable du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles de l'auteur et n'engagent aucunement le gouvernement du Québec.

Équipe de travail

Réalisation

Pierre-Olivier Roy, Ph.D.
Analyste

Réalisation de la revue de littérature

Jean-François Ménard, B.ing., B.Sc.
Analyste senior

Support technique et révision

Collaboration

Valérie Patreau, M. Sc.A.
Directrice des opérations

Coordination du projet

Direction

Pr Réjean Samson, ing., Ph.D.
Professeur, Directeur CIRAIG

Direction scientifique

Sommaire

Ce rapport représente la pierre d'assise du chantier environnement de l'Étude Environnementale Stratégique (ÉES) globale sur les hydrocarbures. Le chantier environnement vise à évaluer les conséquences environnementales potentielles de la mise en valeur des hydrocarbures (exploration et exploitation) incluant leur transport, notamment sur la qualité de l'eau, de l'air, du sol, du milieu marin du Saint-Laurent, sur la faune, les habitats, les écosystèmes ainsi que sur les émissions globales de gaz à effet de serre (GES). Plus spécifiquement, ce rapport vise à :

Objectif de l'étude :

Réaliser une revue de littérature critique couvrant l'ensemble des connaissances disponibles sur les enjeux environnementaux des travaux d'exploration et d'exploitation et du transport des hydrocarbures au Québec, autant en milieu marin qu'en milieu terrestre afin d'établir des constats sur la qualité des informations disponibles et d'identifier les connaissances manquantes à acquérir pour que le gouvernement mène à bien l'ÉES.

Au vu des informations recueillies et analysées dans ce rapport, il apparaît que de nombreux impacts environnementaux risquent de se produire au Québec advenant la mise en place d'une industrie pétrolière et gazière au Québec.

Les tableaux suivants résument les impacts environnementaux potentiels appréhendés ainsi qu'une estimation, si possibles, de leur ampleur. Ces tableaux présentent également le niveau de connaissance applicable à ces différents impacts. Ce niveau de confiance est illustré à l'aide d'un code de couleur afin de faciliter l'interprétation :

- Rouge : Connaissance insuffisante ou manquante
- Jaune : Connaissance relative, mais nécessitant plus de recherche sur divers aspects
- Vert : Niveau de connaissance acceptable

Les tableaux permettent également de différencier le gaz naturel du pétrole ainsi que l'extraction sous forme conventionnelle et non conventionnelle (nécessitant des forages horizontaux et la fracturation hydraulique).

Note : ces tableaux se veulent récapitulatifs et concis. En ce sens, les multiples références associées aux diverses informations présentées ne sont pas répertoriées afin de ne pas alourdir les tableaux. Les références sont toutefois présentées en détail tout au long du rapport.

Tableau : Résumé des connaissances des techniques présumées d'extraction et des caractéristiques biophysiques et écologiques des régions visées.

Région	Hydrocarbure en place	Technique d'extraction	Caractéristiques biophysiques		Caractéristiques écologiques
			Conditions géologiques : strates présumées visées par l'exploration et l'exploitation	Vulnérabilité des aquifères	Biodiversité présente
Milieu terrestre					
Basses terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	Fracturation hydraulique	Shale Uthica	Vulnérabilité à une contamination de surface : connue	L'une des plus riches au Canada (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Gaz naturel conventionnel	Extraction classique	Sédiments non-consolidés	Vulnérabilité à une contamination des profondeurs : inconnue	
Île d'Anticosti	Non conventionnel	Fracturation hydraulique	Shale Macasty	Inconnu	Territoire unique au Québec (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Conventionnel	Extraction classique	Ordovicienne supérieure, ordovicienne inférieure		
Gaspésie	Conventionnel	Extraction classique	York River pour le gisement Haldimand	Uniquement autour du gisement Haldimand	Peu d'information (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Non conventionnel	Fracturation hydraulique		Vulnérabilité à une contamination des profondeurs : inconnue	
Bas Saint-Laurent	Conventionnel	Extraction classique	Ordovicien, dévonien	Inconnu	Peu d'information (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Non conventionnel	Fracturation hydraulique			
Milieu marin					
estuaire du Saint-Laurent	conventionnel	Extraction classique	Ordovicien inférieur et supérieur, écailles de chevauchement de la plateforme carbonatée ordovicienne	N/A	L'une des plus riches au monde (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
golfe du Saint-Laurent	conventionnel	Extraction classique	Carbonifère et ordovicien supérieur et inférieur	N/A	L'une des plus riches au monde (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)

Tableau : Résumé des connaissances en analyse du cycle de vie et des émissions atmosphériques pour les régions visées.

Région	Hydrocarbure	Évaluation globale des impacts potentiels par une analyse du cycle de vie			Émissions atmosphériques	
		Analyse du cycle de vie	Spécifique au Québec?	Étapes contributrices	Évaluation de la qualité de l'air et odeurs	Émissions GES (g CO ₂ eq./MJ)
Milieu terrestre						
Basses -terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	Oui	Oui	Oui	Risque local à régional	7 à 34 Estimation incertaine
	Gaz naturel conventionnel		Non		Inconnu	7 à 21
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste	Non	Inconnu	Inconnu	Inconnu	9 à 13 Estimation très incertaine
	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui		12 à 47
	Gaz naturel conventionnel					7 à 21
Gaspésie	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	12 à 47
	Gaz naturel conventionnel					7 à 21
	Gaz de schiste		Oui			7 à 34 Estimation incertaine
	Pétrole de schiste		Non			9 à 13 Estimation très incertaine
Bas Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	12 à 47
	Gaz naturel conventionnel	Non	Inconnu	Inconnu		7 à 21
	Gaz de schiste	Oui	Oui	Oui		7 à 34 Estimation incertaine
	Pétrole de schiste	Non	Inconnu	Inconnu		9 à 13 Estimation très incertaine
Milieu marin						
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	10 à 28
	Gaz naturel conventionnel					7 Estimation incertaine
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	10 à 28
	Gaz naturel conventionnel					7 Estimation très incertaine

Tableau : Résumé des connaissances des impacts potentiels sur l'eau, les sols et les sédiments pour les régions visées.

	Hydrocarbure	Impacts sur l'eau				Impacts sur les sols et les sédiments
		Prélèvement d'eau (m ³ /MJ)	Cible de prélèvement	Contamination de l'eau souterraine	Contamination des eaux de surface	Principale source de contamination potentielle
Milieu terrestre						
Basses terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	4.7	Eaux de surface	<u>Attendu</u> : 6 % des échantillons pour une contamination au gaz naturel; Possible contamination aux liquides de fracturations	Contamination aux effluents des usines de traitement municipal ou spécialisé Quantification des effets : inconnus	Déversements accidentels d'hydrocarbures, de boues de forages, de liquide de fracturation, d'eaux usées
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	<u>Attendu</u> : près de 4 % des puits présentent des fuites à l'évent et 0.6 % dans le coffrage (basée sur l'Alberta)		
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste	Inconnu	Inconnu	Inconnu		
	Pétrole conventionnel	367				
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			
Gaspésie	Pétrole conventionnel	367	Inconnu	Inconnu		
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	Inconnu		
	Gaz de schiste	4.7	Inconnu	Voir basses terres		
	Pétrole de schiste	Inconnu				
Bas Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	367	Inconnu	Inconnu		
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	Inconnu		
	Gaz de schiste	4.7	Inconnu	Voir basses terres		
	Pétrole de schiste	Inconnu				
Milieu marin						
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	227	Eaux de l'estuaire	N/A	Contamination dans un rayon minimal de 500 m à l'effluent des eaux usées Zones à risques faibles mais avec un impact majeur advenant un déversement accidentel Quantification des effets : inconnus	Déblais de forages contaminent potentiellement une zone de près de 5 à 10 km autour du puits de forage
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel	227	Eaux du golfe			
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			

Tableau : Résumé des connaissances des impacts potentiels sur la faune, les habitats et les écosystèmes pour les régions visées.

	Hydrocarbure	Impacts sur la faune et les habitats			Impacts sur les écosystèmes
		Sources d'impacts potentiels	Impacts potentiels	Évaluation de l'ampleur des impacts potentiels à la zone d'étude	Ampleur des conséquences sur les écosystèmes
Milieu terrestre					
Basses Terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	Changements climatiques globaux ; Modification, fragmentation et réduction de la taille des habitats Possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive; Prélèvement d'eau Émissions de substances écotoxiques Mise en place d'infrastructures (pipelines, routes, etc.)	Diminution de la biodiversité Modification du comportement des animaux ; Dégradation des habitats	Non	Les écosystèmes seront affectés de façon négative. Il est pour l'instant impossible d'évaluer cette ampleur puisque plusieurs impacts potentiels n'ont été évalués que qualitativement. De nombreux impacts indirects demeurent à déterminer tout comme les effets synergiques, multiplicatifs et cumulatifs.
	Gaz naturel conventionnel				
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste				
	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				
Gaspésie	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				
	Gaz de schiste				
	Pétrole de schiste				
Bas Saint-Laurent	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				
	Gaz de schiste				
	Pétrole de schiste				
Milieu marin					
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Changements climatiques globaux ; Levées sismiques Luminosité; Augmentation de la dissémination des maladies Mise en place et présence d'infrastructures (pipelines, routes, etc.) Émissions de substances écotoxiques	Diminution de la biodiversité Modification du comportement des animaux ; Dégradation des habitats	Non	Les écosystèmes seront affectés de façon négative. Il est pour l'instant impossible d'évaluer cette ampleur puisque plusieurs impacts potentiels n'ont été évalués que qualitativement. De nombreux impacts indirects demeurent à déterminer tout comme les effets synergiques, multiplicatifs et cumulatifs.
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				

Ces tableaux montrent que le niveau de connaissances est plus élevé dans la région des basses terres du Saint-Laurent alors qu'ailleurs au Québec, et ce particulièrement pour l'estuaire du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti, la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent, les connaissances sont relativement faibles tant pour l'identification des hydrocarbures en place que pour l'évaluation des impacts environnementaux potentiels.

Toutefois, les impacts potentiels suivants sont attendus suite à la mise en place de l'industrie pétrolière et gazière au Québec :

Émissions atmosphériques :

- Une augmentation potentiellement (selon l'ampleur de cette industrie) substantielle du bilan carbone annuel québécois : l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent, uniquement, pourraient augmenter le bilan carbone annuel du Québec de 1 % (scénario de développement de la plus faible ampleur) à 23 % (scénario de développement d'ampleur maximale).
- Des émissions potentielles de méthane à l'atmosphère suite à la fermeture de puits de gaz naturel et particulièrement de gaz de schiste; augmentant du même coup le bilan GES du Québec.
- Il pourrait s'avérer que des émissions de méthane non contrôlées soient associées à la technique de fracturation hydraulique; il existe une dichotomie importante entre les études devant théoriquement arriver aux mêmes conclusions. Toutefois, il apparaît que l'évaluation des émissions à partir de mesures directes sur le terrain soit systématiquement plus faible que les estimations d'émissions fugitives calculées à partir de mesures de la concentration atmosphérique.
- Une augmentation potentiellement (selon l'ampleur de cette industrie) substantielle de la quantité d'oxyde d'azote dans l'atmosphère; un précurseur, entre autres, de smog et de pluies acides.

Impacts sur l'eau, les sols et les sédiments :

- Une contamination de l'eau et des sols suite à des émissions intentionnelles de faibles envergures et/ou des émissions non intentionnelles de plus grande envergure.
- Une contamination des eaux de surface par l'effluent des usines de traitement municipales ou des usines de traitement spécialisées; le traitement n'étant pas efficace à 100 % des sels et diverses autres substances sont rejetées dans l'environnement.
- Une contamination de l'eau autour des installations marines suite au rejet des effluents de traitement; le Canadian Association of Petroleum Product (CAPP) acceptant un risque dans un rayon de 500 m autour des installations.
- Une contamination des sédiments marins par des hydrocarbures dans un rayon de 5 à 10 km autour du puits de forage; les émissions provenant des déblais de forage reposant sur le fond marin.
- Une perte de biodiversité significative autour des installations de forage en milieu marin.
- Des déversements accidentels mineurs et majeurs d'hydrocarbures par des pétroliers ou des plateformes de forage dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent; un déversement majeur à Old Harry a la possibilité de contaminer tout l'est du golfe du Saint-Laurent.

Impacts sur la faune, les habitats et les écosystèmes

- Une modification du comportement des animaux et une fragmentation du territoire suite aux activités d'exploration et d'exploitation.
- Des impacts sur les écosystèmes synergiques des diverses sources de pollution.

Toutefois, de **nombreux autres impacts n'ont soit pas pu être évalués, soit évalués que de façon générique ou qualitative.**

En ce sens, le principe de précaution mis de l'avant par la *Loi sur le développement durable* **milite en faveur de la mise en veille temporaire de cette industrie pendant la recherche de plus amples informations** afin de répondre aux nombreuses questions environnementales demeurant en suspens.

Le cas Anticosti

Cette approche prudente devrait être particulièrement employée dans le cas du développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. En effet, il y a un manque de connaissances associées à cette région. Les éléments suivants représentent des éléments qui n'ont pas été évalués et qui devraient être considérés avant l'implantation de l'industrie sur Anticosti :

L'évaluation des hydrocarbures:

- La présence d'hydrocarbures sur Anticosti : l'estimation des ressources est basée sur une évaluation théorique ;
- La composition des hydrocarbures en place, s'il y en a, sur Anticosti
- Le taux de production des puits de pétrole de schiste sur Anticosti;
- Le nombre de puits nécessaires afin d'extraire la ressource demeure inconnu ;
- Les informations quant à la fracturation hydraulique spécifique à Anticosti : les données dans la littérature sont généralement associées à une exploitation de gaz de schiste et non du pétrole de schiste.

L'évaluation des caractéristiques biophysiques :

- Les conditions hydrogéologiques sur l'île ;
- La présence de failles naturelles.

Les principaux contributeurs aux impacts potentiels :

- Les processus et activités contribuant le plus aux divers impacts potentiels associés au pétrole de schiste.

Les émissions atmosphériques :

- L'estimation des émissions atmosphériques associées à l'exploration et l'exploitation ainsi que la dispersion de ces polluants dans l'atmosphère et de leurs effets ;
- L'estimation des émissions de GES associés au pétrole de schiste.

Les impacts sur les aquifères et les eaux de surface :

- La capacité de prélèvement d'eau des aquifères et des eaux de surface sur l'île d'Anticosti : elle n'a pas été évaluée même si des indices laissent croire qu'elle est relativement faible ;
- La vulnérabilité des aquifères ;

- La migration des contaminants dans les sols et pouvant atteindre les aquifères;
- Un scénario de traitement des eaux usées adapté.

Les impacts sur les sols :

- Les risques de sismicité ;
- La migration des contaminants dans les sols et leurs effets.

Les impacts sur la faune, les habitats et les écosystèmes :

- Le déboisement anticipé pour la construction des sites d'exploitation et des routes : cet élément ne pourra être évalué qu'une fois les scénarios de développement économique connus ;
- Les effets sur le comportement des animaux ;
- La fragmentation du territoire anticipée : cet élément ne pourra être évalué qu'une fois les scénarios de développement économique connus ;
- Les effets sur les aires de reproduction et habitats des espèces notables ;
- Les effets indirects et synergiques non anticipés.

Transport :

- L'augmentation de la fréquence des transports routiers et marins : peut-il y avoir embouteillage de navire autour de l'île d'Anticosti, une zone d'importance biologique et écologique, considérée comme étant à haut risque suite à un déversement pétrolier?
- La faisabilité de la construction des pipelines pour transporter le pétrole et/ou le gaz de l'île jusqu'à la terre ;
- Les conséquences d'un déversement massif d'hydrocarbures dans les zones marines jugées comme étant des zones d'importances biologique et écologique ceinturant l'île et considérées extrêmement à risque ;
- La dangerosité associée au transport du pétrole de schiste : les expériences vécues avec le pétrole de schiste de la région de Bakken aux États-Unis montrent que le pétrole de schiste est potentiellement explosif ;

Considérant le **manque de connaissances, une mise en veille temporaire de cette industrie pendant la recherche de plus amples informations doit être recommandée.**

Table des matières

ÉQUIPE DE TRAVAIL	I
SOMMAIRE	II
Le cas Anticosti	viii
TABLE DES MATIÈRES	X
LISTE DES TABLEAUX	XV
LISTE DES FIGURES	XVII
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES	XX
1 INTRODUCTION	1
2 MISE EN CONTEXTE : PLAN D’ACTION SUR LES HYDROCARBURES	3
2.1 Résumé du plan d’action gouvernemental sur les hydrocarbures.....	3
2.2 Localisation des diverses régions visées par le plan d’action.....	4
3 BREF HISTORIQUE DE L’EXPLOITATION GAZIÈRE ET PÉTROLIÈRE AU QUÉBEC	7
3.1 Portrait de la situation actuelle au Québec.....	7
3.2 Histoire de l’exploration et l’exploitation gazière et pétrolière au Québec de 1840 à 2014	8
3.2.1 Les balbutiements de l’exploration gazière et pétrolière au Québec : 1840-1960..	8
3.2.2 Le second souffle de l’exploration gazière et pétrolière au Québec : 1960-2000 ...	8
3.2.3 L’exploration gazière et pétrolière au Québec stimulée par l’arrivée de nouvelles techniques d’extraction : 2000-2010	9
3.2.4 L’avenir de l’exploration gazière et pétrolière au Québec : 2010- présent	9
4 HYDROCARBURES ET RÉSUMÉ DES TECHNIQUES D’EXPLOITATION AU QUÉBEC	10
4.1 Formation des hydrocarbures	10
4.2 Types d’hydrocarbures au Québec.....	12
4.3 Exploration, exploitation et transport des divers hydrocarbures	13
4.3.1 Modèle géologique.....	13
4.3.2 Acquisition du droit d’explorer.....	14
4.3.3 Relevé sismique	14
4.3.4 Sondage stratigraphique	15
4.3.5 Exploration et exploitation du pétrole et du gaz naturel	15
4.3.6 Transmission et distribution des hydrocarbures : du lieu d’extraction jusqu’à la raffinerie et de la raffinerie jusqu’à l’utilisateur	23
4.3.7 Traitement des hydrocarbures.....	27
5 DESCRIPTION DES MILIEUX VISÉS PAR L’EXPLOITATION GAZIÈRE ET PÉTROLIÈRE	30

5.1	Caractéristiques biophysiques (géologiques et hydrogéologiques).....	30
5.1.1	Caractéristiques géologiques	30
5.1.2	Caractéristiques hydrogéologiques	33
5.1.3	Caractéristiques hydrographiques	44
5.2	Caractéristiques écologiques (faune, flore et écosystèmes).....	45
•	ARISTIDE À RAMEAUX BASILAIRES	48
•	CAREX FAUX-LUPULINA	48
•	CICINDÈLE VERTE DES PINÈDES	48
•	CHIMAPHILE MACULÉE	48
•	GINSENG À CINQ FOLIOLES	48
•	LIPARIS À FEUILLES DE LIS	48
•	NOYER CENDRÉ	48
•	POLÉMOINE DE VAN BRUNT	48
•	WOODSIE À LOBES ARRONDIT	48
•	CARMANTINE D'AMÉRIQUE	48
•	ARISÈME DRAGON	48
•	FISSIDENT PYGMÉE	48
•	PHÉGOPTÈRE À HEXAGONES	48
•	VERGERETTE DE PROVANCHER	48
5.2.1	Basses terres du Saint-Laurent	52
5.2.2	Anticosti.....	53
5.2.3	Gaspésie et Bas-Saint-Laurent.....	54
5.2.4	Estuaire du Saint-Laurent	54
5.2.5	Golfe du Saint-Laurent et gisement Old Harry	55
6	MILIEU TERRESTRE : ÉTAT DES CONNAISSANCES SUR LES IMPACTS POTENTIELS DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES	59
6.1	Analyse du cycle de vie : évaluation globale des impacts potentiels associés à l'exploration et exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre.....	60
6.1.1	Pétrole conventionnel	61
6.1.2	Gaz naturel conventionnel	62
6.1.3	Gaz de schiste	63
6.1.4	Pétrole de schiste	68
6.2	Émissions atmosphériques	69
6.2.1	Émissions de gaz à effet de serre	69

6.2.2	Émissions pouvant affecter la qualité de l'air	69
6.2.3	Odeurs	73
6.3	Impact potentiel à l'eau.....	75
6.3.1	Prélèvement d'eau	75
6.3.2	Disponibilité de l'eau dans les diverses régions.....	77
6.3.3	Contamination des aquifères souterrains	79
6.3.4	Contamination de l'eau de surface	88
6.4	Impacts potentiels aux sols	89
6.4.1	Sismicité.....	89
6.4.2	Contamination des sols par les boues de forage, les liquides de fracturation et les eaux de reflux.....	91
6.4.3	Impacts associés à un changement de l'utilisation des terres	92
6.5	Impacts potentiels sur la faune et les habitats.....	92
6.6	Impacts potentiels sur les écosystèmes	93
7	MILIEU MARIN : ÉTAT DES CONNAISSANCES SUR LES IMPACTS POTENTIELS DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES.....	94
7.1	Analyse du cycle de vie : évaluation globale des impacts potentiels associés à l'exploration et exploitation des hydrocarbures en milieu marin.....	95
7.1.1	Pétrole conventionnel en milieu marin.....	96
7.1.2	Gaz naturel conventionnel	97
7.2	Émissions atmosphériques.....	98
7.2.1	Émissions de gaz à effet de serre	98
7.2.2	Émissions pouvant affecter la qualité de l'air	98
7.3	Impact à l'eau	99
7.3.1	Quantité d'eau requise.....	99
7.3.2	Contamination de l'eau	99
7.3.3	Turbidité	101
7.3.4	Déversement massif de pétrole	102
7.4	Contamination des sédiments.....	107
7.5	Impact aux écosystèmes.....	107
7.5.1	Impacts associés aux levées sismiques.....	107
7.5.2	Impacts associés aux structures et à la luminosité	108
8	TRANSPORT DES HYDROCARBURES : ÉTATS DES CONNAISSANCES SUR LES IMPACTS POTENTIELS	110
8.1	Pipeline	111

8.1.1	En milieu terrestre.....	111
8.1.2	En milieu marin.....	118
8.2	Transport maritime des hydrocarbures	120
8.3	Wagon-citerne (train).....	123
8.4	Camion-citerne.....	125
8.5	Impacts du transport des hydrocarbures sur les écosystèmes.....	125
9	GAZ À EFFET DE SERRE : ÉTAT DES CONNAISSANCES SUR LES IMPACTS POTENTIELS DE L'EXPLORATION, L'EXPLOITATION ET LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES	126
9.1	Estimation des émissions de gaz à effet de serre associées à l'exploitation des divers hydrocarbures	127
9.1.1	Pétrole conventionnel	127
9.1.2	Gaz naturel conventionnel	129
9.1.3	Gaz de schiste	129
9.1.4	Pétrole de schiste	137
9.1.5	Pétrole conventionnel en milieu marin.....	138
9.1.6	Gaz naturel conventionnel en milieu marin	139
9.2	Estimation de l'augmentation du bilan de gaz à effet de serre du Québec.....	140
9.2.1	Bilan de gaz à effet de serre du Québec.....	140
9.2.2	Estimation de l'augmentation du bilan annuel de GES du Québec.....	140
10	POSSIBILITÉ DE SOUMETTRE LES FORAGES D'HYDROCARBURES À UNE PROCÉDURE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE : ÉTAT DE SITUATION DANS D'AUTRES JURIDICTIONS.....	142
10.1	Situation législative	142
10.1.1	Situation au Québec	142
10.1.2	Situation législative au Canada.....	144
10.1.3	En milieu terrestre dans d'autres provinces canadiennes	145
10.1.4	Situation législative aux États-Unis.....	146
10.1.5	France	148
10.2	Évaluation environnementale associée à l'industrie des hydrocarbures.....	149
11	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	152
11.1	Limitation de la revue de littérature critique	158
11.2	Études proposées afin de combler les lacunes dans les connaissances du chantier environnement.....	158
11.2.1	Basses terres du Saint-Laurent	158
11.2.2	Anticosti.....	160
11.2.3	Gaspésie et Bas-Saint-Laurent.....	162

11.2.4	Estuaire du Saint-Laurent	164
11.2.5	Golfe du Saint-Laurent.....	164
12	RÉFÉRENCES	167
	ANNEXE A : CHRONOLOGIE DE L'EXPLORATION DES HYDROCARBURES AU QUÉBEC.....	182
	ANNEXE B : CARTOGRAPHIQUE DE LA GÉOLOGIE DES DIVERSES RÉGIONS VISÉES PAR L'EXPLORATION DES HYDROCARBURES.	185

Liste des tableaux

Tableau 4-1 : Identification des divers types d'hydrocarbures disponibles au Québec.....	12
Tableau 4-2 : Technique d'extraction présumée aux divers gisements québécois.....	16
Tableau 4-3 : Substances retrouvées dans les boues de forage.	17
Tableau 4-4 : Produits retrouvés dans les liquides de fracturation.	20
Tableau 4-5 : Substances retrouvées dans les eaux de reflux.....	21
Tableau 4-6 : Proportion des moyens de transport utilisés afin de transporter du pétrole brut et du pétrole raffiné aux États-Unis entre 2000 et 2009 (Furchtgott-Roth,2013)	23
Tableau 4-3 : Divers ports québécois et la taille maximale des pétroliers pouvant y être reçus ..	26
Tableau 5-1 : Description sommaire des divers bassins sédimentaires du Québec (Bédard et coll., 2011).....	31
Tableau 5-2 : Strate pressentie pour l'exploitation des hydrocarbures dans les divers bassins sédimentaires du Québec.....	33
Tableau 5-3 : Profondeur approximative des aquifères souterrains	34
Tableau 5-4 : Espèces identifiées par la <i>Loi sur les espèces en péril</i> (Gouvernement du Canada, 2014b) ou par la <i>loi sur les espèces menacées ou vulnérables</i> (Gouvernement du Québec, 2014c)	47
Tableau 6-1 : Résultats portant sur l'évaluation de la qualité de l'air (SNC-Lavalin, 2013).	72
Tableau 6-2 : Évaluation des odeurs (SNC-Lavalin, 2013).	74
Tableau 6-3 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure (Mielke et coll., 2010; Harto et coll, 2013; Jackson et coll., 2014).....	75
Tableau 6-4 : Études portant sur la contamination des aquifères souterrains par la fracturation hydraulique.....	81
Tableau 6-5 : Échelle de Richter	89
Tableau 7-1 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure (basée sur les valeurs pour le milieu terrestre).....	99
Tableau 8-1 : Recensement des accidents et des hydrocarbures déversés par moyen de transport (Furchtgott-Roth, 2013; API, 2009; ITOPF, 2014).....	111
Tableau 8-1 : Sources d'impacts sur la qualité de l'air des pipelines en milieu terrestre.....	112
Tableau 8-2 : Sources d'impacts potentiels sur les aquifères souterrains et les eaux de surface des pipelines en milieu terrestre	114
Tableau 8-3 : Impacts potentiels sur les sols des pipelines en milieu terrestre.....	116
Tableau 8-4 : Impacts potentiels sur la faune et les habitats des pipelines en milieu terrestre..	117
Tableau 8-5 : Impacts potentiels sur les eaux de surface des pipelines en milieu marin	118
Tableau 8-6 : Impacts potentiels sur la faune et aux habitats des pipelines en milieu marin	119
Tableau 8-7 : Impacts potentiels sur la qualité de l'air des pétroliers gaziers	120

Tableau 8-8 : Impacts potentiels du transport maritime sur les eaux de surface.....	120
Tableau 8-9 : Impacts potentiels sur la faune et aux habitats des pétroliers/gaziers	122
Tableau 8-10 : Impacts potentiels sur la qualité de l'air des wagons-citernes	123
Tableau 8-11 : Impacts potentiels sur les aquifères souterrains et les eaux de surface des wagons-citernes.....	123
Tableau 8-12 : Impacts potentiels sur les sols des wagons-citernes.....	124
Tableau 8-13 : Impacts potentiels sur la faune et les habitats des wagons-citernes.....	124
Tableau 9-1 : Potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG ₁₀₀) de quelques substances	126
Tableau 9-2 : Résumé des émissions de GES associées au cycle de vie à l'exploitation des hydrocarbures investigués (système « du puits à l'utilisateur »).....	127
Tableau 9-3 : Études estimant les émissions fugitives de méthane associées à l'exploitation du gaz de schiste.....	130
Tableau 9-4 : Évaluation des émissions fugitives absolues de méthane associées à l'exploitation du gaz de schiste	132
Tableau 9-5 : Évaluation des émissions fugitives absolues et hors scénario de gestion (préproduction)	132
Tableau 9-6 : Bilan de GES du Québec (MDDLCC, 2014h).....	140
Tableau 9-7 : Augmentation du bilan annuel de GES du Québec suite à la mise en place de divers scénarios d'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent (Roy et coll, 2013).....	141
Tableau 10-1 : Recensement des projets visés par une évaluation environnementale comportant une possibilité de consultation du public.....	151
Tableau 11-1 : Résumé des connaissances des techniques présumées d'extraction et des caractéristiques biophysiques et écologiques des régions visées.....	154
Tableau 11-2 : Résumé des connaissances en analyse du cycle de vie et des émissions atmosphériques des régions visées.....	155
Tableau 11-3 : Résumé des connaissances des impacts potentiels à l'eau, aux sols et aux sédiments des régions visées	156
Tableau 11-4 : Résumé des connaissances des impacts potentiels à la faune, aux habitats et aux écosystèmes des régions visées	157

Liste des figures

Figure 2-1 : Positionnement des basses terres du Saint-Laurent.....	4
Figure 2-2 : Positionnement de l'île d'Anticosti, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent	5
Figure 2-3 : Positionnement de l'estuaire du Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent	5
Figure 2-4 : Positionnement du gisement Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent.....	6
Figure 3-1 : Puits pétroliers et gaziers au Québec (tirée de INRS, 2011).	7
Figure 4-1 : Illustration des divers types de gisement d'hydrocarbure en milieu terrestre. (Office national de l'énergie, 2011)	11
Figure 4-2 : Illustration d'un gisement d'hydrocarbure en milieu marin. (Tirée de AECOM, 2010)	11
Figure 4-3 : Permis d'exploration des hydrocarbures au Québec (MERN, 2014b).	14
Figure 4-4 : Illustration de la technique de récupération secondaire du pétrole (API, 2008).	17
Figure 4-5 : Illustration de la technique d'exploitation de gaz de schiste.....	21
Figure 4-6 : Illustration d'une technique d'exploitation du pétrole et du gaz naturel conventionnels en milieu marin. (AECOM, 2010)	22
Figure 4-7 : Réseau de transport et d'alimentation de gaz naturel et de pétrole par pipelines au Québec (Comité des pipelines, 2013).....	25
Figure 4-8 : Types de pétrolier et de gazier (Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 2013).....	26
Figure 4-9 : Illustration des activités d'une raffinerie pétrolière	28
Figure 4-10 : Illustration des activités d'une usine de traitement du gaz naturel	29
Figure 5-1 : Bassins sédimentaires du Québec susceptibles de contenir des hydrocarbures (Bédard et coll, 2011)	30
Figure 5-2 : Colonne stratigraphique simplifiée des divers bassins sédimentaires du Québec (Bédard et coll., 2011; Grundman, 2013; Commission Géologique du Canada, 2010).....	32
Figure 5-3 : Réseau de suivi des eaux souterraines du Québec (MDDLCC, 2014k).....	35
Figure 5-4 : Cartographie des connaissances hydrogéologiques au Québec selon les projets PACES (MDDLCC, 2014c).....	36
Figure 5-5 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains en Montérégie-Est (MDDLCC, 2014f)	37
Figure 5-6 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains en Mauricie (Université du Québec à Trois-Rivières, 2013).....	38
Figure 5-7 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains dans la région de Bécancour (Hydrogéologie Bécancour, 2014).....	39
Figure 5-8 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains dans la Communauté urbaine de Québec (Talbot Poulin et coll., 2013).....	40

Figure 5-9 : Portion de l'île d'Anticosti visée par l'étude limitée de l'hydrogéologie de l'île d'Anticosti sur un axe nord-sud (Peel et coll., 2013).....	41
Figure 5-10 : Localisation des principales zones karstiques et la zone étudiée par Côté et coll. (2006).	42
Figure 5-11 : Cartographie des conditions hydrogéologiques du secteur Haldimand près de Gaspé (Raynauld et coll., 2014).....	43
Figure 5-12 : Courant annuel simulé (vecteur) et variabilité des courants (dégradé de bleu). (Bourgault et coll. 2014).....	44
Figure 5-13 : Aires protégées du Québec (MDDELCC, 2014e).	45
Figure 5-14 : Zone de recensement des milieux humides pour les secteurs visés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures (Ducks unlimited, 2014)	46
Figure 5-15 : Zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent (Pêches et océans Canada, 2007).	46
Figure 5-16 : Portrait des composantes environnementales dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013).....	57
Figure 6-1 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du pétrole conventionnel extrait en milieu terrestre (système « du puits à la pompe »).....	62
Figure 6-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz naturel conventionnel extrait en milieu terrestre (système « du puits à l'utilisateur »)	63
Figure 6-3 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz de schiste (système « du puits à la résidence »)	64
Figure 6-4 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape d'exploration du gaz de schiste.....	65
Figure 6-5 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de développement/projet pilote du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).....	66
Figure 6-6 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de production du gaz de schiste.....	67
Figure 6-7 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de distribution/transmission du gaz de schiste.....	68
Figure 6-8 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (193,5 L/s) sur la valeur du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel (Cyr et coll, 2013)	78
Figure 6-9 : Interaction potentielle entre un puits à fracturation et une faille souterraine naturelle (Léonard, 2014).....	80
Figure 6-10 : Interaction potentielle entre un puits à fracturation et une faille souterraine naturelle (Nowamooz et coll., 2013).....	84
Figure 6-11 : Concentration (mg/L) de méthane dans les aquifères souterrains (Pinti et coll., 2014).....	86
Figure 6-12 : Activités sismiques au Québec entre 1985 et 2010 (Bédard et coll, 2011)	90

Figure 7-1 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du pétrole conventionnel extrait en milieu marin (système « du puits à la pompe »).....	96
Figure 7-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz naturel conventionnel extrait en milieu marin (système « du puits à l'utilisateur »)	97
Figure 7-3 : Concentration de plomb et de benzène simulé sur une période de 28 jours suite aux émissions d'eaux usées d'une plateforme pétrolière. (Zhao, 2012).....	101
Figure 7-3 : Devenir des contaminants pétroliers suite à la réponse à l'accident sur la plateforme <i>Deepwater Horizon</i> dans le golfe du Mexique. (Lee, 2011) (« other oil ») représente le pétrole restant à la surface).....	103
Figure 7-4 : Modélisation de la dispersion de contaminants passifs suite à un déversement à Old Harry (gauche; Déversement durant 1 journée (a-b), 10 jours (c-d) et 100 jours (e-f) selon les conditions au : (a) 30 avril, (b) 15 octobre, (c) 7 mai, (d) 8 octobre, (e) 20 février et (f) 16 juillet 2012) et rappel des conditions hydrographiques moyennes (haut droite) ainsi que de l'emplacement des zones d'importances écologiques et biologiques (bas droite) dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent.	105
Figure 8-1 : Résultats de simulations de la concentration de composés retrouvés dans l'essence dans les eaux souterraines situées à une distance de 50, 100 et 150 m suite à une fuite due à une perforation de 20 mm dans la paroi d'un pipeline (Citro et coll., 2012).....	115
Figure 8-2 : Index du risque environnemental suite à un déversement de pétrole brut dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent (WSP Canada Inc, 2014)	121
Figure 9-1 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole conventionnel (système « du puits à la pompe »).....	128
Figure 9-2 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel conventionnel (système « du puits à l'utilisateur »).	129
Figure 9-3 : Résultats de l'étude comparative des émissions fugitives de Brandt et coll. (2014); les valeurs à droite de la ligne pointillée sont plus élevées que les estimations du US EPA (2013), les valeurs à gauche de cette ligne pointillée sont plus faibles que ces estimations.....	134
Figure 9-4 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du gaz de schiste (système « du puits à l'utilisateur »).	135
Figure 9-5 : Proportion des puits présentant un problème de pressurisation interne (« sustained casing pressure » (SCP)) en fonction de l'âge du puits.....	136
Figure 9-6 : GES du cycle de vie du gaz de schiste (basé sur le résultat moyen de Roy et coll. (2013)) selon trois scénarios d'émissions fugitives post-fermeture (faible, moyen et élevé) (Roy et coll. 2015)	137
Figure 9-7 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole de schiste (système « du puits à la pompe »).....	138
Figure 9-8 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole conventionnel en milieu marin (système « du puits à la pompe »).	139

Liste des abréviations et sigles

ACEE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACV	Analyse du cycle de vie
AIE	Agence internationale de l'énergie
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CAPP	<i>Canadian Association of Petroleum Producers</i>
EES	Évaluation environnementale stratégique
EIE	Étude d'impact environnemental
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
HFC	Hydrofluorocarbone
MDDEFP	Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
MDDELCC	Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques
MTBE	Methyl <i>tert</i> -butyl ether
ONE	Office national de l'énergie
ONG	Organisation non gouvernementale
PFC	Perfluorocarbone
PRG ₁₀₀	Le potentiel de réchauffement global sur 100 ans
USDOS	<i>United States Department Of State</i>
US EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>

1 Introduction

Le gouvernement du Québec souhaite approfondir ses connaissances sur la mise en valeur des ressources hydrocarbures du Québec dans le cadre d'une évaluation environnementale stratégique (ÉES) globale. Cette ÉES est subdivisée en cinq chantiers distincts : l'environnement, la société, l'économie, le transport et les aspects techniques.

L'objectif général du chantier environnemental de l'étude environnementale stratégique du ministère est d'évaluer les conséquences environnementales potentielles de la mise en valeur des hydrocarbures (exploration et exploitation) incluant leur transport, notamment sur la qualité de l'eau, de l'air, du sol, du milieu marin du Saint-Laurent, sur les écosystèmes et sur les émissions globales de gaz à effet de serre (GES).

Dans ce contexte, le gouvernement a mandaté le CIRAIQ afin qu'il réalise une revue de littérature des connaissances, des conséquences environnementales et des mesures d'atténuation potentielles, de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures au Québec, autant en milieu marin qu'en milieu terrestre, ainsi qu'aux enjeux reliés au transport et aux infrastructures liés à ces activités.

Cette revue de littérature s'inscrit comme un jalon important dans le cadre de l'ÉES globale portant sur les hydrocarbures.

En ce sens, l'objectif spécifique de ce rapport est de :

Objectif de l'étude :

Réaliser une revue de littérature critique couvrant l'ensemble des connaissances disponibles sur les enjeux environnementaux des travaux d'exploration et d'exploitation et du transport des hydrocarbures au Québec, autant en milieu marin qu'en milieu terrestre, afin d'établir des constats sur la qualité des informations disponibles et d'identifier les connaissances manquantes à acquérir pour que le gouvernement mène à bien l'ÉES.

Plus particulièrement, cette revue de littérature permettra de :

- 1) Colliger les informations en ce qui a trait aux impacts potentiels inhérents aux différentes technologies utilisées, notamment la fracturation hydraulique, et aux mesures mises en œuvre afin d'adapter celles-ci à la capacité de support des différents milieux récepteurs (c'est-à-dire, les milieux dans lesquels les activités reliées au développement des hydrocarbures ont lieu);
- 2) Faire ressortir de la littérature, lorsque possible, les moyens de réduction de ces impacts potentiels afin qu'ils soient « acceptables », voire éliminés.

La revue de littérature effectuée alimentera les connaissances sur les aspects environnementaux dans le cadre de l'ÉES.

Ce rapport est subdivisé en onze sections distinctes :

1. Introduction
2. Mise en contexte : plan d'action sur les hydrocarbures;
3. Bref historique de l'exploration gazière et pétrolière au Québec;
4. Hydrocarbures et résumé des techniques d'exploitation des hydrocarbures au Québec;
5. Description des milieux visés par l'exploration gazière et pétrolière;
6. Milieu terrestre : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures
7. Milieu marin : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures
8. Transport des hydrocarbures : état des connaissances sur les impacts potentiels
9. Gaz à effet de serre : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures;
10. Possibilité de soumettre les forages d'hydrocarbures à une procédure d'évaluation environnementale : état de situation dans d'autres juridictions;
11. Conclusions et perspective

Note :

Ce document vise à colliger, analyser, critiquer et résumer l'ensemble d'une vaste littérature portant sur l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures. En ce sens, ce document ne se substitue pas à l'ensemble des documents originaux consultés.

Il est également à noter que le présent rapport s'avère une évaluation des connaissances acquises au moment de la réalisation de cette étude; connaissances pouvant changer en fonction des nouvelles observations ou interprétations associées à une industrie complexe et en rapide évolution.

2 Mise en contexte : plan d'action sur les hydrocarbures

Cette section résume le plan d'action du gouvernement du Québec (MERN, 2014), en ce qui a trait à l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures sur le territoire Québécois. Cette section présente également les différentes régions visées par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

2.1 Résumé du plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures

Le plan d'action stipule que le gouvernement est favorable au développement de la filière des hydrocarbures, mais stipule également que la sécurité des personnes doit être assurée et l'environnement protégé. Le gouvernement est prêt à s'engager dans cette filière en procédant par étape et en toute transparence avec la population québécoise. En ce sens, le gouvernement cherche à/recherche :

- Assurer un approvisionnement stable et à prix compétitif du pétrole et du gaz naturel;
- Poursuivre l'acquisition de connaissances scientifiques quant à l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures;
- L'acceptabilité sociale;
- Protéger l'eau potable;
- Réduire les risques associés au transport des hydrocarbures;
- Faire adopter les meilleures pratiques industrielles;
- Collaborer avec le gouvernement fédéral.

Le gouvernement a :

- Publié un Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection
- Reconduit les dispositions de la Loi sur les activités pétrolières et gazières et reporter la hausse des droits annuels;

Le gouvernement entend :

- Moderniser l'encadrement législatif et réglementaire;
- Encadrer et contrôler l'exploitation des hydrocarbures;
- Poursuivre les interdictions dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent.

Le gouvernement a également annoncé la tenue de deux ÉES :

- Globale sur les hydrocarbures ;
- Spécifique à l'île d'Anticosti.

Le présent rapport s'inscrit dans le cadre de la tenue de ces ÉES.

2.2 Localisation des diverses régions visées par le plan d'action

L'ÉES globale sur les hydrocarbures, telle qu'annoncée dans le plan d'action, vise quatre régions terrestres et deux régions marines au Québec soient :

Régions terrestres :

- Basses terres du Saint-Laurent; voir Figure 2-1
- L'île d'Anticosti; voir Figure 2-2
- La Gaspésie; voir Figure 2-2
- Le Bas-Saint-Laurent; voir Figure 2-2

Régions marines :

- L'estuaire du Saint-Laurent; voir Figure 2-3
- Le golfe du Saint-Laurent (voir Figure 2-3) : une attention particulière sera portée au prospect Old Harry (voir Figure 2-4)

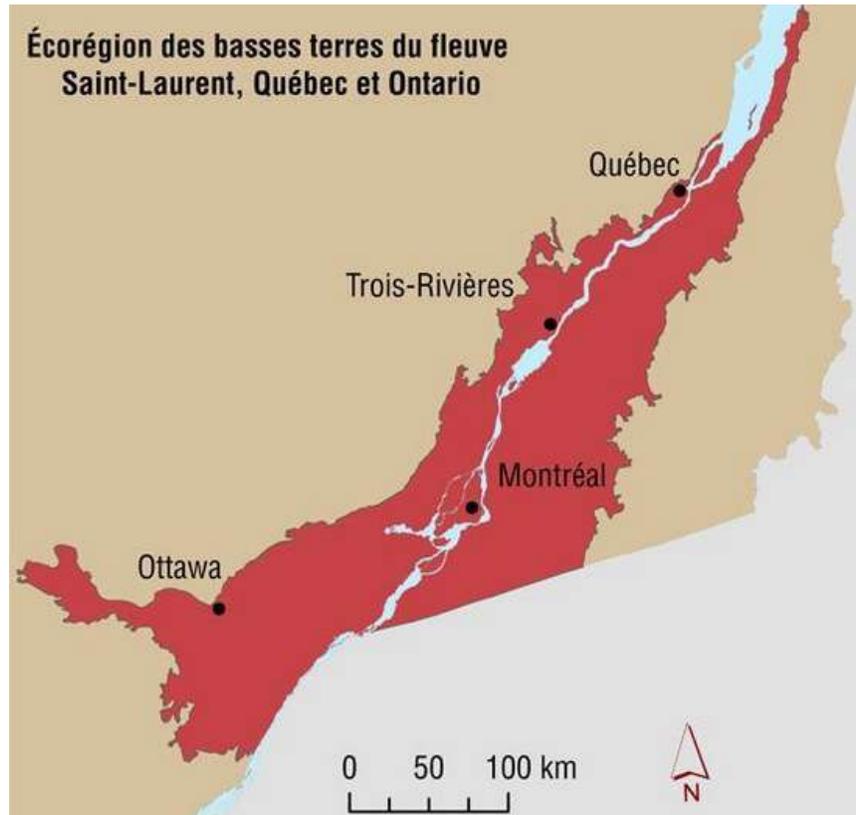


Figure 2-1 : Positionnement des basses terres du Saint-Laurent¹

¹ Tirée de <http://www.statcan.gc.ca/pub/11-402-x/2012000/chap/geo/geo02-fra.htm>

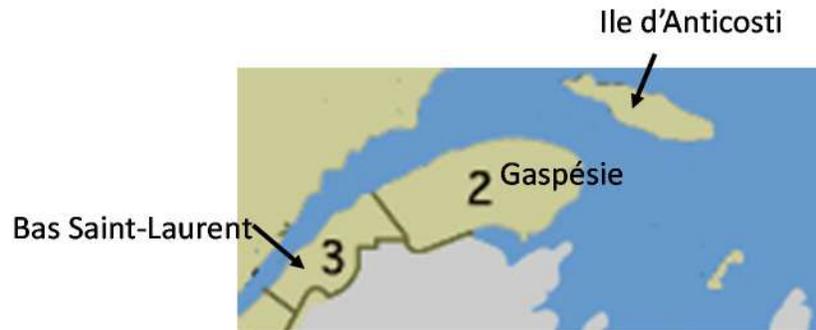


Figure 2-2 : Positionnement de l'île d'Anticosti, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent²



Figure 2-3 : Positionnement de l'estuaire du Saint-Laurent et du golfe du Saint-Laurent³

² Tirée de http://socialsciences.lbpsb.qc.ca/geographie_314/cartes_geo_314.htm

³ Tirée de <http://www.strategiessl.qc.ca/le-saint-laurent/geographie>

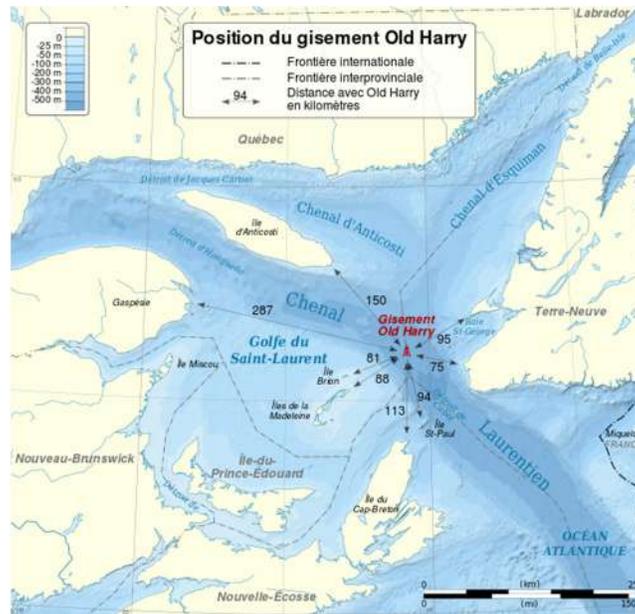


Figure 2-4 : Positionnement du gisement Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent⁴.

⁴ Tirée de http://fr.wikipedia.org/wiki/Gisement_Old_Harry#mediaviewer/File:Old_Harry_oil_field_location_map-fr.svg

3 Bref historique de l'exploitation gazière et pétrolière au Québec

Cette section présente un portrait rapide de l'exploration et de l'exploitation gazière et pétrolière passée et actuelle au Québec.

3.1 Portrait de la situation actuelle au Québec

La Figure 3-1 recense les divers puits pétrolier et gazier qui ont été forés au Québec depuis 1850. Il est à noter qu'aucun gisement d'hydrocarbures n'est en cours de production au Québec, mais qu'environ 400 permis de recherche sont en vigueur sur le territoire québécois. Ces permis de recherche sont partagés par une trentaine de titulaires et couvrent une superficie d'environ 71 700 km² (Gouvernement du Québec, 2014).

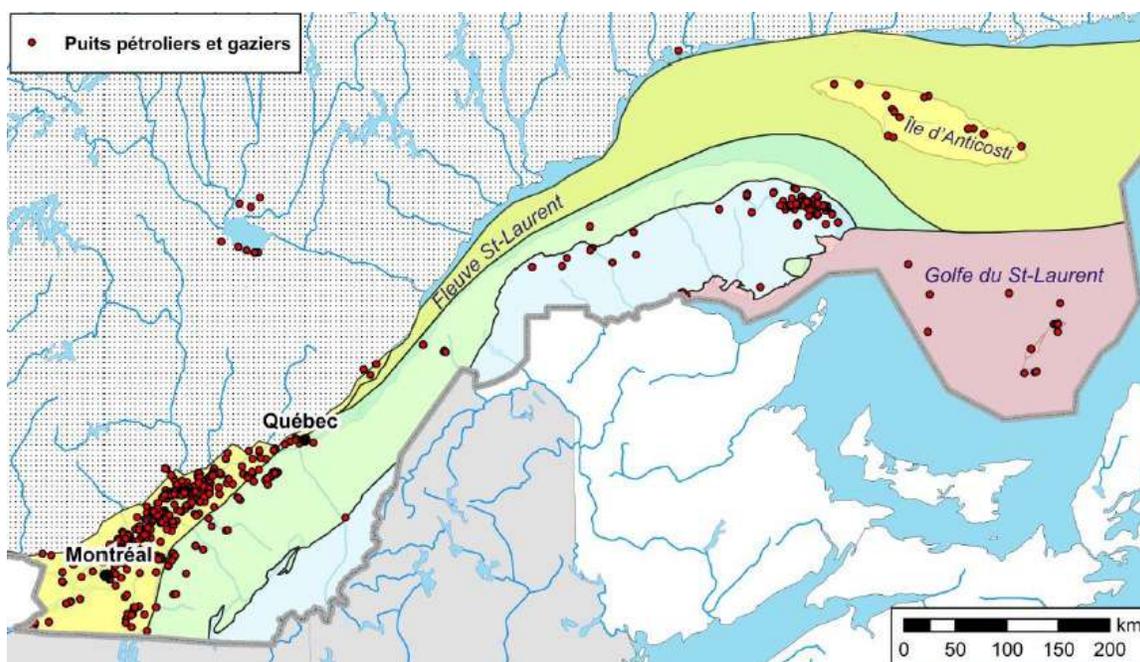


Figure 3-1 : Puits pétroliers et gaziers au Québec (tirée de INRS, 2011).

Dans l'histoire plus récente :

- Deux gisements de gaz naturel conventionnel ont déjà été exploités : il s'agit des gisements de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, convertis depuis en réservoirs de stockage de gaz naturel.
- Une production gazière dans le secteur de Galt en Gaspésie a eu lieu, mais cette production est suspendue depuis 2005.
- Une production pétrolière dans le gisement Haldimand en Gaspésie a eu lieu, mais cette production est suspendue depuis 2013.
- Entre 28 et 31 puits d'explorations de gaz de schiste (selon la source bibliographique), à faible taux de fracturation, ont été forés entre 2006 et 2010 dans les basses terres du Saint-Laurent.

Au total, 810 puits pétroliers et gaziers ont été forés, à ce jour (2014), sur le territoire québécois (Gouvernement du Québec, 2014) :

- 589 dans la région géologique des basses terres du Saint-Laurent;
- 181 dans la région géologique de la Gaspésie;
- 19 dans la région géologique d'Anticosti et de l'estuaire du Saint-Laurent;
- 6 dans la région géologique du Bas-Saint-Laurent;
- 3 dans la région géologique du golfe du Saint-Laurent;
- 12 puits ailleurs sur le territoire québécois.

3.2 Histoire de l'exploration et l'exploitation gazière et pétrolière au Québec de 1840 à 2014

Cette sous-section présente l'historique de l'exploitation gazière et pétrolière au Québec. Cet historique peut être divisé en quatre grandes époques. Le détail de la chronologie qui a permis d'identifier ces tendances est présenté à l'Annexe A.

Les sous-sections suivantes ont été élaborées en fonction de divers documents trouvés dans la littérature : (Association pétrolière et gazière du Québec, 2014), (Bourque, P-A., 2004), (Municipalité de l'Île d'Anticosti, 2013), (Junex, 2013), (Fasken Martineau, 2011), (Bourque, P-A. et coll., 2004) et (Radio-Canada, 2013).

3.2.1 Les balbutiements de l'exploration gazière et pétrolière au Québec : 1840-1960

Les événements ponctuant les 120 premières années de l'exploration gazière et pétrolière au Québec sont peu nombreux. Le premier jalon important de cette période peut être lié aux travaux scientifiques de William Edmond Logan ; un géologue montréalais dont les travaux ont abouti à une importante carte géologique du Québec.

Jusqu'en 1950, l'exploration était alors orientée vers la recherche de réservoirs conventionnels de gaz naturel ou de pétrole. Toutefois, la faible productivité des puits conventionnels s'avérera un frein important à l'exploration gazière et pétrolière au Québec; certaines compagnies importantes de l'époque, chargée de l'exploration, faisant alors faillite (p.ex. la Petroleum Oil Trust).

3.2.2 Le second souffle de l'exploration gazière et pétrolière au Québec : 1960-2000

Le second souffle de l'exploration gazière et pétrolière au Québec provient des avancées technologiques réalisées dans les années 1960; l'exploration des puits conventionnels est délaissée au profit de l'exploration dans les sédiments meubles. Ce nouvel intérêt permettra la découverte en 1954 du gisement Pointe-du-Lac dans les basses terres du Saint-Laurent; site qui sera exploité de 1965 à 1976. L'exploration prend alors de l'ampleur alors que les puits d'exploration se multiplient; 110 puits seront forés en 15 ans dans la région des basses terres du Saint-Laurent alors qu'il n'y en avait eu que 42 en plus de 100 ans.

Ce nouvel engouement marque également le début de l'exploration pétrolière et gazière ailleurs au Québec; un premier sondage géologique est effectué à Anticosti et Hydro-Québec est chargé d'effectuer des travaux exploratoires dans le golfe et dans l'estuaire du Saint-Laurent.

Toutefois, cette période voit également la création de la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP); une société d'État créée afin d'explorer la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol québécois dans le but d'assurer l'indépendance énergétique du Québec.

Au final, toutefois, l'enthousiasme pour l'exploration pétrolière et gazière au Québec s'essouffle à la fin des années 90 alors que le potentiel commercialisable des hydrocarbures du Québec est évalué comme étant faible. Les droits d'exploration sont finalement retirés à la SOQUIP et sont transférés à une nouvelle division d'Hydro-Québec alors que la SOQUIP se trouve sous la tutelle de la Société Générale de financement (SGF).

3.2.3 L'exploration gazière et pétrolière au Québec stimulée par l'arrivée de nouvelles techniques d'extraction : 2000-2010

Dans les années 2000, l'exploration s'étend aux réservoirs associés aux dolomies hydrothermales dans les calcaires de la plateforme des basses terres du Saint-Laurent (groupes de Black River et de Trenton) et de l'île d'Anticosti. Cette nouvelle vague d'exploration trouve sa genèse dans l'état de New York et dans l'État du Michigan aux États-Unis de même qu'en Ontario alors que des roches équivalentes à celles trouvées au Québec produisaient du gaz naturel et/ou du pétrole léger.

De plus, alors que l'exploration gazière et pétrolière était affaire d'État lors de la seconde période (1960-2000), la phase subséquente sera plutôt menée par l'entreprise privée et sera stimulée par le raffinement de techniques d'extraction telle que la fracturation hydraulique permettant d'exploiter des gisements préalablement jugés comme étant non commercialisables. La fracturation hydraulique est une technique d'exploitation des gaz de schiste développée dans les années 1980 et appliquée dans le Nord-est américain. Cette technique, peu employée au départ, jumelée au forage horizontal a permis, particulièrement, aux États-Unis, de rendre les gisements de shale économiquement attrayant au milieu des années 2000. Cette utilisation à plus grande échelle coïncide avec l'intérêt renouvelé de certaines compagnies gazières d'évaluer le potentiel gazier dans les basses terres du Saint-Laurent.

Parallèlement, le gisement Haldimand, un gisement de pétrole où des techniques conventionnelles ont été utilisées, est découvert près de Gaspé. La compagnie Pétrolia commence les travaux d'exploration un an après la découverte du gisement.

3.2.4 L'avenir de l'exploration gazière et pétrolière au Québec : 2010- présent

Malgré un historique d'exploration de près de 150 ans, cette période souligne particulièrement le manque de connaissances publiques et techniques (particulièrement la fracturation hydraulique) sur l'exploitation des hydrocarbures; alimentant du même coup la méfiance de diverses parties prenantes et menant à l'arrêt de l'exploration pétrolière et gazière pour faire place à une série d'évaluations environnementales stratégiques, couvrant l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent ainsi que les basses terres du Saint-Laurent. Ces ÉES cherchent à rendre compte des conséquences environnementales, sociales et économiques de l'exploration gazière et pétrolière au Québec qui détermineront l'avenir de cette dernière.

4 Hydrocarbures et résumé des techniques d'exploitation au Québec

Cette section s'attarde à décrire succinctement divers éléments associés aux différentes techniques mises en œuvre lors de la phase d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures afin de permettre une lecture plus adéquate de l'analyse bibliographique développée par la suite.

4.1 Formation des hydrocarbures

Le gaz naturel et le pétrole sont des hydrocarbures contenus, à l'état naturel, dans des roches poreuses enfouies sous la surface. Les hydrocarbures ont été formés à partir de la matière organique. Cette matière est dite organique puisqu'elle provient d'animaux et de végétaux morts et décomposés. Les hydrocarbures sont confinés dans des roches bien particulières.

Dans le cas des réservoirs gaziers ou pétroliers conventionnels, les hydrocarbures migrent pendant des centaines de millions d'années de leur emplacement original (la roche-mère) jusqu'à ce qu'ils croisent une roche plus poreuse et perméable qui permettra aux hydrocarbures de migrer « plus rapidement » vers un endroit quelconque. Un piège stratigraphique ou structural empêchera la migration de poursuivre son cours et les hydrocarbures s'accumuleront à de plus grands volumes dans cette roche hôte poreuse et perméable. Un puits vertical est généralement suffisant pour récupérer les hydrocarbures des réservoirs conventionnels.

Les shales sont formés principalement de grains variant de 0,06 à 2 microns dits « argiles ». Certains shales renferment une quantité de matières organiques préservées (principalement des algues microscopiques) qui, sous l'action de l'élévation de la température et du temps, due à l'enfouissement progressif des sédiments, se transforment en kérogène et ensuite en hydrocarbures sous forme de pétrole et de gaz naturel. Du fait de leur faible perméabilité, les shales riches en matière organique libèrent difficilement leur contenu en hydrocarbures, et ce, sur des millions et même des centaines de millions d'années. Ainsi, ces roches sont à la fois roches-mères, roches-réservoirs (si elles sont friables) et roches-couvertures, ce qui explique pourquoi de tels gisements sont considérés comme des sources « non conventionnelles » d'hydrocarbures.

La Figure 4-1 illustre les divers types de gisements pétroliers et gaziers en milieu terrestre.

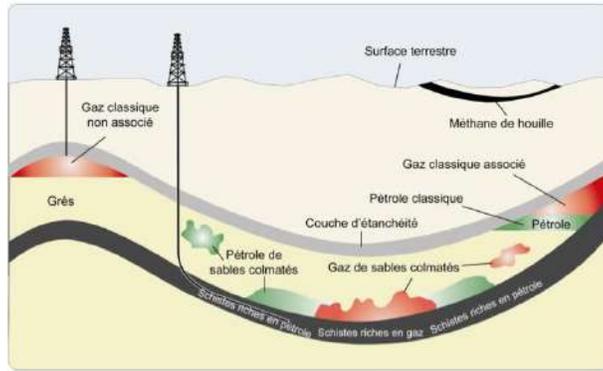


Figure 4-1 : Illustration des divers types de gisement d'hydrocarbure en milieu terrestre. (Office national de l'énergie, 2011)

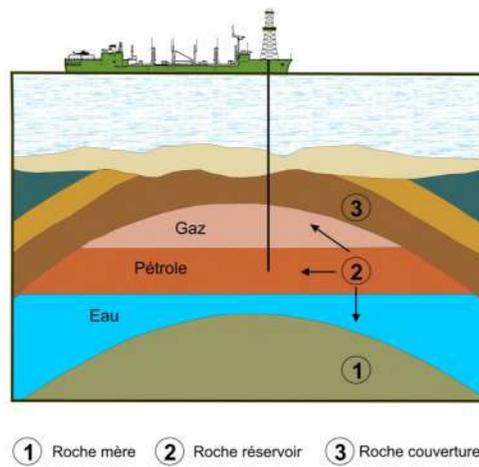


Figure 4-2 : Illustration d'un gisement d'hydrocarbure en milieu marin. (Tirée de AECOM, 2010)

4.2 Types d'hydrocarbures au Québec

Comme présenté à la section **Error! Reference source not found.**, le Québec possède un certain potentiel en termes de ressources pétrolières et gazières. Le Tableau 4-1 effectue un survol des diverses ressources pétrolières et gazières disponibles au Québec.

Tableau 4-1 : Identification des divers types d'hydrocarbures disponibles au Québec

Région	Type d'hydrocarbure potentiellement extrait	Commentaires
Milieu terrestre		
les Basses Terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste, possibilité du pétrole de schiste	Les connaissances actuelles (intimement liées aux divers puits exploratoires) indiquent que la porosité du shale d'Utica est trop faible pour une exploitation conventionnelle. Selon les analyses en carbone organique totale (COT), le shale serait constitué à près de 100% de gaz naturel (Hissein, 2011). Toutefois, certains puits exploratoires ont également produit une faible quantité de pétrole de schiste (Duhamel, 2010).
	Gaz naturel conventionnel	Des gisements de gaz naturel ont été découverts et exploités par le passé dans les basses terres du Saint-Laurent (voir section 3.2.2)
Île d'Anticosti	Possibilité de pétrole de schiste et de gaz de schiste	Contrairement aux basses terres du Saint-Laurent, les réserves pétrolières et gazières de l'île d'Anticosti <u>demeurent théoriques</u> : un rapport destiné à Pétrolia (Sproule, 2011) stipule qu'il est prématuré de spéculer sur la présence ou l'absence de pétrole récupérable sur l'île. Pour le moment, l'exploration pétrolière et gazière viserait le shale de Macasty qui comprendrait du pétrole de schiste (RNC, 2014) et potentiellement du gaz de schiste (Drolet, 2014).
	Possibilité de pétrole et de gaz naturel conventionnels	Des efforts d'exploration ont permis de mettre en évidence une roche mère qui comporterait un potentiel en pétrolier et en gaz naturel vers le sud-ouest de l'île là où la maturité thermique est plus forte.
Gaspésie	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel Possibilité de pétrole et de gaz de schiste ⁵	Cette région est historiquement reconnue pour contenir du pétrole et/ou du gaz naturel conventionnels (voir section 3). Pour le moment, trois gisements sont visés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures : le gisement Haldiman, le gisement Bourque et le gisement Galt (Forums sur les hydrocarbures Gaspésie Îles-de-la-Madeleine, 2013; Shields, 2013). Les informations disponibles quant à la nature des hydrocarbures sont nébuleuses : Pétrolia nie vouloir requérir à

⁵ Bien que Pétrolia indique que des techniques conventionnelles seront utilisées, certains documents de la compagnie font état de « fracturation hydraulique » à Haldimand remettant potentiellement en cause le type d'hydrocarbure présent dans le sous-sol. (Radio-Canada, 2012; Gélinas, 2011)

		des techniques d'extraction non conventionnelle (Radio-Canada, 2012; Gélinas, 2011)). Le Gouvernement du Québec (2014b) stipule que la région offre autant de cibles d'exploration traditionnelles que non traditionnelles.
Bas-Saint-Laurent	Possibilité de pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel Possibilité de pétrole et de gaz de schiste	Des analyses de carbone organique total (COT) présentent des indices de la présence de pétrole et de gaz naturel dans la région du Bas-Saint-Laurent (Commission géologique du Canada, 2010). Toutefois, la nature de ces hydrocarbures (conventionnelle ou non conventionnelle) demeure indéterminée.
Milieu marin		
l'estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Les données sismiques sont de très mauvaises qualités et ne permettent pas d'évaluer adéquatement le potentiel de ce territoire (Hydro-Québec, 2002). Il existerait toutefois, minimalement, du gaz naturel dans cette région suite à l'observation de nombreux événements d'où le gaz naturel s'échappe (St-Onge et coll., 2011).
le golfe du Saint-Laurent incluant les îles de la Madeleine	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Le secteur du golfe du Saint-Laurent (incluant Old Harry) est souvent associé à la présence de pétrole, mais du gaz naturel s'y trouve également : certaines sections pourraient renfermer du pétrole, ou du gaz naturel, ou les deux, rendant ainsi les activités d'exploration pour ces deux hydrocarbures indissociables (Duhamel, 2010).
le prospect Old Harry	gaz naturel conventionnel	

4.3 Exploration, exploitation et transport des divers hydrocarbures

La recherche de carburants fossiles est un long processus, risqué financièrement, particulièrement en milieu marin. Le caractère commercial d'une découverte de pétrole ou de gaz naturel est généralement hypothétique et la période nécessaire entre le début de l'exploration et l'exploitation de la ressource peut être de dix à douze ans (Genivar, 2013).

En ce sens, l'objectif de cette section est de donner un aperçu des différentes étapes associées aux étapes du cycle de vie des hydrocarbures. On compte généralement les étapes suivantes :

- Modèle géologique;
- Acquisition du droit d'explorer;
- Relevé sismique;
- Sondage stratigraphique;
- Extraction du pétrole et/ou du gaz naturel;
- Transmission du pétrole et/ou du gaz naturel;
- Traitement du pétrole et/ou du gaz naturel pour atteindre les spécifications des distributeurs;
- Distribution du pétrole et/ou du gaz naturel de la raffinerie jusqu'à l'utilisateur.

Les sous-sections suivantes résument ces différentes étapes.

4.3.1 *Modèle géologique*

La création du modèle géologique consiste à représenter la cible d'exploration de manière théorique. En principe, toute recherche de matières premières (gaz ou minéraux par exemple) débute avec un tel modèle (van Durme et coll., 2012).

L'équipe dédiée de l'industrie sélectionne une cible d'exploration, en se basant sur des éléments connus, tels que (van Durme et coll., 2012) :

- un emplacement situé à proximité d'un gisement connu ;
- la connaissance théorique qu'un certain type de formation géologique présente des conditions favorables ;
- une nouvelle technologie, telle que le forage horizontal jumelé à la fracturation hydraulique à grand volume ;
- une interprétation nouvelle des données géologiques (ex. l'Utica ressemble au Barnett).

Les travaux requis à cette étape sont des travaux de nature géologique ne nécessitant aucune intervention sur le terrain (van Durme et coll., 2012). Ils incluent la révision et l'interprétation de données et de cartes, les lectures et les compilations, le tout en vue de trouver un environnement et un emplacement favorable (van Durme et coll., 2012).

4.3.2 Acquisition du droit d'explorer

Une fois la cible sélectionnée, l'entreprise gazière ou pétrolière acquiert le droit d'explorer du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles (c.-à-d.. permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains) soit par une demande de permis et le paiement des droits, soit par l'achat d'un droit existant ou encore par la création d'une *coentreprise* avec un partenaire possédant de tels droits. Les travaux requis à cette étape sont des travaux de nature administrative (van Durme et coll., 2012).

Environ 400 permis de recherche sont actuellement en vigueur sur le territoire québécois. Ces permis de recherche sont partagés par une trentaine de titulaires et couvrent une superficie d'environ 71 700 km² (Gouvernement du Québec, 2014). La Figure 4-3 répertorie les divers droits d'exploration des hydrocarbures sur le territoire québécois.

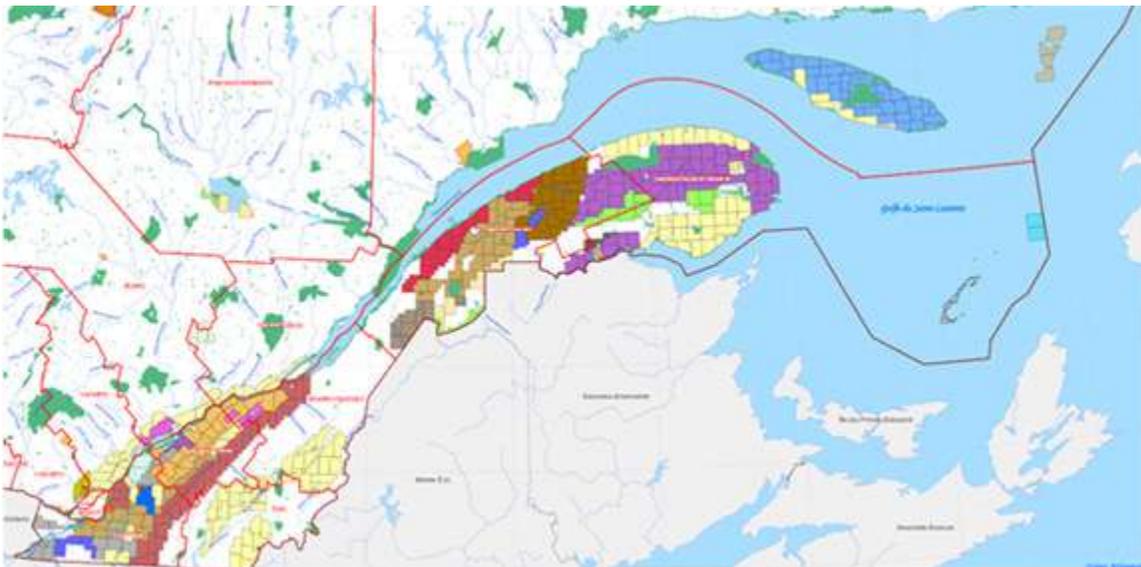


Figure 4-3 : Permis d'exploration des hydrocarbures au Québec (MERN, 2014b).

4.3.3 Relevé sismique

Les relevés sismiques sont utilisés pour établir les modèles régionaux de formation des gisements pétroliers et gaziers.

Avant de procéder à la réalisation de levés sismiques dans une région encore peu explorée, il s'avère parfois utile de réaliser un levé aérien. Les principaux levés aériens sont de type magnétique ou gravimétrique. Ces levés permettent de visualiser les principaux éléments structuraux en sous-surface, facilitant ainsi l'emplacement des lignes sismiques.

En milieu terrestre, les relevés sismiques sont généralement effectués par l'une des deux méthodes suivantes (van Durme et coll., 2012) : celle utilisant des explosifs ou celle faisant appel à des camions vibreurs. La méthode utilisant des explosifs nécessite l'ouverture de layons sismiques sur le terrain. La méthode requérant les camions vibreurs utilise généralement les routes existantes. Il est considéré que dans les basses terres du Saint-Laurent, environ 50 % des levés sismiques pourront se faire sur les routes et le reste sera réalisé sur des lignes coupées en utilisant des explosifs pour générer les ondes sismiques (van Durme et coll., 2012).

En milieu marin, les levés sismiques permettent d'obtenir, à partir de la surface de la mer, des profils continus permettant d'imager en coupe les dépôts de surface et les formations rocheuses sous-jacentes (AECOM, 2010; Genivar, 2013). En exploration pétrolière et gazière, leur mise en œuvre vise essentiellement deux objectifs, soit d'obtenir une imagerie sismique des strates géologiques (sismostratigraphie) pour y découvrir des gisements d'hydrocarbures et de déterminer, préalablement au forage et à l'implantation d'ouvrages en mer, les contraintes géotechniques et les risques environnementaux. Pour ce faire, plusieurs appareils d'acoustique marine peuvent être utilisés; le plus répandu demeure les canons à air (AECOM, 2010; Genivar, 2013).

4.3.4 Sondage stratigraphique

Un sondage stratigraphique consiste en un prélèvement d'échantillons (c.-à-d. carotte) de roches allant de la surface jusqu'au gisement visé. L'opération du sondage est effectuée à l'aide d'un équipement de forage minier.

L'analyse de ces divers échantillons a pour objectif de déterminer la nature des hydrocarbures et/ou la richesse en hydrocarbures que contiennent les divers gisements. Ces sondages permettent alors de recueillir des informations permettant de sélectionner une technique d'extraction appropriée.

4.3.5 Exploration et exploitation du pétrole et du gaz naturel

Il existe plusieurs techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures ; la technique sélectionnée dépend avant tout du type d'hydrocarbure à extraire et du milieu duquel ils seront extraits. Le Tableau 4-2 présente les techniques d'extraction présumées aux divers gisements québécois.

Tableau 4-2 : Technique d'extraction présumée aux divers gisements québécois.

Région	Type d'hydrocarbure potentiellement extrait	Technique d'extraction présumée
Milieu terrestre		
Basses terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste, possibilité du pétrole de schiste	Forage horizontal et fracturation hydraulique
	Gaz naturel conventionnel	Extraction « classique » du gaz naturel conventionnel
Anticosti	Possibilité de pétrole de schiste et de gaz de schiste	Forage horizontal et fracturation hydraulique
	Possibilité de pétrole et de gaz naturel conventionnels	Extraction « classique » du gaz naturel conventionnel
Gaspésie	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Extraction « classique » du gaz naturel conventionnel et du pétrole conventionnel
	Pétrole de schiste et/ou gaz de schiste	Forage horizontal et fracturation hydraulique
Bas-Saint-Laurent	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Extraction « classique » du gaz naturel conventionnel et du pétrole conventionnel
	Pétrole de schiste et/ou gaz de schiste	Forage horizontal et fracturation hydraulique
Milieu marin		
l'estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Extraction du gaz et du pétrole conventionnel en milieu marin
le golfe du Saint-Laurent incluant les îles de la Madeleine	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Extraction du gaz et du pétrole conventionnel en milieu marin
le gisement Old Harry	Pétrole conventionnel et/ou gaz naturel conventionnel	Extraction du gaz et du pétrole conventionnel en milieu marin

Les sous-sections suivantes détaillent les diverses techniques d'extraction des hydrocarbures potentiellement disponibles (c.-à-d.. pétrole et gaz naturel conventionnels ainsi que du gaz et pétrole de schiste) au Québec.

4.3.5.1 Pétrole conventionnel : Extraction « classique »

Afin d'extraire le pétrole conventionnel d'un réservoir poreux ou perméable, une série de puits doivent être forés. Le forage nécessite des boues de forages qui permettent le bon fonctionnement de la foreuse en permettant, entre autres, son refroidissement. La composition des boues de forages varie considérablement, mais inclut généralement de l'eau et divers composés synthétiques. Ces boues de forage sont récupérées pour ensuite être traitées à la fin des travaux. Le Tableau 4-3 présente les substances les plus fréquemment utilisées dans les boues de forage (Roy et coll. (2013)). Il est toutefois à noter que cette composition est sujette à changement et qu'il n'y a pas de recette spécifiquement déterminée.

Tableau 4-3 : Substances retrouvées dans les boues de forage.

Substances	Substances
Eau	Aqua Star
Barite	Bleach NaOCl
Calcium Carbonate	TKPP
Bentonite	Lignite
Sawdust	MF RIGMATE TM
MF-VIS-TM	MF Silfloc
Limestone	Bicarbonate soda
MF STAR TM	Soda ASH
MF-PAC-R TM	Sil Soap
Potassium Silicate	Magnafloc 24
Calcium nitrate	BIOCIDE
Caustic soda	Drillpac LV/HV polymer
HYPERD...AF247RD	SAAP
DefoamX	

Une fois le puits foré, des tuyaux en acier sont insérés dans le puits. Une fois en place, du ciment est coulé afin d'enduire les tuyaux sur leur surface externe afin d'empêcher une contamination du sol ou des aquifères en cas de rupture du tuyau.

Au départ, le pétrole remonte des profondeurs jusqu'à la surface uniquement par différence de pression. Après un certain temps, un système de pompage permettra de remonter le pétrole jusqu'à la surface. Ce type d'extraction permet de récupérer entre 10 et 15 % du pétrole dans le réservoir (MDM Energy INC, 2007; API, 2008).

Afin d'augmenter la quantité de pétrole extrait du réservoir, de l'eau peut être injectée dans celui-ci. Il s'agit de la technique de récupération secondaire la plus commune et la plus efficace. L'eau injectée dans le réservoir sert à renouveler l'énergie originale dans le puits de pompage. L'injection de l'eau permettra de déplacer le pétrole restant vers le puits de pompage. Cette technique permet d'extraire 15 à 20 % de pétrole de plus, laissant encore une quantité non négligeable de pétrole en place dans le réservoir (API, 2008).

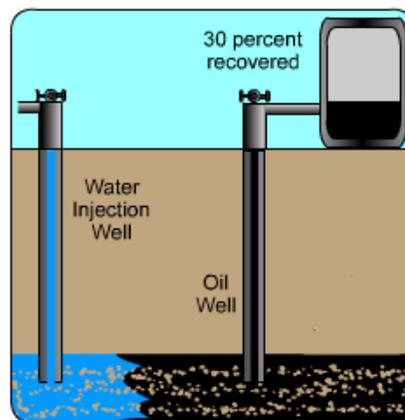


Figure 4-4 : Illustration de la technique de récupération secondaire du pétrole (API, 2008).

Afin d'extraire une quantité supplémentaire de pétrole, diverses techniques additionnelles peuvent être requises (API, 2008) :

- **Récupération thermique** : l'injection de vapeur augmente la circulation du pétrole. De plus, l'augmentation de la pression suite à l'injection de vapeur pousse le pétrole vers le puits de pompage.

- **Injection de gaz miscibles et immiscibles** : les gaz miscibles, tels le dioxyde de carbone, le propane, le méthane et d'autres gaz, peuvent se dissoudre dans le pétrole et ainsi permettre de diminuer la viscosité du pétrole et d'en augmenter la circulation dans le réservoir. Les gaz immiscibles permettent d'augmenter la pression dans le réservoir et de pousser le pétrole vers le puits de pompage.
- **Injection de substance chimique** : l'injection de polymères solubles permet d'augmenter la pression dans le réservoir permettant ainsi une remontée accrue du pétrole vers la surface.

Ces techniques additionnelles permettent d'extraire approximativement 30% de pétrole supplémentaire. Ainsi au final, près de 55 à 65 % (primaire : 10 à 15 %, secondaire : 15 à 20 % et tertiaire : 30% supplémentaire) du pétrole dans le gisement sera extrait (API 2008).

Il est à noter qu'un site d'exploration ou d'exploitation du pétrole conventionnel est équipé d'une torchère pour des raisons de sécurité (en brûlant l'excédent potentiel de gaz naturel) ou pour se débarrasser du gaz naturel associé si le site n'est pas muni d'infrastructures pour le capter.

4.3.5.2 Extraction « classique » du gaz naturel conventionnel

Le gaz naturel conventionnel est régulièrement extrait sous forme associée (avec du pétrole). Ainsi, il est normal que l'extraction du gaz naturel conventionnel suive des procédures similaires à l'extraction du pétrole conventionnel.

Par conséquent, pour extraire le gaz naturel conventionnel, qu'il soit associé ou non à du pétrole, une série de puits doivent être forés. Le forage nécessite les mêmes boues de forages qui doivent être traitées à la fin des travaux.

Une fois le puits foré, des tuyaux en acier sont insérés dans le puits. Une fois en places, du ciment est coulé afin d'enduire la surface externe. Au départ, le gaz naturel remonte à la surface uniquement par différence de pression. Après un certain temps, un système de pompage permettra de faire remonter le gaz naturel jusqu'à la surface.

Ce type de site est également équipé d'une torchère pour des raisons de sécurité ou pour se débarrasser du gaz naturel si le site n'est pas muni d'infrastructures pour le capter (p.ex. essai de production en phase d'exploration).

4.3.5.3 Extraction du gaz et du pétrole de schiste en milieu terrestre : fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique a pour objectif de briser le shale qui est une roche poreuse renfermant potentiellement du gaz naturel et/ou du pétrole.

Pour ce faire, l'extraction du gaz de schiste nécessite le forage d'un puits vertical. Ce puits sera foré jusqu'à une certaine profondeur appelée « kickoff point ». Cette profondeur est généralement de plusieurs kilomètres sous la surface (Canadian Association of Petroleum Producers, 2014). Le forage nécessite aussi des boues de forages qui doivent être traitées à la fin des travaux.

Lorsque la foreuse rencontre un aquifère⁶ souterrain, la foreuse est ramenée à la surface et un tuyau est inséré dans le puits. Ce dernier sera recouvert de ciment afin de minimiser, voire empêcher, la contamination de l'aquifère.

À partir du « kickoff point », le forage du puits s'incurve jusqu'à la rencontre d'une formation de *shale*. Le puits est alors étendu horizontalement sur une distance pouvant aller de 3 à 5 km (Canadian Association of Petroleum Producers, 2014).

En général, des tuyaux en acier sont placés tout au long du puits et sont enduits de ciment sur la surface externe. Il faudra alors perforer ce tubage avant de pouvoir fracturer la roche. Un canon à perforation est introduit. Suite à l'induction d'un courant électrique, les charges du canon sont activées, détruisant localement le tuyau, l'enveloppe de béton et une partie de la formation de shale (van Durme et coll., 2012).

Par la suite, un grand volume de liquide de fracturation (contenant approximativement 90 % d'eau, 9,5 % de sable et 0,5 % d'additifs chimiques) est pompé sous pression dans le puits afin de créer des fissures dans la formation de shale (van Durme et coll., 2012). Le sable a pour fonction d'empêcher que les fractures formées ne se referment. Le Tableau 4-4 présente la composition des fluides de fracturation telle que considérée par Roy et coll. (2013) (basé sur des données de l'industrie) lors de l'évaluation environnementale stratégique portant sur les gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent. Il est toutefois à noter que cette composition est sujette à changement et qu'il n'y a, encore une fois, pas de recette fixe.

⁶ Un aquifère est une formation géologique ou une roche, suffisamment poreuse et/ou fissurée et perméable, pour contenir une nappe d'eau souterraine mobilisable (d'après www.larousse.fr)

Tableau 4-4 : Produits retrouvés dans les liquides de fracturation.

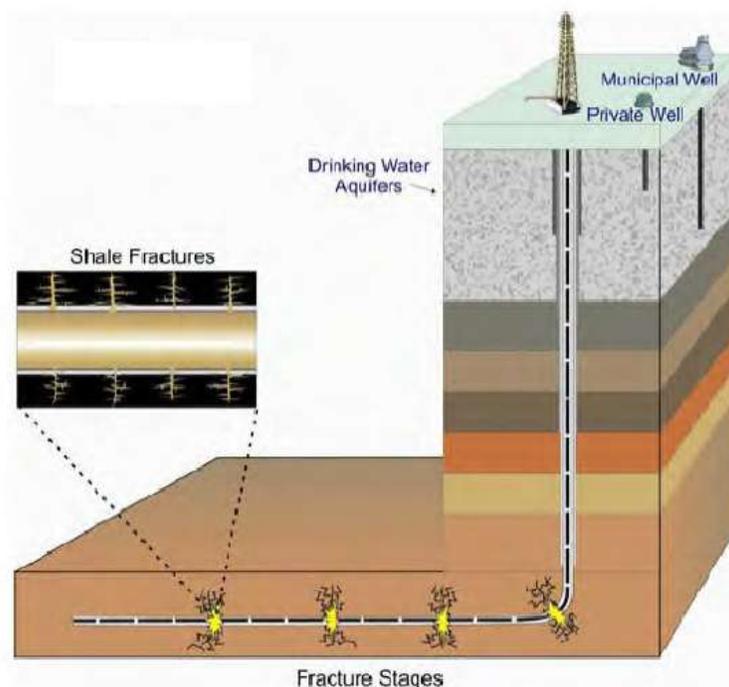
Substance	Proportion	Commentaire
Eau	90 %	
Sable	9.5 %	
Additif pour acide	Au total 0.5 %	Dérivée de sulfonate de benzène (7-13%), dipropylène glycol (15-40%), Acides benzènesulphonique dérivés alkylés C10-C16 (15-40%)
Agent émulsifiant		
Agent séquestrant du fer		Nitritotriacétate de sodium monohydrate
Anti-émulsifiant		Persulfate de sodium (60-100%), Hypochlorite de sodium (10-15%), Méthanol (1-5%), isopropanol (60-100%), alcool éthoxylé ramifié (1-5%), Triéthanolamine (40-70%), diéthanolamine (5-10%), huile minérale (60-100%)
Biocide		Dibromo-3-nitropropionamide
Controlleur de pH		Méthanol (5-10%), carbonate de potassium (10-30%)
Dissoudre les carbonates		Additifs (spearhead)
Fluide de stimulation		Hypochlorite de sodium >7% de chlore (10-15%), chlore (1-6%), Eau (88-98%), hydroxide de sodium (2-5%), isopropanol (0.1-1%)
Gélifiant		Huile basse toxicité
Inhibiteur de corrosion		1,2,4-Triméthylbenzene (0.1-1%), Formaldéhyde (5-10%), méthanol (0.1-1%), isopropanol (10-30%), naphthalène (1-5%), alcool propargylique (1-5%), éthyl octynol (1-5%), huile de Tall acide (5-10%), solvant naphtha (aromatique lourd) (10-30%), huile de Tall d'acides gras (5-10%), alkylphenols oxyalkylés (10-30%), dérivés quaternaires de quinoline (5-10%), 2-propyne-1-ol (<1%), méthanol (30-60%), polymère de thiourée (10-30%), huile de Tall acide (10-30%), alcool éthoxylé (C14-C15), alcool propargylique (5-10%), alcènes, >10 alpha - (1-5%)
Inhibiteur de tartre		Formaldéhyde (0.1-1%), acide acétique (1-5%), méthanol (10-30%), éthanolamine (1-5%), chlorure d'ammonium (1-5%)
Réducteur de friction		Distillats de pétrole (C9-C16), Copolymère d'acrylamide (10-30%), esters d'acides gras (1-5%)
Réticulaire		méthanol (70-90%), propanol (7-13%), complexe de zirconium (7-13%)
Stabilisateur d'argile		1-3-Propanediaminium -2-substitué, -hexaalkyl-, di halogénure (30-60%)
Stimulateur de reflux		Isopropanol (10-20%), d-limonène (10-30%), prolylène glycol (5-15%), triéthylène glycol (8-16%), alcool éthoxylé (10-30%), huile de ricin éthoxylé (10-30%)
Surfactant		isopropanol (10-30%), chlorure d'ammonium triméthylrique d'octadécyle (15-40%), xylène sulfonate de sodium (15-40%), isopropanol (60-100%), ethers de glycol (non-spécifié) (7-13%), naphta (7-13%), méthanol (10-30%), 2-butoxy éthanol (3-7%), nonyl phénol éthoxylé (10-30%), acide acétique (10-30%), complexe polyamines (10-30%), cocamido propyl bétaine (10-30%) Propane-2-ol (15-40%), chlorure d'mmonium triméthylrique d'octadécyle (60-70%), N,N-diméthyle- octadécylamine (<2%), 1-octadécylamine, N, N-diméthyle-hydrochlorure (1:1) (<2%)
Surfactant pétrolier	Terpène, Alcool, alkoxyate d'alkyle	
Agent acidifiant	acide chlorhydrique (5-28%), méthanol (0.5%-1.5%), isopropanol (0.5-1.5%), acide formique (1-5%), butyl cellosolve (1-5%), butyl cellosolve (1-5%), naphta (aromatique lourd)	

Le gaz de schiste monte à la surface uniquement par différence de pression. Après un certain temps, la pression dans le puits diminuera. Sous la pression du gaz, une fraction des liquides de fracturation injectée remontera à la surface. Suite à son contact avec les profondeurs, sa composition sera toutefois modifiée. Le Tableau 4-5 présente la composition de l'eau de reflux telle que considéré par Roy et coll. (2013) (basé sur des données de l'industrie) lors de l'évaluation environnementale stratégique portant sur les gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent. Il est toutefois à noter que cette composition est sujette à des variations intrinsèques.

Tableau 4-5 : Substances retrouvées dans les eaux de reflux.

Substances	Substances
Eau	Nitrite-nitrate
Azote ammoniacal (N)	Phénols non-chlorés*
Azote total Kjeldahl	Phénol chloré
Arsenic	Potassium
Barium	Sodium
Bore	Sulfates
Calcium	Solides en suspension
Chlorure	Cyanure total
Cuivre	Phosphore total
Étain	Sulfure total
Fer	Zinc
Fluorures	Solides dissous totaux
Plomb	Toluène
Magnésium	Hydrocarbure C10-50
Nickel	

Il est à noter qu'un site d'exploration ou d'exploitation du gaz de schiste ou de pétrole de schiste est équipé d'une torchère pour des raisons de sécurité ou pour se débarrasser du gaz de schiste (non associé ou associé à du pétrole de schiste) si le site n'est pas muni d'infrastructures pour le capter (p.ex. essai de production en phase d'exploration). La Figure 4-5 illustre la technique d'exploitation du gaz de schiste.

Figure 4-5 : Illustration de la technique d'exploitation de gaz de schiste.⁷

⁷ Tirée de : <http://geospatial.blogs.com/geospatial/2011/01/shale-gas-congress-and-water.html>

4.3.5.4 Extraction du gaz et du pétrole conventionnel en milieu marin

Les informations explicitées dans cette section proviennent de l'évaluation environnementale stratégique visant l'estuaire (AECOM, 2010) et le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013).

Les forages exploratoires sont habituellement réalisés au moyen de navires de forage à positionnement dynamique et de deux types de plateformes semi-submersibles selon la profondeur d'eau, soit celle à lignes tendues pour les profondeurs d'eau inférieures à 500 m ou celle à positionnement dynamique, obtenu au moyen de propulseurs d'étrave, pour les profondeurs d'eau plus grandes que 500 m.

L'exploitation des hydrocarbures requiert différentes étapes soient : l'installation des équipements, les forages de développement, la mise en service, la production, le transport jusqu'à la côte ou jusqu'à un port et la remise en état initial du site de production au terme de l'exploitation.

Plusieurs types d'installations sont utilisés pour les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin : une jetée, une barge, une plateforme pétrolière fixe, une plateforme pétrolière autoélévatrice, une plateforme semi-submersible ou un navire de production. La Figure 4-6 présente un exemple d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin.

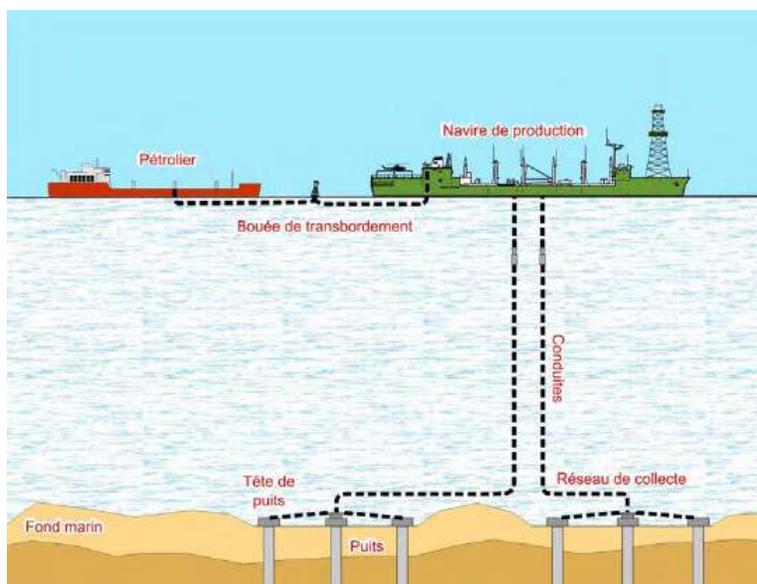


Figure 4-6 : Illustration d'une technique d'exploitation du pétrole et du gaz naturel conventionnels en milieu marin. (AECOM, 2010)

L'avenue généralement utilisée est la plateforme pétrolière et gazière; une construction marine fixe, flottante ou mobile qui supporte principalement les dispositifs nécessaires aux forages d'exploration et d'extraction du pétrole ou du gaz naturel ainsi que des équipements destinés à l'hébergement des travailleurs. Certaines plateformes permettent également de traiter le pétrole extrait de façon à ce qu'il soit plus facile à transporter et à exploiter.

Le forage se déroule en sections de diamètres décroissants. Une fois les sections supérieures du puits forées, un gainage de protection (tubage) est introduit et l'espace entre le tubage et les parois du puits est rempli de béton. La production consiste à faire remonter par le puits foré les hydrocarbures contenus dans un réservoir sous-marin vers l'unité de production. Elle est suivie

d'un prétraitement qui consiste à séparer les fluides extraits du puits en phase d'huile et de gaz et de les conditionner pour le transport.

Les intrants et les extrants aux installations (produits chimiques, diesel, pièces d'équipement, consommables, nourriture, déchets, pièces usées et autres) sont transportés par des navires de support, alors que les déplacements du personnel se font par hélicoptère. Selon la réglementation internationale, un navire de sécurité doit toujours être de garde près des installations pour évacuer le personnel ou pour intervenir en cas d'accidents (Department of trade and industry, 2001).

La production de pétrole et de gaz naturel peut être transportée vers la terre, soit par pipeline ou par navire pétrolier, tout dépendant de la distance à parcourir vers le site de raffinage côtier. Le chargement des pétroliers nécessite des infrastructures d'entreposage et de chargement.

À la fin des activités, les installations sont démantelées et les têtes de puits fermées de manière sécuritaire pour empêcher toute fuite pouvant perturber l'environnement.

4.3.6 Transmission et distribution des hydrocarbures : du lieu d'extraction jusqu'à la raffinerie et de la raffinerie jusqu'à l'utilisateur

La littérature fait état de quatre moyens importants pour le transport des hydrocarbures (Furchtgott-Roth, 2013) :

- Pipeline
- Transport maritime (pétrolier et gazier)
- Wagon-citerne (train)
- Camion-citerne

Plusieurs de ces moyens de transport peuvent être utilisés parallèlement ou en succession afin de transporter le pétrole et le gaz naturel bruts du site d'extraction jusqu'à la raffinerie ainsi que de la raffinerie jusqu'à l'utilisateur.

Le Tableau 4-6 présente un aperçu, basé sur des statistiques américaines, des moyens de transport utilisés afin de transporter du pétrole brut et du pétrole raffiné. Il est à noter que les valeurs rapportées sont sujettes à des variations des pratiques dans le temps. Toutefois, ce tableau permet d'illustrer les tendances en termes de transport des hydrocarbures; à savoir que les pipelines et le transport maritime représentent la plus large part des moyens de transport.

Tableau 4-6 : Proportion des moyens de transport utilisés afin de transporter du pétrole brut et du pétrole raffiné aux États-Unis entre 2000 et 2009 (Furchtgott-Roth,2013)

	Pipeline	Transport maritime	Wagon-citerne	Camion-citerne
Transport du pétrole brut	80 %	19 %	≈0 %	1 %
Transport du pétrole raffiné	63 %	26 %	4 %	7 %

Les sous-sections suivantes décrivent succinctement ces divers moyens de transport avec une emphase sur les pipelines puisqu'il s'agit du moyen de transport privilégié pour transporter le pétrole brut et le pétrole raffiné.

4.3.6.1 Pipeline

Les pipelines sont un mode de transport permettant le transport de produits gazeux, liquides ou solides. Les pipelines prennent le nom d'oléoduc ou gazoduc selon qu'ils transportent respectivement des hydrocarbures liquides (essentiellement le pétrole) ou du gaz naturel.

Un réseau de transport par pipeline est composé de canalisations et d'ouvrages connexes interreliés au moyen de vannes, régulateurs, événements, compteurs, etc. Une fois extrait, l'hydrocarbure passe d'abord par une station de compression qui élève la pression à des valeurs de service. Il est ensuite envoyé dans la canalisation de transport vers la destination voulue. Toutefois, à cause du frottement (friction interne) entre la paroi intérieure de la canalisation et le fluide, la pression diminue graduellement et l'écoulement du fluide ralentit dans le pipeline. Cette diminution de pression correspond à la perte de charge. C'est pourquoi les réseaux de pipelines sont toujours munis de stations de pompage relais qui sont en réalité des stations de compression, plus ou moins nombreuses selon la configuration du terrain traversé (montagne, vallée ou plaine). Leur rôle est de maintenir une pression suffisante dans la canalisation et la vitesse du fluide à des niveaux acceptables.

La littérature sur la construction et l'exploitation de pipeline relève souvent plusieurs avantages liés au transport d'hydrocarbures par pipelines, qui sont souvent liés au fait que le pipeline est enterré (Liu, 2013; Ultramar, 2006) :

- Le pipeline permet de traverser des environnements hostiles ou des terrains accidentés beaucoup plus facilement.
- Le coût de transport est plus faible que par la route ou la voie ferrée. De plus, le transport n'est pas affecté par l'achalandage des réseaux routiers.
- L'intensité énergétique, exprimée en quantité d'énergie nécessaire pour transporter une masse sur une distance donnée (par exemple en kWh.kg⁻¹.km⁻¹) est plus faible par pipeline que pour les autres modes de transport (camion, train ou bateau).
- Les trains et camions causent une pollution sonore et de l'air supérieure aux pipelines et sont une source importante d'émission de gaz à effet de serre.
- Les pipelines étant principalement enterrés, ils causent généralement moins de dommages au milieu environnant.
- Le pipeline est moins affecté par les conditions climatiques, car la plupart sont enterrés.
- Le risque d'attaque terroriste est très faible, car les pipelines sont plus difficilement accessibles et ne peuvent pas être détournés pour servir d'arme.

Ces avantages sont cependant nuancés par certains détracteurs de ce type de transport, le transport par pipeline possédant aussi quelques inconvénients :

- Sur de faibles distances, le transport par train ou par camion est généralement plus rentable (Ressources naturelles Canada, 2013).
- Le transport des produits pétroliers par pipeline est dépendant d'une seule installation. En cas de petites fuites ou lors d'accidents ou de problèmes sur la ligne, il n'est pas possible de changer de parcours, comme le permettraient les autres moyens de transport. Une fois la capacité maximale du pipeline atteinte, il est en outre difficile d'y augmenter la quantité de produits transportés sans recourir à de coûteux travaux.
- Le transport par tranches nécessite une coordination poussée entre l'opérateur et les clients pour optimiser les installations et éviter la contamination des produits. L'achalandage du réseau de transport peut donc aussi être contraignant pour le pipeline.

- Dans des régions éloignées et non alimentées par le réseau électrique, les installations de pompage peuvent être alimentées par du gaz naturel ou de l'essence, ce qui est source d'émission de gaz à effet de serre.
- Les déversements (petites fuites ou lors d'accidents) sont une source de pollution importante, d'autant plus s'ils ont lieu dans des zones difficiles d'accès où le nettoyage peut être laborieux. Ils sont par ailleurs identifiés moins rapidement que lors du transport par train ou par camion.

La Figure 4-7 présente le réseau actuel de pipelines au Québec. Il peut être intéressant de noter qu'actuellement le Bas-Saint-Laurent, la Gaspésie et l'île d'Anticosti ne sont pas desservis par un réseau de pipelines.

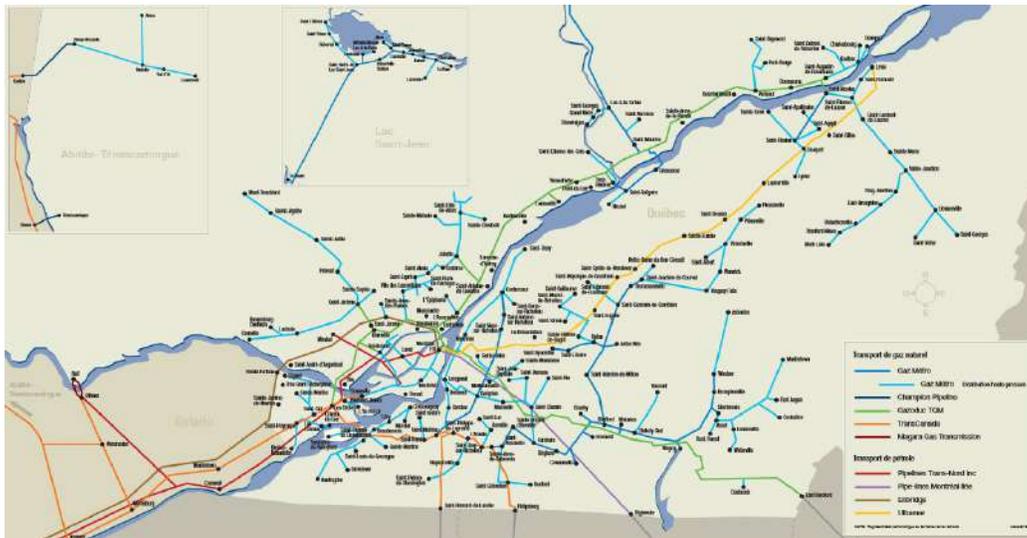


Figure 4-7 : Réseau de transport et d'alimentation de gaz naturel et de pétrole par pipelines au Québec (Comité des pipelines, 2013).

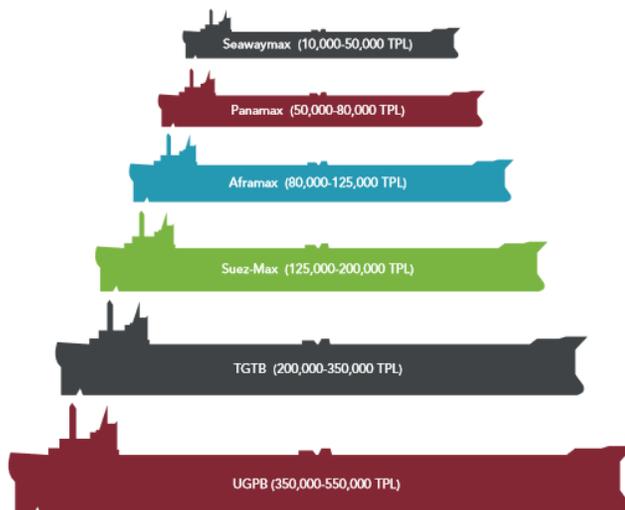
4.3.6.2 Transport maritime

Les pétroliers ont fait du pétrole brut le produit faisant le plus l'objet d'échanges commerciaux dans le monde. Ces navires transportent quotidiennement du pétrole brut, et d'autres produits pétroliers, dans presque tous les ports du monde. Au Canada, les pétroliers constituent un lien privilégié avec les acheteurs et les fournisseurs étrangers. Chaque année, 80 millions de tonnes (586,4 millions de barils) de pétrole sont expédiées à partir des côtes est et ouest du Canada (Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 2013). À ces exportations, s'ajoutent près de 25 millions de tonnes (données de 2010) de pétrole brut importé au Canada (Statistique Canada, 2014).

Les méthaniers transportent du gaz naturel sous forme liquide, de manière à augmenter les volumes de gaz transportés. Une fois sous forme liquide (et maintenu dans cet état), le gaz naturel peut être transporté comme du pétrole. Afin de liquéfier le gaz naturel, il doit être refroidi à -160°C dans une usine de liquéfaction.

Il existe différentes catégories de pétroliers, dont les Panamax, les Aframax, les Suezmax et les très gros transporteurs de brut (TGTB). Les plus gros pétroliers sont appelés « ultragros porteurs

de brut » (UGPB); ils peuvent mesurer jusqu'à un demi-kilomètre de long et sont parmi les plus gros navires jamais construits. La Figure 4-8 présente les divers types de pétroliers disponibles.



Nota : 1 tonne égale 7,33 barils/La tonne de port en lourd (TPL) correspond à la charge totale d'un navire, incluant notamment la cargaison, le ballast et l'équipage.

Figure 4-8 : Types de pétrolier et de gazier (Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 2013).

Le Tableau 4-7 présente divers ports québécois d'importance et la taille maximale des pétroliers pouvant y être reçus.

Tableau 4-7 : Divers ports québécois et la taille maximale des pétroliers pouvant y être reçus

Ports	Taille maximale des pétroliers
Québec	Suezmax
Montréal	Panamax
Voie maritime du Saint-Laurent	Seawaymax

4.3.6.3 Wagon-citerne

Le Canada possède le troisième réseau ferroviaire au monde et se place au quatrième rang mondial sur le plan de volumes de biens transportés par rail. Le transport d'hydrocarbures n'est pas une nouveauté pour les chemins de fer canadiens, qui ont une longue tradition de transport de pétrole brut, de produits pétroliers et d'autres matières dangereuses à travers le Canada (Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 2013).

Toutefois, le réseau ferroviaire est considéré comme un complément, et non un remplacement au réseau de pipelines. En effet, bien que le transport ferroviaire soit généralement plus coûteux que le transport par pipeline, sa capacité à répondre rapidement à la demande le rend attrayant pour les expéditeurs qui cherchent à tirer parti de la dynamique changeante des marchés. Le chemin de fer représente aussi une alternative économique viable à la construction de pipelines pour accéder à des marchés petits ou à créneaux.

La littérature relève plusieurs avantages liés au transport de produits pétroliers par wagon-citerne (Canadian Association of Petroleum Producers, 2014c) :

- Vitesse pour atteindre un marché: un train voyage en moyenne à une vitesse de 28 km/h et un terminal de débarquement peut être construit en moins de 12 mois.
- Flexibilité : les chemins de fer sont déjà en place pour de multiples destinations en Amérique du Nord
- Utilisation de diluant : aucun ou une infime quantité de diluant est nécessaire au transport du pétrole brut par train
- Mise à l'échelle : les producteurs ont de la flexibilité afin d'ajuster les volumes transportés par train.
- Intégrité du produit : le pétrole au point d'origine ne peut être mélangé avec d'autres produits pétroliers de diverses qualités lors du transport.
- Coût : un terminal de train peut coûter entre 30 et 50 millions de dollars et est rentabilité sur une période estimée de 5 ans ou moins.

Il est à noter qu'à l'heure actuelle, le réseau ferroviaire n'est pas utilisé pour le transport du gaz naturel, à l'exception des gaz naturels liquides que sont le propane et le butane.

4.3.6.4 Camion-citerne

Tout comme le réseau ferroviaire, le camion-citerne est considéré comme un complément, et non un remplacement du réseau de pipelines. Le camion-citerne sert plutôt à desservir les diverses stations-service du Québec soit à partir de dépôts intermédiaires ou directement des raffineries (Malépart et coll., 2001). Les camions-citernes sont donc utilisés afin de transporter les hydrocarbures sur de, relativement, petites distances.

4.3.7 Traitement des hydrocarbures

Une fois extrait le pétrole et le gaz naturel bruts doivent être traités afin d'en éliminer les impuretés et/ou de séparer les divers composants ayant une valeur économique afin de se conformer aux exigences (en terme de composition) des différents distributeurs. Le pétrole brut est généralement traité dans une raffinerie alors que le gaz naturel est traité dans une usine de traitement. L'intensité du traitement dépend de la qualité du pétrole brut et du gaz naturel « brut » : le gaz naturel et le pétrole conventionnels possédant une composition différente des formes non conventionnelles.

La Figure 4-9 schématise les activités d'une raffinerie pétrolière.

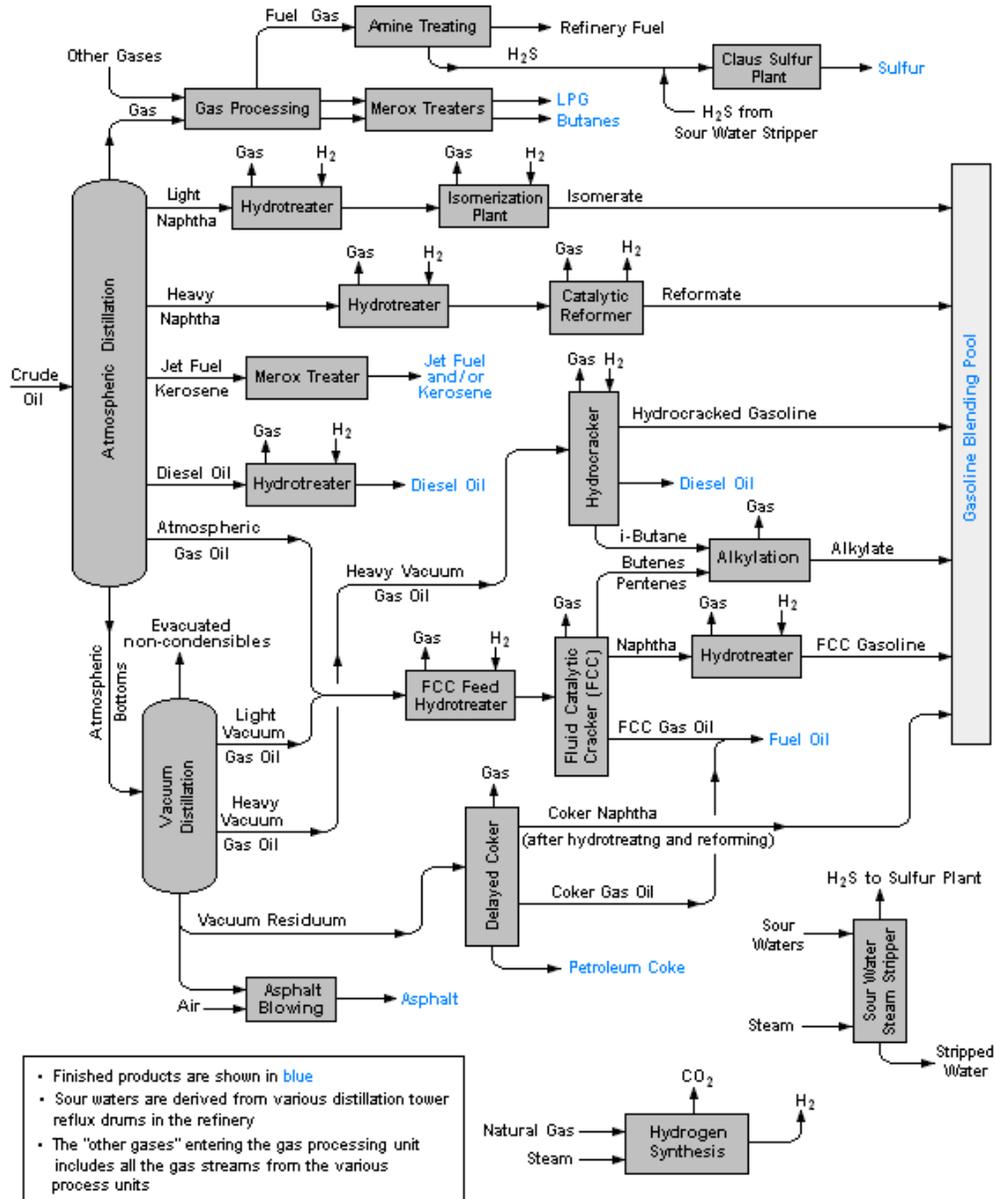


Figure 4-9 : Illustration des activités d'une raffinerie pétrolière

La Figure 4-10 schématise les activités d'une usine de traitement du gaz naturel.

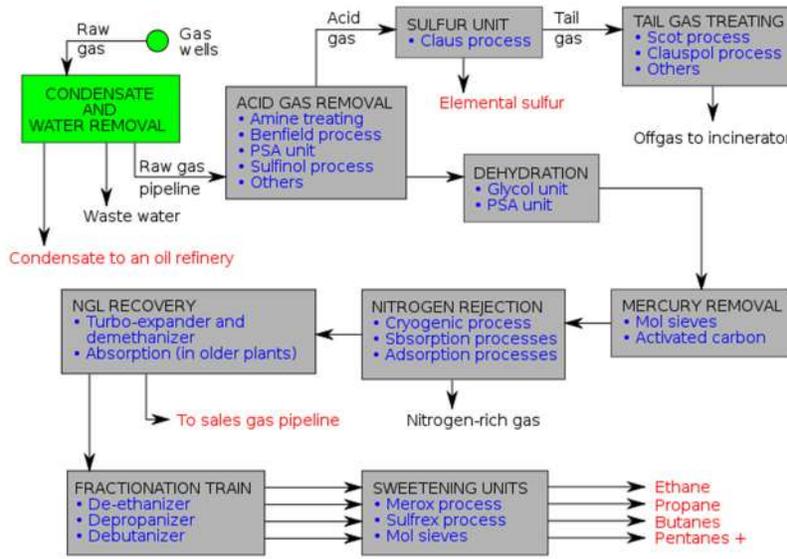


Figure 4-10 : Illustration des activités d'une usine de traitement du gaz naturel

5 Description des milieux visés par l'exploitation gazière et pétrolière

Cette section décrit les caractéristiques biophysiques (géologiques et hydrogéologiques) et écologiques (faune, flore et écosystèmes) des diverses régions ciblées par l'exploitation gazière et pétrolière au Québec.

5.1 Caractéristiques biophysiques (géologiques et hydrogéologiques)

5.1.1 Caractéristiques géologiques

La géologie peut se définir comme étant l'étude de la terre, des roches qui la composent et le processus par lequel elles changent. Géologiquement, le Québec compte cinq bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures. Ils sont tous d'âge paléozoïque (-544 à -245 millions d'années), à l'exception du bassin quaternaire de l'estuaire du Saint-Laurent qui est beaucoup plus jeune (environ 10 milliers d'années) (Genivar, 2013). La Figure 5-1 illustre l'emplacement de ces divers bassins sédimentaires.

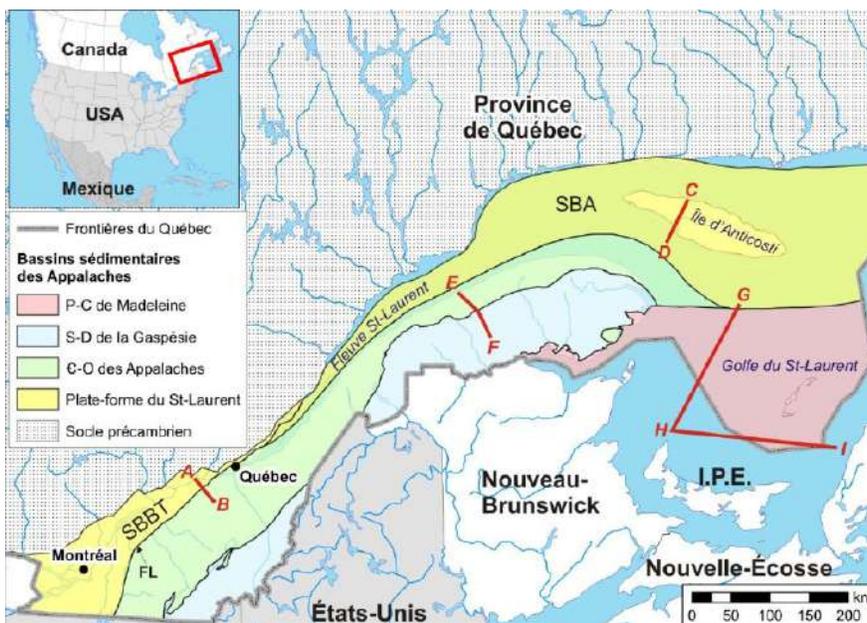


Figure 5-1 : Bassins sédimentaires du Québec susceptibles de contenir des hydrocarbures (Bédard et coll, 2011)

Le **Error! Not a valid bookmark self-reference.** décrit sommairement les caractéristiques des divers bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures au Québec.

Tableau 5-1 : Description sommaire des divers bassins sédimentaires du Québec (Bédard et coll., 2011)

Province géologique	Bassin sédimentaire	Milieu	Roche	Sismicité
Plateforme du Saint-Laurent	Sous Bassin des basses terres du Saint-Laurent	Terrestre	Cambriennes à siluriennes inférieures	Faible
	Sous bassin d'Anticosti	Mer peu profonde et terrestre	Ordoviciennes supérieures à siluriennes inférieures (peut-être dévoniennes)	Faible
Appalaches	Bassin des Appalaches	Terrestre	Cambro ordovicienne	Faible
	Bassin de la Gaspésie	Terrestre	Cambriennes à dévoniennes	Faible
	Bassin de la Madeleine	Mer peu profonde	Permo carbonifère	Faible

La Figure 5-2 présente une colonne stratigraphique simplifiée des différents bassins sédimentaires; une colonne stratigraphique se définissant comme étant la superposition des diverses strates rencontrées dans l'écorce terrestre à un endroit donné.

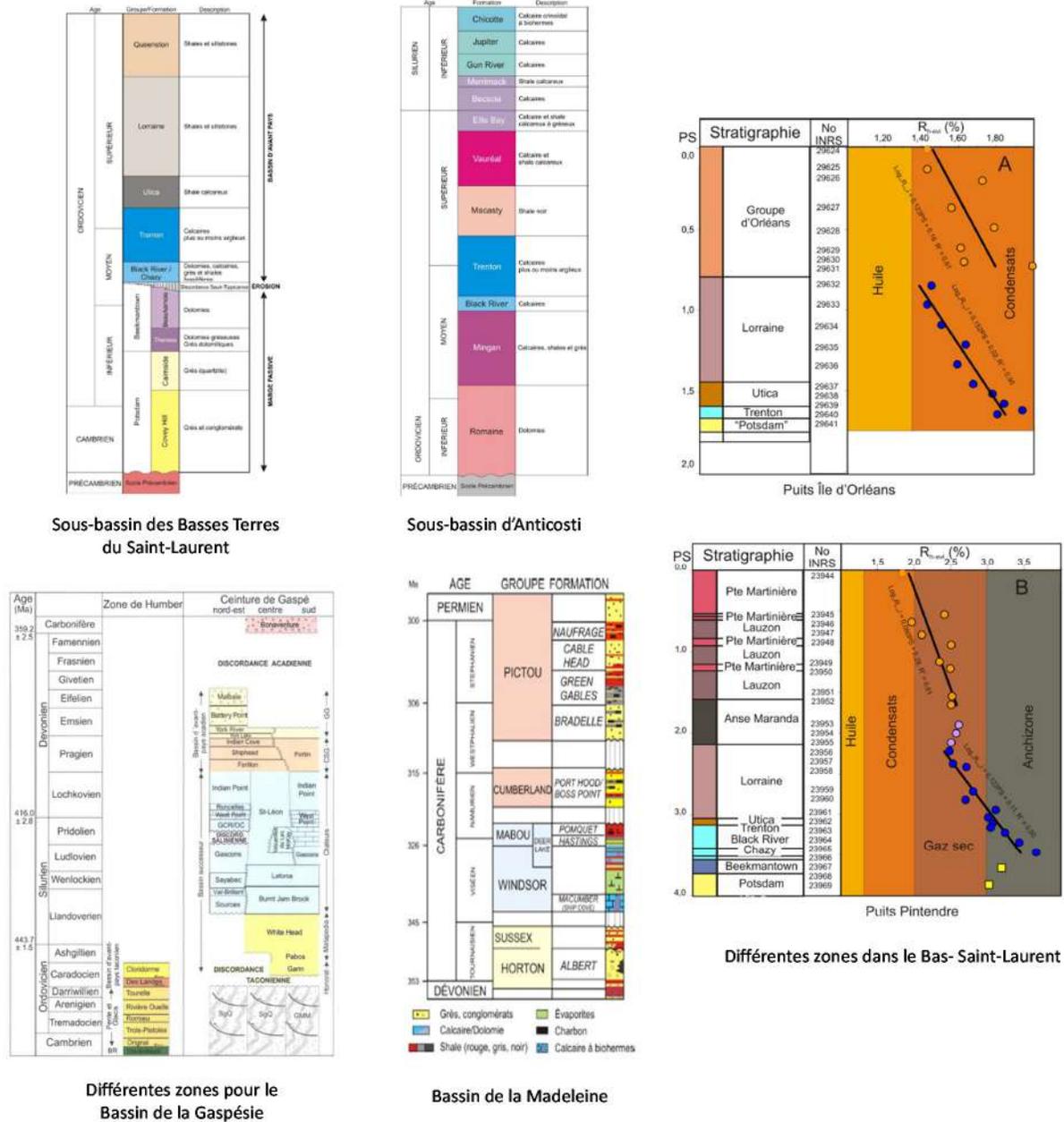


Figure 5-2 : Colonne stratigraphique simplifiée des divers bassins sédimentaires du Québec (Bédard et coll., 2011; Grundman, 2013; Commission Géologique du Canada, 2010)

Une colonne stratigraphique, généralement obtenue suite à un sondage stratigraphique, est d'importance pour la modélisation géologique permettant de représenter la cible d'exploration des hydrocarbures de manière théorique.

Le Tableau 5-2 présente les diverses strates visées par l'exploration pétrolière au Québec ainsi que leur profondeur estimée.

Tableau 5-2 : Strate pressentie pour l'exploitation des hydrocarbures dans les divers bassins sédimentaires du Québec

Localisation	Bassin sédimentaire	Strate visée par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures	Profondeur de la strate visée
Milieu terrestre			
Basses terres du Saint-Laurent	Sous bassin des basses terres du Saint-Laurent	Shale Uthica	800 à plus de 2500 m (Lavoie, 2014)
		Sédiments non-consolidés	70 m à Pointe-du-lac (Séjourné et Malo, 2014)
Anticosti	Sous bassin d'Anticosti	Shale Macasty	350 à 2350 m (Sproule, 2011)
		Ordovicienne supérieure, ordovicienne inférieure	49-199 m 1190-1234 m (Bordet, 2007)
Gaspésie	Bassin de la Gaspésie	York River pour le gisement Haldimand ⁸	2000 à 3000 m pour le gisement Bourque (Pétrolia, 2014)
Bas Saint-Laurent	Bassin des Appalaches/ Bassin de la Gaspésie	Strate ordovicienne, dévonienne	2000 à 4000 m
Milieu marin			
l'estuaire du Saint-Laurent	Majoritairement le sous-bassin d'Anticosti	Ordovicienne supérieure, ordovicienne inférieure, écailles de chevauchement de la plateforme carbonatée ordovicienne	<370 m d'eau (Pinet, 2009) La profondeur des forages est inconnue
le golfe du Saint-Laurent incluant les îles de la Madeleine	Bassin de la Madeleine	Carbonifère supérieur et inférieur, ordovicien supérieur et inférieur	100 à 400 m d'eau à l'exception des îles de la Madeleine où le maximum d'eau est de 70 m (Environnement Canada, 2013b)
le gisement Old Harry			470 m d'eau et ≈2500 m sous la surface (Macquarie Tristone, 2014)

L'Annexe B présente une cartographie de la géologie des diverses régions visées par l'exploration des hydrocarbures.

5.1.2 Caractéristiques hydrogéologiques

L'hydrogéologie est la science qui étudie l'eau souterraine. Par conséquent, seules les conditions hydrogéologiques des basses terres du Saint-Laurent, d'Anticosti, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent seront examinées dans cette sous-section. Bien que les conditions hydrogéologiques de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent ne soient pas présentées, les conditions hydrographiques le sont.

⁸ <http://www.moutonnoir.com/2013/07/la-gaspesie-et-le-bas-saint-laurent-convoites-pour-leurs-reservoirs-compact/>

En ce sens, le Tableau 5-3, présente la profondeur approximative des aquifères souterrains tel qu'observé par diverses études sur les territoires des basses terres du Saint-Laurent, d'Anticosti, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent. Il est à noter que ces données de profondeur tentent de représenter une tendance et ne peuvent en aucun cas se substituer à des données précises recensées. Afin d'avoir des données plus précises, le Système d'information hydrogéologique (SIH) du Québec peut être consulté. Ce tableau ne fait pas également pas la distinction entre un aquifère libre ou confiné.

Tableau 5-3 : Profondeur approximative des aquifères souterrains

Région	Profondeur approximative des aquifères souterrains
Basses Terres du Saint-Laurent	Variable : de 2 à 86 m; plus probable entre 15 et 30 m
Anticosti	20-30 m
Gaspésie	Dans le secteur d'Haldimand : <40 m
Bas- Saint-Laurent	Dans le nord-est : moyenne de 5.8 m

Tous les aquifères possèdent une vulnérabilité différente à la contamination : en règle général, un aquifère confiné sera mieux protégé contre une source de contamination à la surface qu'un aquifère en nappe libre, et un aquifère dans une zone de résurgence sera moins vulnérable qu'un aquifère dans une zone de recharge (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014).

Les sous-sections suivantes détaillent les données hydrogéologiques disponibles pour les diverses régions.

5.1.2.1 Données disponibles pour l'ensemble du territoire du Québec

Le réseau de suivi des eaux souterraines du Québec est actuellement en déploiement et devrait compter à terme environ 240 stations de mesure, réparties dans toutes les régions du Québec. La Figure 5-3 illustre l'emplacement des diverses stations de suivi dans les zones visées par l'ÉES globale.

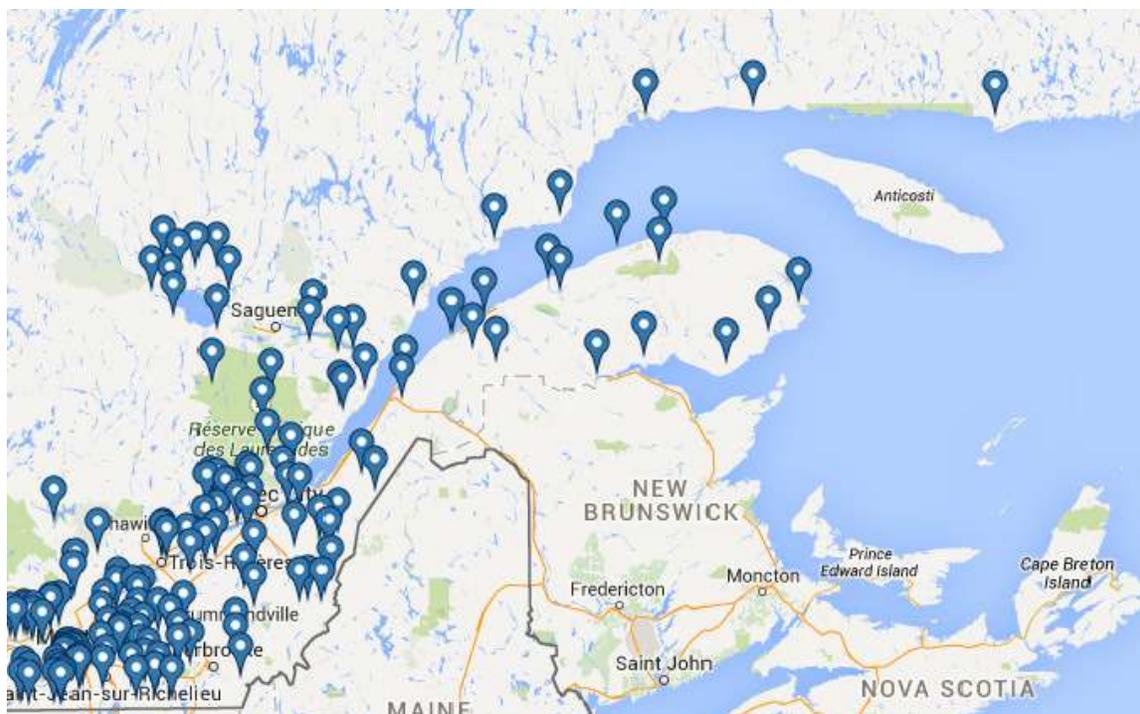


Figure 5-3 : Réseau de suivi des eaux souterraines du Québec (MDLCC, 2014k)

Il pourrait être bon de noter que le Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) évalue des débits d'étiage; une représentation de la recharge des aquifères. Le CEHQ exploite un réseau d'environ 230 stations hydrométriques, dont la presque totalité ont recours à la télémessure et transmettent des données sur une base continue, 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Pour ces stations et pour 9 stations exploitées par Environnement Canada, les maximum et minimum journaliers historiques, la valeur médiane de chaque jour de l'année depuis 1970 et la moyenne journalière de l'année en cours sont disponibles pour notamment, les niveaux d'eau et les débits.

5.1.2.2 Basses terres du Saint-Laurent

L'hydrogéologie des basses terres du Saint Laurent est décrite comme étant « une zone variable pouvant être caractérisée par une combinaison de dépôts meubles (incluant une ou plusieurs couches de sédiments glaciaires, fluviaux-glaciaires, alluviaux, lacustres et silt argileux marins) qui reposent sur une séquence de roc sédimentaire fracturé ou, à quelques endroits, sur les intrusions montérégiennes » (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014).

Les conditions hydrogéologiques des aquifères peu profonds de la région des basses terres du Saint-Laurent sont relativement bien connues. Ces connaissances proviennent majoritairement des projets réalisés dans le cadre du Programme d'Acquisition de Connaissances sur les Eaux Souterraines (PACES) (MDDELCC, 2014). La cartographie de la vulnérabilité des aquifères peu profonds dans les zones cibles du gaz de schiste au Québec fait partie des livrables des projets PACES et peut être consultée via le site web gouvernemental (MDDELCC, 2014b).

Il est à noter toutefois que les projets PACES ne fournissent pas d'évaluation de la vulnérabilité :

- des aquifères par rapport aux sources de contaminations profondes;

- locale des aquifères souterrains peu profonds puisqu'uniquement une évaluation régionale a été réalisée;
- en tenant compte des systèmes d'écoulement régionaux ou du comportement des contaminants (p. ex. leur dégradation, produits de dégradation, toxicité, etc.)

La Figure 5-4 représente la cartographie des projets PACES. Il est possible d'observer que les basses terres du Saint-Laurent s'avèrent l'une des zones où les connaissances y sont les plus développées particulièrement en Montérégie-Est, en Mauricie, Bécancour et la communauté urbaine de Québec.

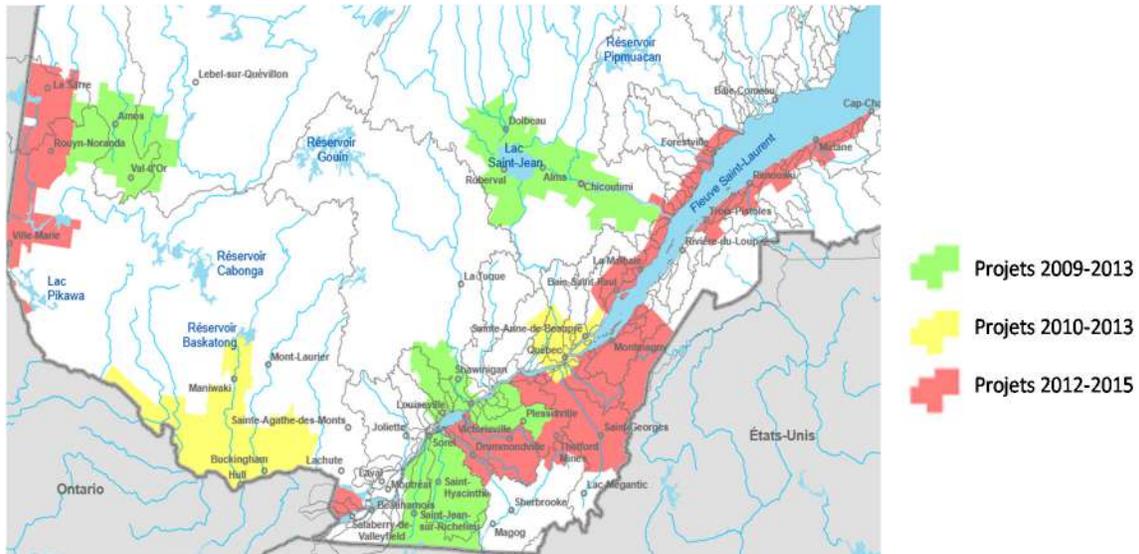


Figure 5-4 : Cartographie des connaissances hydrogéologiques au Québec selon les projets PACES (MDDLCC, 2014c)

Généralement, c'est la méthodologie DRASTIC qui est adoptée pour établir la cartographie de la vulnérabilité intrinsèque à toute contamination provenant de la surface à l'échelle régionale. Les indices de vulnérabilité donnent une valeur relative permettant de déterminer les zones à la surface du sol qui sont les plus susceptibles de contaminer l'aquifère supérieur afin de mettre en œuvre des mesures de protection. L'écoulement régional des eaux souterraines ainsi que les sources potentielles des contaminants et leurs propriétés ne sont pas pris en compte. Cette méthodologie ne s'applique qu'aux sources de contamination à la surface du sol et sera normalement effectuée à l'échelle régionale, par exemple pour un bassin versant ou un sous-bassin.

Les Figure 5-5, Figure 5-6, Figure 5-7 et Figure 5-8 présentent la vulnérabilité des aquifères souterrains pour la Montérégie-Est, la Mauricie, la région de Bécancour et la communauté urbaine de Québec, respectivement.

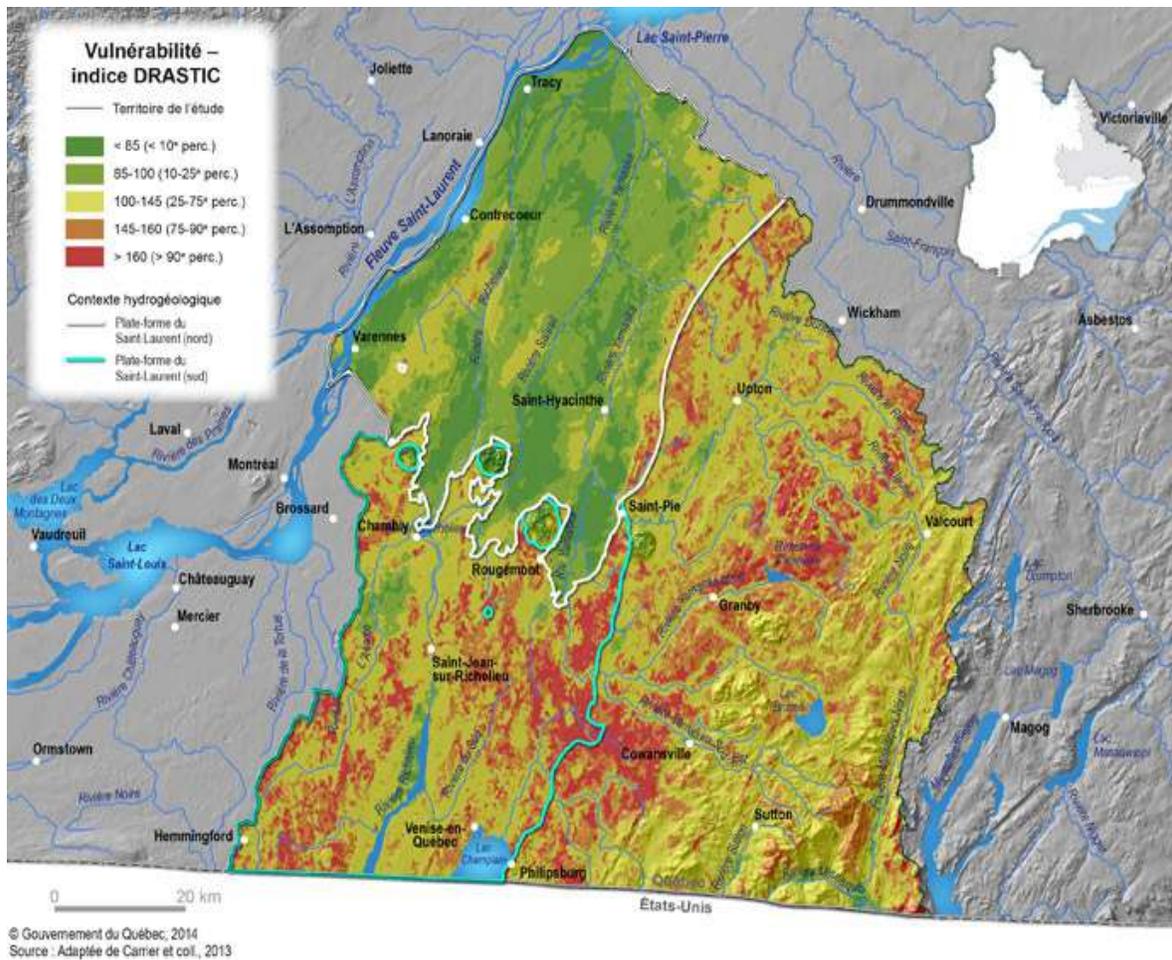


Figure 5-5 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains en Montérégie-Est (MDDLCC, 2014f)

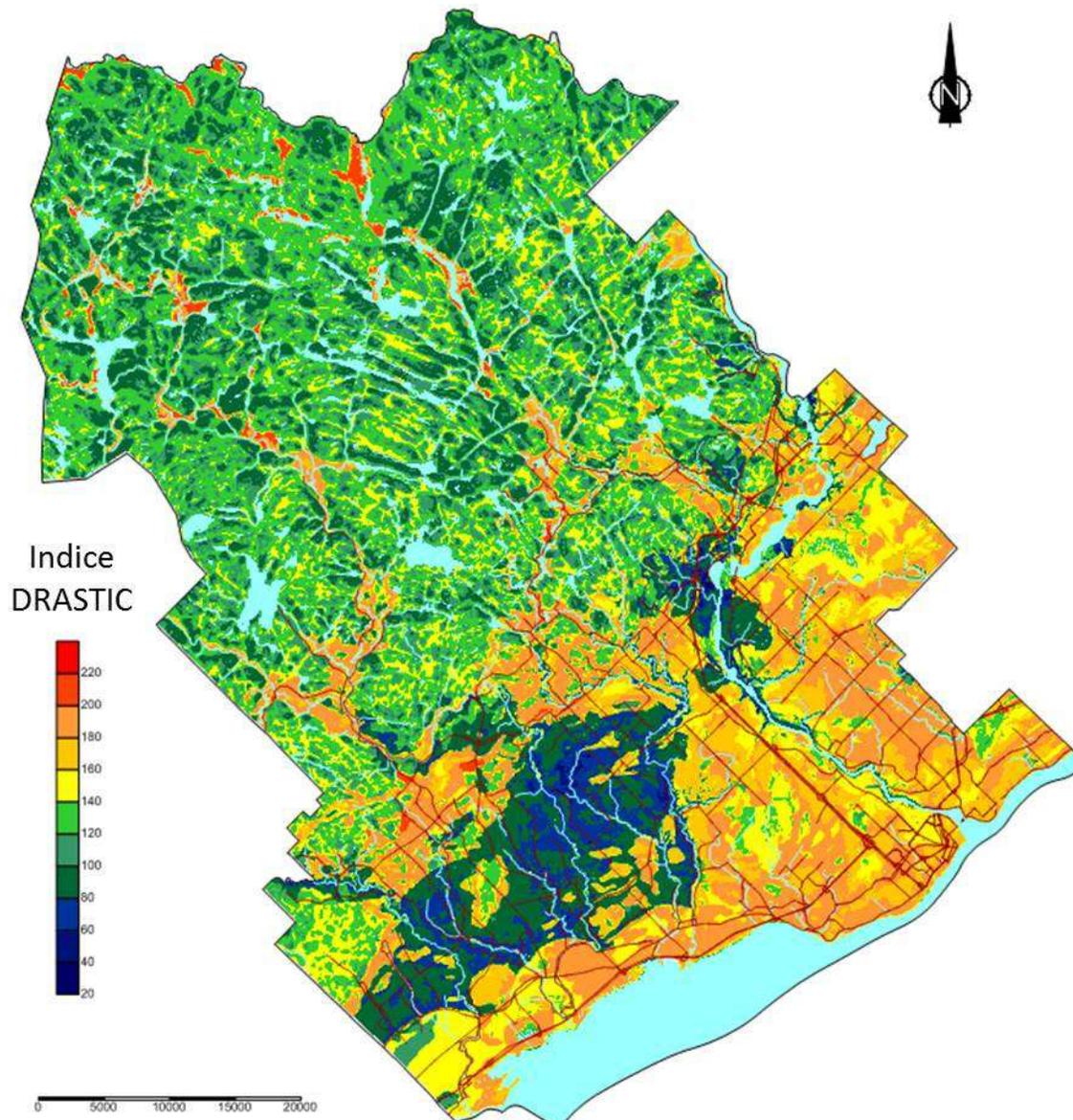


Figure 5-6 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains en Mauricie (Université du Québec à Trois-Rivières, 2013).

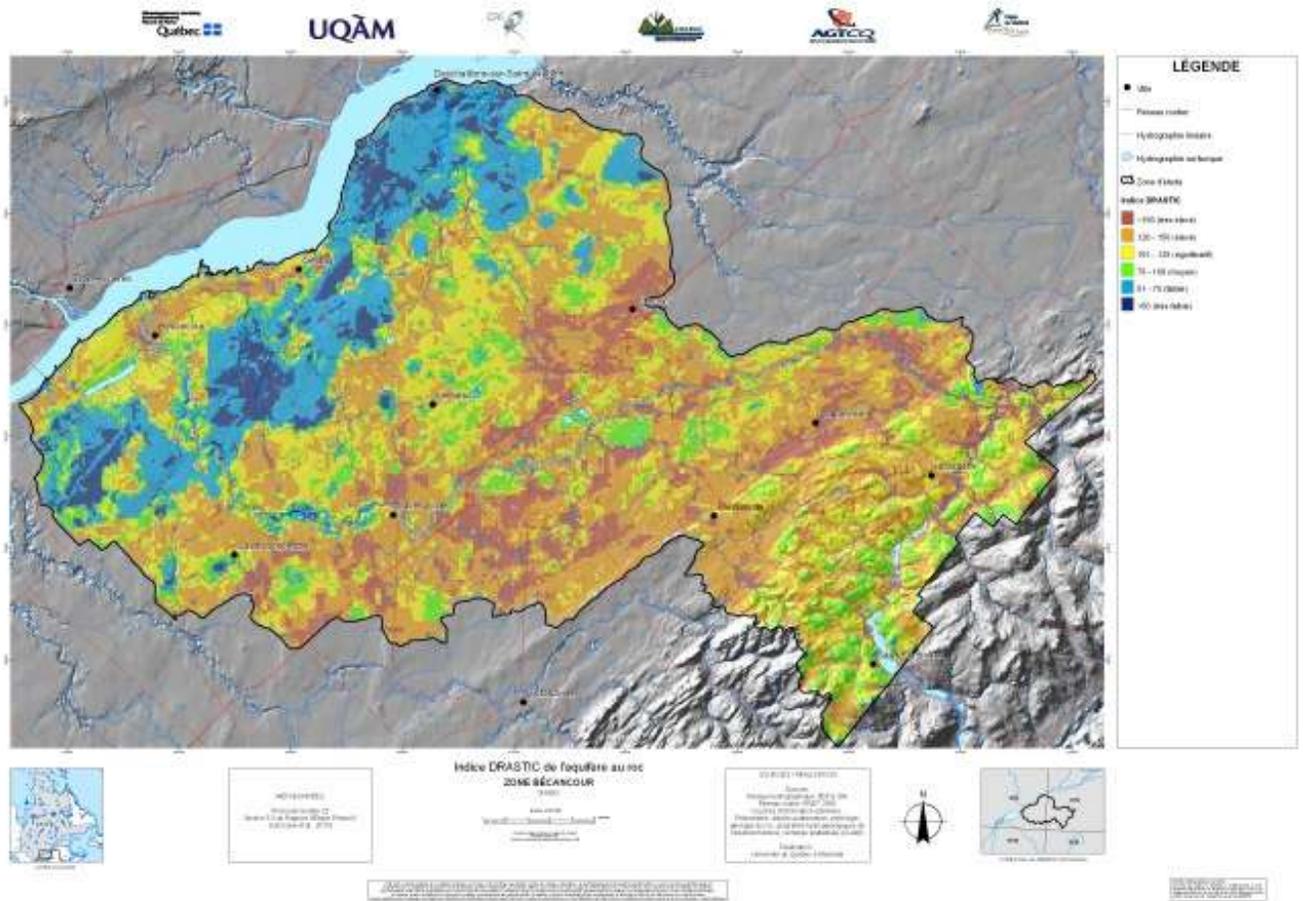


Figure 5-7 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains dans la région de Bécancour (Hydrogéologie Bécancour, 2014)

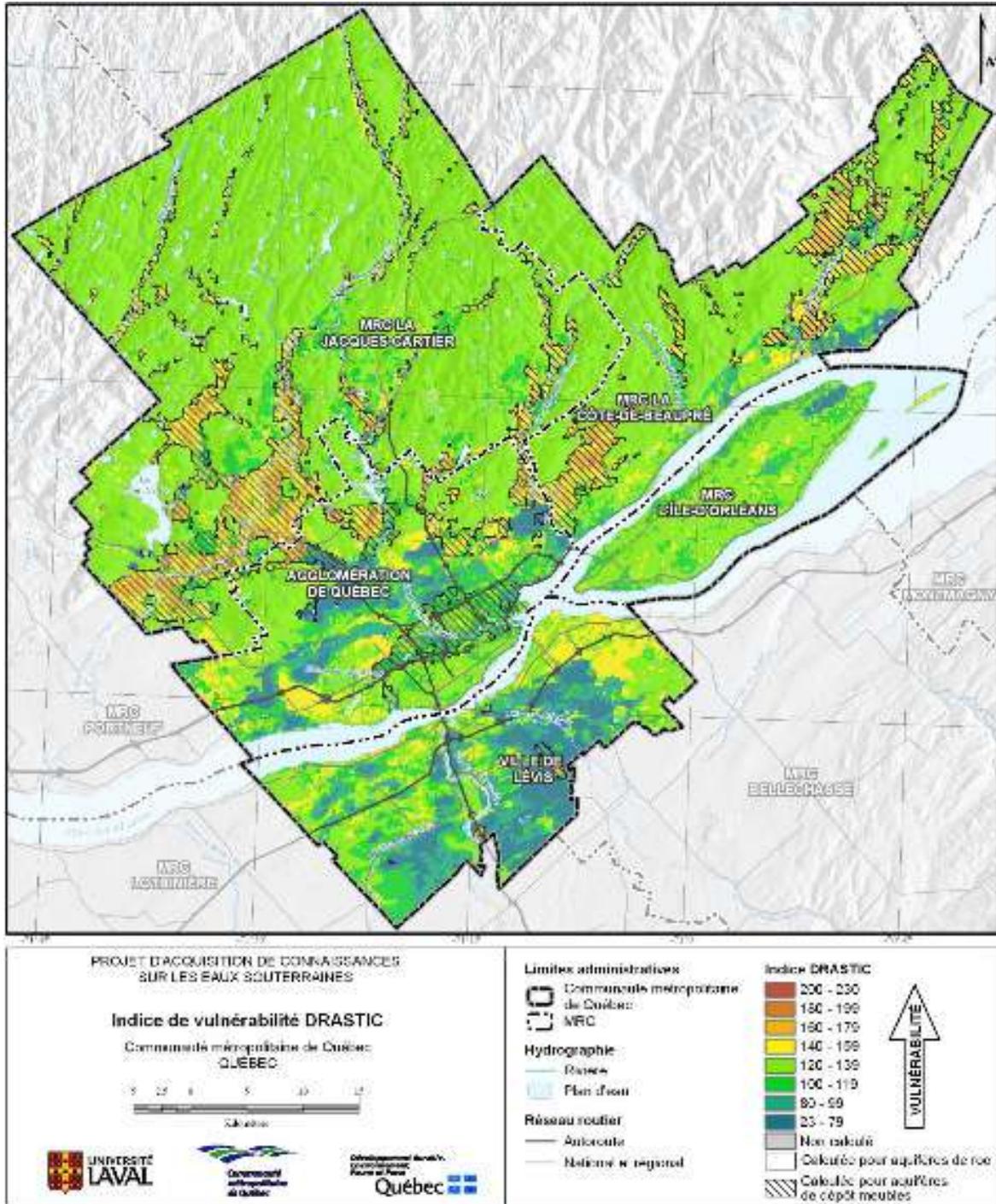


Figure 5-8 : Cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains dans la Communauté urbaine de Québec (Talbot Poulin et coll., 2013)

5.1.2.3 Anticosti

Il n'existe actuellement aucune cartographie des ressources en eau souterraine sur Anticosti. Il n'y a aucune station de mesure effectuant le suivi des eaux souterraines sur l'île. Il existe un manque de connaissances scientifiques de base en hydrogéologie et du contenu géochimique de la roche. Ceci empêche l'évaluation des structures en place ainsi que l'évaluation de la connectivité naturelle entre les régions profondes et les aquifères de surfaces; des éléments importants dans l'évaluation des conséquences associées aux éléments chimiques naturels ou anthropogéniques pouvant potentiellement se retrouver dans les aquifères souterrains en cas de fracturation hydraulique (Therien, 2014).

En février 2014, Pétrolia a annoncé la réalisation d'une étude hydrogéologique sur l'île d'Anticosti (Pétrolia, 2014b); étude pilotée par le Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de recherche scientifique (INRS-ÉTÉ). Cette étude, étalée sur une période de trois ans vise à :

- mettre en place 14 puits d'observation sur 10 sites et faire la prise d'échantillons d'eau souterraine pour caractériser la qualité d'eau présente;
- caractériser de manière détaillée les conditions géologiques et hydrogéologiques actuelles;
- assurer le suivi de l'évolution de la qualité d'eau au cours des travaux menés par Pétrolia et mettre en place un système de détection et de correction de problèmes éventuels;
- intégrer l'ensemble des résultats et produire des recommandations visant à minimiser les impacts potentiels des activités pétrolières sur les eaux souterraines.

Cette annonce fait suite à une étude réalisée par INRS-ÉTÉ (Peel et coll., 2013) dont les résultats ont été présentés fin 2013 sur une portion limitée de l'ouest de l'île d'Anticosti (voir Figure 5-9). Les résultats préliminaires ne montraient alors aucun lien hydrogéologique entre les aquifères de surfaces et les formations profondes.

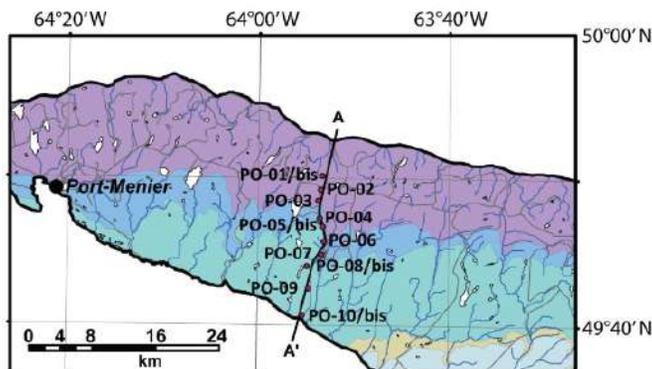


Figure 5-9 : Portion de l'île d'Anticosti visée par l'étude limitée de l'hydrogéologie de l'île d'Anticosti sur un axe nord-sud (Peel et coll., 2013).

L'hydrogéologie sur Anticosti est complexifiée par la présence d'un territoire karstique (voir Figure 5-10); une formation géologique formée de roche chimiquement soluble ayant des caractéristiques hydrogéologiques particulières, extrêmement variables, non généralisables et très vulnérables à la contamination (International association of hydrogeologist, 2014). En effet, les contaminants peuvent facilement voyager dans un aquifère karstique et être dispersés rapidement et sur de longues distances. Des procédés naturels de mitigation, telle que la filtration et le retard, sont généralement moins efficaces que pour d'autres aquifères.

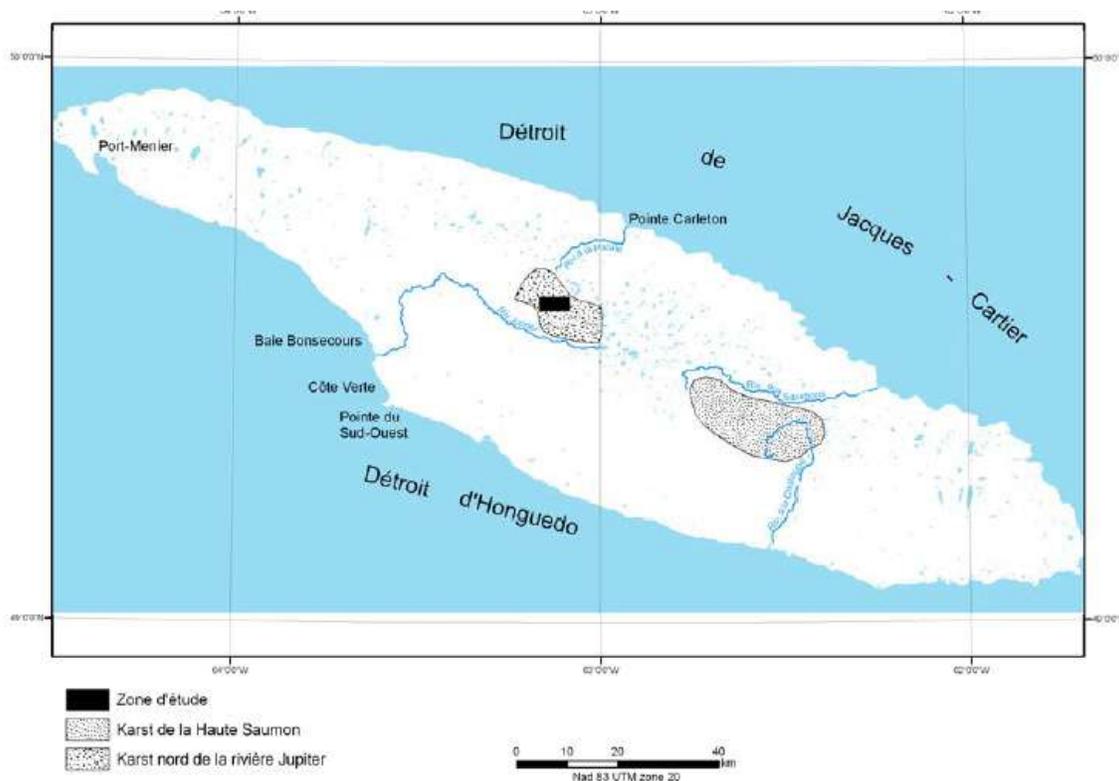


Figure 5-10 : Localisation des principales zones karstiques et la zone étudiée par Côté et coll. (2006).

5.1.2.4 Gaspésie

Les aquifères de la Gaspésie sont situés dans les dépôts de surface et dans les unités rocheuses composées de calcaire, de grès ou de conglomérats (MDDELCC, 2014d). Très peu de moyens ont été mis en place afin d'évaluer l'hydrogéologie de la Gaspésie : on y recense un nombre limité de piézomètres (voir Figure 5-3) et une étude hydrogéologique, dans le secteur de Haldimand près de Gaspé, a été réalisée.

Suite aux préoccupations de la population de Gaspé et en l'absence de données hydrogéologiques, la nécessité d'effectuer une telle étude du gisement Haldimand était devenue nécessaire (Raynauld et coll., 2014). La Figure 5-11 présente les résultats de cette étude hydrogéologique.

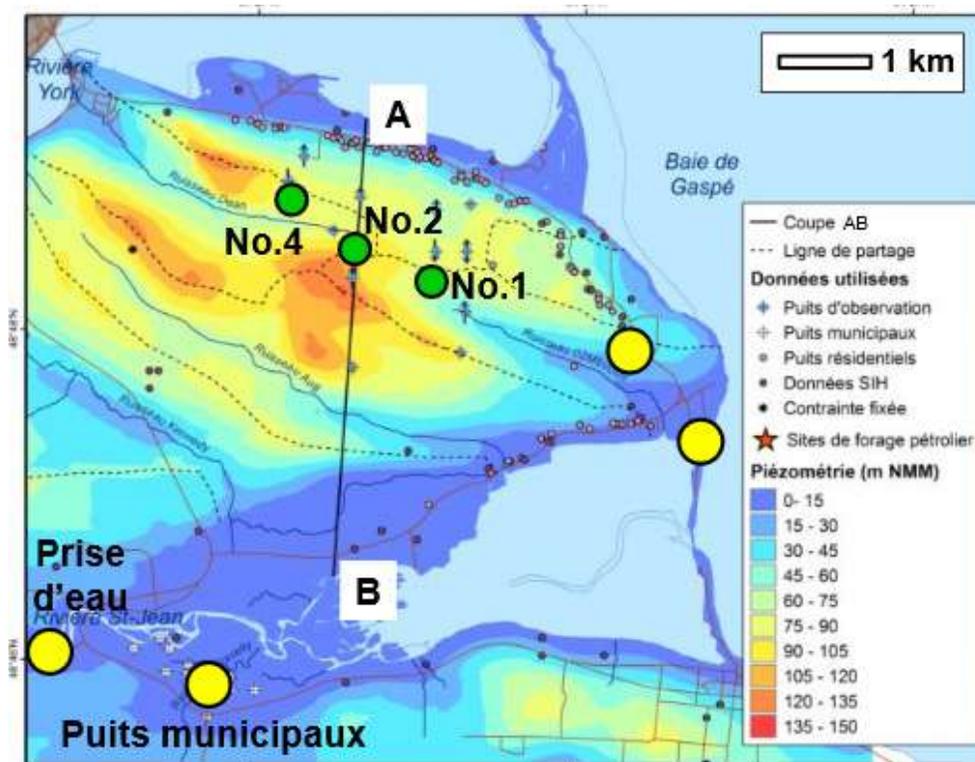


Figure 5-11 : Cartographie des conditions hydrogéologiques du secteur Haldimand près de Gaspé (Raynauld et coll., 2014).

Cette étude a, entre autres, mis en lumière le fait que l'aquifère d'eau potable, situé à moins de 40 mètres sous la surface, était séparé du réservoir pétrolier par environ 700 mètres de roche.

5.1.2.5 Bas Saint-Laurent

Les connaissances sur les eaux souterraines sont peu nombreuses et fragmentaires dans le Bas-Saint-Laurent. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a souligné, en 2008, qu'aucun projet de cartographie hydrogéologique n'avait été complété ni n'était en cours de réalisation dans cette région (Université du Québec à Rimouski, 2012).

Depuis, un projet, se déroulant de 2012 à 2015, vise à pallier au manque de connaissance hydrogéologique. Cette étude est pilotée par l'Université du Québec à Rimouski en partenariat avec le Centre Eau Terre Environnement de l'Institut national de recherche scientifique (INRS-ÉITÉ). L'étude vise la partie du nord-est du Bas-Saint-Laurent (voir Figure 5-4). L'objectif du projet est, entre autres, de dresser un portrait des conditions hydrogéologiques (c.-à-d., qualité, quantité et vulnérabilité de l'eau souterraine) à l'échelle du bassin versant.

Des rapports d'avancement du projet sont disponibles en ligne mais aucun ne fait encore état de la cartographie de la vulnérabilité des aquifères souterrains.

5.1.3 Caractéristiques hydrographiques

Pour les cas, de l'estuaire du Saint-Laurent et du golfe Saint-Laurent (incluant Old Harry), les caractéristiques hydrogéologiques font plutôt place aux conditions hydrographiques; à savoir la direction et le débit des courants marins. La Figure 5-12 présente le courant annuel simulé et la variabilité des courants dans le golfe du Saint-Laurent et une partie de l'estuaire du Saint-Laurent.

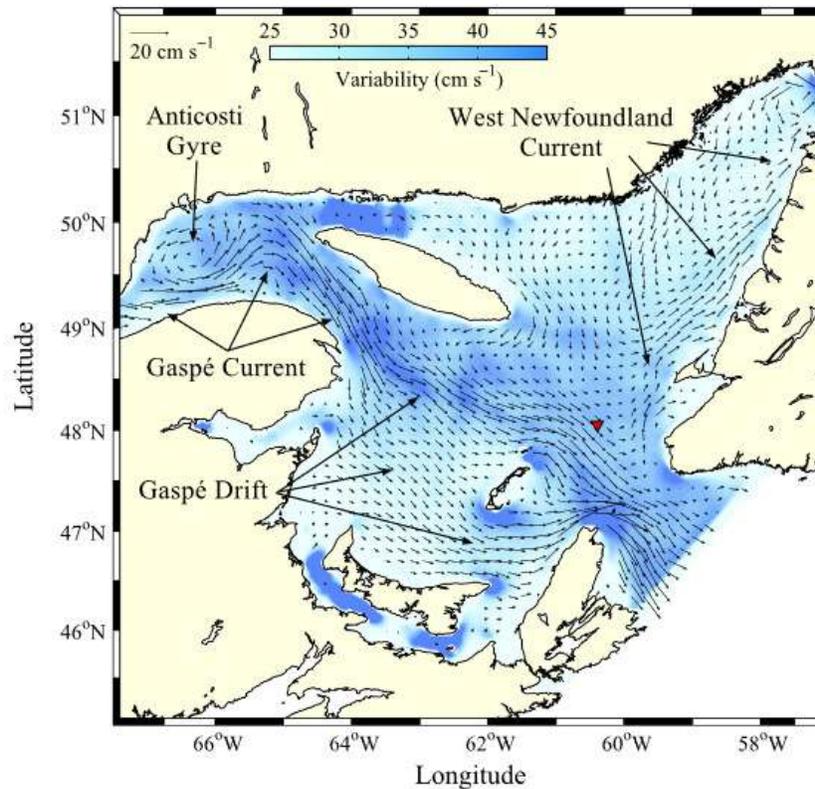


Figure 5-12 : Courant annuel simulé (vecteur) et variabilité des courants (dégradé de bleu). (Bourgault et coll. 2014).

5.2 Caractéristiques écologiques (faune, flore et écosystèmes)

Cette sous-section cherche à identifier les zones écologiques qui sont les plus à risque au Québec et d'en faire la description en termes de faune, flore et écosystèmes.

La Figure 5-13 présente l'étendue des aires protégées du Québec (en jaune). Une aire protégée se définit comme étant « *un territoire, en milieu terrestre ou aquatique, géographiquement délimité, dont l'encadrement juridique et l'administration visent spécifiquement à assurer la protection et le maintien de la diversité biologique et des ressources naturelles et culturelles associées* ». Comme il est possible de le remarquer sur cette figure, une partie de l'île d'Anticosti, des îles de la Madeleine et de la Gaspésie comprennent des aires protégées. Dans le cas des basses-terres du Saint-Laurent, la majorité du territoire est occupé par des terres privées.

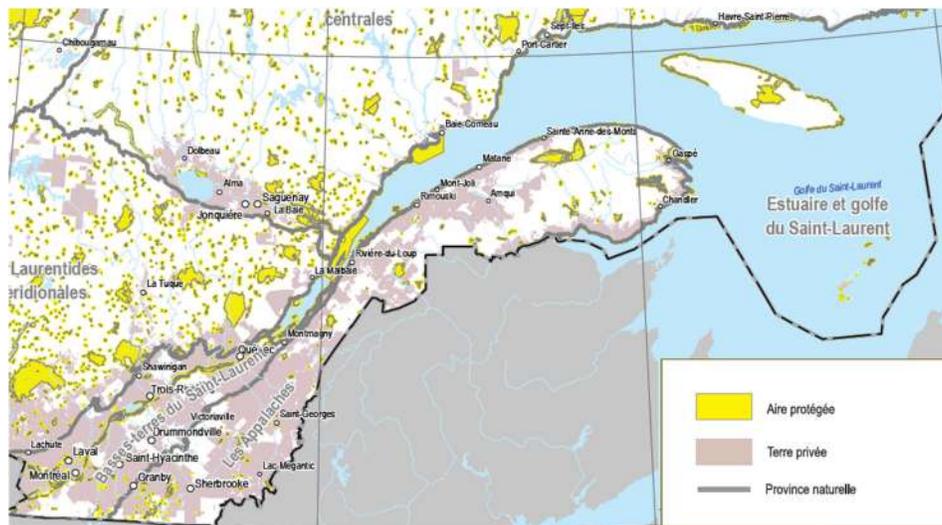


Figure 5-13 : Aires protégées du Québec (MDDELCC, 2014e).

La Figure 5-14 présente les zones où les divers milieux humides ont été recensés. Un milieu humide couvre un large spectre d'écosystèmes, tels les étangs, les marais, les marécages et les tourbières, qui partagent une caractéristique commune: une dynamique fortement influencée par la présence de l'eau. Ces milieux abritent une biodiversité singulière et remplissent de nombreuses fonctions (filtration, rétention des crues, etc) aux écosystèmes (MDDLCC, 2014L). Les milieux humides couvrent près de 21 000 hectares soit près de 5 % du territoire de la communauté métropolitaine de Montréal (CMM) (Canards illimités, 2010) et près de 89 000 hectares soit près de 12 % du territoire du Centre du Québec (Canards illimités, 2012).

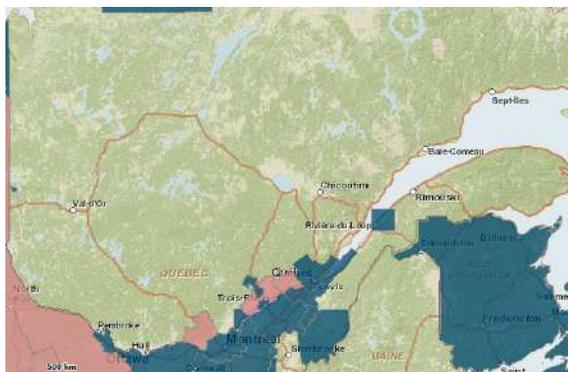


Figure 5-14 : Zone de recensement des milieux humides pour les secteurs visés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures (Ducks unlimited, 2014)
(bleu : recensement complété, rose : recensement en cours)

La Figure 5-15 quant à elle illustre les zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) telles que définies par Pêche et Océans Canada dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent. Ces zones ont été identifiées comme étant des zones d'importance écologique ou biologique particulièrement élevée.

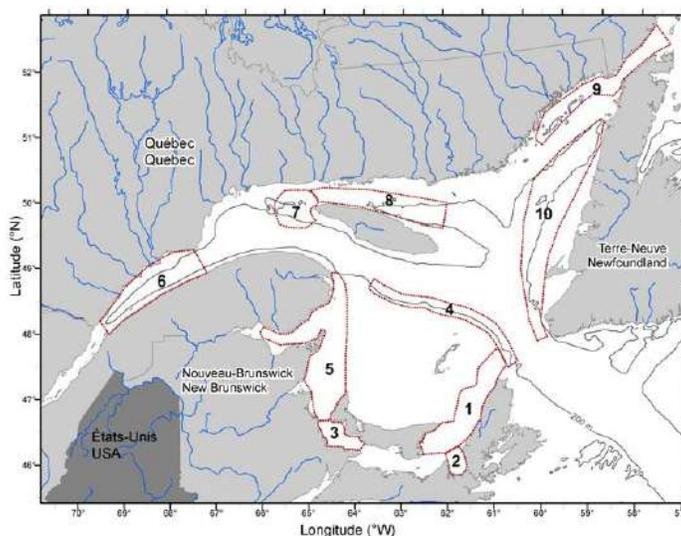


Figure 5-15 : Zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent (Pêches et océans Canada, 2007).

Le Tableau 5-4 résume les espèces menacées ou vulnérables telles que définies par les lois canadienne et québécoise pour les diverses régions à l'étude.

Note : le Tableau 5-4 ne considère pas les espèces susceptibles (au Québec) ou candidates (au Canada). Certaines espèces ont également pu être mal caractérisées puisqu'il existe une certaine incertitude associée à l'utilisation d'outils cartographiques. Pour plus de certitudes, veuillez consulter les références originales ainsi que le Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ, 2014).

Tableau 5-4 : Espèces identifiées par la *Loi sur les espèces en péril* (Gouvernement du Canada, 2014b) ou par la *loi sur les espèces menacées ou vulnérables* (Gouvernement du Québec, 2014c)

Localisation	Espèces floristiques à statut particulier au Québec et/ou Canada	Espèces fauniques désignées en « voie de disparition »	Espèces fauniques désignées « menacées »	Espèces fauniques désignées « préoccupantes »	Espèces fauniques désignées « menacées »	Espèces fauniques désignées « vulnérables »
Milieu terrestre						
Basses terres du Saint-Laurent	<ul style="list-style-type: none"> • Aristide à rameaux basilaires • Carex faux-lupulina • Cicindèle verte des pinèdes • Chimaphile maculée • Ginseng à cinq folioles • Liparis à feuilles de lis • Noyer cendré • Polémoine de Van Brunt • Woodsie à lobes arrondi • Carmantine d'Amérique • Arisème dragon • Fissident pygmée • Phégoptère à hexagones • Vergerette de Provancher <hr/> <ul style="list-style-type: none"> • Ail des bois • aplectrelle d'hiver • arisème dragon • aspidote touffue • doradille des murailles • carex faux-lupulina • corallorhize d'automne • vergerette de Provancher • aster à rameaux étalés • floerkée fausse-proserpinie 	<ul style="list-style-type: none"> • Bruant de Henslow • Pluvier siffleur de la sous-espèce <i>melodus</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Dard de sable Populations du Québec • Engoulevent bois-pourri • Engoulevent d'Amérique • Fouille-roche gris • Tortues des bois • Tortue- molle à épines • Tortue mouchetée • Martinet ramoneur • Petit Blongios • Rainette faux-grillon de l'ouest Population des Grands Lacs / Saint-Laurent et du Bouclier canadien • Salamandre sombre des montagnes Population des Grands Lacs et du Saint-Laurent 	<ul style="list-style-type: none"> • Buse à épaulettes • Campagnol sylvestre • Chevalier de rivière • Couleuvre tachetée • Faucon pèlerin • Lamproie du Nord Populations des Grands Lacs et du haut Saint-Laurent • Méné d'herbe • Paruline azurée • Paruline hochequeue • Petit polatouche • Rôle jaune • Salamandre pourpre • Tortue géographique • Tortue serpentine 	<ul style="list-style-type: none"> • Tortue mouchetée • Tortue- molle à épines • Paruline azurée • Pie grièche migratrice • Pic à tête rouge • Rôle jaune 	<ul style="list-style-type: none"> • Rainette faux grillon de l'ouest • Tortues des bois • Tortures géographiques • Faucon pèlerin • Garrot d'Islande • Grive de Bicknell • Petit blongios • Pygargue à tête blanche

	<ul style="list-style-type: none"> • onosmodie hispide • phégoptère à hexagones • pin rigide • podophylle pelté • renouée de Douglas • ptéropore à fleurs d'andromède • lézardelle penchée • thélyptère simulatrice • orme liège • valériane des tourbières • verveine simple 					
Anticosti	<ul style="list-style-type: none"> • Aster d'Anticosti • Calypso bulbeux • cyripède tête de bélier 		<ul style="list-style-type: none"> • Engoulevent d'Amérique 	<ul style="list-style-type: none"> • Arlequin plongeur Population de l'Est 		<ul style="list-style-type: none"> • Pygargue à tête blanche • Garrot d'Islande • Aigle royale
Gaspésie	<ul style="list-style-type: none"> • Astragale de Fernald • arnica de Griscom • aspidote touffue • athyrie alpestre • gaylussaquier de Bigelow • gentianopsis de Macoun • minuartie de la serpentine • saule à bractées vertes • aster d'Anticosti • valériane des tourbières 	<ul style="list-style-type: none"> • Satyre fauve des Maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> • Grive de Bicknell • Polystic des rochers • Saule à bractées vertes • caribou des bois Population boréale 	<ul style="list-style-type: none"> • Arlequin plongeur Population de l'Est • Faucon pèlerin • Musaraigne de Gaspé 	<ul style="list-style-type: none"> • Caribou des bois, écotype montagnard, population de la Gaspésie • Satyre fauve des maritimes 	<ul style="list-style-type: none"> • Pygargue à tête blanche • Faucon pèlerin • Grive de Bicknell

Bas Saint-Laurent	<ul style="list-style-type: none"> • Minuartie de la serpentine • Séncon fausse-cymbalaire • polystic des rochers • ptéropore à fleurs d'andromède • sagittaire des estuaires • verge-d'or à bractées vertes • valériane des tourbières 			<ul style="list-style-type: none"> • Faucon pèlerin 		<ul style="list-style-type: none"> • Pygargue à tête blanche • Faucon pèlerin • Grive de Bicknell
Milieu marin						
l'estuaire du Saint-Laurent	<ul style="list-style-type: none"> • Gentiane de Victorin • ciculaire de Victorin • ériocaulon de Parker • floerkée fausse-proserpinie • valériane des tourbières 	<ul style="list-style-type: none"> • baleine noire de l'Atlantique Nord, • rorqual bleu, • baleine à bec commune, • tortue luth, • pluvier siffleur. 	<ul style="list-style-type: none"> • le loup à tête large • le loup tacheté • béluga • faucon pèlerin 	<ul style="list-style-type: none"> • loup atlantique, • rorqual commun, • rorqual à bosse, • Marsouin commun • râle jaune, • arlequin plongeur, • garrot d'Islande 	<ul style="list-style-type: none"> • le béluga, • la tortue luth, • le pluvier siffleur, • le râle jaune, • le grèbe esclavon 	<ul style="list-style-type: none"> • arlequin plongeur, • garrot d'Islande • pygargue à tête blanche • Faucon pèlerin • Éperlan arc-en-ciel • Alose savoureuse
le golfe du Saint-Laurent incluant les îles de la Madeleine	<ul style="list-style-type: none"> • aster du Saint-Laurent, 	<ul style="list-style-type: none"> • baleine noire de l'Atlantique Nord, 	<ul style="list-style-type: none"> • le loup à tête large • le loup tacheté 	<ul style="list-style-type: none"> • loup atlantique, • rorqual commun, 	<ul style="list-style-type: none"> • le béluga, • la tortue luth, 	<ul style="list-style-type: none"> • l'alose savoureuse, • l'arlequin plongeur,

le gisement Old Harry	<ul style="list-style-type: none"> • chardon écaillé, • drabe à graines imbriquées, • gentianopsis élancé, • variété de Macoun, • sagittaire à sépales dressés, sous-espèce des estuaires • corème de Conrad 	<ul style="list-style-type: none"> • rorqual bleu, • baleine à bec commune, • tortue luth, • bécasseau maubèche (sous-espèce <i>rufa</i>), • pluvier siffleur, • grèbe esclavon (population des Îles-de-la-Madeleine), • mouette blanche, • sterne de Dougall • courlis esquimau 	<ul style="list-style-type: none"> • béluga 	<ul style="list-style-type: none"> • râle jaune, • arlequin plongeur, • garrot d'Islande (population de l'Est) • hibou des marais <p><u>Trois autres sont à l'étude :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • anguille d'Amérique, • bar rayé (population de la partie sud du golfe du Saint-Laurent) • requin blanc 	<ul style="list-style-type: none"> • le pluvier siffleur, • le râle jaune, • le grèbe esclavon (population des Îles-de-la-Madeleine), • grèbe cornue • la sterne caspienne, • la sterne de Dougall. 	<ul style="list-style-type: none"> • le garrot d'Islande (population de l'Est), • le faucon pèlerin, • le pygargue à tête blanche
-----------------------	--	---	--	--	---	--

Les sous-sections suivantes décrivent succinctement les conditions de la faune et de la flore retrouvées dans les diverses régions visées par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

5.2.1 Basses terres du Saint-Laurent

De toutes les régions naturelles du Canada, les basses terres du Saint-Laurent présentent la plus grande biodiversité. Cette région comprend cinq zones biogéographiques: la forêt carolinienne⁹, la forêt feuillue et la forêt mixte des sous-régions de l'ouest et du centre, la forêt boréale moyenne et la forêt boréale supérieure de la sous-région de l'est (Parc Canada. 2009). Les divers points suivants décrivent succinctement les conditions de la faune et de la flore présentes (MDDELCC, 2002).

Végétation :

- Les terres agricoles occupent plus de 50 % du territoire.
- Le couvert forestier, très fragmenté, est représenté par une forêt mélangée à dominance feuillue.
- Les peupliers, les bouleaux et les sapins y sont souvent en nombre important.

Mammifère (espèces abondantes ou représentatives) :

- cerf de Virginie ;
- rat musqué ;
- raton laveur

Oiseaux (espèces abondantes ou représentatives) :

- nombreuses espèces de canards ;
- goéland à bec cerclé
- goglu ;
- sturnelle des prés
- perdrix grise

Amphibiens et reptiles (espèces abondantes ou représentatives) :

- grenouille léopard;
- necture tacheté;
- tortue géographique;

Poissons (espèces abondantes ou représentatives) :

- alose savoureuse ;
- anguille d'Amérique ;
- perchaude ;
- barbotte brune ;
- poulamon atlantique ;
- esturgeon jaune.
- truite brune

Espèces notables :

⁹ Forêts feuillues du sud-est de l'Amérique du Nord.

- bécasse d'Amérique;
- tortue molle à épines ;
- lépisostée osseux ;
- éperlan arc-en-ciel ;
- chevalier cuivré.

5.2.2 Anticosti

L'île d'Anticosti est reconnue pour être un lieu de villégiature naturel unique au Québec : on y retrouve quatre pourvoies à droits exclusifs de chasse et de pêche occupant la majorité du territoire de l'île (7263 km²) ainsi qu'un parc de conservation (572 km²) et deux réserves écologiques, soit celles de la Pointe-Heath (19 km²) et du Grand-Lac-Salé (24 km²). L'île n'est occupée que par un seul village, Port-Menier, situé à l'extrémité ouest de l'île. Bien que sa population puisse doubler en été à cause des travaux saisonniers, environ 250 personnes y vivent à l'année. Les divers points suivants décrivent succinctement les conditions de la faune et de la flore présentes (Chaire de recherche industrielle CRSNG en aménagement intégré des ressources de l'île d'Anticosti, 2014).

Végétation :

Les peuplements les plus communs :

- l'épinette blanche (*Picea glauca*) ;
- le sapin baumier (*Abies balsamea*) ;
- l'épinette noire (*P. mariana*).

Présents de façon sporadique :

- Le bouleau à papier (*Betula papyrifera*) ;
- le peuplier faux-tremble (*Populus tremuloides*) ;
- le peuplier baumier (*P. balsamifera*) ;
- le mélèze laricin (*Larix laricina*).

Mammifères :

- le cerf de Virginie (*Odocoileus virginianus*) ;
- l'orignal (*Alces alces*) ;
- le lièvre d'Amérique (*Lepus americanus*) ;
- le castor (*Castor canadensis*) ;
- le rat musqué (*Ondatra zibethicus*).

Oiseaux :

- la faune aviaire de l'île est assez diversifiée et elle se compare à celle du continent.
- les oiseaux marins sont particulièrement bien représentés.
- Faits particuliers : l'île abrite une des plus importantes populations de pygargue à tête blanche (*Haliaeetus leucocephalus*; une espèce menacée voir Tableau 5-4) du nord-est de l'Amérique du Nord.

Amphibiens et reptiles :

- la grenouille verte (*Rana clamitans*) ;

- la grenouille du Nord (*R. septentrionalis*) ;
- la grenouille léopard (*R. pipiens*).

5.2.3 Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

La Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent font partie de la région naturelle des Appalaches (MDDELCC, 2002c). Cette région possède un couvert forestier caractérisé principalement par des forêts mélangées à dominance feuillue.

La faune de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent est caractérisé par (MDDELCC, 2002c) :

Mammifère (espèces abondantes, représentatives ou notables) :

- cerf de Virginie ;
- pékan ;
- raton laveur ;
- lynx roux.

Oiseaux (espèces abondantes, représentatives ou notables) :

- gélinotte huppée ;
- bécasse d'Amérique.

Amphibiens et reptiles (espèces notables) :

- salamandre pourpre ;
- salamandre sombre du nord ;
- tortue des bois.

Poissons (espèces abondantes, représentatives ou notables) :

- Très nombreuses espèces de poissons d'eau froide et d'eau fraîche.

5.2.4 Estuaire du Saint-Laurent

L'estuaire et le golfe du Saint-Laurent constituent l'un des écosystèmes estuariens et marins les plus grands et les plus productifs au Canada et au monde. Avec un bassin versant qui comprend les Grands Lacs, l'écosystème marin du Saint-Laurent reçoit plus de la moitié des apports d'eau douce de la côte atlantique de l'Amérique du Nord. L'estuaire du Saint-Laurent affiche de grandes variations spatiales et temporelles sur le plan des conditions environnementales et des processus océanographiques. Ce milieu unique offre des conditions idéales pour une communauté biologique et une structure trophique d'une diversité et d'une productivité élevées (Dufour et Ouellet, 2007).

La Figure 5-15 présente les diverses ZIEB de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. Elle illustre particulièrement la zone 6 qui se retrouve dans l'estuaire du Saint-Laurent (Pêches et océans Canada, 2007) :

- La zone 6 est caractérisée par une circulation estuarienne des eaux et par la présence du chenal laurentien qui traverse la zone sur toute sa longueur. Le chenal atteint des profondeurs de l'ordre de 300 mètres. La tête du chenal, à proximité de l'embouchure du Saguenay, présente un important dénivelé (de 300 m, le fond remonte à 40 m). Les conditions hydrographiques exceptionnelles à la tête du chenal favorisent un apport considérable de nutriments à la surface de l'eau. Cette dynamique des eaux est qualifiée de « pompe à nutriments ». Une part de ces éléments nutritifs supporte la production

locale alors que le reste est exporté jusque dans le nord-ouest et le sud du golfe. Ainsi, la ZIEB de l'estuaire maritime se distingue par la remarquable intensité des productions primaire et secondaire qui y ont cours.

5.2.5 Golfe du Saint-Laurent et gisement Old Harry

Tout comme l'estuaire du Saint-Laurent, le golfe affiche de grandes variations spatiales et temporelles sur le plan des conditions environnementales et des processus océanographiques. Globalement, le golfe du Saint-Laurent constitue un écosystème marin fortement influencé par la variabilité des conditions océaniques et climatiques de l'Atlantique Nord. Il offre ainsi des conditions particulièrement favorables pour une communauté biologique ainsi qu'une structure trophique d'une diversité et d'une productivité élevées.

La Figure 5-16 illustre la concentration des diverses composantes environnementales considérées dans l'évaluation environnementale stratégique portant sur le golfe du Saint-Laurent. Dans cette figure, les zones délimitées par des pointillées revêtent une importance majeure puisqu'elles indiquent soit des zones d'importance écologique et biologique ou des aires d'étude en vue d'établir une zone d'aire marine de protection.

On y retrouve, entre autres, les zones d'importance écologique et biologique 4, 5, 7, 8, 9 et 10 (Pêches et océans Canada, 2007) :

- La zone 4, se caractérise par sa grande importance pour les poissons pélagiques (unicité moyenne à maximale, concentration et valeur adaptative moyennes) et dans une plus large mesure, pour les poissons démersaux. Il s'agit, entre autres, d'une aire d'une rare importance qui sert des fonctions multiples (alimentation, refuge) pour diverses espèces (hareng, capelan, lussion blanc, aiguillat commun, goberge et merlu argenté). Cette zone sert également de refuge hivernal pour la morue et de nombreuses autres espèces de poissons démersaux. Le chenal du Cap Breton sert de couloir migratoire (printemps et automne) vers l'Atlantique pour de nombreuses espèces de poissons de fond. Il est aussi la principale aire estivale d'alimentation de la plie grise et de la merluche blanche. Pour de nombreuses espèces pélagiques résidentes du sud du golfe, la ZIEB est unique en ce sens qu'elle demeure leur seul corridor vers l'atlantique.
- La zone 5 est sous l'influence du courant de Gaspé dont une branche bifurque au sud, traversant la zone de la pointe de la péninsule de Gaspé au détroit de Northumberland. Les rivières Miramichi et Restigouche se déversent dans la zone, s'ouvrant sur le golfe en de larges estuaires. En été, ces rivières ont une influence majeure sur la salinité des eaux de surface du sud du golfe. La zone se distingue par sa rare importance pour de nombreuses espèces de poissons pélagiques (l'unicité, la concentration et la valeur adaptative peuvent atteindre des valeurs maximales). La production et l'accumulation de zooplancton sont considérables dans la zone et s'avèrent une source alimentaire importante pour les niveaux trophiques supérieurs. Ces fortes concentrations de proies expliquent la présence de la plupart des espèces importantes de poissons pélagiques telles : le hareng, le capelan, le maquereau et l'éperlan arc-en-ciel qui s'alimentent dans la zone.
- La zone 7, située près d'Anticosti, couvre les eaux moins profondes du détroit de Jacques-Cartier et une bonne part du chenal Anticosti. Le détroit forme un étranglement qui est le site de forts courants de marée et de forts déplacements verticaux de l'eau. La zone est une aire de frai, de reproduction, de concentration, de production et une aire

d'alimentation pour plusieurs espèces de poissons pélagiques (p.ex. capelan, hareng et lussion blanc).

- Le pourtour de l'île d'Anticosti (zone 8), surtout le secteur du détroit de Jacques-Cartier, est remarquable pour sa richesse en espèces de méroplancton de même que pour l'abondance des œufs et des larves de poissons et de crustacés décapodes qu'on y trouve. Ces observations soulignent l'importance du secteur pour le frai et pour la reproduction.
- La zone 9 se distingue particulièrement par son importance pour les mammifères marins. Il s'agit de la seule zone pour laquelle l'unicité, la concentration et la valeur adaptative sont maximales. Dans tout le nord-ouest Atlantique, cette zone n'a pas d'égal en termes de densité de mammifères marins piscivores. On y rencontre plusieurs espèces de piscivores de même que des grands cétacés (au moins 9 espèces de mammifères, dont le phoque du Groenland l'hiver et d'autres espèces durant la période sans glace). L'abondance du capelan dans la zone contribue probablement à une grande part de l'alimentation des mammifères marins qui y sont observés simultanément. La zone, plus particulièrement le détroit de Belle Isle, revêt également aussi une certaine importance pour les invertébrés benthiques. On y retrouve également les plus fortes concentrations d'espèces de crevettes et des gisements de pétoncles d'Islande. Il s'agit d'un site de concentration et de production de juvéniles de morue.
- La zone 10 se distingue principalement par son rôle pour les poissons démersaux (unicité, concentration et valeur adaptative maximales). Certains secteurs revêtent un caractère unique et essentiel du fait que des populations entières s'y concentrent. Que ce soit dans le chenal Esquiman ou en eaux moins profondes, l'ouest de Terre-Neuve demeure la principale aire de concentration des juvéniles de morue, de sébaste, de plie canadienne et de loup atlantique. Par ailleurs, des populations entières (morue, sébaste et autres) utilisent le chenal Esquiman comme principal couloir migratoire dans le golfe. La zone est aussi importante pour les poissons pélagiques alors qu'il s'agit des seuls refuges hivernaux pour de nombreuses espèces.

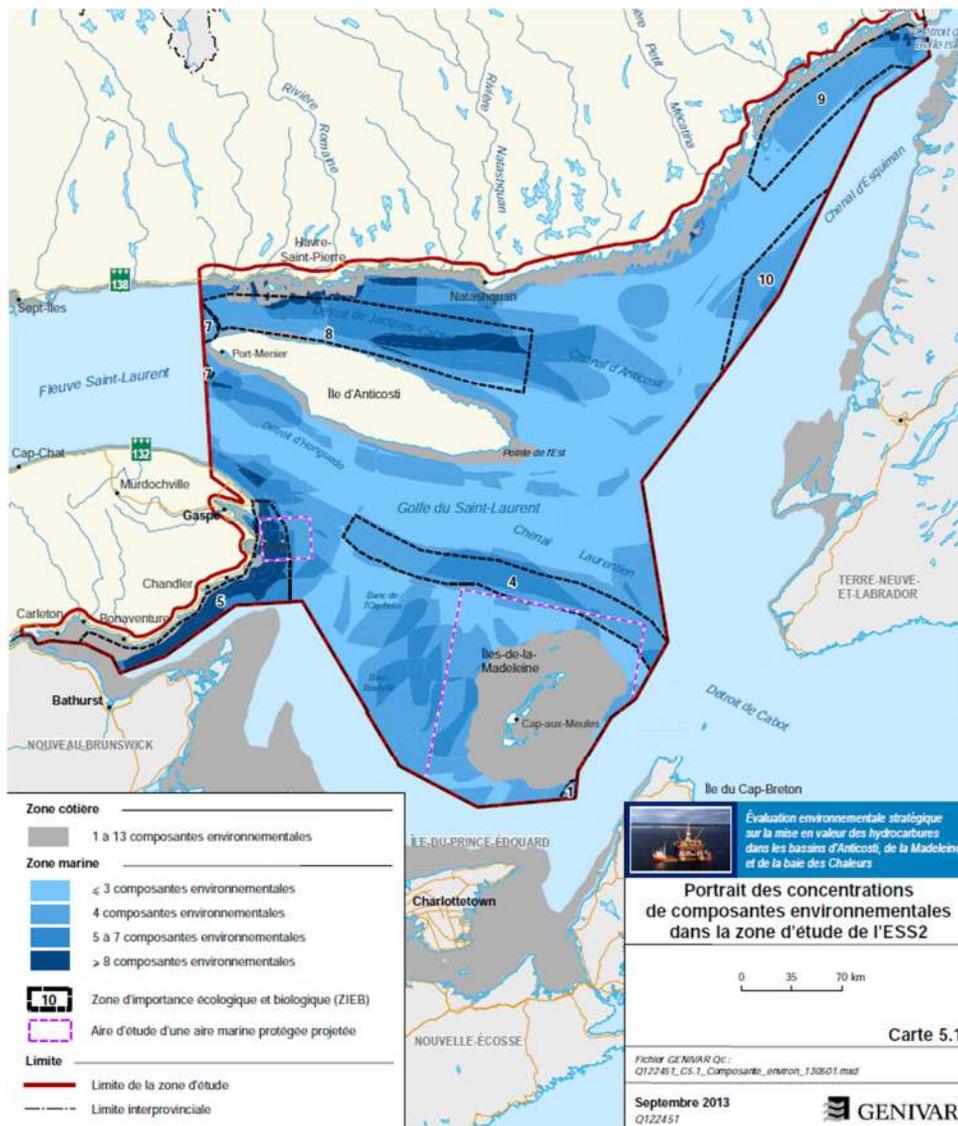


Figure 5-16 : Portrait des composantes environnementales dans le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013).

Cette figure illustre également diverses composantes environnementales qui ne sont pas nécessairement liées à des considérations écologiques et biologiques. Toutes les composantes environnementales considérées lors de l'évaluation environnementale stratégique sont listées ci-après (Genivar, 2013) :

- milieu physique : bathymétrie et hydrodynamique générale, géologie, géomorphologie littorale, composantes climatiques et océanographiques, environnement sonore;
- milieu biologique : végétation, plancton, invertébrés, poissons, mammifères marins, reptiles marins, oiseaux marins et espèces fauniques et floristiques à statut particulier;
- milieu humain : organisation administrative et aménagement du territoire, profil socioéconomique, profil sociosanitaire, pêche, aquaculture, chasse au phoque, infrastructures et circulation maritimes, tourisme et récréation, utilisation des milieux marin et côtier par les Autochtones, patrimoine culturel, archéologie et paysage.

En plus des milieux marins, il existe deux principaux types de milieux humides influencés par la marée du golfe du Saint-Laurent, soit les prairies salées et les marais salés (Genivar, 2013). Ces types de végétation vasculaire intertidale sont caractéristiques des substrats grossiers (deltas) ou des baies protégées

Le golfe du Saint-Laurent peut être subdivisé en deux types d'habitat général pour le poisson, à savoir les zones du plateau continental et les chenaux profonds. De manière générale, la diversité des communautés de poissons du plateau continental et des chenaux tend à diminuer du sud (détroit de Cabot) au nord-ouest (estuaire) et au nord-est (détroit de Belle Isle) (Genivar, 2013).

Les divers points suivants décrivent succinctement les conditions de la faune et de la flore présente (Genivar, 2013) :

Espèces végétales :

- 21 espèces d'algues brunes ;
- 16 espèces d'algues vertes ;
- 25 espèces d'algues rouges.

Invertébrés :

- 135 espèces d'invertébrés zooplanctoniques ont été identifiées dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent. De ce nombre, 113 sont des espèces holoplanctoniques (espèces permanentes du zooplancton) et 22 sont méroplanctoniques (oeufs et stades larvaires pélagiques d'espèces d'invertébrés et de poissons).

Poissons :

- 130 espèces de poissons subdivisées en poissons estuariens, pélagiques, démersaux et diadromes.

Mammifères :

- 5 espèces de mysticètes (baleines à fanons) soient : le rorqual bleu, le rorqual commun, le petit rorqual, le rorqual à bosse et la baleine noire de l'Atlantique Nord.
- 9 espèces d'odontocètes (baleines à dents) soient : le béluga, le cachalot macrocéphale, la baleine à bec commune, le marsouin commun, le globicéphale noir de l'Atlantique, l'épaulard, le dauphin à flancs blancs, le dauphin à nez blanc et le dauphin commun à bec court.
- 4 espèces de phoques sont reconnues pour fréquenter les eaux de la portion nord du golfe du Saint-Laurent, soit les phoques communs, du Groenland, gris et à capuchon.

Tortue(s) :

- 1 des sept espèces de tortues marine dans le monde : tortue luth.

Oiseaux :

- Grandes colonies d'oiseaux de mer nicheuses, dont le fou de Bassan et le petit pingouin ;
- Le golfe du Saint-Laurent, avec ses vasières et ses autres milieux riverains, est le second secteur en importance en termes de fréquentation par les oiseaux limicoles au Québec.

6 Milieu terrestre : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures

Cette section tente d'analyser et critiquer les informations recensées préalablement et de diverses autres sources complémentaires afin d'évaluer la portée des impacts potentiels associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec. Cette section s'attarde aux exploitations en milieu terrestre soit afin d'exploiter le/les :

- Gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent;
- Pétrole de schiste sur l'île d'Anticosti;
- Hydrocarbures (pétrole et/ou gaz naturel conventionnels et/ou gaz et/ou pétrole de schiste) en Gaspésie;
- Hydrocarbures (pétrole et/ou gaz naturel conventionnels et/ou gaz et/ou pétrole de schiste) au Bas-Saint-Laurent.

De nombreux impacts environnementaux, liés à plusieurs contaminants différents, sont associés aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre. En effet, l'industrie rejette des produits chimiques toxiques, des précurseurs du smog, des substances acidifiantes et des gaz à effet de serre.

Les différents impacts potentiels suivants ont été associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2013; Roy et coll. 2013; Environnement Canada, 2013; Savaria, 2014) :

Affectant l'atmosphère :

- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions atmosphériques : 17% des oxydes de soufre (SO_x), 21% des oxydes d'azote (NO_x) et 28% des composés organiques volatils (COV) recensés au Canada, en 2006, sont attribuables aux activités de l'industrie pétrolière et gazière.

Affectant l'eau :

- prélèvement eau pour la fracturation hydraulique ou la récupération secondaire de pétrole conventionnel ;
- contamination potentielle chronique de faible ampleur ou suite à des déversements des aquifères souterrains par les hydrocarbures, les boues de forages, les liquides de fracturation et/ou les eaux de reflux ;
- contamination potentielle chronique de faible ampleur ou suite à des déversements des eaux de surface par les hydrocarbures, les boues de forages, les liquides de fracturation et/ou eaux de reflux.

Affectant le sol :

- risques sismiques ;
- contamination potentielle chronique de faible ampleur ou suite à des déversements des sols par les boues de forages, les liquides de fracturation et les eaux de fracturation.

Autres :

- nuisances sonores et visuelles ;

- dommages aux routes causés par l'intensité du transport ;
- utilisation des terres; dégradation des services écosystémiques des sols.

Cette section est subdivisée en plusieurs sous-sections permettant d'évaluer les impacts potentiels de l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures; elle débute par une évaluation globale des impacts potentiels suite à une analyse du cycle de vie (section 6.1) avant de détailler les impacts potentiels associés aux émissions atmosphériques (section 6.2), à l'eau (section 6.3), au sol (section 6.4), à la faune et aux habitats (section 6.5) et finalement aux écosystèmes (section 0).

6.1 Analyse du cycle de vie : évaluation globale des impacts potentiels associés à l'exploration et exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre

L'analyse du cycle de vie (ACV) permet d'avoir une vision globale des impacts potentiels associés à un produit, un service ou un procédé lors de son cycle de vie : de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie. L'ACV permet généralement d'identifier les processus ou les activités les plus contributeurs aux impacts potentiels.

Les sous-sections suivantes présentent les résultats d'ACV associés à l'exploration et l'exploitation des divers hydrocarbures en milieu terrestre. **Il est à noter que l'ACV diffère de l'analyse de risque puisqu'elle évalue un cas typique ou moyen afin d'être le plus représentatif de la réalité et non pas le pire cas afin de déterminer s'il existe un risque pour la population.**

Attention:

Les résultats présentés dans cette section sont préliminaires (sauf pour le gaz de schiste) et ne représentent pas la spécificité du contexte québécois. En ce sens, ces résultats ne tiennent compte (notamment) ni des pratiques industrielles qui pourraient potentiellement être déployées ni de l'approvisionnement énergétique propre au Québec ni des distances de transports appropriées.

Les résultats ne sont donc présentés qu'à titre indicatif afin d'avoir une indication des principaux contributeurs aux impacts potentiels et alimenter les discussions lors des diverses analyses subséquentes.

Afin de présenter les impacts potentiels des différents hydrocarbures (c.-à-d., pétrole conventionnel, gaz naturel conventionnel, gaz de schiste et pétrole de schiste) sur leur cycle de vie (allant de la phase d'exploration jusqu'à l'utilisateur), la base de données *ecoinvent* version 2.2 a été utilisée. Cette base de données européenne est particulièrement reconnue par la communauté scientifique internationale.

Les impacts potentiels des différents hydrocarbures sont présentés selon les quatre catégories de dommages incluses dans la méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie IMPACT 2002+ (Jolliet et coll., 2003) et pouvant se résumer ainsi :

- **Santé humaine** : cette catégorie prend en compte les substances ayant des effets toxiques (cancérogènes et non cancérogènes) et respiratoires, produisant des radiations ionisantes et qui contribuent à la destruction de la couche d'ozone. Afin d'évaluer le facteur de dommage, la gravité de la maladie potentiellement causée par ces substances est exprimée en DALY - « *Disability-Adjusted Life Year* », unité reflétant le dommage à la santé humaine.

- **Qualité des écosystèmes** : cette catégorie regroupe les impacts liés à l'écotoxicité aquatique et terrestre, à l'acidification et à l'eutrophisation aquatique, à l'acidification et à la nutrification terrestre et à l'occupation des terres. Elle est quantifiée en fraction d'espèces potentiellement disparues, sur une surface donnée et sur une certaine période de temps, par kilogramme de substance émise ($\text{PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{an} / \text{kg}$).
- **Changement climatique** : le potentiel de chaque gaz à effet de serre (GES) est calculé en kilogrammes de dioxyde de carbone équivalent ($\text{kg CO}_2 \text{ éq.}$), basé sur les données sur le forçage radiatif infrarouge. La méthode IMPACT 2002+ évalue l'effet potentiel des émissions sur une période de 500 ans. Les résultats obtenus pour la catégorie *Changement climatique* ne sont donc pas comparables à ceux obtenus par d'autres méthodes considérant un potentiel de réchauffement global sur un horizon de 100 ans. Les résultats sur un horizon de 100 ans sont présentés à la section 9. Les conséquences d'utiliser différents horizons de temps y sont également discutées.
- **Ressources** : cette catégorie prend en compte l'utilisation de ressources énergétiques non renouvelables et l'extraction de minéraux, quantifiés en mégajoules d'énergie (MJ).

Il est à noter que l'ACV n'évalue pas plusieurs problématiques spécifiques et peut donc limiter l'interprétation des résultats. Ce fait est particulièrement important lorsqu'il s'agit de problématiques telles que :

- les impacts sur les biens humains (p.ex. détérioration des bâtiments) ;
- le risque géologique (p.ex. séismes) ainsi que les vibrations ;
- la pollution liée à des accidents exceptionnels ou à des mauvaises pratiques ;
- le bruit et les odeurs ;
- la pollution lumineuse liée à l'éclairage intensif des sites lors des travaux ;
- les risques associés à la contamination potentielle des aquifères. Les impacts étant de nature très localisée, ils dépendent de la géologie du sol et de facteurs spécifiques aux sites ;
- les impacts localisés puisque les modèles employés en ACV pour l'évaluation des impacts sont basés sur des données génériques et couvrent un nombre limité de substances.

Dans ces cas précis, les résultats ACV ne peuvent en aucun cas se substituer à une analyse de risques ou à la procédure d'évaluation des impacts environnementaux d'un projet. **L'objectif est ici d'avoir un aperçu global des impacts potentiels et d'en déterminer la provenance.**

6.1.1 Pétrole conventionnel

Quatre étapes sont généralement associées à l'exploitation du pétrole conventionnel en milieu terrestre :

- l'extraction (inclue l'exploration et l'exploitation) ;
- le transport jusqu'à la raffinerie ;
- le raffinage ;
- le transport de la raffinerie jusqu'à la pompe de la station-service.

La donnée utilisée représente l'approvisionnement en essence en Europe à partir du pétrole brut conventionnel extrait au Moyen-Orient. Aucune étude spécifique au contexte particulier du Québec n'a été effectuée à ce jour.

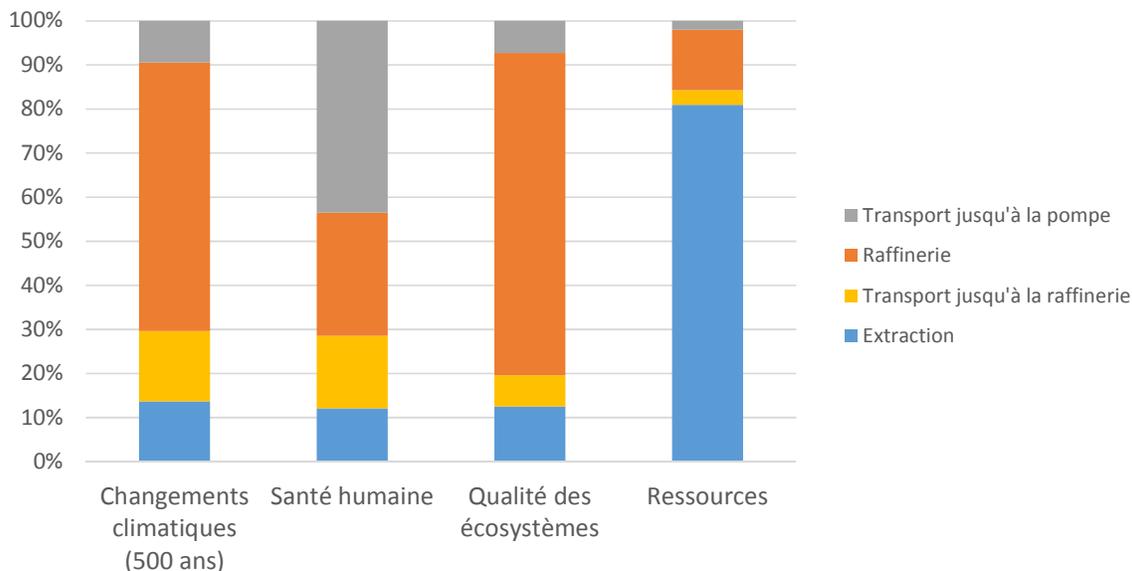


Figure 6-1 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du pétrole conventionnel extrait en milieu terrestre (système « du puits à la pompe »)

Il ressort de cette évaluation que (*rappel : situation moyenne sans accidents ou déversements*) :

- L'étape du raffinage est la principale contributrice pour les catégories *Changement climatique* et *Qualité des écosystèmes*.
- L'étape d'extraction s'avère un contributeur relativement faible à l'exception de la catégorie *Ressources*.
- L'étape de transport jusqu'à la pompe s'avère un faible contributeur à l'exception de la catégorie *Santé humaine* dû aux émissions de particules primaires et secondaires (NO_x) du camion-citerne en milieu urbain.

6.1.2 Gaz naturel conventionnel

Trois étapes sont généralement associées à l'exploitation du gaz naturel conventionnel en milieu terrestre :

- l'extraction ;
- le traitement ;
- la transmission et la distribution jusqu'à l'utilisateur.

La donnée utilisée représente l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord à partir de gaz naturel conventionnel extrait en milieu terrestre. Il n'est pas stipulé si l'étape d'exploration est incluse dans l'étape d'extraction. Aucune étude spécifique au contexte particulier du Québec n'a été effectuée à ce jour.

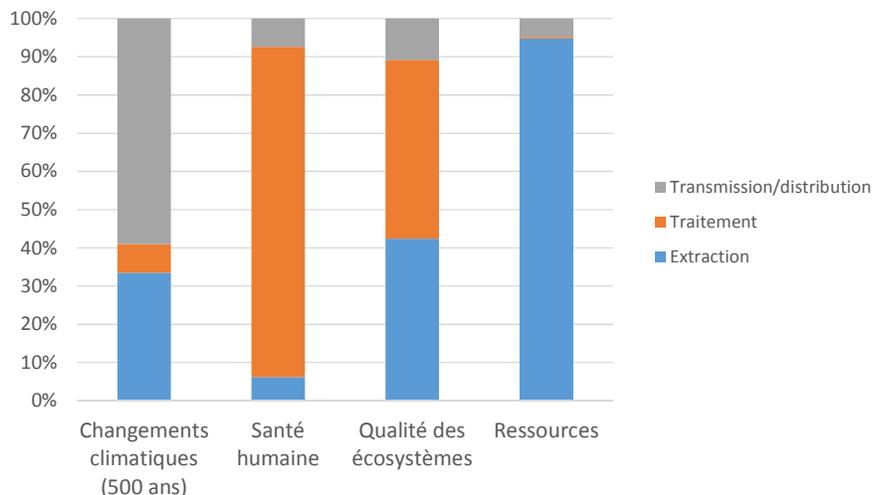


Figure 6-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz naturel conventionnel extrait en milieu terrestre (système « du puits à l'utilisateur »)

Il ressort de cette évaluation que (*rappel : situation moyenne sans accidents ou déversements*) :

- L'étape du traitement contribue le plus à la catégorie *Santé humaine* et représente un contributeur important à la catégorie *Qualité des écosystèmes*.
- L'étape d'extraction s'avère un contributeur relativement important pour toutes les catégories d'impacts à l'exception de la catégorie *Santé humaine*.
- L'étape de transmission et de distribution jusqu'à l'utilisateur s'avère la plus importante pour la catégorie *Changement climatique*, notamment à cause des fuites de gaz naturel (méthane) le long du réseau de distribution ainsi que des compresseurs (fonctionnant au gaz naturel) nécessaires au maintien de la pression à l'intérieur du gazoduc.

6.1.3 Gaz de schiste

Les travaux de Roy et coll. (2013) ont déjà mis en évidence les impacts potentiels associés aux diverses étapes du cycle de vie du gaz de schiste dans un contexte prospectif québécois. Les résultats alors obtenus sont résumés dans cette sous-section.

Six étapes ont été considérées :

- Les travaux préliminaires ;
- L'exploration ;
- L'exploitation (sous le nom de projet pilote/développement) ;
- Le traitement du gaz (sous le terme production) ;
- La transmission et la distribution jusqu'à l'utilisateur ;
- La fermeture définitive du site.

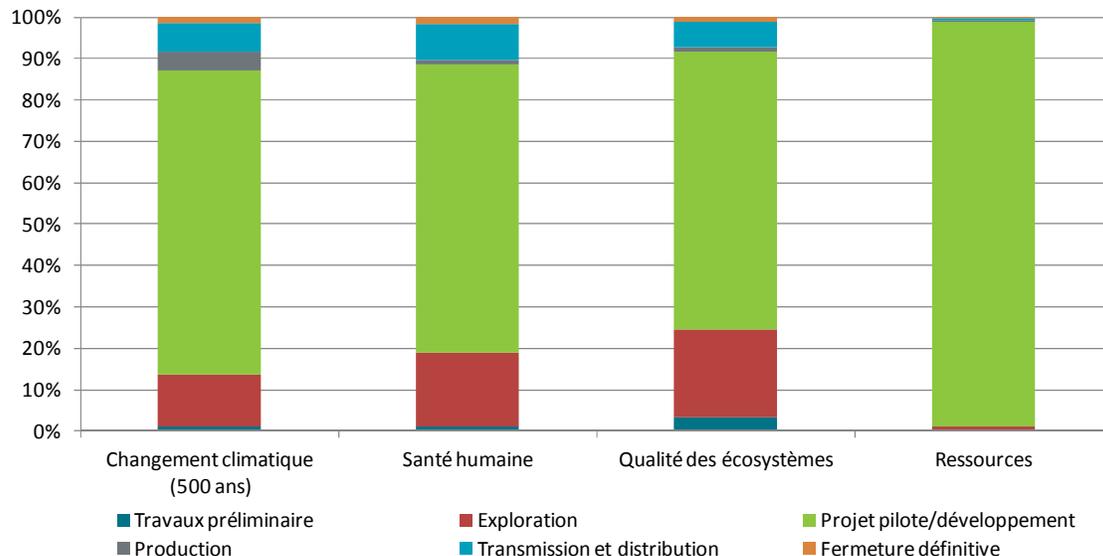


Figure 6-3 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz de schiste (système « du puits à la résidence »)

Il ressort de cette évaluation que (*rappel : situation moyenne sans accidents ou déversements*) :

- Les étapes d'exploration, de développement et de transmission et distribution sont les principales contributrices pour toutes les catégories de dommages.
- Les travaux préliminaires, la production et la fermeture définitive montrent des contributions marginales.
- Il apparaît également que l'indicateur *Ressources* est pratiquement entièrement associé à l'étape de projet pilote/développement ; une évidence puisque c'est à ce moment que le gaz de schiste est extrait et ne pourra être ainsi utilisé par les générations futures.

Les paragraphes qui suivent présentent une analyse plus détaillée des étapes d'exploration (Figure 6-4), de projet pilote/développement (Figure 6-5), de production (Figure 6-6) et de transmission/distribution (Figure 6-7).

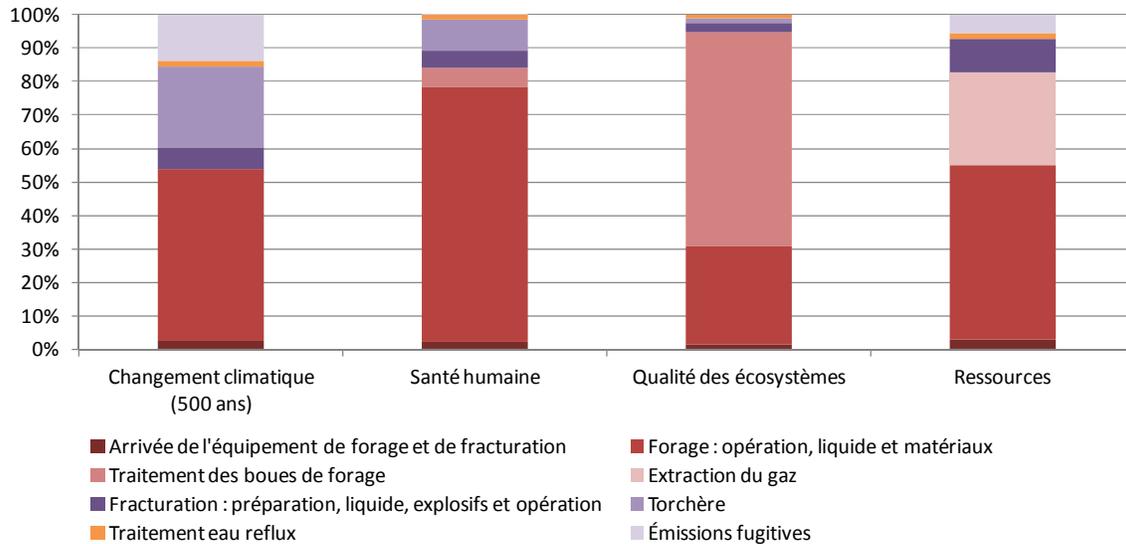


Figure 6-4 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape d'exploration du gaz de schiste.

Le forage est l'activité qui influe le plus sur l'étape d'exploration. Cependant, selon l'indicateur environnemental considéré, différentes activités contribuent au score d'impact évalué. Les plus importantes sont :

- Pour la catégorie *Changement climatique*, ce sont principalement l'opération de la machinerie de forage (21 %), la production des matériaux pour les puits (26 %) (principalement les tuyaux d'acier), les émissions de combustion à la torchère (24 %) et les émissions fugitives (14 %) qui sont en cause. La production et le transport des liquides de forage et de fracturation comptent également pour 5 % chacun.
- Pour la catégorie *Santé humaine*, 76 % du score d'impact sont attribuables au forage, dont 49 % sont liés à l'opération de la machinerie (émissions de combustion), 24 % aux matériaux (principalement les tuyaux d'acier des puits) et 3 % au liquide de forage. Les émissions de la torchère (9 %), l'enfouissement des boues de forage (6 %) et les activités de fracturation (5 %) contribuent également à cette catégorie.
- La catégorie *Qualité des écosystèmes* est principalement influencée par deux activités : d'abord, le forage (29 %), dont l'opération de la machinerie (8 %) et la production des matériaux pour les puits (18 %) (surtout les tuyaux d'acier) ; ensuite, l'enfouissement des boues de forage (64 %), à cause de l'émission au sol des métaux contenus dans les boues¹⁰. Enfin, la production et le transport des liquides de forage et de fracturation, de même que la combustion des gaz en torchère contribuent faiblement (à moins de 3% chacun) au résultat de la catégorie *Qualité des écosystèmes*.
- La catégorie *Ressources* est fortement affectée par le forage (21 % pour le diesel servant à l'opération de la machinerie, 25% pour les matériaux des puits (surtout les tuyaux

¹⁰ La méthode IMPACT 2002+ utilise des modèles de caractérisation qui ont tendance à surestimer l'impact potentiel des métaux émis au sol, engendrant d'importantes incertitudes pour cet indicateur. En outre, les boues ne sont généralement pas considérées comme dangereuses; à certains endroits les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (Molgat, 2013). Il est donc possible que l'enfouissement des boues de forage n'affecte pas autant l'indicateur *Qualité des écosystèmes*.

d'acier) et 5 % pour le liquide de forage). L'extraction de la ressource « gaz naturel » compte pour 28 %, alors que les émissions fugitives et la production du liquide de fracturation comptent respectivement pour 6 et 9 % du résultat.

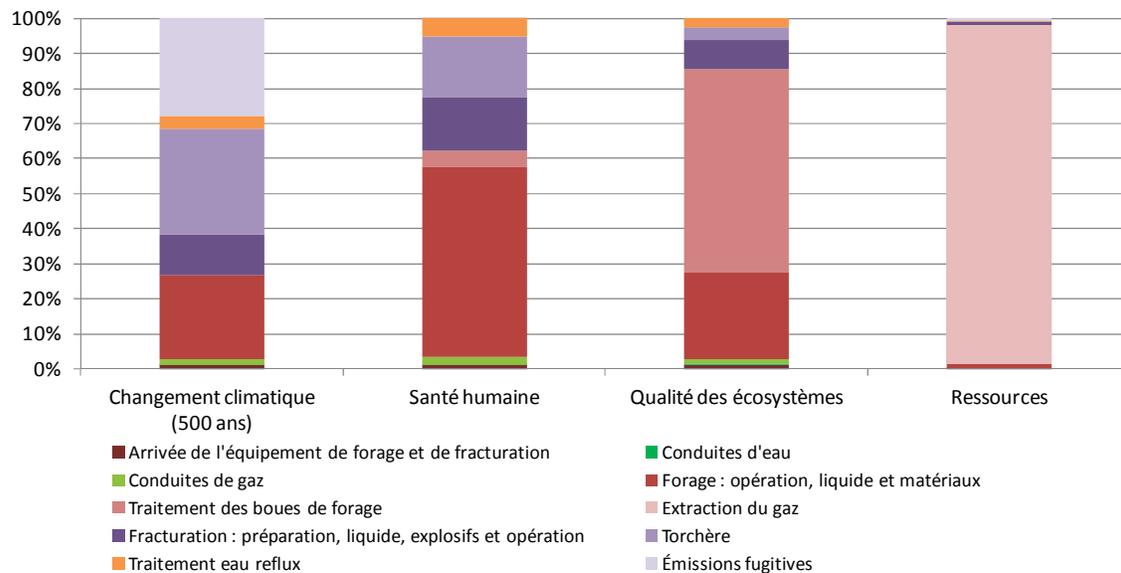


Figure 6-5 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de développement/projet pilote du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

L'étape du projet pilote consiste à mettre en place un plus grand nombre de puits sur les sites qui se sont montrés intéressants lors de l'étape d'exploration. Comme pour l'exploration, cette étape est fortement influencée par les activités de forage. Les opérations de fracturation prennent par ailleurs une plus grande importance ; conséquence directe du nombre de fracturations par site (6 fracturations par site lors de l'exploration et 96 fracturations par site lors du développement).

De manière plus détaillée, on constate que :

- La catégorie *Changement climatique* est influencée par les activités de forage (10 % pour l'opération de la machinerie et 13 % pour la production et le transport des tuyaux d'acier pour les puits), les émissions de combustion à la torchère (30 %) et les émissions fugitives (28 %). La production et le transport du liquide de fracturation comptent également pour 9 % et le traitement des eaux de reflux pour 4 %.
- Pour la catégorie *Santé humaine*, 54 % du score d'impact sont attribuables au forage (dont 36 % à l'opération de la machinerie et 18 % à la production et au transport des tuyaux d'acier pour les puits), 17 % aux émissions de la torchère, 15 % à la fracturation (dont 8 % pour l'opération de la machinerie et 7 % pour le liquide de fracturation). Enfin, le traitement des eaux de reflux et l'enfouissement des boues de forage comptent respectivement pour 5% et 4 %.
- Comme précédemment, la catégorie *Qualité des écosystèmes* est principalement influencée par l'enfouissement des boues de forage (58 %), les activités de forage (25 %), dont l'opération de la machinerie (7 %) et la production et le transport des tuyaux d'acier des puits (17 %), et la production et le transport du liquide de fracturation (6 %).

- Pour la catégorie *Ressources*, c'est presque uniquement l'extraction du gaz naturel qui est en cause (97%). Les émissions fugitives de même que la production et le transport des tuyaux d'acier et des liquides de forage et de fracturation complètent le total avec 1 % chacun.

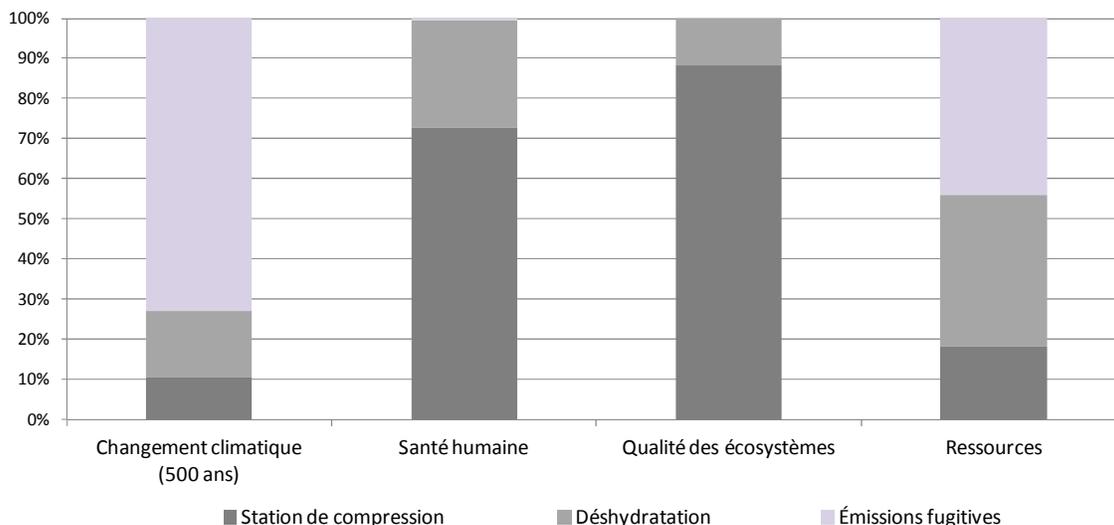


Figure 6-6 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de production du gaz de schiste.

L'étape de production consiste essentiellement à traiter le gaz pour qu'il réponde aux spécifications du distributeur, soit les activités de compression et de déshydratation, ainsi que les émissions fugitives associées. De manière plus détaillée, on constate que :

- Pour la catégorie *Changement climatique*, le plus grand contributeur est les émissions fugitives de méthane lors de la compression (73 %), alors que 10 % sont dus aux émissions des compresseurs de la station et 17 % aux opérations de déshydratation. Cette prépondérance des émissions fugitives tient au fait que le méthane (CH_4) a un potentiel de réchauffement global (PRG_{500}) 7,6 fois plus élevé que le dioxyde de carbone (CO_2) produit lors de la combustion des carburants utilisés par les machines.
- Les catégories *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* sont dominées par les émissions des compresseurs (73 et 88 % respectivement), alors que le méthane des émissions fugitives n'influence pas ces catégories.
- Pour la catégorie *Ressources*, 18 % du score d'impact sont attribuables aux émissions des compresseurs et à 38 % à l'étape de déshydratation (combustion de gaz naturel pour la production d'énergie et utilisation de triéthylène glycol pour le procédé). Le reste (44 %) est associé à la perte de la ressource due aux émissions fugitives.

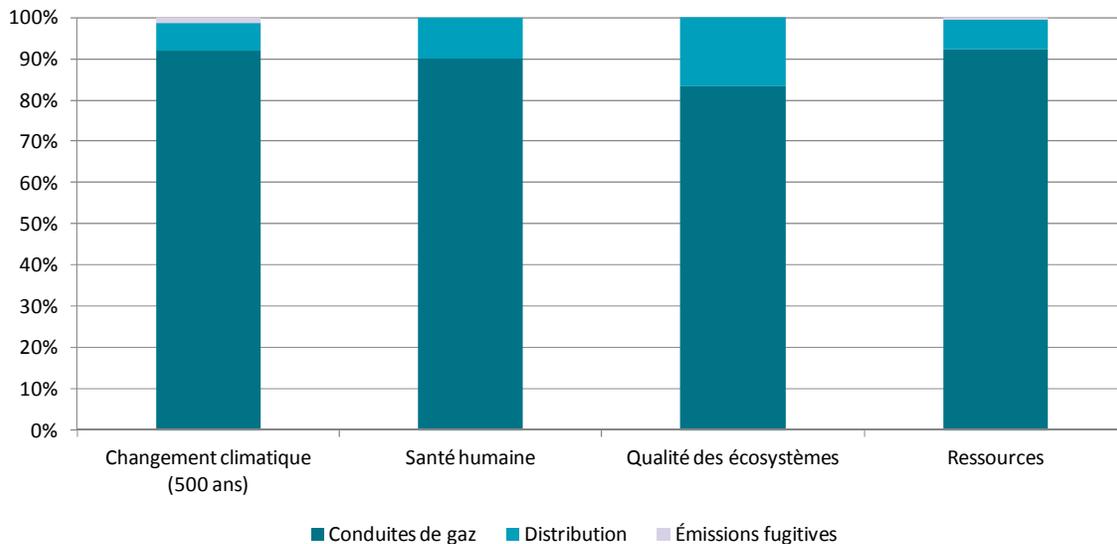


Figure 6-7 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de distribution/transmission du gaz de schiste.

Enfin, l'étape de transmission et distribution comprend l'installation des conduites de gaz de la station de compression jusqu'au réseau de distribution, le maintien de la pression dans ce réseau et une faible part d'émissions fugitives. De manière plus détaillée, on constate que :

- Pour la catégorie *Changement climatique*, les principaux contributeurs sont la production et le transport des matériaux des conduites de gaz (92 %), alors que 7 % sont liés aux émissions d'opération des compresseurs du réseau de distribution. Le reste (1 %) est attribuable aux émissions fugitives.
- Les catégories *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* sont dominées, à 90% et 83% respectivement, par la production et le transport des matériaux des conduites de gaz. Le reste, 10% et 17 % respectivement, sont associés aux émissions des compresseurs du réseau de distribution.
- Pour la catégorie *Ressources*, 92 % du score d'impact sont attribuables à la production et au transport des matériaux des conduites de gaz, alors que les émissions des compresseurs et les émissions fugitives représentent respectivement 7% et 1 %.

6.1.4 Pétrole de schiste

Aucune étude ACV (ou donnée dans la base de données européenne *ecoinvent*) portant sur le pétrole de schiste n'a été recensée dans la littérature. Le contexte particulier du Québec demeure à évaluer.

Bien qu'il existe quelques études ayant préconisé une approche cycle de vie, elles ont limité leur évaluation aux émissions de gaz à effet de serre. Ces études sont présentées plus avant à la section 9.1.4.

Considérant que le pétrole de schiste et le gaz de schiste requièrent tous deux la technique de la fracturation hydraulique, il pourrait être possible de conclure que les problématiques environnementales en lien avec l'exploration et l'exploitation du pétrole de schiste et celles du gaz de schiste sont similaires.

Toutefois, il est tout de même pressenti qu'il existe de nombreuses différences entre le gaz de schiste des basses terres du Saint-Laurent et l'extraction du pétrole de schiste notamment :

- Une exploitation de pétrole de schiste élimine généralement une partie du gaz de schiste recueilli à une torchère; une solution généralement préconisée par l'industrie en absence d'infrastructure afin de transporter facilement le gaz naturel (IHS Energy, 2014).
- Une exploitation de pétrole de schiste requiert une étape de raffinage du pétrole de schiste; un traitement fort différent de celui du gaz naturel (voir les Figure 4-9 et Figure 4-10).

En considérant ces différences majeures, il est donc impossible de déterminer les principaux contributeurs aux différents impacts potentiels du pétrole de schiste sans avoir réalisé une analyse du cycle de vie, préférablement spécifique, à l'exploitation des pétroles de schiste dans les régions visées afin de tenir compte des différents moyens et distances de transports.

6.2 Émissions atmosphériques

6.2.1 Émissions de gaz à effet de serre

L'estimation des émissions de gaz à effet de serre des diverses activités de l'industrie pétrolière et gazière est présentée de façon distincte à la section 9.

6.2.2 Émissions pouvant affecter la qualité de l'air

En plus des gaz à effet de serre, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures émettent à l'atmosphère, au cours de leur cycle de vie, de nombreuses substances pouvant nuire à la qualité de l'air notamment (mais pas nécessairement limité à) (SNC-Lavalin, 2013) :

- oxydes d'azote (NO_x) ;
- dioxyde de soufre (SO₂) ;
- monoxyde de carbone (CO) ;
- poussière et particules fines (p. ex. PM_{2,5}) ;
- composés organiques volatils (COV) ;
- sulfure d'hydrogène (H₂S) ;
- hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) ;
- aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.).

Afin d'évaluer les risques associés à la qualité de l'air suite à l'implantation de l'industrie gazière ou pétrolière, une modélisation atmosphérique doit être effectuée. Cette modélisation requiert typiquement l'utilisation du modèle AERMOD, développé par le US EPA (et utilisé par de nombreux gouvernements provinciaux, dont le Québec, afin d'évaluer les risques à la qualité de l'air) (Leduc, 2005). Ce modèle nécessite comme entrant une évaluation des émissions sur site, un système de mesures (virtuelles) de la concentration atmosphérique, des conditions météorologiques autour du site et du territoire environnant afin d'évaluer les divers obstacles potentiels. Il est à noter que le modèle lui-même ne différencie pas les diverses substances émises autrement que par leur taux d'émission sur site.

6.2.2.1 Hydrocarbure dans les basses terres du Saint-Laurent

La modélisation des émissions associées à l'exploitation des gaz de schiste a été effectuée lors de l'ÉES des gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014; SNC-Lavalin, 2013).

Cette modélisation a considéré l'émission des substances suivantes : les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO₂), le monoxyde de carbone (CO), les particules totales et fines (PST, PM_{2,5}), les composés organiques volatils (COV), le sulfure d'hydrogène (H₂S), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.). **Ces substances causent des problèmes importants, à la santé humaine, comme des effets respiratoires ou cancérogènes. Toutefois, les effets d'une augmentation de la concentration atmosphérique de ces substances sur la faune, la flore et les écosystèmes demeurent généralement mal documentés.**

Des données météorologiques de cinq stations ont été utilisées :

- Aéroport international Jean Lesage de Québec (2008 à 2012) ;
- Aéroport international Montréal-Trudeau (2008 à 2012) ;
- Aéroport de Montréal Saint-Hubert Longueuil (1991 à 1995) ;
- Bécancour (2005 à 2009) ;
- Maniwaki (Sondages aérologiques, 1991 à 1995 et 2008 à 2012).

Toutefois, cinq points de référence peuvent s'avérer une limitation importante de l'étude compte tenu de l'étendue du territoire à l'étude. De plus, bien que la moyenne des conditions climatiques sur cinq à dix ans est généralement recommandée, il pourrait être possible de mettre en doute la discordance au niveau de la temporalité des données utilisées.

Le cas de base a évalué les taux maximums d'émission correspondant à des technologies du début des années 2000. Des facteurs tels que la transformation chimique, la déposition sèche ou humide et l'absorption par la végétation n'ont pas été considérés. Par conséquent, les concentrations atmosphériques calculées pour les points les plus éloignés de la source ont été surestimées. Ainsi, en accord avec la philosophie de l'analyse de risque, toutes ces hypothèses culminent en la création d'un scénario du pire cas qui pourrait éventuellement s'avérer, mais ne serait pas nécessairement représentatif des conditions d'opérations usuelles (SNC-Lavalin, 2013).

Les valeurs de concentration atmosphérique alors obtenues ont été comparées *aux normes et critères de qualité de l'air ambiant* (MDDLCC, 2014g). Les résultats de cette comparaison sont présentés au

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

Il est également important de noter que les **normes et critères de la qualité de l'air ont été développés en fonction du niveau de tolérance de l'être humain**. Les effets sur la biodiversité **environnante** (autre qu'humaine) de ces émissions atmosphériques **demeurent inconnus**.

Tableau 6-1 pour le scénario de base et en considérant certaines mesures d'atténuation.

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

Il est également important de noter que les **normes et critères de la qualité de l'air ont été développés en fonction du niveau de tolérance de l'être humain**. Les **effets sur la biodiversité environnante** (autre qu'humaine) de ces émissions atmosphériques **demeurent inconnus**.

Tableau 6-1 : Résultats portant sur l'évaluation de la qualité de l'air (SNC-Lavalin, 2013).

Étape	Émissions des polluants	Distances de dépassements des normes et critères de qualité de l'air ambiant du scénario de base (m)	Distance de dépassements des normes et critères de qualité de l'air ambiant avec mesure d'atténuation (m)	Mesure d'atténuation des impacts considérés
Forage des puits	NO ₂	300	-	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs TIER-4 • Chaudière : réduction du soufre dans le carburant et rehaussement de cheminée
	PM _{2,5}	1 000	-	
	PM	350	-	
	SO ₂	250	-	
	Formaldéhyde	150	-	
	HAP	350	-	
Fracturation hydraulique	NO ₂	600	300	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs TIER-4
	PM _{2,5}	650	-	
	PM	250	-	
	Formaldéhyde	450	-	
Essai de production	Benzène	Entre 0 et 5 000	-	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoirs fermés (élimination des émissions potentielles)
	Toluène		-	
	Éthylbenzène		-	
	Xylène		-	
	H ₂ S		-	
Extraction du gaz	NO ₂	150	-	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs de meilleures technologies • Captage aux événements de coffrage • Programme de détection et de réparation des fuites • Remplacement des systèmes pneumatiques par des systèmes « low-bleed » à air comprimé ou mécanique
	Formaldéhyde	100	-	
	Benzène	200	-	
	Toluène	850	-	
	n-hexane	100	-	
	H ₂ S	100	-	
Traitement du gaz	NO ₂	650	0-100	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs de meilleures technologies • Condenseurs ou incinérateurs d'une efficacité de plus de 98% • Programme de détection et de réparation des fuites
	PM _{2,5}	1 000	-	
	PMT	400	-	
	Formaldéhyde	2 600	0-200	
	Butadiène	550	-	
	Tétrachloroéthane	150	-	
	Benzène	1 000	-	
	Toluène	>5 000	-	
H ₂ S	150	-		

Aucune étude sur la qualité de l'air associée à l'exploitation du gaz naturel conventionnel dans les basses terres du Saint-Laurent n'a encore été effectuée ou n'est pas encore publiquement disponible.

6.2.2.2 Hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

Aucune étude sur la qualité de l'air associée à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels n'a encore été effectuée ou n'est pas encore publiquement disponible.

Puisque l'exploitation du gaz de schiste et celle du pétrole de schiste sont similaires (toutes deux reposant sur la technique de la fracturation hydraulique), il est permis de croire que les taux d'émissions des diverses substances investigués dans le contexte des basses terres du Saint-Laurent seraient encore valides. Toutefois, considérant que les conditions climatiques ainsi que les récepteurs retrouvés dans les basses terres du Saint-Laurent sont significativement différents de ceux retrouvés sur l'île d'Anticosti, les conclusions obtenues pour les basses terres du Saint-Laurent ne sont pas extrapolables au cas Anticosti; une modélisation atmosphérique propre à Anticosti serait nécessaire.

Il faut noter que l'acquisition de données climatiques afin d'effectuer une modélisation pertinente de la qualité de l'air pourrait s'avérer difficile puisque les données accessibles les plus récentes datent de 1953 (Gouvernement du Canada, 2014).

6.2.2.3 Hydrocarbures en Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

Bien que des émissions de polluants atmosphériques soient associées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, la présente revue de littérature n'a pu trouver de résultats d'une modélisation atmosphérique ou d'une quelconque autre évaluation de la qualité de l'air associée aux activités pétrolière et gazière en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent.

Ce résultat s'avère surprenant compte tenu du fait que plusieurs sites d'exploration en opération au cours des dernières années étaient situés près de milieux urbains; plus spécifiquement le gisement Haldimand situé à quelques kilomètres de la ville de Gaspé.

6.2.3 Odeurs

Tout comme pour la qualité de l'air, la modélisation des odeurs peut être effectuée à l'aide du modèle AERMOD.

6.2.3.1 Hydrocarbures dans les basses terres du Saint-Laurent

La modélisation des émissions associées à l'exploitation du gaz de schiste a été effectuée lors de l'évaluation environnementale stratégique des gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014; SNC-Lavalin, 2013). Le cas de base évalué est le même que celui explicité à la section portant sur la qualité de l'air.

Les valeurs de concentration atmosphérique des odeurs obtenues ont été comparées aux *normes et critères de qualité de l'air ambiant* (MDDLCC, 2014g). Les résultats de cette comparaison sont présentés au Tableau 6-2 pour le scénario de base et en considérant certaines mesures d'atténuation.

Les résultats montrent que l'estimation de la **concentration atmosphérique en termes d'odeurs s'élève au-delà des niveaux prescrits** par les normes et critères de qualité de l'air ambiant **et ce, même en considérant certaines mesures d'atténuation.**

Il est également important de noter que les normes et critères de la qualité de l'air ont été développés en fonction du niveau de tolérance de l'être humain. **Les effets sur la biodiversité environnante (autre qu'humaine) de ces émissions atmosphériques demeurent inconnus.**

Tableau 6-2 : Évaluation des odeurs (SNC-Lavalin, 2013).

Étape	Émissions des polluants	Distances de dépassements des normes et critères de qualité de l'air ambiant du scénario de base (m)	Distance de dépassements des normes et critères de qualité de l'air ambiant avec mesure d'atténuation (m)	Mesure d'atténuation des impacts considérés
Forage des puits	Odeur > 10 u.o/m ³	2 200	150	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs TIER-4 • Chaudière : réduction du soufre dans le carburant et rehaussement de cheminée
	Odeur > 5 u.o/m ³	>5 000	300	
	Odeur > 1 u.o/m ³	>5 000	>5 000	
Fracturation hydraulique	Odeur > 10 u.o/m ³	>5 000	600	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs TIER-4
	Odeur > 5 u.o/m ³	>5 000	2 500	
	Odeur > 1 u.o/m ³	>5 000	>5 000	
Essai de production	Odeur > 10 u.o/m ³	0 à 5 000	Odeurs possibles sur le site et très près de la plateforme	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoirs fermés (élimination des émissions potentielles)
	Odeur > 5 u.o/m ³			
	Odeur > 1 u.o/m ³			
Extraction du gaz	Odeur > 10 u.o/m ³	650	-	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs de meilleures technologies • Captage aux événements de coffrage • Programme de détection et de réparation des fuites • Remplacement des systèmes pneumatiques par des systèmes « low-bleed » à air comprimé ou mécanique
	Odeur > 5 u.o/m ³	1 400	-	
	Odeur > 1 u.o/m ³	>5 000	150	
Traitement du gaz	Odeur > 10 u.o/m ³	>5 000	-	<ul style="list-style-type: none"> • Moteurs de meilleures technologies • Condenseurs ou incinérateurs d'une efficacité de plus de 98% • Programme de détection et de réparation des fuites
	Odeur > 5 u.o/m ³	>5 000	300	
	Odeur > 1 u.o/m ³	>5 000	2 500	

Tout comme dans le cas de la qualité de l'air, aucune étude associée à l'exploitation du gaz naturel conventionnel n'a encore été effectuée ou n'a été rendue disponible.

6.2.3.2 Hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

Tout comme dans le cas de la qualité de l'air, aucune étude associée à l'exploitation des hydrocarbures n'a encore été effectuée ou n'a été rendue disponible dans le cadre d'une exploitation à Anticosti. Les mêmes problématiques soulevées à la section portant sur la qualité de l'air sont applicables.

6.2.3.3 Hydrocarbures en Gaspésie et au Bas-Saint-Laurent

Tout comme dans le cas de la qualité de l'air, la présente revue de littérature n'a pu trouver d'indices laissant sous-entendre qu'une évaluation des odeurs ait été effectuée dans le cadre de

ces deux régions. Les mêmes constatations soulevées à la section portant sur la qualité de l'air sont applicables.

6.3 Impact potentiel à l'eau

Un impact potentiel à l'eau ne peut en aucun cas désigner simplement une quantité d'eau prélevée ; il est également nécessaire d'évaluer les impacts potentiels liés à la dégradation de cette eau. En ce sens, cette section évalue tout d'abord les quantités d'eau devant être prélevées (sous-sections 6.3.1 et 6.3.2) ainsi que les impacts potentiels aux eaux souterraines (sous-section 0) et aux eaux de surfaces (sous-section 6.3.4).

6.3.1 Prélèvement d'eau

Le Tableau 6-3 présente la quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure.

Tableau 6-3 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure (Mielke et coll., 2010; Harto et coll., 2013; Jackson et coll., 2014)

Type d'hydrocarbure	Quantité d'eau requise en moyenne* (m ³ /MJ)	Mesure d'atténuation
Pétrole conventionnel	367 (primaire : 5, secondaire : 222, tertiaire : 140)	Afin de minimiser l'utilisation d'eau, il est suggéré de réutiliser les eaux de reflux en les pompant dans les puits
Gaz naturel conventionnel	≈ 0	
Gaz de schiste	4.7	
Pétrole de schiste	Inconnu	

*Il est à noter que l'eau nécessaire pour les boues de forage est incluse dans cette estimation. Toutefois, la quantité d'eau requise par MJ extrait d'un puits s'avère très faible et approxime alors 0.

6.3.1.1 Pétrole conventionnel

La consommation d'eau lors de l'extraction de pétrole varie significativement en fonction de la géographie, de la géologie, des techniques de récupération et du niveau de déplétion du réservoir pétrolier. **L'eau est généralement utilisée afin d'augmenter la quantité de pétrole extrait**, cf. phase secondaire et tertiaire (mais alors sous forme de vapeur) (Mielke et coll., 2010).

6.3.1.2 Gaz naturel conventionnel

Le gaz naturel conventionnel **ne requiert de l'eau que pour les boues de forages**. Lorsque ramenée de façon relative avec la quantité de gaz naturel extrait, la quantité d'eau requise devient alors négligeable (Mielke et coll., 2010).

6.3.1.3 Gaz de schiste

La technique de fracturation hydraulique nécessite une quantité d'eau importante : en moyenne, **il faudra approximativement 1670 m³/fracturation** (870 et 3400 m³/fracturation) (van Durme et coll., 2012) ce qui se traduit (si l'eau de reflux n'est pas réutilisée sur site) :

- près de 20 000 m³/puits (870 et 61 200 m³/puits entre 1 à 18 fracturations par puits)
- près de 160 000 m³ d'eau par site (approximativement la quantité d'eau contenue dans 64 piscines olympiques).

Afin de diminuer les quantités d'eau prélevée, l'industrie privilégie la réutilisation des eaux de reflux. Toutefois, même en considérant une réutilisation de l'eau sur site, il est estimé que **seulement 44 % de l'eau injectée dans un puits de gaz de schiste remontera à la surface** (van Durme et coll., 2012); un apport d'eau « neuve » sera donc nécessaire.

6.3.1.4 Pétrole de schiste

Aucune valeur d'eau requise par MJ n'est présentée au Tableau 6-3 pour le pétrole de schiste. Il ne s'agit toutefois pas d'une incapacité à évaluer la quantité d'eau requise, mais d'une incapacité à estimer la quantité de pétrole qui sera ultimement extrait du gisement (Harto et coll, 2013; Jackson et coll., 2014).

Une étude comparant la quantité d'eau requise pour le pétrole de schiste et le gaz de schiste est arrivée à des quantités similaires pour les deux hydrocarbures (Jackson et coll., 2014). **Il pourrait donc être considéré que près de 1670 m³ d'eau/fracturation sont nécessaires.**

6.3.2 Disponibilité de l'eau dans les diverses régions

Les sous-sections suivantes tentent d'évaluer la disponibilité de l'eau pouvant servir à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans les diverses régions du Québec.

Il est reconnu que **le Québec est riche en eau potable**; le Québec dispose de 990 000 Mm³/année d'eaux renouvelables qui coulent dans plus de 4 500 rivières et d'environ 2 000 000 Mm³ de réserves en eaux souterraines (10 % de ces réserves (200 000 millions de m³/année) étant disponibles dans les régions habitées).

Localement, Gangbazo et coll. (2013) rapporte que : *« l'eau ne peut être prélevée dans n'importe quel plan d'eau puisque le prélèvement d'une grande quantité d'eau sur une courte période de temps peut entraîner une réduction des débits de certains petits cours d'eau. Il est donc nécessaire de s'assurer de ne pas prélever de l'eau au détriment d'autres activités essentielles comme l'alimentation en eau potable, d'autres industries ou des besoins des écosystèmes aquatiques. Les risques de prélever une trop grande quantité d'eau par rapport à la capacité des cours d'eau sont plus élevés en période d'étiage où les débits de certains cours d'eau sont parfois très faibles. C'est le cas aussi pendant les périodes de sécheresse, comme celles connues au Québec au cours de l'été 2012 ».*

Ainsi, il serait **important avant tout projet d'exploration et d'exploitation de déterminer avec le plus de précision possible l'origine de l'eau prélevée.**

6.3.2.1 Basses terres du Saint-Laurent

Il est pressenti que le prélèvement d'eau se fera à partir des eaux de surfaces puisque (Gangbazo 2013) :

- les eaux de surface sont faciles d'accès;
- les aquifères souterrains des basses terres du Saint-Laurent ne sont pas assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à la fracturation.

Cyr et coll. (2013) ont tenté de déterminer la vulnérabilité de la prise d'eau aux différentes eaux de surface situées dans les basses terres du Saint-Laurent. La vulnérabilité est exprimée à l'aide du débit d'étiage $Q_{2,7}$ annuel. Le $Q_{2,7}$ se définit comme étant les débits disponibles selon le critère de 20 % du débit d'étiage de récurrence 2 ans calculé sur sept jours consécutifs. Ce critère est considéré comme représentatif de la capacité de préservation de la vie aquatique dans les cours d'eau ainsi que la disponibilité pour les autres usages. Les résultats obtenus par Cyr et coll. (2013), pour un débit maximal de prélèvement de 193.5 L/s, sont présentés à la Figure 6-8.

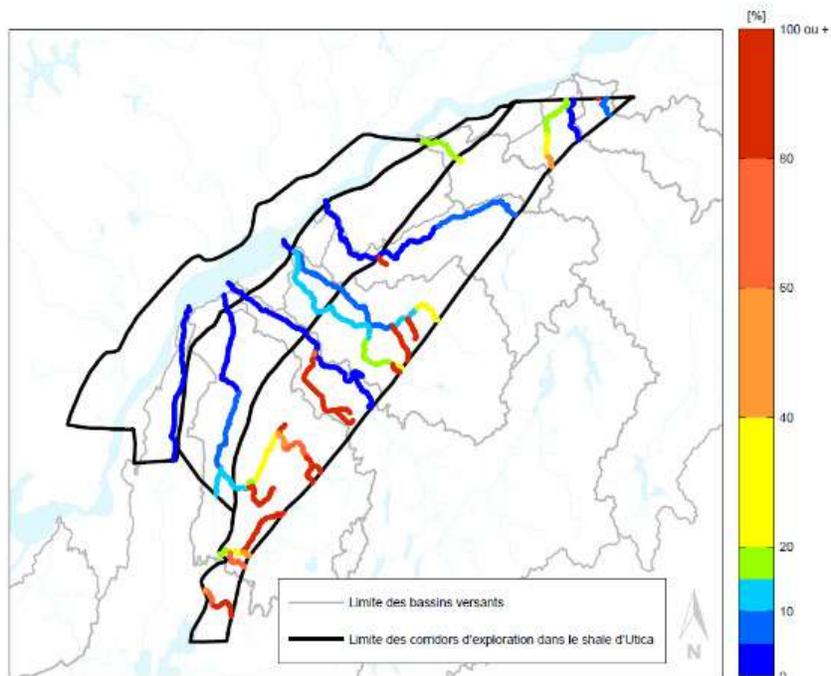


Figure 6-8 : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé-industrie (193,5 L/s) sur la valeur du débit d'étiage Q_{2,7} annuel (Cyr et coll, 2013)

Ces résultats montrent que les **cours d'eau seraient sollicités à hauteur de 20 % ou plus de leur Q_{2,7} sur 30 % de leur longueur et que seulement 30 % des tronçons se situeraient dans la catégorie 0 à 5 % du débit d'étiage Q_{2,7}**. Un approvisionnement à même le fleuve Saint-Laurent n'a pas été évalué.

Il est important de noter que Cyr et coll. (2013) ont stipulé que « *l'absence de données concernant la répartition dans le temps et dans l'espace des prélèvements d'eau que nécessitent le forage et la fracturation des puits, ainsi que de données concernant leurs interactions avec les prélèvements d'eau existants, a limité le degré de précision et de détail qu'il était possible d'atteindre dans l'étude en regard de l'objectif initialement poursuivi.* »

6.3.2.2 Île d'Anticosti

Pour l'île d'Anticosti, les conditions hydrogéologiques sont encore méconnues; il est donc impossible d'évaluer si les aquifères peuvent pallier aux quantités d'eau prélevées. Toutefois, en considérant que ceux-ci ne sont pas assez productifs dans les basses terres du Saint-Laurent, il est possible de croire qu'ils ne le sont également pas sur Anticosti.

Puiser l'eau dans les eaux de surface sur Anticosti pourrait également s'avérer problématique. En effet, bien que l'on retrouve de nombreux cours d'eau sur Anticosti, ils sont souvent de faible envergure, à l'exception de la rivière Jupiter, et sont localisés dans un environnement boisé, quasi vierge (Fédération québécoise pour le saumon atlantique et coll., 2013). Dans **bien des cas, leur débit est intermittent et la plupart peuvent s'assécher sur 40 à 60 % de leur superficie** (Direction de la planification des parcs, 2004). Ceci est dû en partie au faible niveau de précipitation annuelle : entre 760 et 900 mm de pluie (Direction de la planification des parcs, 2004).

Considérant que les eaux de surfaces sur Anticosti sont potentiellement vulnérables, l'exploitant devra soit importer de l'eau sur l'île ou potentiellement puiser de l'eau de mer. En considérant que le liquide de fracturation recyclé est déjà salé, il est probable que l'industrie puise de l'eau de mer pour alimenter la fracturation hydraulique. Toutefois, cette supposition n'a pas été formellement identifiée par les compagnies exploitantes.

6.3.2.3 Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

L'hydrogéologie de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent étant mal caractérisée pour le moment, il est impossible de déterminer si les aquifères de ces régions sont assez productifs pour fournir la quantité d'eau nécessaire à l'exploitation des hydrocarbures dans ces régions.

Pour ce qui est des eaux de surface, les contraintes énoncées pour les basses terres du Saint-Laurent demeurent en vigueur à savoir que globalement la disponibilité de l'eau au Québec ne constitue pas une contrainte pour l'industrie pétrolière ou gazière, mais qu'il serait important avant tout projet d'exploration et d'exploitation de déterminer avec précision l'origine de l'eau prélevée afin d'éviter de puiser cette eau dans un environnement vulnérable.

6.3.3 Contamination des aquifères souterrains

Il est important de noter que la problématique de la contamination des aquifères souterrains est une problématique localisée et qu'en aucun cas, les études mentionnées au cours de cette section n'ont tenté d'extrapoler leurs conclusions à l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière.

Toutefois, il semble apparent que **malgré certaines mesures mises en place par l'industrie visant à éviter la contamination des aquifères souterrains** (telles que l'installation de tuyaux d'acier recouverts de ciment à l'intérieur des puits) **que de telles contaminations ont bel et bien eu lieu** comme en fait foi diverses études recensées au

Tableau 6-4. Il est à noter que les diverses études présentées à ce tableau sont associées à la fracturation hydraulique.

Ces études ont tenté d'identifier, en vain (sauf l'étude de Darrah et coll., 2014), la source précise de la contamination des aquifères souterrains par le gaz naturel ou par les fluides de fracturation. Trois mécanismes distincts de contamination des aquifères souterrains ont été identifiés lors de ces études. Bien que ces études ciblent des exploitations de gaz de schiste, les mécanismes de contamination peuvent être considérés similaires quel que soit le type d'hydrocarbure exploité :

- un déversement accidentel en surface; les contaminants pourraient alors voyager de la surface jusqu'aux aquifères souterrains;
- un bris de tuyauterie et/ou de la cimentation : les hydrocarbures et/ou les liquides de fracturation (s'il y a fracturation hydraulique) pourraient voyager à l'extérieur du tuyau afin d'atteindre les aquifères souterrains;
- la remontée des hydrocarbures et/ou du liquide de fracturation (si il y a fracturation hydraulique) des profondeurs jusqu'aux aquifères par des failles naturelles du sol (voir Figure 6-9); les hydrocarbures et/ou liquides de fracturation ne suivraient plus le chemin défini par le puits, mais remonteraient à la surface de façon non contrôlée (voir Figure 6-9).

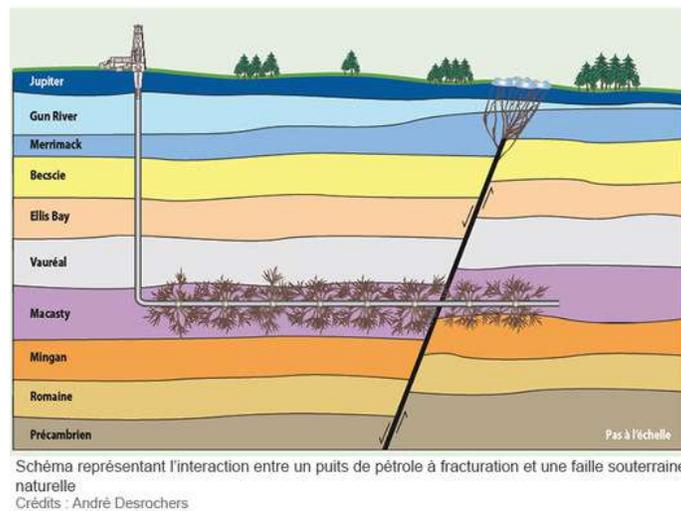


Figure 6-9 : Interaction potentielle entre un puits à fracturation et une faille souterraine naturelle (Léonard, 2014)

La vulnérabilité d'un aquifère à une éventuelle contamination dépend non seulement du type de contaminant, mais aussi de plusieurs facteurs tels que l'épaisseur, la perméabilité et la porosité des unités hydrostratigraphiques rencontrées entre la source de contamination et l'aquifère souterrain (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014). De plus, la vulnérabilité variera selon que l'aquifère est confiné ou non confiné, ou encore qu'il est situé dans des dépôts meubles ou dans un roc fracturé. En d'autres mots, **la géologie entre la source de contamination et les aquifères revêt une importance capitale afin d'évaluer le risque de contamination** de ceux-ci.

Tableau 6-4 : Études portant sur la contamination des aquifères souterrains par la fracturation hydraulique

Auteurs (année)	Organisme	Localisation	Contaminants étudiés	Contamination mesurée
Davis (2011)	Université de Durham	Pennsylvanie	Méthane	Mesure de terrain : Contamination au méthane
Di Giulio et coll. (2011)	US. EPA	Wyoming	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane; contamination probable par fluides
Kresse et coll. (2011)	USGS	Arkansas	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : aucune contamination
Osborn et coll. (2011)	Nicholas School of the Environment et Université de Duke	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane, aucune contamination par les fluides
Saba et Orzechowski (2011)	Exponent, Inc	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de shale
Schon (2011)	Université Brown	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de shale
Rozell et Reaven (2012)	State University of New York	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination par les fluides et méthane
Myers (2012a)	Hydrologic Consultant	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination au méthane, contamination possible pour les fluides
Darrah et coll. (2014)	Duke University	Pennsylvanie et New York	Méthane	Mesure de terrain : 133 échantillons au total. Évaluation des causes de la contamination

Il est ainsi possible d'observer qu'il n'existe pas de consensus entre les diverses études présentées au

Tableau 6-4 : Kresse et coll. (2011) concluent en l'absence de contamination, Schon (2011) et Saba et Orzechowski (2011) contestent que la source de contamination soit associée à la fracturation hydraulique, tandis que les cinq autres ont identifié une contamination. Il est également à noter que certaines études ont effectué des mesures sur le terrain, alors que d'autres ont évalué le risque ou la probabilité d'une contamination par le gaz naturel et/ou les liquides de fracturations.

L'étude de Darrah et coll. (2014) inclut une inspection des abords de divers puits de gaz de schiste (133 mesures ont été effectuées au total). L'objectif de cette étude était de déterminer s'il y avait contamination des aquifères souterrains et dans l'affirmative d'en identifier l'origine. Sur les 133 mesures, huit (6 %) d'entre elles ont présenté une contamination:

- quatre étant dû à une défectuosité du ciment annulaire (entourant les tubes d'acier),
- trois étant liées à des tubes défectueux (« faulty casings »)
- une étant causée par un puits défectueux (« gas well failure »).

Ainsi, **la qualité du ciment et du scellement s'avère une source d'impact potentiel; une problématique connue de l'industrie.** En effet, Watson et Bachu (2009) rapportent que 3,9 % des quelque 316 439 puits forés en Alberta ont présenté une fuite de gaz entre le coffrage intermédiaire et le coffrage de surface (émanation à l'évent) et que 0,6 % des puits ont déjà présenté une fuite à l'extérieur du coffrage de surface (migration du gaz). L'analyse de Darrah et coll. (2014) arrive **donc à la conclusion que les accidents représentent la source principale de la contamination des aquifères souterrains par le gaz naturel.**

Notons toutefois que l'absence de contamination actuelle ne serait pas contraire aux conclusions de Myers (2012a) qui a jugé qu'une contamination était probable, mais sur un horizon de temps de 100 ans et plus. Les travaux de Myers (2012 a) ont toutefois été contestés à plusieurs reprises; notamment quant à la représentativité des éléments clés modélisés qui ont un impact important sur les conclusions finales (Carter et coll., 2013).

Il est également à noter qu'il est estimé que seulement près de 44 % des liquides de fracturation injectés remonteront à la surface sous forme d'eaux de reflux. Ainsi, près de 56 % des liquides de fracturation échappent au contrôle de la compagnie gazière. L'évaluation du potentiel de **migration des fluides dans les failles et les fractures naturelles est un élément mal documenté dans la littérature.** Le manque d'information pourrait notamment être dû au fait que la probabilité d'occurrence de ces fuites par cheminements profonds demeure faible, comme suggéré par Flewelling et coll. (2013), ou au fait que le niveau de suivi aux sites d'exploitation est actuellement très faible, et donc il est très difficile de trouver une telle contamination. Engelder et coll. (2014) opte plutôt pour la première hypothèse en considérant le phénomène capillaire multiphase (« multiphase capillary phenomena »); **phénomène qui selon les auteurs rend improbable toute remontée de liquides de fracturations des profondeurs vers les aquifères souterrains.**

Toutefois, un cas de contamination par des liquides de fracturation est suspecté dans l'étude du US. EPA au Wyoming (DiGiulio et coll., 2011). Dans ce cas précis, **la contamination serait due à de mauvaises pratiques de l'industrie qui aurait foré un puits trop près de la surface.** La section 4.3.5 du présent document fournit de l'information sur la composition des boues de forage, des liquides de fracturation et des eaux de reflux, veuillez consulter la section.

6.3.3.1 Effet de la contamination des aquifères souterrains

Tel que stipulé précédemment, divers contaminants peuvent se retrouver dans les aquifères souterrains selon divers mécanismes. Les points suivants décrivent les effets anticipés de la contamination des aquifères souterrains :

- Contamination au méthane : le méthane est une substance inflammable et/ou explosive en fonction de la concentration dans l'eau. De plus, en concentration assez élevée, le méthane est un asphyxiant (déficit d'oxygène). Toutefois, il n'existe pas de données écotoxicologiques associées à l'ingestion de méthane.
- Contamination par du pétrole : le pétrole brut est considéré comme étant un contaminant ayant des propriétés écotoxicologiques. Dépendant de l'ampleur, une telle contamination résulterait en une diminution de la biodiversité.
- Contamination par le liquide de fracturation : le liquide de fracturation contient de nombreuses substances jugées toxiques (Legendre et coll., 2014) et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue (voir Tableau 4-4). Il est toutefois difficile d'évaluer les effets réels de ces diverses substances considérant leur très faible concentration; le liquide de fracturation étant composé à plus de 99 % d'eau et de sable.
- Contamination par les eaux de reflux : les eaux de reflux sont reconnues pour avoir des hautes teneurs en sels et d'être légèrement radioactives. Une contamination suite à un déversement aurait potentiellement des conséquences extrêmes telles qu'une perte importante de la biodiversité. Toutefois, ces conséquences dépendent largement des quantités d'eau de reflux qui atteindraient les aquifères souterrains. Les caractéristiques du sol entre le lieu du déversement et les aquifères sont de primes importances.
- Contamination par les boues de forages : les boues de forage contiennent de nombreuses substances non toxiques et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue (voir Tableau 4-3). Cependant, les boues de forage ne sont généralement pas considérées comme « dangereuses »; à certains endroits les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (Molgat, 2013).

6.3.3.2 Spécificité des diverses régions visées par l'ÉES globale sur les hydrocarbures

Les éléments suivants détaillent la spécificité des diverses régions visées par l'ÉES globale sur les hydrocarbures suite à une contamination des aquifères souterrains.

Basses terres du Saint-Laurent

Les Figure 5-5, Figure 5-6, Figure 5-7 et Figure 5-8 illustrent la vulnérabilité des aquifères souterrains à une contamination de surface. Plusieurs régions dans les basses terres du Saint-Laurent ont été identifiées comme ayant une très grande vulnérabilité à des contaminations de surface.

Pour ce qui est d'une contamination provenant des profondeurs, il n'existe actuellement pas suffisamment de données afin d'évaluer la vulnérabilité potentielle des aquifères ce type de contamination (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014; MDDELCC, 2014).

Toutefois, il pourrait être considéré que la grande distance entre le shale d'Uthica (800 à 2500 m; voir Tableau 5-2) et les aquifères (probable entre 15 et 30 m; voir Tableau 5-3) diminue la probabilité de migration du gaz naturel ou du liquide de fracturation vers les aquifères; plus la distance est grande plus il y a de roc entre les profondeurs où a lieu la fracturation hydraulique et les aquifères. En ce sens la Figure 6-10 présente la probabilité de non-dépassement de la longueur des fractures stimulées et naturelles; il est possible d'observer que près de 100% des failles stimulées ne dépasseront pas 400 m.

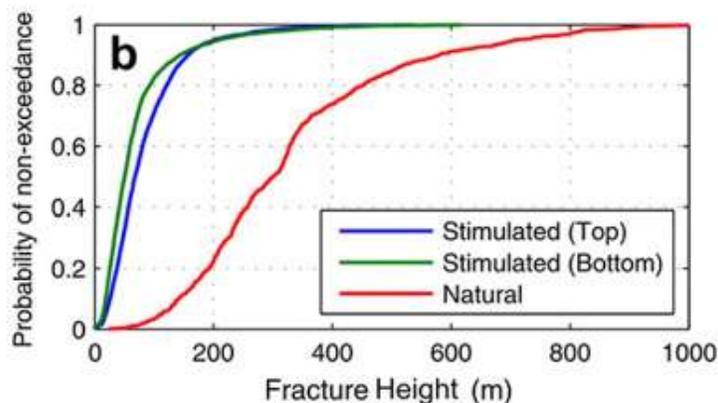


Figure 6-10 : Interaction potentielle entre un puits à fracturation et une faille souterraine naturelle (Nowamooz et coll., 2013)

Les travaux de Nowamooz et coll. (2013), qui ont simulé le devenir du méthane et des liquides de fracturation selon la spécificité des basses terres du Saint-Laurent sont arrivés à la conclusion que :

Un puits d'exploitation de gaz de shale abandonné (dégradation du ciment) :

- Dans le meilleur des cas, les fuites simulées de méthane vers les aquifères superficiels sont de l'ordre de 1.97×10^{-4} m³/an après une période de 250 ans suivant la fermeture du puits.
- Une mauvaise mise en place du ciment ou bien sa dégradation à long terme pourrait donner lieu à des fuites notables de méthane dans les aquifères superficiels. Dans le pire des cas simulés, les fuites de méthane vers les aquifères superficiels sont de l'ordre de 900m³/an seulement 10 ans après l'abandon du puits. Les résultats de simulation montrent que selon la qualité de l'endommagement du ciment, des fuites notables de gaz pourraient survenir dans une période comprise entre quelques années à près de 200 ans.

La migration du gaz et des fluides de formation le long d'une faille :

- Les résultats préliminaires de modélisation laissent supposer que la fracturation hydraulique ne pourrait pas causer une migration significative de fluides de formation et de méthane vers les aquifères superficiels dans un horizon de 1000 ans.
- Un épisode de fracturation hydraulique ne devrait pas causer de problématique environnementale.

Ces conclusions viennent renforcer celles de Darrah et coll. (2014) à savoir que ce sont des accidents qui s'avèrent le risque le plus important et ce, dans un horizon de temps très court. Il est également intéressant de noter que les conclusions de Nowamooz et coll. (2013) viennent

contredire les conclusions obtenues par Myers (2012a) qui a jugé qu'une contamination était probable, mais sur un horizon de temps de 100 ans et plus. La nature de la géologie considérée entre les deux études pourrait expliquer cette différence de conclusions.

Il n'existe également pas d'information portant sur la présence naturelle de failles entre les profondeurs et les aquifères. Lacoursière et coll. (2013) recommande d'ailleurs de réaliser une étude afin de localiser les failles. De plus, bien qu'une contamination puisse ne pas être observée, une éventuelle contamination à plus long terme pourrait avoir lieu.

Ainsi, même en utilisant les meilleures pratiques industrielles, il est suspecté que des accidents surviendront. Les sites ne sont alors pas prémunis face aux divers accidents associés aux matériaux (p.ex. bris de la tuyauterie) ou aux pratiques de l'industrie (p.ex. cimentation inappropriée, déversements accidentels). Une probabilité de contamination, par des accidents, de 6 % a été avancée pour des sites aux États-Unis (Darrach et coll, 2014) tandis qu'en Alberta 3,9 % des quelque 316 439 puits forés ont présenté une fuite de gaz entre le coffrage intermédiaire et le coffrage de surface (émanation à l'évent) et que 0,6 % des puits ont déjà présenté une fuite à l'extérieur du coffrage de surface (migration du gaz).

En ce sens, un suivi de la contamination des aquifères souterrains se doit d'être mis en place. L'étude de Pinti et coll. (2014) pourrait être particulièrement utile afin d'effectuer ce suivi. En effet, ces travaux ont recensé les concentrations naturelles de méthane (voir Figure 6-11), de radon et d'hélium radiogénique dans les aquifères souterrains.

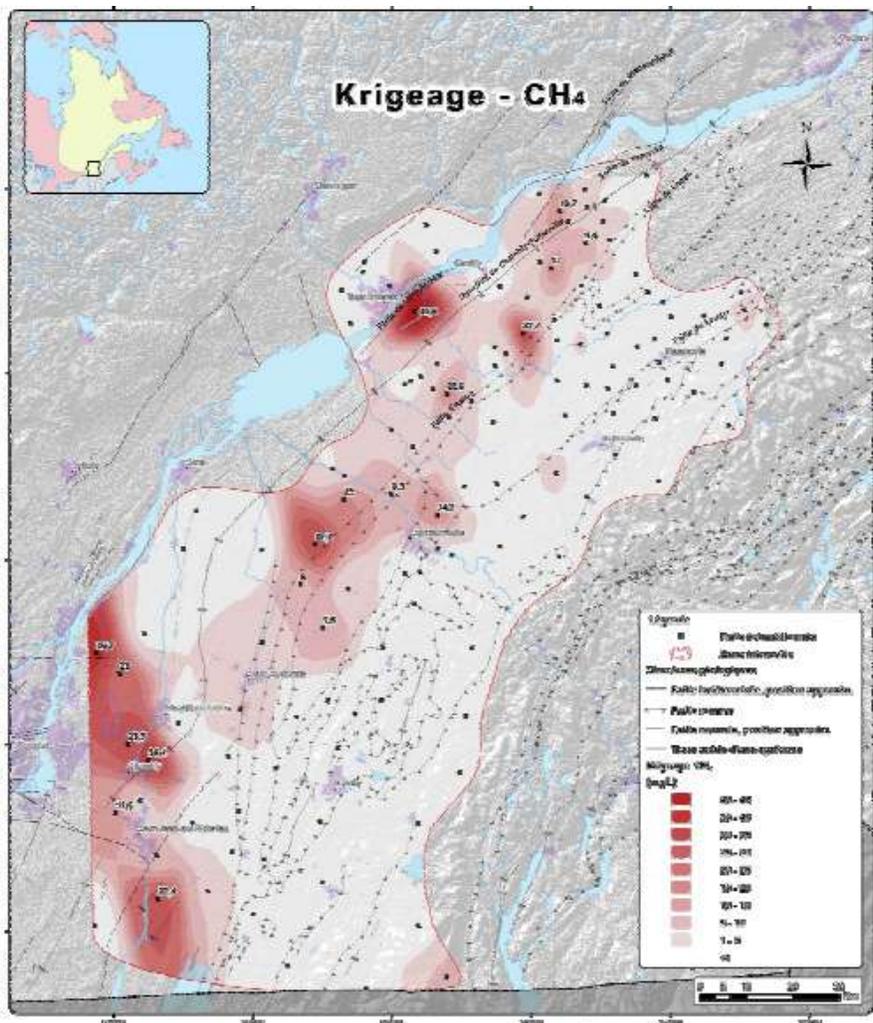


Figure 6-11 : Concentration (mg/L) de méthane dans les aquifères souterrains (Pinti et coll., 2014)

Île d'Anticosti

Il n'existe actuellement aucune cartographie des aquifères souterrains sur Anticosti, mais des travaux en ce sens sont en cours (voir sous-section 5.1.2.3). La vulnérabilité de ces aquifères demeure à évaluer. Il est toutefois à noter que le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (MDDLCC, 2014m) oblige la réalisation d'études hydrogéologiques avant toute fracturation hydraulique.

Il est intéressant de noter toutefois que le shale de Mactasy n'est pas situé à une profondeur aussi élevée (300 à 2400 m; voir Tableau 5-3) que le shale d'Uthica. Dans un tel contexte, la protection offerte par l'épaisseur de roc est diminuée.

De plus, la découverte, près de la rivière Chaloupe, d'un monticule de calcaire d'un mètre de haut laisse présager la présence d'une faille naturelle d'importance sous la surface. En effet, cette faille, selon André Desrochers, professeur au Département des sciences de la Terre de l'Université d'Ottawa, pourrait ne plus être active, mais serait toutefois toujours perméable

(Léonard, 2014). L'existence de ce chemin préférentiel des profondeurs vers la surface s'avère une complexité supplémentaire à l'exploitation du pétrole de schiste sur Anticosti.

Gaspésie

En Gaspésie, seule la vulnérabilité des aquifères autour du gisement Haldimand a été évaluée. Il est toutefois à noter que le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (MDDLCC, 2014m) oblige la réalisation d'études hydrogéologiques avant toute fracturation hydraulique. Ailleurs en Gaspésie, le MDDLCC (2014d) estime que le secteur entre Cap-Chat et Gaspé est peu vulnérable aux contaminations, sauf en bordure des rivières alors que le secteur de la Baie-des-Chaleurs est en grande partie constitué de zones de vulnérabilité moyenne à élevée.

L'étude pour le gisement Haldimand (Raynauld, 2014) est arrivée à la conclusion que les failles naturelles ne présenteraient pas une voie de communication continue entre le réservoir pétrolier et la surface. De plus, une éventuelle contamination à Haldimand ne mettrait pas en péril les prises d'eau actuelles ou futures de la Ville de Gaspé. Toutefois, l'étude note qu'un déversement de surface pourrait entraîner une contamination de l'eau souterraine, mais que ces contaminants se dirigeraient vers des cours d'eau plutôt que vers les puits des résidents de Sandy Beach et d'Haldimand.

Bas Saint-Laurent

Il n'existe actuellement aucune cartographie des aquifères souterrains du Bas-Saint-Laurent; mais des travaux en ce sens sont toutefois en cours (voir sous-section 5.1.2.5). La vulnérabilité de ces aquifères demeure à évaluer. Il est toutefois à noter que le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (MDDLCC, 2014m) oblige la réalisation d'études hydrogéologiques avant toute fracturation hydraulique.

6.3.4 Contamination de l'eau de surface

L'utilisation de larges volumes d'eau requis pour la fracturation hydraulique ou pour injecter dans un puits de pétrole conventionnel génère un large volume d'eau contaminé pouvant atteindre les aquifères, mais également les eaux de surface. Cinq mécanismes différents peuvent généralement résulter en une contamination des eaux de surfaces :

- contamination des aquifères qui se déversent par la suite dans les eaux de surface ;
- fuite des bassins de rétention sur le site vers les eaux de surfaces ;
- déversement lors du transport vers le lieu de traitement ;
- déversement lors du traitement des eaux ;
- contamination après le traitement des eaux.

La contamination après le traitement des eaux s'avère une problématique d'importance et généralement sous-estimée, et ce, particulièrement dans le cas de la fracturation hydraulique. En effet, la nature des eaux de reflux, avec des concentrations de sels et de matières radioactives, de deux à trois ordres de grandeurs au-dessus des normes fédérales américaines pour l'eau de consommation (Rozell et Reaven, 2012), limite les options de traitement et d'élimination. Pour traiter ces eaux de reflux, trois principales filières d'élimination ont été avancées lors de l'évaluation environnementale stratégique portant sur le gaz de schiste (Service des eaux industrielles et coll, 2012) :

- l'utilisation des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ;
- la réinjection dans des formations géologiques profondes ;
- le rejet dans le milieu naturel.

Au cours des dernières années, au Québec, seuls les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ont été utilisés comme mode d'élimination (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014). Toutefois, aux États-Unis, il est considéré que le traitement des eaux de reflux ne peut être accompli par un traitement des eaux usées conventionnelles (Rozell et Reaven, 2012). Le cas échéant, une quantité importante de sels et de solides en suspension est émise dans les eaux de surface (Rozell et Reaven, 2012).

En réponse à ce problème, des usines de traitement spécialisé ont été mises sur pied aux États-Unis. Toutefois, même une usine de traitement spécialisé ne semble être en mesure d'éliminer complètement la contamination des eaux de reflux. En effet, une étude récente (Warner et coll., 2013) fait état d'une contamination des eaux de surface causée par l'effluent d'une usine de traitement spécialisé (« brine treatment plant »). L'usine en question traite exclusivement les eaux de reflux de l'exploitation du gaz de schiste en Pennsylvanie. À une distance de 2 km de l'usine, les concentrations de chlore, de bromure et de radium (élément radioactif) étaient respectivement 5, 40 et 200 fois plus élevées que les concentrations naturelles (« background concentrations ») de ces substances (Warner et coll., 2013). L'augmentation de la concentration de bromure est particulièrement d'intérêt pour les usines d'eau potable situées en aval de l'usine de traitement puisque la production conventionnelle d'eau potable (c.-à-d., par chloration de l'eau) a le potentiel de former des composés cancérigènes en présence de très faibles quantités de bromure.

Afin d'éliminer complètement le risque de contamination des eaux de surface, il ne resterait donc que l'option d'éliminer les eaux usées en les réinjectant dans des formations géologiques profondes. Cette pratique est courante en Amérique de Nord, particulièrement aux États-Unis, lors de l'exploitation de pétrole conventionnel. Ces aquifères sont utilisés puisqu'ils sont déjà

généralement salés et ne se mélangent pas avec les aquifères de surface. Cette pratique fait toutefois l'objet d'un encadrement strict par des règlements et des directives qui n'existent actuellement pas au Québec. De plus, l'identification et la mise en œuvre de puits devant être forés là où la géologie ne comporte pas de roches à faible perméabilité et permettant d'éliminer la totalité des eaux de reflux de l'industrie gazière et pétrolière s'avèreraient probablement onéreuses (Al et coll., 2012). Par ailleurs, il a été prouvé en Ohio que l'élimination des eaux de reflux dans des formations géologiques profondes pouvait induire une forte activité sismique et qu'un suivi sismique se devait d'être effectué (Wozniak, 2014).

6.4 Impacts potentiels aux sols

Un impact potentiel aux sols désigne généralement une contamination des sols par diverses substances (sous-section 6.4.2) ou des impacts associés à un changement de l'utilisation des terres. Toutefois, la sismicité (sous-section 0) a aussi été considérée comme étant un impact potentiel aux sols.

6.4.1 Sismicité

L'échelle de Richter sert à décrire la magnitude des séismes. Le Tableau 6-5 présente les effets escomptés selon la magnitude.

Tableau 6-5 : Échelle de Richter

Qualité	Magnitude	Effets
Micro	Moins de 1,9	Non ressenti
Très mineur	2,0 à 2,9	Généralement non ressenti, mais détecté/mesuré
Mineur	3,0 à 3,9	Souvent ressenti, mais causant rarement des dommages
Léger	4,0 à 4,9	Secousses notables. Dommages importants peu communs
Modéré	5,0 à 5,9	Peut causer des dommages importants à des édifices mal conçus; dommages légers aux édifices bien construits
Fort	6,0 à 6,9	Dommages modérés sur 180 km; dommages dévastateurs en zone peuplée
Majeur	7,0 à 7,9	Dommages modérés à sévères sur plus de 180 km
Important	8,0 à 8,9	Dommages sérieux à des centaines de kilomètres
Dévastateur	9,0 et plus	Dévaste des zones sur plusieurs milliers de kilomètres

Au Québec, la sismicité est naturellement faible pour tous les bassins sédimentaires (voir

Le **Error! Not a valid bookmark self-reference.** décrit sommairement les caractéristiques des divers bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures au Québec.

Tableau 5-1). Bien que la sismicité soit faible, des séismes de faible amplitude surviennent régulièrement au Québec. En effet la Figure 6-12 illustre l'épicentre des séismes ayant eu lieu au Québec entre 1985 et 2010. Telles qu'illustrées, les régions du fleuve Saint-Laurent et de l'estuaire du Saint-Laurent, sont particulièrement sujettes aux séismes. Les basses terres du Saint-Laurent voient également un nombre relativement important de séismes de faible amplitude. Les autres régions du Québec ne voient presque aucun séisme.

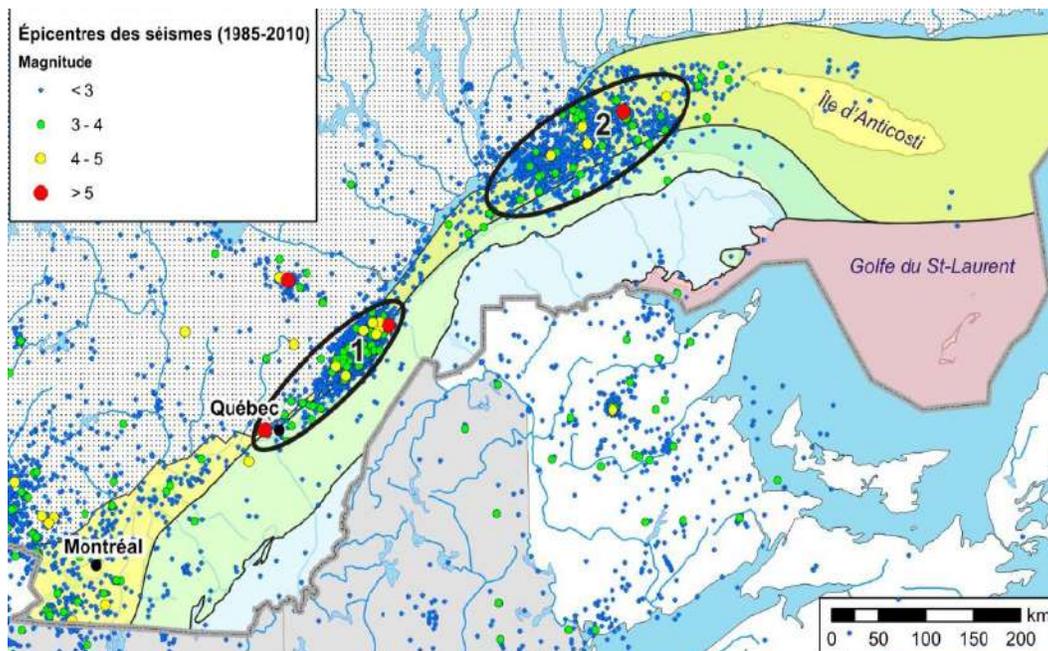


Figure 6-12 : Activités sismiques au Québec entre 1985 et 2010 (Bédard et coll, 2011)

6.4.1.1 Fracturation hydraulique

Il est reconnu, par la Canadian Association of Petroleum Producers entre autres, que la fracturation hydraulique nécessaire à l'exploitation du pétrole et du gaz de schiste cause des séismes de faible amplitude moins de 3 sur l'échelle de Richter (CAPP, 2012).

Cette affirmation a été remise en question par la *Seismological Society of America*. En effet, une étude réalisée par Ellsworth et coll. (2012) a montré une augmentation, par un facteur 6, de la fréquence des séismes de magnitude 3 ou plus (c.-à-d. de 4 à 6) sur l'échelle de Richter dans le centre des États-Unis de 2001 à 2011. Suite aux recherches effectuées afin d'en identifier la cause, les chercheurs en sont venus à la conclusion qu'une telle augmentation, à l'extérieur d'une région volcanique, ne pouvait être due à une cause naturelle. Cette augmentation de la fréquence coïncide avec l'arrivée de l'industrie du gaz de schiste dans la région. Cependant, bien que ces auteurs attribuent cet effet à cette industrie, ils n'ont pu en déterminer la cause exacte : est-ce relié à la méthode employée (la fracturation hydraulique) ou est-ce relié à la quantité de gaz extrait ?

La British Columbia oil and gas commission (2012) a enquêté sur l'occurrence d'anomalies sismiques (magnitude allant de 2,2 à 3,8 sur l'échelle de Richter) dans la région de Horn River Basin entre avril 2009 et décembre 2011. L'investigation conclut que ces séismes avaient été causés par la fracturation hydraulique réalisée à proximité de failles préexistantes. Divers facteurs ont été identifiés comme étant d'importance en relation avec la sismicité : le taux de

pompage, la pression de fracturation et la proximité avec des failles préexistantes. L'enquête révèle diverses recommandations de suivi afin de diminuer les occurrences de séismes associés à la fracturation hydraulique.

6.4.1.2 Relevés sismiques

Il est indiqué à la section Relevé sismique 4.3.3 que certains relevés sismiques en milieu terrestre sont effectués par dynamitage. Le dynamitage peut créer une vibration locale de relativement faible amplitude.

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

Rappel des mécanismes de contamination des aquifères souterrains (cf. sous-section 0) :

- *une contamination en surface pourrait voir les contaminants voyager de la surface jusqu'aux aquifères ;*
- *un bris de tuyauterie pourrait permettre au gaz naturel et/ou au liquide de fracturation de voyager à l'extérieur du tuyau afin d'atteindre les aquifères ;*
- *la fracturation pourrait faire remonter le gaz naturel et/ou le liquide de fracturation des profondeurs jusqu'aux aquifères par les failles naturelles du sol.*

Tous ces mécanismes de contamination des aquifères passent obligatoirement par une contamination préalable ou conjointe des sols.

L'étendue de la contamination des sols dépend bien entendu de la quantité et de la composition des hydrocarbures, boues de forage, liquide de fracturations et eaux de reflux déversées au sol. Toutefois, en fonction des informations présentées aux Tableau 4-3, Tableau 4-4 et Tableau 4-5, il peut être considéré que :

- Les boues de forage contiennent de nombreuses substances non toxiques et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue (voir Tableau 4-3). Cependant, les boues de forage ne sont généralement pas considérées comme « dangereuses »; à certains endroits, les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (Molgat, 2013).
- Le liquide de fracturation contient de nombreuses substances jugées toxiques (Legendre et coll., 2014) et des substances synthétiques dont la composition demeure inconnue (voir Tableau 4-4). Il est toutefois difficile d'évaluer les effets réels de ces diverses substances considérant leur très faible concentration; le liquide de fracturation étant composé à plus de 99 % d'eau et de sable.
- Les eaux de reflux sont reconnues pour avoir des hautes teneurs en sels et d'être légèrement radioactives. Leur déversement aurait pour effet de stériliser (annihilation de la biodiversité présente) les sols ainsi contaminés.
- Toutes sources de contamination entraîneront une dégradation potentielle des services écosystémiques des sols.

6.4.3 Impacts associés à un changement de l'utilisation des terres

Les sols représentent le principal élément d'un écosystème terrestre. Ils jouent un rôle crucial au sein de la biosphère, principalement dû aux multiples fonctions-clés qu'ils assurent et leur participation au cycle global de la vie (Saad, 2010).

Toute forme d'exploitation est associée à une dégradation du sol. Celle-ci se manifeste par exemple par le compactage, l'érosion et la contamination, etc. Par conséquent, non seulement la capacité productive et la durabilité des terres sont affectées, mais aussi les cycles biogéochimiques et de l'eau.

En d'autres mots, les pratiques d'utilisation et de gestion actuelles fragilisent le sol, affectent le fonctionnement des écosystèmes et altèrent les services écologiques tels que :

- fournir un habitat aux organismes ;
- réguler et stocker les flux hydriques ;
- filtrer, épurer et servir de zone tampon afin d'empêcher un transfert des polluants ;
- réguler les cycles biogéochimiques ;
- maintenir et supporter la vie.

Toutefois, ces divers impacts n'ont pas été quantifiés rendant impossible d'estimer l'ampleur des répercussions environnementales des activités pétrolière et gazière sur les sols.

6.5 Impacts potentiels sur la faune et les habitats

Les principaux responsables des pertes de biodiversité sont la détérioration et la transformation continue des habitats naturels (Espace pour la vie, 2014). Ainsi, il est reconnu que la construction de routes, de pipelines, ainsi que l'augmentation du transport routier ou de toute autre activité humaine peuvent dégrader et détruire d'importants habitats et interférer avec le comportement et le cycle de vie de certains animaux (WWF, 2014).

De nombreux autres impacts sur la faune et les habitats sont associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Ces impacts sont listés ci-dessous (Noel, 2012) :

- changements climatiques globaux ;
- modification, fragmentation et réduction de la taille des habitats ;
- diminution des ressources hydriques : le prélèvement d'eau dans les eaux de surface pourrait réduire significativement leur débit, ce qui peut dégrader l'habitat du poisson;
- écotoxicité : exposition à des contaminants ;
- possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive ;
- Interférence avec les activités et le comportement des animaux suite aux émissions de poussières/particules, à l'augmentation du bruit, à l'augmentation de la luminosité, à l'augmentation de la fréquence des transports et à toutes autres activités humaines potentielles;

En plus des pertes de biodiversité, la destruction ou la dégradation d'habitats naturels peut avoir d'autres conséquences, telles qu'une forte diminution de leur résistance aux catastrophes naturelles ce qui peut ensuite mener à de nouvelles pertes de biodiversité (Espace pour la vie, 2014).

Une étude (Racicot et coll., 2014) visant à établir un cadre de travail afin d'évaluer les effets de la fragmentation du territoire associée à l'exploitation des gaz de schiste ont ciblé la région

comprise entre Bécancour et Lotbinière, dans les basses terres du Saint-Laurent, comme cas d'étude. Cette étude est arrivée à la conclusion que l'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent **ne serait pas un facteur contributeur majeur à la fragmentation du territoire** puisque la région est déjà largement fragmentée par les routes et activités agricoles existantes (*rappel : plus de 50 % du territoire des basses terres du Saint-Laurent sont occupées par des activités agricoles*). Évidemment, les conclusions de l'étude pourraient être sujettes à changement si le développement de l'industrie gazière s'avérait plus important que considéré. L'étude note toutefois que les **régions forestières seraient toutefois diminuées et recommande la protection de ces aires forestières avant l'expansion des activités du gaz de schiste**. Aucune autre étude sur les effets de la fragmentation du territoire n'a été trouvée dans la littérature.

Afin d'augmenter le niveau de connaissance, un projet spécifique a été élaboré en vue de déterminer l'impact des activités pétrolières sur le comportement des cerfs de Virginie, qui représentent une ressource importante pour l'île d'Anticosti sur les plans touristique et économique (Chaire de recherche industrielle CRSNG en aménagement intégré des ressources de l'île d'Anticosti, 2014). Le fruit de ces travaux n'a toutefois pas encore été publié. La présente revue de la littérature n'a pas permis d'identifier d'autres projets de recherche mis sur pied afin d'étudier les impacts potentiels sur la faune et les habitats.

Toutefois, il apparaît qu'il existe tout de même un manque de connaissances sur les conséquences de l'exploration, de l'exploitation et du transport des hydrocarbures sur les habitats et la faune (Noel, 2012).

Malgré ce manque de connaissances, l'industrie devra porter une attention particulière aux espèces notables, identifiées par la *Loi sur les espèces en péril* (LEP) et la *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables*, qui peuplent les différentes régions visées par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures au Québec (voir Tableau 5-4). Il existe des guides de bonnes pratiques afin de traiter les espèces en périls ou menacées associées à la *Loi sur les espèces en péril* (LEP) (Gouvernement du Canada, 2014b).

6.6 Impacts potentiels sur les écosystèmes

Considérant les nombreux impacts listés, il apparaît que **les écosystèmes seront affectés négativement par les diverses activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières**. Il est toutefois impossible, à ce stade-ci, de quantifier ces conséquences puisque de nombreux impacts potentiels recensés n'ont pu être ou n'ont été évalués que qualitativement.

De plus, les différents impacts évalués ne l'ont été évalué que singulièrement et il est possible que les diverses activités interagissent entre elles de façon synergique, ainsi qu'avec d'autres activités humaines se déroulant dans la même région; ce qui demeure à évaluer à ce jour.

Les effets environnementaux générés, possiblement au-delà de ceux documentés ici, doivent ainsi être appréhendés de façon multiplicative et cumulative. Toutefois, **la nature et l'amplitude de ces effets synergiques demeurent inconnues à ce jour**.

7 Milieu marin : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures

Note :

Cette section s'appuie fortement sur les données produites par les rapports d'ÉES visant l'estuaire (AECOM 2010) ainsi que le golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013). Il est toutefois important de noter que ces documents ne couvrent pas totalement la région de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent telle que présentée à la sous-section 2.2. En effet, les ÉES ne prenaient pas en compte la partie ouest de l'estuaire (moyen estuaire) ni tout le golfe puisque ce dernier ne se situe pas entièrement sur le territoire québécois.

Cette section tente d'analyser et critiquer les informations présentées jusqu'ici et de diverses autres sources complémentaires afin d'évaluer la portée des impacts potentiels associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin au Québec. Cette section s'attarde aux sites d'exploitation d'hydrocarbures (pétrole et/ou gaz naturel conventionnels) dans :

- l'estuaire du Saint-Laurent ;
- le golfe du Saint-Laurent (incluant Old Harry).

De nombreux impacts environnementaux, dus à plusieurs contaminants, sont associés aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. En effet, l'industrie rejette des produits chimiques toxiques, des précurseurs du smog, des substances acidifiantes et des gaz à effet de serre.

En comparaison avec les milieux terrestres, la pollution en milieu marin se disperse rapidement et sur de grandes distances. De plus, les océans du monde manifestant une certaine inertie en termes de réponse à des impacts externes, les conséquences de ces impacts demeurent difficilement identifiables et leur amplitude méconnue (Patin, 1999).

Les différents impacts potentiels suivants ont été associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (AECOM, 2010; Genivar, 2013) :

Affectant l'atmosphère :

- émissions de gaz à effet de serre ;
- émissions atmosphériques.

Affectant l'eau :

- demande élevée en eau pour la récupération secondaire de pétrole conventionnel ;
- contamination des eaux par les hydrocarbures, les rejets de boues, les retailles de forage, les rejets liquides et solides ;
- turbidité de l'eau;

Affectant les sédiments :

- contamination des sédiments par des hydrocarbures, les rejets de boues, les retailles de forage, les rejets liquides et solides.

Autres :

- effets sur le cycle de vie de la faune aquatique
 - nuisances sonores et visuelles ;
 - perturbation du fond marin ;
 - présence de structures et de navires ;
 - risque de collisions.

Cette section est subdivisée en plusieurs sous-sections permettant d'évaluer les impacts potentiels des divers hydrocarbures; elle commence par une évaluation globale des impacts potentiels associés à une analyse du cycle de vie (section 7.1) avant de détailler les impacts associés aux émissions atmosphériques (section 7.2), à l'eau (section 7.3), aux sédiments (section 7.4) et finalement aux écosystèmes (section 0).

7.1 Analyse du cycle de vie : évaluation globale des impacts potentiels associés à l'exploration et exploitation des hydrocarbures en milieu marin

L'analyse du cycle de vie (ACV) permet d'avoir une vision globale des impacts potentiels associés à un produit, un service ou un procédé lors de son cycle de vie : de l'extraction des matières premières jusqu'à la fin de vie. L'ACV permet généralement d'identifier les processus ou les activités les plus contributeurs aux impacts potentiels. Les sous-sections suivantes présentent les résultats d'ACV associés à l'exploration et l'exploitation des divers hydrocarbures en milieu marin. **Il est à noter que l'ACV diffère de l'analyse de risque puisqu'elle évalue un cas typique ou moyen afin d'être le plus représentatif de la réalité et non pas le pire cas afin de déterminer s'il existe un risque pour la population.**

Attention:

Les résultats présentés dans cette section sont préliminaires (sauf pour le gaz de schiste) et ne représentent pas la spécificité du contexte québécois. En ce sens, ces résultats ne tiennent compte (notamment) ni des pratiques industrielles qui pourraient potentiellement être déployées ni de l'approvisionnement énergétique propre au Québec ni des distances de transports appropriées.

Les résultats ne sont donc présentés qu'à titre indicatif afin d'avoir une indication des principaux contributeurs aux impacts potentiels et alimenter les discussions lors des diverses analyses subséquentes.

La même méthode qu'à la section 6.1 a été appliquée afin d'évaluer les impacts potentiels d'une exploitation de gaz naturel et de pétrole conventionnel en milieu marin.

7.1.1 Pétrole conventionnel en milieu marin

Quatre étapes sont généralement associées à l'exploitation du pétrole conventionnel en milieu marin :

- l'extraction (inclue l'exploration et l'exploitation) ;
- le transport jusqu'à la raffinerie ;
- le raffinage ;
- le transport de la raffinerie jusqu'à la pompe de la station-service.

La donnée utilisée représente l'approvisionnement en essence en Europe à partir du pétrole brut conventionnel extrait dans la mer du Nord (au large des Pays-Bas).

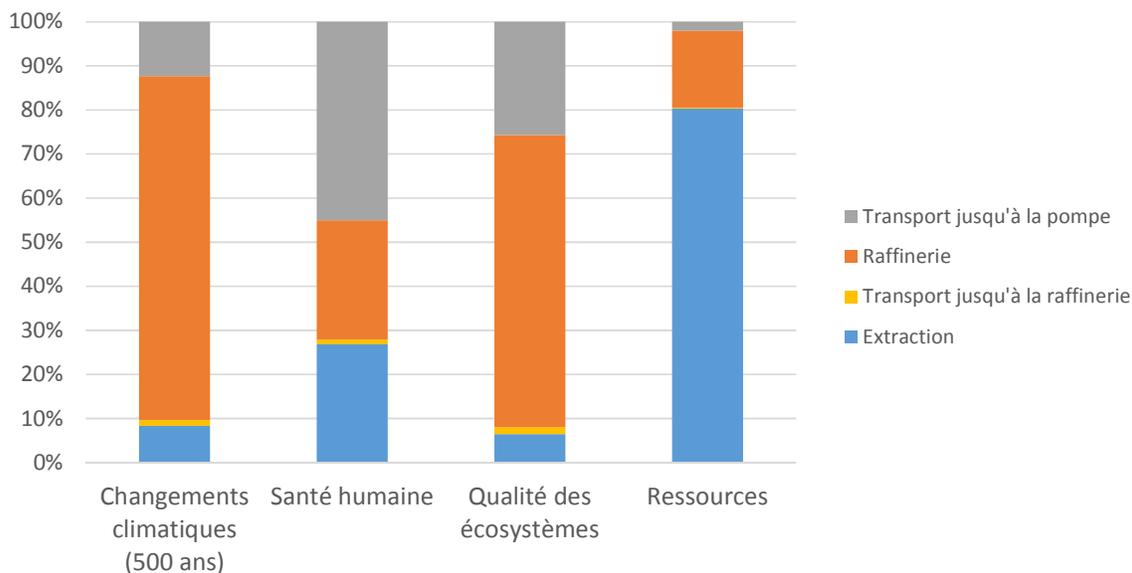


Figure 7-1 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du pétrole conventionnel extrait en milieu marin (système « du puits à la pompe »).

Il ressort de cette évaluation que (*rappel : situation moyenne sans accidents ou déversements*) :

- L'étape du raffinage est la principale contributrice pour les catégories *Changements climatiques* et *Qualité des écosystèmes*.
- L'étape d'extraction s'avère un contributeur relativement faible à l'exception de la catégorie *Ressources*.
- L'étape de transport jusqu'à la pompe s'avère un faible contributeur à l'exception de la catégorie *Santé humaine* dû aux émissions de particules primaires et secondaires (NO_x) du camion-citerne en milieu urbain.

7.1.2 Gaz naturel conventionnel

Trois étapes sont généralement associées à l'exploitation du gaz naturel conventionnel en milieu marin :

- l'extraction ;
- le traitement ;
- la transmission et la distribution jusqu'à l'utilisateur.

La donnée utilisée représente l'approvisionnement en gaz naturel aux Pays-Bas à partir de gaz naturel conventionnel extrait en milieu marin (en mer du Nord). L'étape d'exploration est incluse dans l'étape d'extraction, toutefois, la donnée ne permet pas de différencier l'étape d'extraction de celle de traitement.

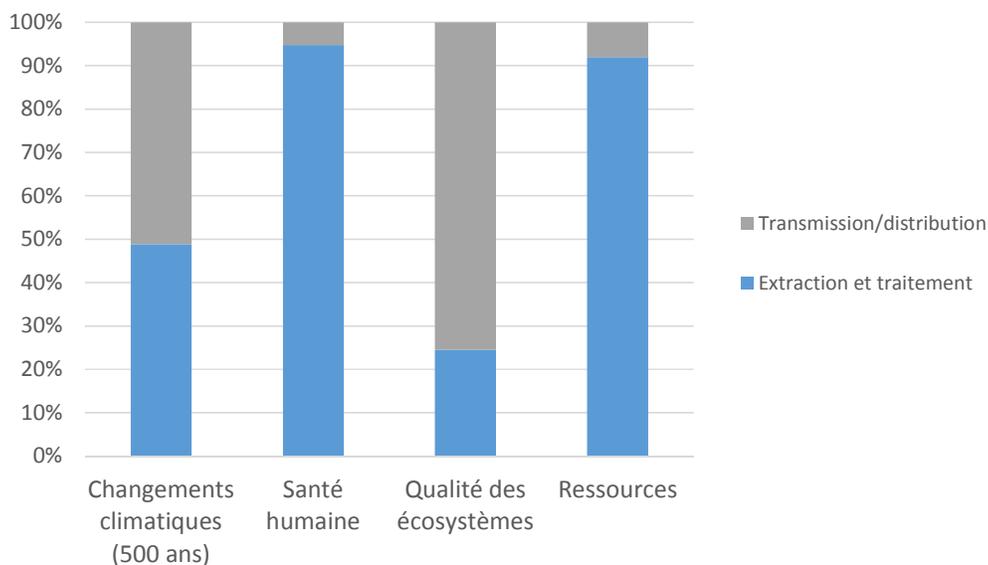


Figure 7-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie du gaz naturel conventionnel extrait en milieu marin (système « du puits à l'utilisateur »)

Il ressort de cette évaluation que (*rappel : situation moyenne sans accidents ou déversements*) :

- l'étape d'extraction et de traitement contribue le plus aux impacts potentiels de la santé humaine et des ressources et représente un contributeur important pour les changements climatiques (500 ans).

- L'étape de transmission et de distribution jusqu'au consommateur s'avère la phase la plus importante pour les changements climatiques et la qualité des écosystèmes.

7.2 Émissions atmosphériques

7.2.1 Émissions de gaz à effet de serre

L'estimation des émissions de gaz à effet de serre des diverses activités de l'industrie pétrolière et gazière est présentée de façon distincte à la section 9.

7.2.2 Émissions pouvant affecter la qualité de l'air

Il peut être considéré que sur l'ensemble du cycle de vie, les émissions en milieu marin associées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont similaires à celles recensées pour ces mêmes activités en milieu terrestre, à savoir (mais pas limitées à) :

- oxydes d'azote (NO_x) ;
- dioxyde de soufre (SO₂) ;
- monoxyde de carbone (CO) ;
- poussière et particules fines (p. ex. PM_{2,5}) ;
- composés organiques volatils (COV) ;
- sulfure d'hydrogène (H₂S) ;
- hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) ;
- aldéhydes (formaldéhyde, acétaldéhyde, acroléine, etc.).

Aucune modélisation atmosphérique, représentative de l'estuaire ou du golfe du Saint-Laurent, permettant d'identifier les conséquences de ces émissions sur la qualité de l'air, n'a été répertoriée dans la littérature.

L'ÉES couvrant la région du golfe du Saint-Laurent (Genivar, 2013) fait état d'une modélisation atmosphérique effectuée sur une plateforme pétrolière dans le golfe du Mexique où il était fait état que des concentrations de SO₂ de 210 à 310 µg/g pouvaient être transportées jusqu'à 75 km de la source et des concentrations variant de 10 à 110 µg/g pouvaient être mesurées jusqu'à 150 km de la source d'émission. Ces conclusions doivent toutefois être prises avec parcimonie puisqu'ils ne représentent pas les conditions météorologiques du golfe du Saint-Laurent. À titre indicatif, l'évaluation environnementale stratégique mentionne qu'une exposition prolongée à une teneur de 20 µg/g est désagréablement irritante pour le système respiratoire et à 500 µg/g, aucune personne ne peut prendre une inspiration profonde.

L'ÉES couvrant la région de l'estuaire du Saint-Laurent (AECOM, 2010) arrive à la conclusion que les oiseaux et la faune marine ne seraient pas affectés. Cette conclusion ne repose cependant pas sur une évaluation scientifique puisqu'aucune modélisation atmosphérique n'a été effectuée et l'étude stipule qu'il n'existe que peu ou pas de données quant aux effets des émissions atmosphériques sur les animaux marins et les oiseaux. La conclusion ne repose que sur l'hypothèse que les émissions potentiellement nocives se dispersent rapidement à des niveaux indétectables dans le milieu marin souvent venteux. Une conclusion qui semble aller à l'encontre des résultats de simulations rapportés par l'ÉES couvrant la région du golfe Saint-Laurent (Genivar, 2013).

7.3 Impact à l'eau

Un impact potentiel à l'eau ne peut en aucun cas désigner simplement une quantité d'eau prélevée ; il est également nécessaire d'évaluer les impacts potentiels liés à la dégradation de cette eau. En ce sens, cette section évalue tout d'abord les quantités d'eau devant être prélevées (sous-section 0) ainsi que les impacts associés à la dégradation de l'eau (sous-sections 7.3.2 et 7.3.3).

7.3.1 Quantité d'eau requise

Le Tableau 7-1 présente la quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure. Dans un environnement marin, la mer est évidemment utilisée comme source d'approvisionnement. Considérant que l'eau est généralement utilisée afin d'augmenter la quantité de pétrole extrait, il pourrait être considéré que les quantités d'eau requises soient similaires à celles des milieux terrestres.

Tableau 7-1 : Quantité d'eau requise pour l'extraction par type d'hydrocarbure (basée sur les valeurs pour le milieu terrestre)

Type d'hydrocarbure	Quantité d'eau requise en moyenne (m ³ /MJ)
Pétrole conventionnel	227 (primaire : 5, secondaire : 222)
Gaz naturel conventionnel	≈ 0

Tel que mentionné, dans le cas d'exploitation en milieu marin, l'eau est prélevée à même la mer ; il n'y **aurait généralement pas de conséquences notables à utiliser une certaine quantité d'eau de mer.**

7.3.2 Contamination de l'eau

Une contamination chronique de l'eau, de faible ampleur, peut avoir des impacts plus importants sur la biodiversité qu'un déversement massif de pétrole suite à un accident sur une plateforme de forage ou sur un pétrolier (Vella, 2013).

Les émissions de rejets solides et liquides de faible envergure peuvent avoir des impacts cumulatifs importants en fonction du moment dans l'année, de l'endroit et des espèces présentes (Vella, 2013). En effet, des observations dans la mer du Nord ont montré que **la biodiversité près des installations marines était perturbée; on y retrouve soit une abondance d'individus d'un nombre limité d'espèces (effet d'enrichissement organique) ou un nombre faible d'individus d'un nombre limité d'espèces (effet écotoxicologique)** (Kingston, 1991). L'étude de Kingston (1991) stipule que la zone n'avait pas été le lieu de déversements accidentels; indiquant que la source de contamination était associée aux activités usuelles.

La source exacte de cette altération de la biodiversité demeure inconnue, mais est causée, en toute probabilité, par les effets synergiques de toutes les substances émises. Les rejets identifiés par la littérature sont les suivants :

- des résidus de béton (environ 33 t/puits) ;
- des fluides du bloc obturateur de puits (eau-glycol) ;
- des déchets solides (normalement brûlés ou rapportés à terre) ;
- des déchets liquides (eaux usées et grises, eaux de lavage et de drainage normalement traitées et rejetées en mer ou rapportées à terre) ;

- la dissolution des peintures antisalissures (« antifouling ») présentes sur toutes les coques des navires et structures marines ;
- les eaux de refroidissement ;
- les eaux de ballast des navires de transport d'hydrocarbures.

Le volume des rejets liquides sur une plateforme d'exploitation extracôtière varie grandement d'un gisement à l'autre, mais également dans le temps pour une plateforme donnée (Genivar, 2013) :

- Veil et coll., 2004 rapportent que la production de rejets liquides varierait de 8 à 160 m³/j par puits, pour une valeur médiane d'environ 32 m³/j. Ces valeurs sont basées sur les valeurs rapportées par 2 399 plateformes extracôtières en exploitation à la fin des années 1990.
- Plateforme Hibernia (1985) : 14 300 m³/j
- Plateforme Terra Nova (1999) : 11 000 m³/j
- Plateforme White Rose (2000) : 30 000 m³/j

Le traitement des eaux usées est reconnu pour être une problématique environnementale majeure à laquelle doit faire face l'industrie pétrolière et gazière. En effet, pendant la phase de production, la quantité d'eaux usées à traiter varie selon le type d'hydrocarbure et selon la nature et l'âge du puits. **Le débit déversé en mer peut être de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers de barils par jour ou d'environ 1 500 t/j pour un champ présentant plusieurs puits** (GESAMP, 1999).

Ces eaux contiennent des quantités variables :

- de pétrole, d'hydrocarbures naturels légers ;
- de sels minéraux ;
- de gaz ;
- de métaux lourds ;
- de matières solides et d'autres substances chimiques ajoutées lors des différentes activités (p. ex. le méthanol pour faciliter l'extraction du pétrole et du gaz ainsi que l'éthylène glycol utilisé dans les antigels et les liquides de dégivrage).

En considérant les informations obtenues quant à l'efficacité des traitements en milieu terrestre, il est permis de se questionner sur l'efficacité du traitement des eaux usées en milieu marin. Celle-ci n'est certes pas de 100%; **les systèmes de séparation eau/pétrole ne permettant pas de descendre en deçà d'une concentration résiduelle de 30 mg/l de pétrole libre** (Woodside, 2005). La revue de littérature n'a pas permis d'estimer l'efficacité des différents traitements des eaux usées. Il pourrait être estimé toutefois que ces traitements ne permettent pas de retirer tous les contaminants.

Ces eaux traitées peuvent être relâchées à la surface ou sous la surface de la mer (10 à 100 m sous la surface (Zhao, 2012)). L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP, 2014) stipule que le risque environnemental lié **aux eaux de production est faible et que les effets ne devraient être observés qu'aux abords des installations, soit dans un rayon de 500 mètres.**

Les résultats de simulations de la dispersion de contaminants en provenance des eaux usées d'une plateforme pétrolière dans l'océan Atlantique, au large de Terre-Neuve, semblent corroborer cette affirmation (Zhao, 2012). En effet, il a été montré (voir Figure 7-3) que les concentrations simulées les plus élevées se situaient effectivement dans un rayon approximatif de 500 mètres autour de la plateforme pétrolière (point 0,0). Toutefois, **le panache de**

contamination complet affecte une zone dans un rayon de plus de 4 km et de plus de 20 km pour le plomb et le benzène, respectivement, et ce, sur une période de 28 jours (Zhao, 2012).

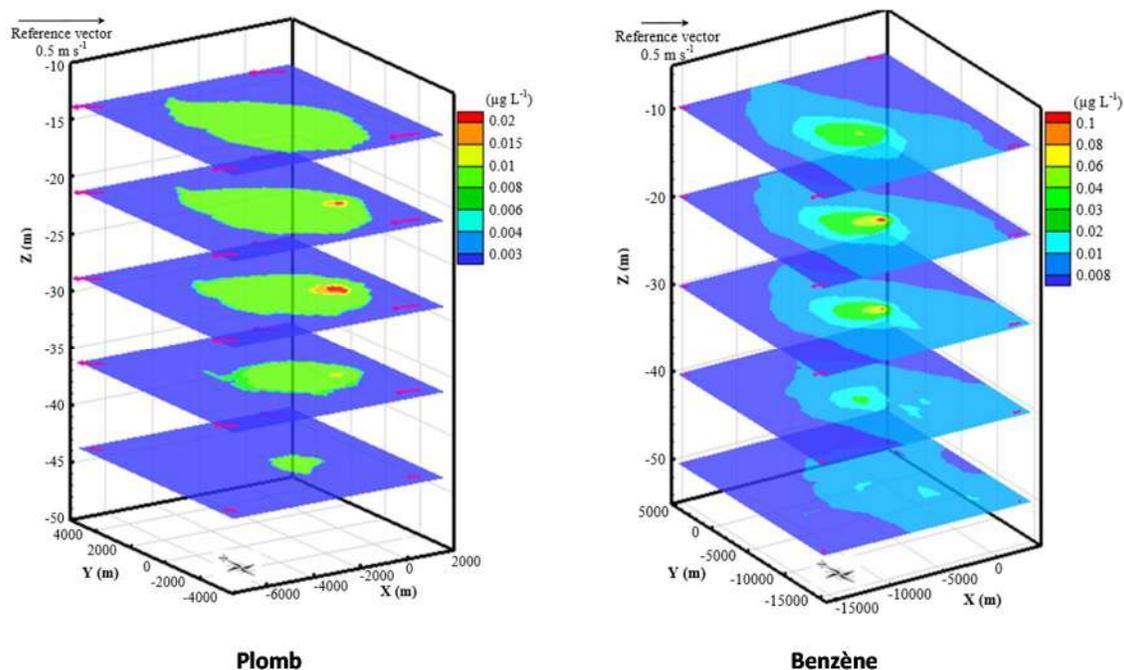


Figure 7-3 : Concentration de plomb et de benzène simulé sur une période de 28 jours suite aux émissions d'eaux usées d'une plateforme pétrolière. (Zhao, 2012)
(l'émission de ces substances a été simulée à une profondeur de 40 m)

La présence de benzène, de toluène et de xylène (BTEX), de benzo(a)pyrène, de biocides, d'inhibiteurs de corrosion, de métaux lourds et de plusieurs autres substances est préoccupante quant aux effets à long terme de ces substances, particulièrement dans les eaux peu profondes et à circulation lente. **La nature de la contamination pouvant être variable, les conséquences potentielles de ces substances le sont également** (Semelin, 2004).

7.3.3 Turbidité

La turbidité est une propriété optique de l'eau décrivant sa capacité à diffuser ou absorber la lumière incidente. Ainsi plus une eau est turbide, moins elle laissera passer la lumière, et par exemple, moins loin il sera possible de voir à travers elle.

Il est documenté (Genivar, 2013) que les rejets de forage augmentent la turbidité de l'eau et diminuent du même coup la quantité de radiations solaires à une profondeur donnée dans la colonne d'eau. Il est considéré que les rejets de forages diminuent d'environ 10 % les radiations solaires dans la colonne d'eau, à 100 m du point de décharge (Genivar, 2013). Même si une turbidité plus élevée peut modifier la transparence de l'eau et ainsi diminuer l'activité photosynthétique des algues phytoplanctoniques dans la colonne d'eau, **ces effets sont considérés comme étant peu significatifs** en raison de la nature temporaire des rejets, des faibles concentrations de solides dans la colonne d'eau, de l'étendue limitée du secteur touché

et de la grande variabilité des conditions hydrodynamiques et climatiques qui modifient la propagation du panache (Genivar, 2013).

7.3.4 Déversement massif de pétrole

Entre 2000 et 2012, 4 123 déversements accidentels de faible envergure ont été recensés en mer du Nord (Hickman, 2012). Ces déversements accidentels comportaient notamment des hydrocarbures, du méthanol, du bromure de calcium et du triéthylène glycol.

Les déversements accidentels massifs d'hydrocarbures comptent parmi les principaux risques associés aux activités en milieu marin. En effet, ils figurent parmi les événements pouvant perturber significativement l'estuaire du Saint-Laurent et toutes les zones du golfe du Saint-Laurent, en contaminant le milieu naturel et en souillant les installations maritimes et littorales.

L'absorption des hydrocarbures par les organismes peut conduire à divers dommages (ex. mortalité, difficultés à se reproduire, modification du comportement, etc.) ainsi qu'affecter la qualité des produits de la pêche et de l'aquaculture (Genivar, 2013).

La gestion d'un déversement est tributaire de son ampleur ainsi que du comportement de la nappe de pétrole (Genivar, 2013). Une approche préventive est toujours préférable à une opération de décontamination; une opération n'arrivant jamais à limiter la totalité des impacts potentiels. En ce sens, la Figure 7-4 présente le devenir attendu des contaminants pétroliers suite à l'opération de décontamination dans le golfe du Mexique en réponse à l'accident sur la plateforme *Deepwater Horizon* et l'important déversement qui l'a accompagné. **Comme il est possible de l'observer, uniquement 16 à 17 % du pétrole brut aurait été récupéré.**

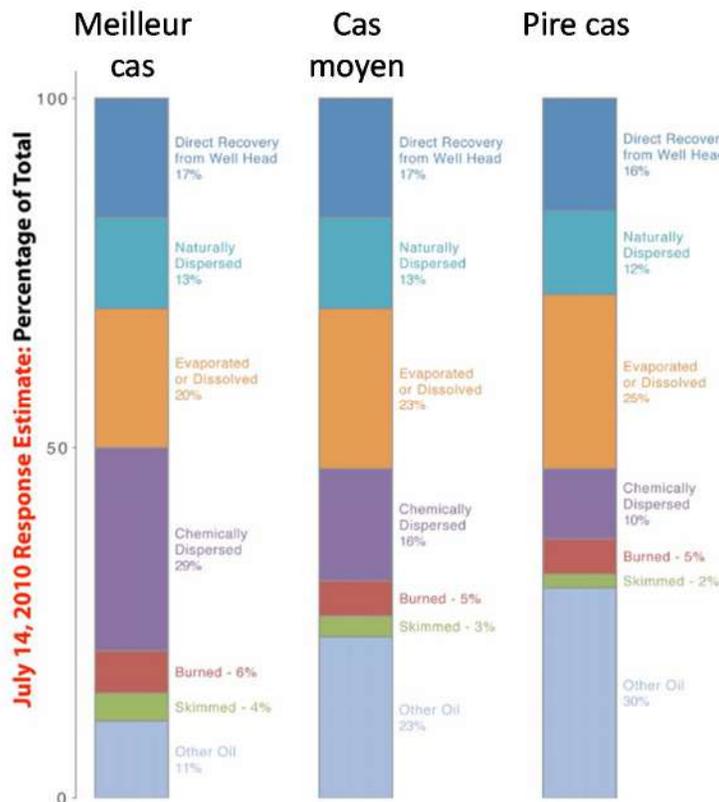


Figure 7-4 : Devenir des contaminants pétroliers suite à la réponse à l'accident sur la plateforme *Deepwater Horizon* dans le golfe du Mexique. (Lee, 2011)
 (« other oil ») représente le pétrole restant à la surface

L'extrapolation de ce devenir des produits pétroliers au contexte canadien pourrait s'avérer optimiste. En effet, la région du golfe du Saint-Laurent est une zone saisonnièrement envahie par la glace de mer et où les conditions de navigation hivernales peuvent être extrêmement difficiles, contrairement au golfe du Mexique.

En ce sens, Short et Murray (2011) font un parallèle entre les caractéristiques retrouvées dans le golfe du Saint-Laurent et celles retrouvées dans l'Arctique, où **les conditions de préparation sont jugées insuffisantes (« no-one is prepared ») pour être en mesure de contenir et/ou mitiger un déversement de produits pétroliers.**

Les conséquences d'un déversement de pétrole sont difficiles à analyser puisque le pétrole interagit chimiquement et biologiquement de manière complexe et mal comprise avec le milieu marin, causant notamment des effets indirects imprévus. Par exemple, bien que le pétrole brut puisse être consommé par des microorganismes marins, diminuant la quantité d'hydrocarbures libre, ces derniers augmenteront leur consommation d'oxygène. Ce faisant, cette consommation accrue d'oxygène diminuera la quantité d'oxygène dissous dans l'eau affectant tous les autres niveaux trophiques (Bourgault et coll., 2014).

Il est également à noter que **les effets environnementaux ne sont pas uniquement dépendants du volume de pétrole déversé, mais également du lieu et du moment associés au déversement en relation avec le cycle de vie de la biologie marine et des conditions des habitats.** La sensibilité de la biologie marine suite au déversement d'hydrocarbures est très

différente d'une espèce à l'autre. Il peut être toutefois considéré que le pétrole raffiné est plus toxique que le pétrole brut. Ce dernier toutefois possède une viscosité plus élevée et peut donc causer des problèmes physiques tels qu'une diminution de la capacité d'isolation de la fourrure ou des plumes ce qui peut mener à la mortalité suite à l'hypothermie, la noyade ou l'ingestion du pétrole.

Une étude européenne (Fejes, 2008) a toutefois identifié les **eaux entourant les pays nordiques** (européens) **comme étant les plus vulnérables suite à un déversement pétrolier.** Ce rapport fait également la distinction entre la vulnérabilité à court et long terme de tels déversements pour les diverses espèces présentes :

- Les oiseaux marins sont très vulnérables à court et moyen terme;
- Les mammifères marins sont très vulnérables à court et moyen terme;
- Le plancton serait affecté à court terme, mais serait en mesure de se rétablir;
- Les poissons pélagiques sont peu affectés sur le court terme, mais le sont sur le long terme;
- La faune benthique n'est pratiquement pas affectée à court terme, mais peut être significativement affectée à long terme.

7.3.4.1 Old Harry

La compagnie Corridor Resources Inc. a mandaté divers consultants afin d'évaluer les conséquences potentielles associées à un déversement accidentel sur le site du gisement Old Harry. Les diverses modélisations effectuées ont montré qu'un déversement accidentel aurait un impact sur une zone de 22 x 40 km avant d'atteindre une concentration inférieure à 0,1 ppm en hydrocarbures totaux; un seuil considéré, par ces consultants, comme étant sécuritaire (« safe ») pour l'écosystème marin. De plus, le rapport concluait que les côtes de Terre-Neuve, de la Nouvelle-Écosse et du Québec (Iles-de-la-Madeleine) ne seraient pas contaminées advenant le pire scénario envisageable de déversement accidentel de surface. Ces consultants arrivaient également à la conclusion qu'il n'y aurait pas d'effets significatifs ou cumulatifs suite à la mise en place d'un puits exploratoire.

Toutefois, Environnement Canada ainsi que Pêches et Océans Canada ont sévèrement critiqué ces conclusions stipulant, entre autres, qu'ils avaient été incapables de reproduire les conclusions obtenues par les consultants et que les modélisations effectuées avaient d'importantes lacunes. Les simulations d'Environnement Canada et Pêches et Océans Canada ont montré, entre autres, que les côtes de Terre-Neuve et du Cap-Breton étaient en fait très à risque d'être contaminées suite à un déversement accidentel de surface sur le site du gisement Old Harry.

Une nouvelle étude, réalisée par Bourgault et coll. (2014), une tierce partie, a tenté d'apporter d'autres éléments de réponse suite à l'incapacité des deux principales parties prenantes d'arriver à des conclusions mutuellement acceptées.

Cette nouvelle analyse n'a pas tenté de reproduire de façon réaliste et dans toute sa complexité, la dispersion éventuelle d'un déversement accidentel, mais à tout simplement considérer la diffusion horizontale d'un traceur passif flottant relâché sur le site du gisement Old Harry représentatif d'un pire cas. Bien que cette approche ne soit pas parfaite, elle est tout de même jugée appropriée en tant qu'outil de dépistage (« screening tool ») alors qu'une approche

similaire avait été utilisée aux États-Unis suite au déversement dans le golfe du Mexique suite à l'accident sur la plateforme *Deepwater Horizon* (Boufadel et coll., 2014).

Les simulations, dont les résultats sont présentés dans les travaux de Bourgault et coll. (2014), présentent l'étendue de la contamination en hydrocarbures 30 jours après un déversement de pétrole sur le site Old Harry; déversement durant 1 journée (a-b), 10 jours (c-d) et 100 jours (e-f). Les résultats de ces simulations sont présentés à la Figure 7-5 selon les conditions au : (a) 30 avril, (b) 15 octobre, (c) 7 mai, (d) 8 octobre, (e) 20 février et (f) 16 juillet 2012. Les résultats sont présentés sous forme de niveaux de gris et représentent des concentrations de pétrole brut suivant une échelle logarithmique.

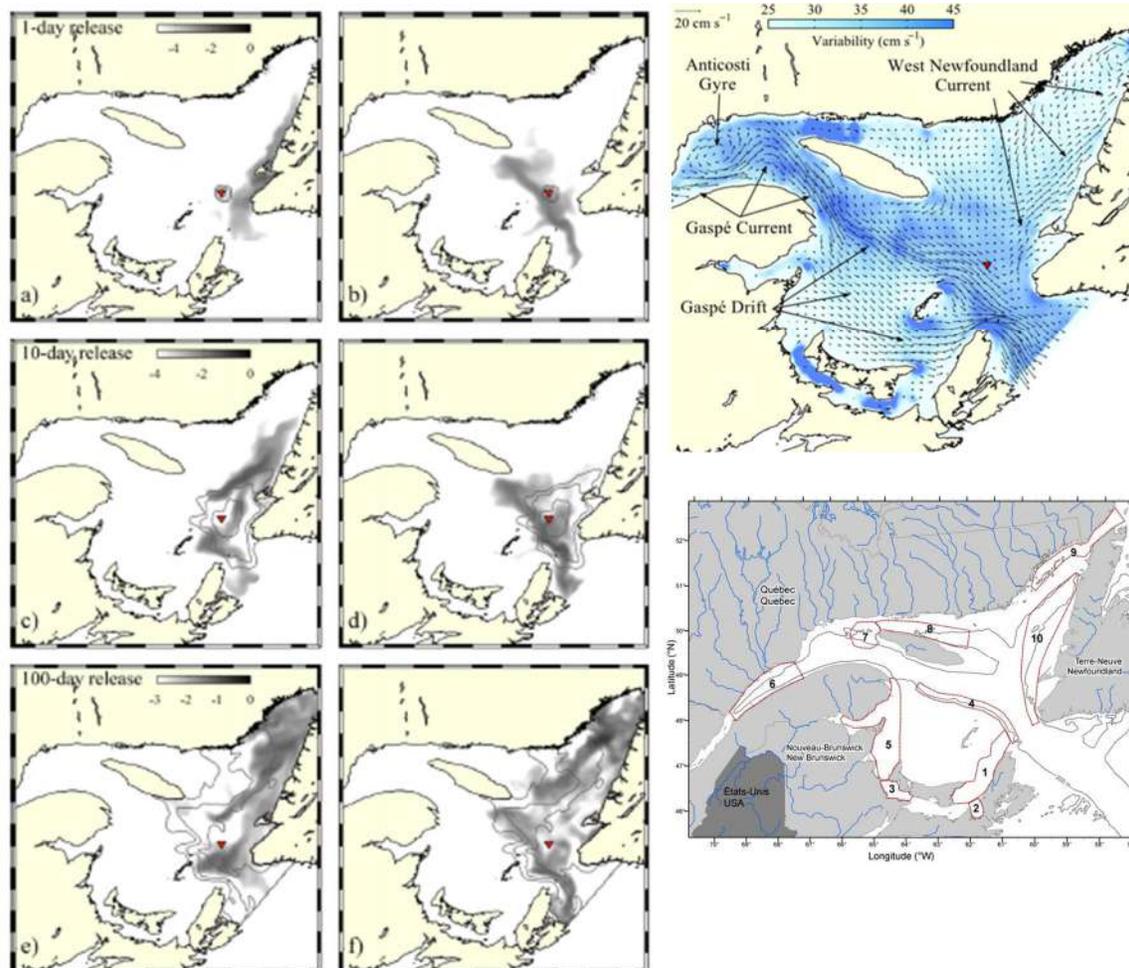


Figure 7-5 : Modélisation de la dispersion de contaminants passifs suite à un déversement à Old Harry (gauche; Déversement durant 1 journée (a-b), 10 jours (c-d) et 100 jours (e-f) selon les conditions au : (a) 30 avril, (b) 15 octobre, (c) 7 mai, (d) 8 octobre, (e) 20 février et (f) 16 juillet 2012) et rappel des conditions hydrographiques moyennes (haut droite) ainsi que de l'emplacement des zones d'importances écologiques et biologiques (bas droite) dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent.

Ces résultats montrent que tout l'est du golfe du Saint-Laurent serait menacé, à divers degrés, 30 jours après un déversement de pétrole d'une durée de 1, 10 ou 100 jours à Old Harry (Bourgault et coll., 2014). La dispersion est alors visuellement corrélée avec les conditions

hydrographiques moyennes observées dans le golfe du Saint-Laurent. **Ces résultats montrent que diverses zones d'importance écologique et biologique seraient menacées suite à un déversement pétrolier à Old Harry.**

Les conséquences d'un tel déversement sur ces régions demeurent toutefois inconnues et demandent de plus amples recherches (Bourgault et coll., 2014).

7.3.4.2 Golfe du Saint-Laurent et estuaire du Saint-Laurent

La revue de littérature n'a pu identifier des études faisant état des conséquences d'un déversement pétrolier ailleurs dans le golfe ou dans l'estuaire du Saint-Laurent.

Toutefois, en se fiant aux résultats obtenus par Bourgeault et coll. (2014) (voir Figure 7-5) et en supposant que les conditions hydrographiques moyennes modulent la dispersion des contaminants d'un déversement accidentel, l'estuaire du Saint-Laurent pourrait contaminer la totalité du golfe du Saint-Laurent et plus particulièrement les abords de l'île d'Anticosti; une zone d'importance écologique et biologique.

Un rapport destiné à Transport Canada (WSP Canada Inc, 2014) semble entériner l'importance des conséquences anticipées par les conditions hydrographiques suite à un déversement accidentel de pétrole dans l'estuaire ou ailleurs dans le golfe du Saint-Laurent. Bien que ce rapport vise principalement le transport maritime de produits pétroliers, il pourrait être supposé que les conclusions obtenues peuvent être extrapolées à tout type de déversement pétrolier majeur. Les résultats de cette étude sont présentés à la Figure 8-2.

7.4 Contamination des sédiments

Les rejets de liquides et de solides associés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin ont aussi pour effet de contaminer les sédiments marins.

Grant et coll. (2002) rapporte que **la cause la plus probable de la contamination des sédiments dans la mer du Nord serait les résidus d'hydrocarbures liés aux déblais de forage** (c.-à-d.. matières solides extraites des puits). D'autres types de contaminations telles que les sulfures, l'ammoniaque ou d'autres types de contaminants solubles peuvent également, mais dans une moindre mesure, contaminer les sédiments.

Dans le cas spécifique du gisement Old Harry, une modélisation montre qu'un mélange de boues (196 m³) et de déblais de forage (1210 m³) serait rejeté directement sur le fond marin au moment du forage des deux sections supérieures du puits (Genivar, 2013). Le modèle de dispersion par les courants utilisé montre que le panache de turbidité formé par les boues de forage s'étirerait de quelques kilomètres à environ 40 km selon la vitesse de sédimentation des particules (Genivar, 2013).

Dans le cas particulier des émissions d'hydrocarbures, il est généralement reconnu qu'une concentration d'hydrocarbures totaux dans les sédiments équivalente à 50-60 ppm entraîne une perte notable de biodiversité (Grant et coll., 2002). **Les rejets liquides et solides n'affecteraient pas que localement les sédiments; une augmentation significative de la concentration d'hydrocarbures dans les sédiments a été observée dans la mer du Nord sur des distances allant de 5 à 10 km des installations** (Kingston, 1991).

7.5 Impact aux écosystèmes

Considérant les nombreux impacts potentiels listés, **il est possible de conclure que les écosystèmes seront potentiellement affectés négativement par les diverses activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières**. Il est toutefois impossible à ce stade-ci de chiffrer ces conséquences puisque plusieurs de ces impacts demeurent tout simplement inconnus ou n'ont pu être évalués que qualitativement.

De plus, les diverses activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières susceptibles d'avoir lieu dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent peuvent interagir entre elles de façon synergique, ainsi qu'avec d'autres activités humaines se déroulant dans la même région. **Les effets environnementaux générés doivent être appréhendés de façon multiplicative et cumulative** (Genivar, 2013).

En plus des impacts à l'eau, divers autres impacts tels que les levés sismiques, les structures et la luminosité sont reconnues pour avoir des impacts sur les écosystèmes. Les sous-sections suivantes font état des impacts potentiels associés à ces diverses activités.

7.5.1 Impacts associés aux levées sismiques

Les **impacts associés aux levées sismiques** ont été identifiés par les deux ÉES des régions de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent comme étant **une problématique significative**. Les impacts potentiels suivants ont été identifiés (AECOM, 2010 ; Genivar, 2013) :

- Sensibilité auditive; altération ou perte de l'ouïe
- Atteinte de certains organes ou tissus (stress, formation de bulles gazeuses, résonance).

- Modifications comportementales (fuite, évitement, déplacement de corridors migratoires, changement des régimes de plongée, des vocalisations et des comportements sociaux) pouvant induire des répercussions sur les fonctions biologiques essentielles.
- Perturbation de l'utilisation fonctionnelle des sons par les invertébrés et les poissons (communication, locomotion, détection, orientation).
- Mortalité d'œufs et de larves d'invertébrés à moins de 1,5 m de la source d'émission.
- Sensibilité des œufs, des larves et des adultes aux bruits sismiques (effets physiologiques).
- Modifications physiologiques (baisse des taux de croissance et de reproduction).
- Vulnérabilité des espèces peu mobiles, dont les juvéniles de homard.
- Sensibilité physique des poissons à vessie natatoire.
- Réduction de la disponibilité de nourriture qui pourrait résulter en la modification d'habitudes de migration et d'hivernage ainsi qu'en la réduction de leur succès reproducteur.

Les mesures d'atténuation suivantes ont été suggérées afin de limiter les effets des levés sismiques :

- Actualiser l'*Énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation de l'impact des ondes sismiques en milieu marin* en tenant compte des meilleures pratiques et le mettre en œuvre lors de la planification des levés sismiques de manière à réduire les effets environnementaux sur les mammifères marins, les tortues marines, les poissons et les espèces à statut particulier ainsi que sur leur habitat.
- Planifier les levés sismiques de manière à éviter les secteurs très fréquentés par la faune marine pendant les périodes où l'une ou l'autre des fonctions biologiques essentielles se réalisent ainsi que les périodes d'abondance maximales pour réduire les effets sur le recrutement d'espèces plus sensibles.
- Favoriser la réalisation d'études pour pallier le manque de connaissances, entre autres, sur les effets des levés sismiques et sur les habitudes d'alimentation, de reproduction et de migration des diverses composantes biologiques.
- Prévoir la détection visuelle (observateurs) des colonies d'oiseaux et des bateaux de pêche dans la zone de sécurité lors de la planification des levés sismiques.

7.5.2 Impacts associés aux structures et à la luminosité

Les impacts associés aux structures et à la luminosité ont été identifiés par les deux ÉES des régions de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent comme étant **une problématique environnementale**. Les impacts potentiels suivants ont été identifiés (AECOM, 2010 ; Genivar, 2013) :

- Attraction vers les eaux éclairées par la plateforme et par les navires;
- Perturbation temporaire par ensevelissement des communautés benthiques à proximité des appareils de forage par les résidus de forage;
- Sensibilité accrue pour les espèces plus sensibles et peu mobiles dont la capacité d'évitement est pratiquement nulle;
- Sensibilité des œufs et des larves d'espèces plus sensibles qui peut se traduire par une diminution du recrutement;

- Perte d'habitat du poisson causée par l'empiétement des infrastructures;
- Création de récifs artificiels qui augmentent la complexité d'habitats et sont favorables à la présence d'une faune marine riche et diversifiée adaptée aux conditions locales;
- Délaissement temporaire de la zone immédiate des activités de forage;
- Réduction de la disponibilité et de la quantité de nourriture par la contamination possible d'invertébrés benthiques, de poissons et de plancton;
- Attraction pour les infrastructures extracôtières en raison de l'abondance de nourriture à proximité;
- Collision possible avec les navires;
- Changement de patrons migratoires, de chasse nocturne et augmentation des collisions en raison de l'attraction des oiseaux pour les sources lumineuses;
- Mortalité d'oiseaux.

8 Transport des hydrocarbures : états des connaissances sur les impacts potentiels

Alors que les sections 6 et 7 présentaient les impacts potentiels associés à l'exploration et à l'exploitation des différents hydrocarbures, cette section se concentre sur ceux associés au transport des hydrocarbures.

Toutefois, contrairement à ces autres activités, le transport des hydrocarbures se fait sur un territoire beaucoup plus vaste et les manifestations régionales d'un même impact potentiel s'avèrent difficiles à évaluer. En ce sens, cette section s'efforcera plutôt de décrire de façon générale et qualitative les impacts potentiels associés au transport et à certaines mesures d'atténuation.

Il est bon de rappeler que les résultats des différentes analyses du cycle de vie des hydrocarbures en milieu terrestre (section 6.1) et marin (section 7.1), quoique très préliminaire, ont montré que les divers moyens de transport des hydrocarbures du site d'extraction vers la raffinerie ou le site de traitement et par la suite vers l'utilisateur avait une contribution relativement marginale comparativement aux autres étapes. Il est toutefois bon de rappeler également que l'analyse du cycle de vie **ne tient pas compte des déversements accidentels; un enjeu majeur associé au transport des hydrocarbures.**

L'étude américaine de Furchtgott-Roth (2013) a recensé les déversements accidentels associés aux divers moyens de transport des hydrocarbures. Les conclusions de cette étude, à savoir que les pipelines étaient le moyen le plus sécuritaire de transporter des hydrocarbures, s'appuyaient majoritairement sur la mesure du ratio entre le nombre d'incidents et la quantité d'hydrocarbures transporté sur une certaine distance. **Les pipelines présentaient le ratio le plus faible comparativement aux wagons-citernes et aux camions-citernes.**

Toutefois, ces conclusions pourraient être mises en doute si d'autres indicateurs sont considérés. Le Tableau 8-1 recense également le nombre d'incidents en moyenne par année, les quantités moyennes déversées lors de ces incidents et la quantité totale d'hydrocarbures déversée en moyenne par année (c.-à-d. le résultat du nombre d'incidents multiplié par la quantité moyenne d'hydrocarbures émise lors d'incidents). Ainsi selon ces indicateurs, même si **les incidents associés aux pipelines ne sont pas les plus fréquents, les camions-citernes en présentant davantage, les quantités d'hydrocarbures déversées par incident et totale par année sont plus importantes pour les pipelines.**

Ainsi, malgré la mise en place des mesures, il apparaît que des incidents surviendront lors du transport des hydrocarbures.

Tableau 8-1 : Recensement des accidents et des hydrocarbures déversés par moyen de transport (Furchtgott-Roth, 2013; API, 2009; ITOPI, 2014)

	Milieu	Nombre d'incidents par milliard de ton-miles	Nombre d'incidents en moyenne par année	Quantités moyennes déversées lors d'incidents (m ³)	Quantité totale d'hydrocarbures déversée en moyenne (m ³ /an)
Pipeline	Terrestre-pétrole	0,58	339,6	73,5	24 961
	Terrestre-gaz naturel	0,89	299,2	N/D	N/D
	Marin	N/A	15,0	4,9	73
Navire	Marin	N/A	N/A	N/A	≈7800*
Wagons-citernes	Terrestre	2,08	49,2	6,4	315
Camions-citernes	Terrestre	19,95	695,2	2,6	1808

* Valeur pour l'année 2013 et non pas une valeur moyenne;

8.1 Pipeline

Les pipelines représentent le moyen de transport privilégié pour transporter les hydrocarbures (voir Tableau 4-6).

8.1.1 En milieu terrestre

La revue des impacts environnementaux associés au cycle de vie d'un projet pipelinier en milieu terrestre montre que la plus grande part des impacts envisagés a lieu lors de la phase de construction du pipeline (Ultramar, 2006). Les principales sources d'impacts identifiées dans la littérature sont :

Pour la construction :

- l'aménagement des chemins d'accès, des sites temporaires de travail et de l'emprise ;
- le transport et la circulation de la main d'œuvre, de la machinerie et des matériaux ;
- la construction du pipeline et des installations ;
- l'élimination des déblais, déchets et produits contaminants.

Pour l'exploitation :

- l'entretien et la maintenance des installations ;
- la surface de l'emprise ;
- le fonctionnement des installations ;
- les déversements ayant lieu lors d'incidents.

Les impacts environnementaux à la fin de l'exploitation du pipeline dépendent fortement du type de fin de vie choisi (enlèvement ou abandon sur place) et de l'emplacement du pipeline. Selon le territoire traversé, la méthode de fin de vie sera choisie de manière à minimiser les impacts futurs. L'abandon sur place des canalisations peut permettre d'éviter les impacts des travaux d'enlèvement, en particulier lorsque le pipeline est enfoui dans des parcs naturels, des zones sensibles ou difficiles d'accès ou lorsqu'il franchit des plans d'eau ou des habitations (ONE, 1996). Une analyse des risques spécifiques à chaque site est nécessaire pour déterminer la procédure de cessation d'activité la plus appropriée (DNV, 2010).

Si le pipeline doit être laissé sur place, les principales mesures de protection à prendre sont la dépollution totale du pipeline et de tout lieu contaminé, la restauration du site dans des conditions les plus semblables à celles d'avant l'exploitation et la mise en place d'un programme d'information et de surveillance pour éviter de futurs problèmes ou, le cas échéant, y remédier rapidement (ONE, 1996).

Les sous-sections suivantes présentent les divers impacts potentiels des étapes de construction, d'exploitation et de fin de vie des pipelines sur la qualité de l'air, l'eau, les sols, la faune et les habitats ainsi que sur les écosystèmes.

8.1.1.1 Impacts sur la qualité de l'air

Le **Error! Not a valid bookmark self-reference.** recense les sources d'impacts sur la qualité de l'air des pipelines en milieu terrestre (Saunier et coll., 2013) :

Tableau 8-2 : Sources d'impacts potentiels sur la qualité de l'air des pipelines en milieu terrestre

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Émissions de poussières dans les zones de travail
	Émissions des équipements.
	Perte du captage de CO ₂ par la végétation suite au déboisement le cas échéant.
Exploitation	Émissions des installations de pompage et de contrôle, si elles ne sont pas alimentées à l'électricité.
	Émissions fugitives aux installations.
Fin de vie (abandon sur place)	Émissions durant le nettoyage et la restauration.
Fin de vie (retrait des pipelines)	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement du pipeline.

8.1.1.2 Impacts sur l'eau

Le

Tableau 8-3 recense les sources d'impacts sur les aquifères et les eaux de surface des pipelines en milieu terrestre (Saunier et coll., 2013).

Tableau 8-3 : Sources d'impacts potentiels sur les aquifères et les eaux de surface des pipelines en milieu terrestre

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Mise en suspension de sédiments et apport de particules de sol.
	Déversements accidentels d'hydrocarbures ou mauvaise gestion des déchets dangereux.
Exploitation	Érosion des berges due au défrichage de l'emprise permanente.
	Déversements accidentels.
Fin de vie (abandon sur place)	Affaissement du pipeline.
	Contamination par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur sa paroi, des fuites antérieures non identifiées, des produits de nettoyage.
	Dégradation des matériaux de la conduite et de son revêtement.
Fin de vie (retrait des pipelines)	Similaire à l'étape de construction.
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement du pipeline.

Bien que la transmission et la distribution d'hydrocarbures par pipeline soient considérées, par certains, comme le moyen de transport d'hydrocarbures le plus sécuritaire et économique, des fuites peuvent engendrer des déversements majeurs pouvant contaminer les sols, les eaux de surface et les aquifères (Citro et coll, 2012). La Figure 8-1 présente les résultats d'une simulation de la concentration de composés retrouvés dans l'essence dans les eaux souterraines à une distance de 50, 100 et 150 m d'une fuite due à une perforation de 20 mm dans la paroi d'un pipeline.

Les concentrations en MTBE obtenues lors de ces simulations mèneraient à des dommages sévères sur les organismes aquatiques même 2 ans après la fuite. L'étude ne spécifie pas les effets des autres substances sur les organismes aquatiques.

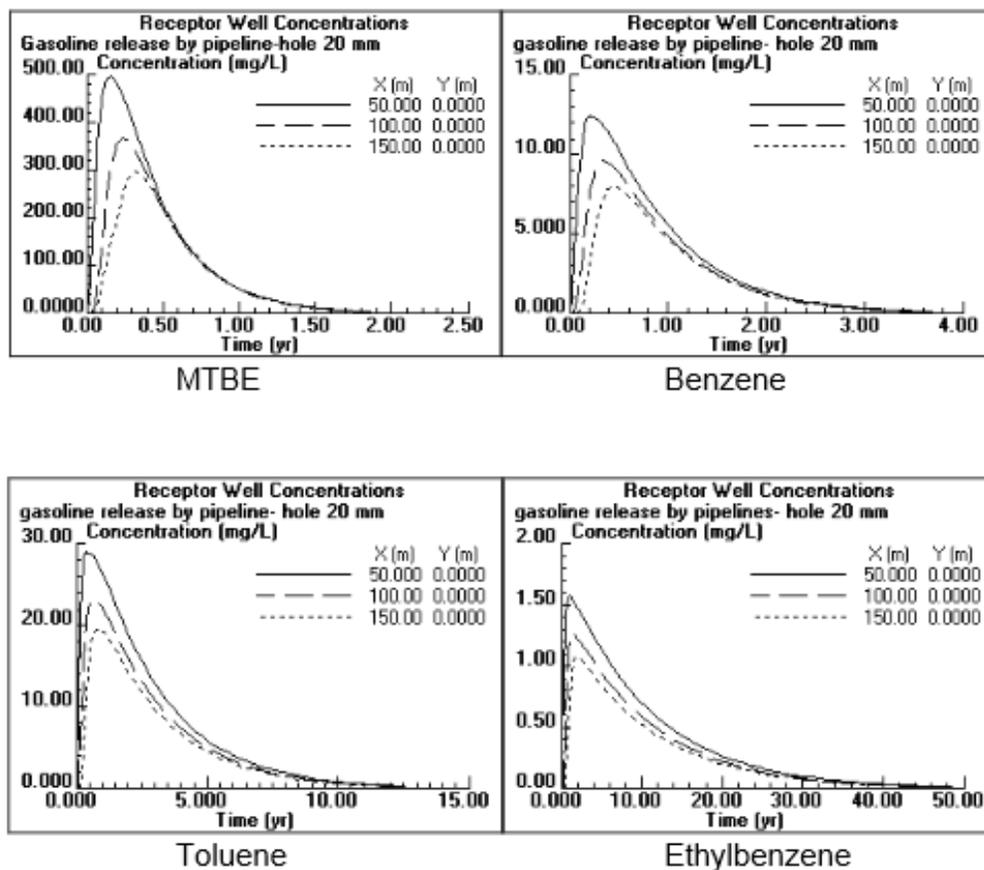


Figure 8-1 : Résultats de simulations de la concentration de composés retrouvés dans l’essence dans les eaux souterraines situées à une distance de 50, 100 et 150 m suite à une fuite due à une perforation de 20 mm dans la paroi d’un pipeline (Citro et coll., 2012).

8.1.1.3 Impacts sur les sols

Le Tableau 8-4 recense les sources d’impacts sur les sols des pipelines en milieu terrestre (Saunier et coll., 2013).

Tableau 8-4 : Sources d'impacts potentiels sur les sols des pipelines en milieu terrestre

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Déversements accidentels ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
	Pollution du sol par les boues de forage (par exemple, avec l'utilisation de bentonite).
	Érosion des sols.
	Compactage des sols sur les aires de travail et les chemins d'accès.
	Dégradation des sols agricoles (compactage, diminution de la porosité et du taux de percolation, changements de composition, etc.).
Exploitation	Accumulation des fragments rocheux de grande taille sur le site.
	Émissions de combustion des installations de pompage et de contrôle, si elles ne sont pas alimentées par l'électricité.
	Émissions fugitives sur les installations.
Fin de vie (abandon sur place)	Déversements accidentels
	Affaissement du pipeline
	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement
Fin de vie (retrait des pipelines)	Dégradation lente des matériaux sous l'effet de la corrosion ; émissions de produits métalliques et de plastique
	Similaire à l'étape de construction
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement

8.1.1.4 Impacts sur la faune et les habitats

Le Tableau 8-5 recense les sources d'impacts sur la faune et les habitats des pipelines en milieu terrestre (Saunier et coll., 2013).

Tableau 8-5 : Sources d'impacts potentiels sur la faune et les habitats des pipelines en milieu terrestre

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Déversements accidentels ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
	Modification, fragmentation et réduction des habitats
	Possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive
	Émissions de poussières/particules et augmentation du bruit : interférence avec le comportement des animaux
	Augmentation du harcèlement des animaux et/ou braconnage : interférence avec le comportement des animaux
	L'augmentation de la dissémination des maladies
	Augmentation de la mortalité des animaux; p. ex. l'augmentation du transport
Exploitation	Déversements accidentels
Fin de vie (abandon sur place)	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement
Fin de vie (retrait des pipelines)	Similaire à l'étape de construction
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement

8.1.2 En milieu marin

Cette section vise à mettre en lumière les impacts potentiels d'un pipeline en milieu marin.

8.1.2.1 Impact sur l'eau

Le Tableau 8-6 recense les sources d'impacts sur les aquifères et les eaux de surface des pipelines en milieu marin (Exxon Mobil, 2009).

Tableau 8-6 : Sources d'impacts potentiels sur les eaux de surface des pipelines en milieu marin

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Augmentation des particules en suspension et du taux de sédimentation
	Augmentation de la sédimentation des milieux causés par les navires passant potentiellement plus près des côtes
	Émissions provenant des navires
	Déversement accidentel de substances dangereuses
Exploitation	Émissions d'eau utilisée afin d'effectuer des tests sur les pipelines
	Modification de l'hydrographie
Fin de vie (abandon sur place)	Déversements accidentels
	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement
Fin de vie (retrait des pipelines)	Dégradation lente des matériaux sous l'effet de la corrosion ; Émissions de produits métalliques et de plastiques
	Similaire à l'étape de construction
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement

Un rapport destiné à Transport Canada (WSP Canada, Inc, 2014) souligne l'importance des conséquences anticipées suite à un déversement accidentel de pétrole dans l'estuaire ou ailleurs dans le golfe du Saint-Laurent.

8.1.2.2 Impacts sur la faune et les habitats

Le Tableau 8-8 recense les sources d'impacts sur la faune et les habitats des pipelines en milieu marin (Saunier et coll, 2013; Exxon Mobil, 2009).

Tableau 8-7 : Sources d'impacts potentiels sur la faune et aux habitats des pipelines en milieu marin

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Perturbations directes des habitats des fonds marins
	Blessures des animaux
	Augmentation du bruit
	Luminosité accrue
	Interférence avec les voies de migration de certaines espèces
	Introduction d'espèces de flore et de faune non indigène
Exploitation	Interférence avec les voies de migration de certaines espèces
	Déversements accidentels
Fin de vie (abandon sur place)	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement
Fin de vie (retrait des pipelines)	Similaire à l'étape de construction
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement

8.2 Transport maritime des hydrocarbures

La production de pétrole et de gaz naturel exploité en milieu marin peut être transportée sur terre, soit par pipeline ou par navire pétrolier, tout dépendant de la distance à parcourir vers le site de raffinage côtier. Le chargement des pétroliers nécessite des infrastructures d'entreposage et de déchargement (Genivar, 2013).

8.2.1.1 Impacts sur la qualité de l'air

Le Tableau 8-8 recense les sources d'impacts sur la qualité de l'air du transport maritime .

Tableau 8-8 : Sources d'impacts sur la qualité de l'air du transport maritime

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Émissions de combustion par les équipements de construction.
Exploitation	Émissions de combustion.
	Émissions fugitives d'hydrocarbures
	Déversements accidentels
Fin de vie	Émissions associées à la phase de nettoyage

8.2.1.2 Impacts sur l'eau

Le Tableau 8-9 recense les sources d'impacts sur les eaux de surface du transport maritime.

Tableau 8-9 : Sources d'impacts potentiels du transport maritime sur les eaux de surface

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Déversements accidentels d'hydrocarbures ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
Exploitation	Érosion des berges
	Émissions (huile lubrifiante, eaux grises, agent de refroidissement, etc.) provenant des navires
	Déversements accidentels
Fin de vie	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement

Il est à noter, pour la période entre 1970 et 2013, que 50 % des déversements accidentels se sont produits lorsque les navires étaient en mer ; 59% des déversements étaient alors causés par des échouements ou des collisions. Ces diverses causes sont toutefois responsables de 98 % des déversements accidentels lorsque les navires ne sont pas en mer (ITOPFF, 2014).

Un rapport destiné à Transport Canada (WSP Canada Inc, 2014) souligne l'importance des conséquences anticipées suite à un déversement accidentel de pétrole dans l'estuaire ou ailleurs dans le golfe du Saint-Laurent. Dans cette étude, l'index du risque environnemental (ERI) a été utilisé afin d'estimer le risque relatif pour chaque zone suite à un déversement d'hydrocarbures. Cet index permet l'intégration de considérations environnementales dans l'analyse de risque. L'ERI a été défini comme suit :

$$ERI = \sum F \times C \times (Q^{0.72} \times ESI + P_s \times Q_s^{0.72} \times ESI_s)$$

Où F représente la fréquence des déversements dans la zone, C le coût de l'unité (une constante), Q la quantité de pétrole déversé, ESI l'index de sensibilité environnemental, P_s la probabilité que le pétrole rejoigne les côtes, Q_s la quantité de pétrole atteignant les côtes, et ESI_s l'index de sensibilité environnemental des côtes.

L'index de sensibilité environnemental (ESI et ESI_s) incorpore trois indicateurs :

- Un indicateur de la sensibilité physique qui illustre le degré de difficulté des opérations de nettoyage.
- Un indicateur de la ressource biologique qui illustre le niveau de sensibilité de la biodiversité affectée par un déversement.
- Un indicateur de la ressource qui quantifie la perte commerciale occasionnée par le déversement et les dommages aux ressources sociales.

La Figure 8-2 présente l'index du risque environnemental pour les zones du golfe du Saint-Laurent (ERI à la Figure 8-2). Ce rapport conclut que l'un des écosystèmes les plus vulnérables à un déversement pétrolier était celui présentant la probabilité d'un déversement la plus forte.

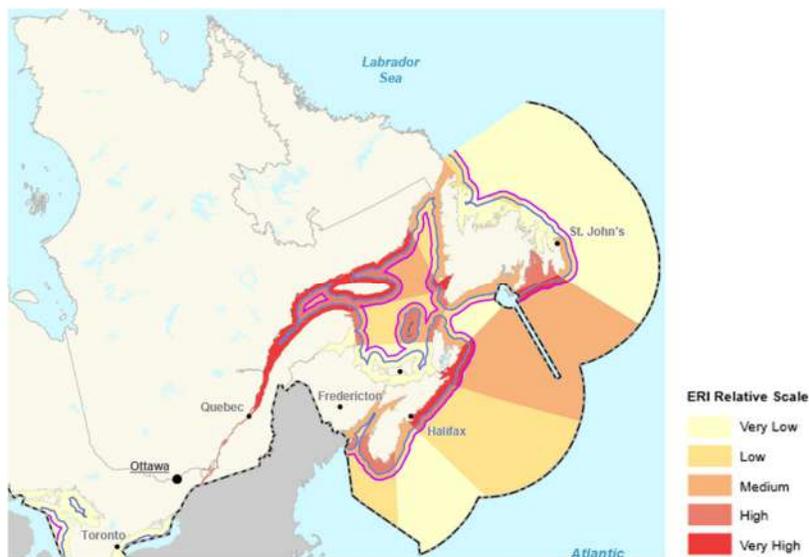


Figure 8-2 : Index du risque environnemental suite à un déversement de pétrole brut dans l'estuaire et dans le golfe du Saint-Laurent (WSP Canada Inc, 2014)

8.2.1.3 Impacts sur les sols

Certains impacts sur les sols peuvent avoir lieu lors du chargement et déchargement des hydrocarbures vers les infrastructures de terre.

8.2.1.4 Impacts sur la faune et les habitats

Le Tableau 8-10 recense les sources d'impacts sur la faune et les habitats du transport maritime.

Tableau 8-10 : Sources d'impacts potentiels sur la faune et aux habitats du transport maritime

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	-
Exploitation	Augmentation du bruit
	Luminosité accrue
	Interférence avec les voies de migration de certaines espèces
	Introduction d'espèces de flore et de faune non indigène
	Déversements accidentels
Fin de vie (abandon sur place)	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement
Fin de vie (retrait des pipelines)	Similaire à l'étape de construction
	Déversements de produits dangereux lors de l'enlèvement

8.3 Wagon-citerne (train)

Bien que le pipeline soit le moyen de transport terrestre privilégié pour les hydrocarbures, les wagons-citernes offrent une capacité d'adaptation élevée. Les sous-sections suivantes font état des impacts environnementaux potentiels associés à ce moyen de transport.

8.3.1.1 Impacts sur la qualité de l'air

Le Tableau 8-11 recense les sources d'impacts des wagons-citernes sur la qualité de l'air.

Tableau 8-11 : Sources d'impacts potentiels sur la qualité de l'air des wagons-citernes

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Émissions de combustion par les équipements de construction.
	Construction de nouveaux rail ou terminaux : soulèvement de poussières dans les zones de travail.
	Construction de nouveaux rails ou terminaux : perte de captage de CO ₂ suite au déboisement.
Exploitation	Émissions de combustion.
	Émissions fugitives d'hydrocarbures
	Déversements accidentels
Fin de vie	Émissions associées à la phase de nettoyage

8.3.1.2 Impacts sur l'eau

Le Tableau 8-12 recense les sources d'impacts sur les aquifères et les eaux de surface des wagons-citernes.

Tableau 8-12 : Source d'impacts potentiels sur les aquifères souterrains et les eaux de surface des wagons-citernes

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Mise en suspension temporaire de sédiments et apport passager de sol.
	Déversements accidentels d'hydrocarbures ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
Exploitation	Déversements accidentels
Fin de vie	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement

8.3.1.3 Impacts sur les sols

Le Tableau 8-13 recense les sources d'impacts sur les sols des wagons-citernes.

Tableau 8-13 : Sources d'impacts potentiels sur les sols des wagons-citernes

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction des voies ferrées	Pollution du sol
	Érosion des sols.
	Compactage des sols sur les aires de travail et les chemins d'accès.
	Dégradation des sols agricoles (compactage, diminution de la porosité et du taux de percolation, changements de composition, etc.).
Exploitation	Émissions fugitives sur les installations.
	Déversements accidentels
Fin de vie (abandon sur place)	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement

8.3.1.4 Impacts sur la faune et les habitats

Le Tableau 8-14 recense les sources d'impacts sur la faune et les habitats des wagons-citernes.

Tableau 8-14 : Sources d'impacts potentiels sur la faune et les habitats des wagons-citernes

Étapes du cycle de vie	Sources d'impacts
Construction	Voie ferrée : Déversements accidentels ou mauvaise gestion de déchets dangereux.
	Voie ferrée: Modification, fragmentation et réduction des habitats
	Voie ferrée: Possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive
	Voie ferrée: Émissions de poussières/particules et augmentation du bruit : interférence avec le comportement des animaux
	Voie ferrée: Augmentation du harcèlement des animaux et/ou braconnage : interférence avec le comportement des animaux
	L'augmentation de la dissémination des maladies
	Augmentation de la mortalité des animaux; p. ex. l'augmentation du transport
Exploitation	Déversements accidentels
Fin de vie	Contamination ultérieure par les produits restants dans le pipeline ou déposés sur la paroi au cours de son cycle de vie, des fuites antérieures non identifiées, des produits de traitement et de nettoyage ou la dégradation de la conduite et de son revêtement

8.4 Camion-citerne

Bien que le pipeline soit le moyen de transport terrestre privilégié pour les hydrocarbures, les camions-citernes sont régulièrement utilisés afin de transporter les hydrocarbures de la raffinerie jusqu'aux diverses stations-service ou réservoirs. Parmi les impacts potentiels associés aux camions-citernes, notons :

- La construction des routes ;
- Les émissions associées à la combustion de carburant ;
- La consommation de carburant ;
- Les déversements accidentels ;

8.5 Impacts du transport des hydrocarbures sur les écosystèmes

Considérant les nombreux impacts listés, il est possible de conclure que les écosystèmes seront influencés négativement par les diverses activités de mise en place et d'opération des pipelines (en milieu terrestre et marin), du transport maritime, des wagons-citernes et des camions-citernes. Il est toutefois impossible, à ce stade-ci, de quantifier ces conséquences puisque de nombreux impacts potentiels recensés n'ont été évalués que qualitativement.

Il est toutefois à noter que **le transport des divers hydrocarbures n'avait pas été identifié comme un contributeur majeur aux impacts potentiels lors des différentes analyses du cycle de vie (voir section 6.1 et 7.1)**. Toutefois, considérant que ces résultats sont préliminaires et ne représentent pas le contexte québécois, **la problématique du transport pourrait s'avérer plus importante qu'estimée**. De plus, il est important de noter que **l'analyse du cycle de vie ne tient pas compte des déversements accidentels; un enjeu majeur associé au transport des hydrocarbures**. En ce sens, il est bon de rappeler que les hydrocarbures sont des substances dangereuses ayant une forte explosivité. Il est à noter que le pétrole de schiste pourrait être plus explosif que d'autres types d'hydrocarbures (Legendre et coll., 2014).

De plus, il est possible que les diverses activités interagissent entre elles de façon synergique, ainsi qu'avec d'autres activités humaines se déroulant dans la même région. Les effets environnementaux, au-delà des effets documentés ici, alors générés doivent être appréhendés de façon multiplicative et cumulative. Toutefois, la nature et l'amplitude de ces effets synergiques demeurent inconnues à ce jour.

9 Gaz à effet de serre : état des connaissances sur les impacts potentiels de l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures

Le réchauffement climatique, ou réchauffement global, est le nom donné au phénomène d'augmentation de la température moyenne observée à la surface de la planète depuis le milieu du 20^e siècle. Ce phénomène est causé par un ensemble de facteurs dont la principale demeure l'émission de gaz à effet de serre (GES) due aux activités humaines. Ces gaz absorbent en partie le rayonnement infrarouge émis par la surface de la Terre et par les nuages, causant ainsi une augmentation de la température moyenne à la surface du globe. Cette augmentation entraîne diverses perturbations telles que la fonte des glaciers, l'augmentation du niveau des mers, la fonte du pergélisol, l'augmentation de la température des cours d'eau et des océans et le changement des caractéristiques climatiques de régions données (désertification, augmentation des précipitations) (Levasseur, 2011). Ces perturbations entraînent à leur tour un grand nombre d'impacts sur les populations humaines et les écosystèmes tels que l'augmentation des maladies liées aux vagues de chaleur ou à une mauvaise qualité de l'eau, des maladies transmises par des insectes, des décès ou des déplacements de populations et la disparition de certaines espèces animales et végétales (Levasseur, 2011).

Le forçage radiatif est l'indicateur le plus couramment utilisé afin de représenter les impacts potentiels des émissions de gaz à effet de serre sur le réchauffement global. Le forçage radiatif est la mesure de la perturbation du bilan d'énergie radiative de la Terre suite à l'émission d'un GES (Levasseur, 2011). Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a proposé le potentiel de réchauffement global comme unité de mesure comparative. Celui-ci représente le forçage radiatif cumulatif d'un certain GES, intégré sur un horizon de temps donné (généralement 100 ans), relatif au forçage radiatif cumulatif du CO₂ calculé sur le même horizon de temps (Levasseur, 2011).

Le potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG₁₀₀) est fourni par le GIEC pour plus d'une soixantaine de gaz, dont les HFC, PFC, éthers halogénés. Ces potentiels de réchauffement ont été périodiquement mis à jour suivant la publication des plus récents travaux du GIEC. À titre informatif le **Error! Not a valid bookmark self-reference.** présente les PRG₁₀₀ des principaux gaz reliés à la combustion des carburants publiés dans les rapports successifs du GIEC.

Tableau 9-1 : Potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG₁₀₀) de quelques substances

Substance	PRG ₁₀₀ de 1996 (kg éq. CO ₂ / kg)	PRG ₁₀₀ de 2007 (kg éq.CO ₂ / kg)	PRG ₁₀₀ de 2014 (kg éq.CO ₂ / kg)
Dioxyde de carbone (CO ₂) fossile	1	1	1
Méthane (CH ₄) fossile	21	25 (27.75 en considérant l'oxydation du CH ₄ en CO ₂)	36 (il tient compte des boucles de rétroaction)
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	310	298	298

Il est à noter toutefois que certains auteurs commencent à remettre en question l'horizon de temps de 100 ans dans les calculs de bilan de GES (Howarth et coll, 2011, Howarth et coll, 2012,

O'Sullivan et coll, 2012); spécifiquement pour les systèmes émettant du méthane. En effet, le méthane a une courte durée de vie dans l'atmosphère (quelques dizaines d'années) comparativement au CO₂ qui est persistant. Ainsi, en choisissant un horizon de temps de plus en plus long (p.ex. 100 ou 500 ans), l'importance du réchauffement global du méthane perd de l'importance comparativement au CO₂. C'est pourquoi ces auteurs plaident pour une réduction de l'horizon de temps afin de ne pas surestimer l'apport du méthane au processus de réchauffement global.

9.1 Estimation des émissions de gaz à effet de serre associées à l'exploitation des divers hydrocarbures

Cette section vise à établir un intervalle de valeurs pour les émissions de gaz à effet de serre associées aux divers types d'hydrocarbures exploités. Une approche cycle de vie est utilisée afin d'évaluer ces émissions, c'est-à-dire de l'extraction des matières premières jusqu'à l'utilisateur. Il est à noter que l'étape d'utilisation de ces hydrocarbures n'est pas considérée dans cet exercice.

Le Tableau 9-2 présente un résumé des émissions de gaz à effet de serre rapportées sur une base énergétique (MJ).

Tableau 9-2 : Résumé des émissions de GES associées au cycle de vie à l'exploitation des hydrocarbures investigués (système « du puits à l'utilisateur »)

Type d'hydrocarbure	Estimation des émissions de GES* (g éq. CO ₂ /MJ)	Références
Pétrole conventionnel en milieu terrestre	12 à 47 (plus probable entre 20 et 30)	New Fuels Alliance (2009) IHS Cera (2012)
Gaz naturel conventionnel en milieu terrestre	7 à 21 (plus probable entre 15 et 21)	Weber et Clavin (2012)
Gaz de schiste en milieu terrestre	7 à 34**	Weber et Clavin (2012), Roy et coll. (2013)
Pétrole de schiste en milieu terrestre	9 à 13***	IHS Cera (2014) Legendre (2014), US Department of State (2013)
Pétrole conventionnel en milieu marin	10 à 28	New Fuels Alliance (2009) IHS Cera (2012)
Gaz naturel conventionnel en milieu marin	7***	Skone (2011)

* Ne considère pas les émissions non contrôlées s'échappant par les failles naturelles ou les émissions après fermeture

**La sous-section 9.1.3.1 présente une discussion portant sur les incertitudes associées à l'estimation des émissions fugitives avant et après la fermeture du site.

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

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

Les sous-sections suivantes détaillent ces estimations.

9.1.1 Pétrole conventionnel

La Figure 9-1 recense les bilans de GES de deux études présentant les résultats d'une méta-analyse ; c'est-à-dire l'étude de résultats sur des bases communes de plusieurs autres études différentes.

Il est à noter que les auteurs de l'étude du New Fuels Alliance (2009) ont utilisé les PRG₁₀₀ de 2007 et n'ont pas considéré l'oxydation du CH₄. L'étude du IHS Cera (2012) ne fait pas mention des PRG₁₀₀ utilisés. Il est donc possible que cette étude présente des résultats calculés avec différents PRG₁₀₀ ou des PRG₁₀₀ qui ne sont pas équivalents à ceux utilisés pour l'étude du New Fuels Alliance. Il est toutefois certain que les résultats présentés pour ces deux études n'ont pas pris en compte les facteurs fournis par le GIEC en 2013.

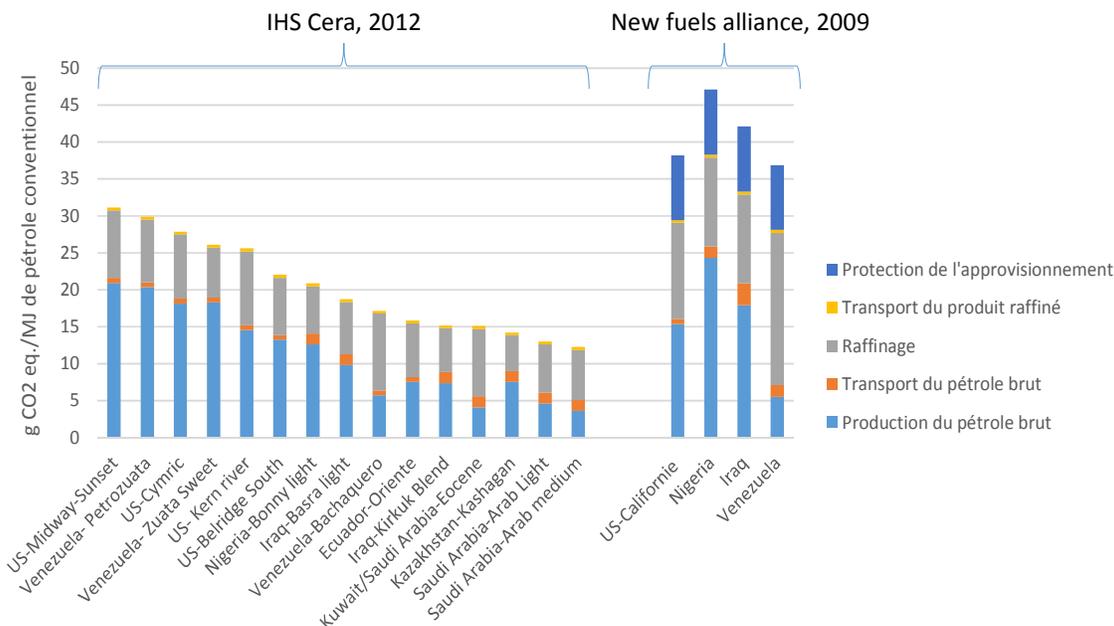


Figure 9-1 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole conventionnel (système « du puits à la pompe »).

Les résultats présentés à la Figure 9-1 montrent une variabilité quant au bilan GES du pétrole conventionnel, celui-ci pouvant passer de 12 à 47 g éq. CO₂/MJ.

Cet intervalle peut être expliqué par :

- L'étude du IHS Cera souligne que les études incluses dans leur méta-analyse ne considèrent pas toutes les mêmes sources d'émissions; les émissions directes sont toujours incluses, mais pas les émissions provenant des émissions des processus d'arrière-plan.
- L'étude du New Fuels Alliance considère une étape de protection de l'approvisionnement qui n'est pas incluse dans les résultats recensés dans l'étude du IHS Cera. Cette étape s'avère toutefois incertaine puisqu'elle a été appliquée uniformément sans tenir compte du contexte géographique.
- Différents PRG₁₀₀ ont pu être utilisés ; l'étude du IHS Cera n'indique pas les facteurs utilisés.
- L'étude du IHS Cera présente des résultats concernant des gisements spécifiques de différentes régions alors que celle du New Fuels Alliance présente des résultats représentant des moyennes régionales.
- La variabilité intrinsèque des divers gisements.

9.1.2 Gaz naturel conventionnel

La Figure 9-2 présente les résultats de la méta-analyse réalisée par Weber et Clavin (2012) sur les émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel conventionnel, auxquels a été ajouté celui pour la donnée présente dans la base de données ecoinvent.

Il est à noter que les résultats de l'étude de Weber et Clavin (2012) ont tous été calculés avec les PRG₁₀₀ de 2007 sans considérer l'oxydation du CH₄.

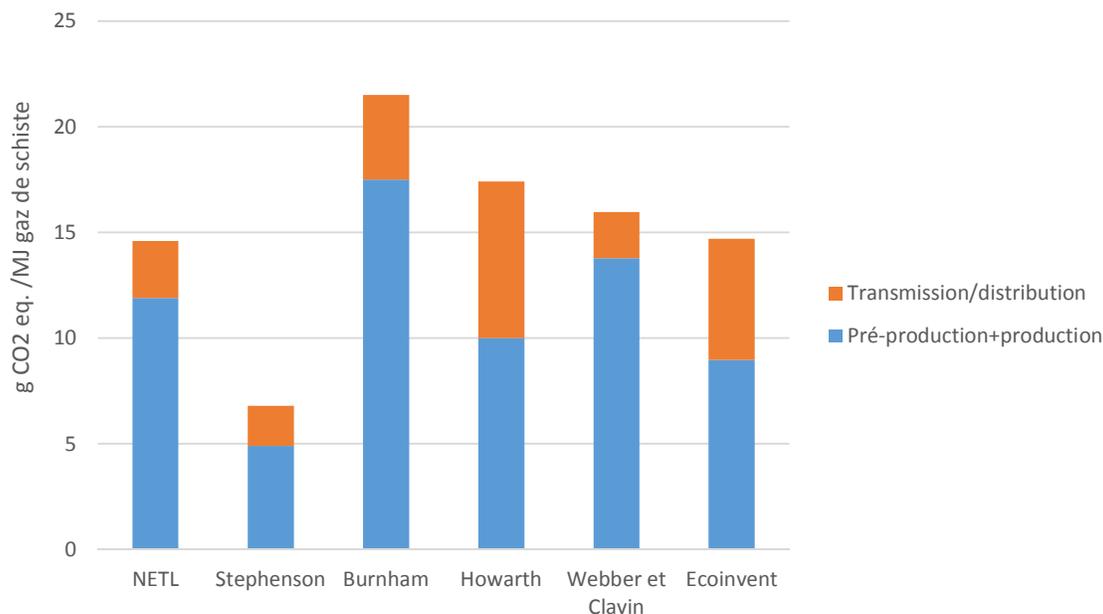


Figure 9-2 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du gaz naturel conventionnel (système « du puits à l'utilisateur »).

Les résultats présentés, à l'exception de celui de l'étude de Stephenson, sont très similaires, se situant entre 15 et 21 g éq. CO₂/MJ. Weber et Clavin expliquent que le résultat de l'étude de Stephenson est particulièrement bas puisqu'il a considéré une plus faible consommation d'énergie et de faibles valeurs d'émissions fugitives à la fois au site d'extraction et au centre de traitement.

9.1.3 Gaz de schiste

Contrairement au pétrole ou au gaz naturel conventionnels, le gaz de schiste est une filière énergétique récente suscitant de nombreux débats quant à l'estimation des émissions fugitives de méthane. Ces émissions ont été définies par l'agence américaine de protection de l'environnement comme étant les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles (US. EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâche le gaz si la pression s'avère trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* se produisent lors de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles.

Plusieurs études, aux conclusions contradictoires, ont été répertoriées quant à l'estimation des émissions fugitives associées à la production de gaz de schiste. Ces études sont présentées au Tableau 9-3.

Tableau 9-3 : Études estimant les émissions fugitives de méthane associées à l'exploitation du gaz de schiste

Auteurs (année)	Organisme	Gaz évalué	Principales sources de données	Scénario	Production d'un puits (bcf)	Émissions fugitives (% de la production)	
						Cycle de vie	Préproduction
Études publiées approximativement entre 2010 et 2012 basées sur un nombre limité de données et surtout basées sur les travaux du US EPA (2010a)							
US. Environmental Protection Agency (2010, 2012)	US. EPA	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	Données de l'industrie	51% brûlé, 49% émis	N/A	2,4 %	-
Skone (2011)	NETL	Gaz de schiste	N/D	85% émis, 15% brûlé	3	2,3 %	-
Hughes (2011); corrigeant les valeurs de Skone (2011)	Post Carbon Institute	Gaz de schiste	Skone (2011) et EPA (2010)	85% émis, 15% brûlé	0,84 à 3	3,31 à 8,8 %	-
Jing et coll. (2011)	Carnegie Mellon University	Gaz de schiste	NY DEC (2011)	76% brûlé, 14% émis	2,74	2 %	-
Stephenson et coll. (2011)	Shell	Gaz de schiste	EIA (2007) et US. EPA (2010)	51% brûlé, 49% émis	2	-	0,46 %
Howarth et coll. (2011)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	US. EPA (2010), GAO (2010)	100% émis	1,24	3,6 à 7,9 %	1,9 % (0,6-3,2 %)
Howarth et coll. (2012)				85% émis, 15% brûlé		3,3 à 7,6 %	1,6 % (0,5-2,7 %)
Burnham et coll. (2012)	Argonne National Laboratory	Gaz de schiste	U.S. EPA (2010 et 1996)	51% brûlé, 49% émis	1,59	2,01 % (0,71 - 5,23 %)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)
Cathles et coll. (2012)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	N/D	N/D	N/D	≈ 2,2 %	≈ 0,2 %
O'Connor (2013)	(S&T) ² Consultants Inc.	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	US. EPA (2010)	N/D	N/D	0,56%	-
Études publiées après 2012 et basées sur des données de terrains							

Auteurs (année)	Organisme	Gaz évalué	Principales sources de données	Scénario	Production d'un puits (bcf)	Émissions fugitives (% de la production)	
						Cycle de vie	Préproduction
O'Sullivan et Paltsev (2012)	MIT	Gaz de schiste	HPDI (2012)	70% capturé, 15% brûlé, 15% émis	1,8 (sur 15 ans) 2,5 (sur 30 ans)		0,08-0,15 % (sur 15 ans) 0,05-0,12 % (sur 30 ans)
Environmental Protection Agency (EPA) (2013)	US. EPA	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	Données de l'industrie (non publiées)	14% émis	N/A	1,5%	0.59%
Allen et coll. (2013)	Center for Energy and Environmental Resources	Gaz de schiste	Données mesurées des divers équipements	N/A	N/A		0.53%
Étude estimant les émissions fugitives à partir de mesures de la concentration atmosphérique							
Pétron et coll. (2012)	NOAA	Gaz de schiste	Données mesurées et production du puits	N/A	3,36		2,3 à 7,7 % (meilleur estimé: 4 %)
Toleffson (2013)	NOAA	Gaz de schiste	Données mesurées et production du puits	N/A	N/A		9 % (résultats préliminaires)
Karion et coll. (2013)	CIRES et NOAA	Gaz de schiste	Données mesurées et production du puits	N/A	N/A		6 à 12 %

Ces études se distinguent par diverses caractéristiques :

- Les études publiées approximativement entre 2010 et 2012, régulièrement critiquées par les communautés industrielle et scientifique, sont basées sur un nombre limité de données, provenant majoritairement des travaux du US. EPA (2010), et souffrent de deux limitations majeures : l'estimation de la production d'un puits (les émissions fugitives y étant rapportées) et le scénario de gestion des émissions fugitives basé sur des hypothèses législatives plutôt qu'une évaluation des pratiques de l'industrie. La polémique entourant le gaz de schiste trouve potentiellement sa genèse dans ces études. En effet, le fait de présenter les émissions fugitives de manière relative a permis d'induire les gens en erreur; le pourcentage d'émissions fugitives se situe alors entre 2% et 8% de la production d'un puits. Toutefois, si les résultats des différentes études sont normalisés selon leurs plus importantes hypothèses (c.-à-d.. la production d'un puits de gaz de schiste et les pratiques industrielles) alors, des résultats absolus sensiblement similaires sont obtenus, et ce, quel que soit le taux d'émissions fugitives calculé en rapport à la production du puits. Les estimations des émissions fugitives, après

normalisation de la production d'un puits et des pratiques industrielles sont présentées aux **Error! Not a valid bookmark self-reference.** et Tableau 9-5, respectivement.

Tableau 9-4 : Évaluation des émissions fugitives absolues de méthane associées à l'exploitation du gaz de schiste

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la production]	Production totale d'un puits [bcf]	Émissions fugitives d'un puits [10^{-2} bcf]
Howarth et al. (2011)	3,6 à 7,9 %	1,24	4,5-9,8
Skone (2011)	2,3 %	3	6,9
Hugues (2011)	3,31 à 8,8 %	0,84 à 3	7,4-9,9
Jing et al. (2011)	2 %	2,74	5,5
Burnham et al. (2012)	2,01 % (0,71 à 5,23 %)	1,59	3,2 (1,1 – 8,3)
Howarth et al. (2012)	3,3 à 7,6 %	1,24	4,1-9,4

Il en va sensiblement de même avec le scénario de gestion de fin de vie

Tableau 9-5 : Évaluation des émissions fugitives absolues et hors scénario de gestion (préproduction)

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la prod.]	Production totale d'un puits [bcf]	Scénario	Émissions fugitives selon le scénario [10^{-2} bcf]	Émissions fugitives si 100% est émis [10^{-2} bcf]
EPA (2010)	N/D	N/D	51% brûlé, 49% émis	0,46	0,94
Howarth et al. (2011)	1,9 % (0,6-3,2 %)	1,24	100 % émis	2,4 (0,7-4,0)	2,4 (0,7-4,0)
Burnham et al. (2012)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)	1,59	51 % brûlé, 49 % émis	0,73 (0,09-4,4)	1,5 (0,19 à 8,9)
Stephenson et al. (2011)	0,46 %	2	51 % brûlé, 49 % émis	0,92	1,9
Howarth et al. (2012)	1,6 % (0,5-2,7 %)	1,24	85 % émis, 15 % brûlé	2,0 (0,6-3,4)	2,4 (0,7-4,0)

Au Québec, en raison de l'assujettissement des projets aux articles 22, et 48 de la LQE ainsi que des *lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* (MDDLCC, 2014n), l'émission de gaz à l'atmosphère est prohibée; tout doit tout être incinéré afin de réduire les émissions de méthane.

- Vers la fin 2012, la disponibilité des données n'est plus un enjeu aussi pressant; les études présentent des estimations des émissions fugitives basées sur des données de terrain. Par exemple, O'Sullivan et Paltsev (2012) ont pu accéder à des données d'exploitation provenant de 3 948 puits aux États-Unis en 2010; ils ont ainsi pu évaluer les émissions fugitives potentielles et réelles (c.-à-d.. en considérant les pratiques

industrielles sur le terrain). Ces études ont généralement mené à une diminution des estimations des émissions fugitives associées à l'exploitation du gaz de schiste.

- Le troisième type d'étude se distingue des deux autres et chevauche les deux époques durant lesquelles les études ont été réalisées. En effet, ces études ne sont pas basées sur des mesures d'équipement sur le site, mais sur la mesure de la concentration atmosphérique entourant le site. Les méthodes utilisées afin d'effectuer ces mesures peuvent varier : des tours de mesure, des systèmes de mesure mobiles et/ou des mesures prises à partir d'un avion au-dessus du site. En théorie, les deux approches (mesure d'équipement sur le site et mesure de la concentration atmosphérique) devraient arriver aux mêmes résultats. Toutefois, les études basées sur la mesure de la concentration atmosphérique produisent une estimation des émissions fugitives significativement plus élevée. La différence observée entre les deux approches a été particulièrement mise en évidence par l'étude de Brandt et coll. (2014). Ces derniers ont comparé diverses études basées tant sur des mesures directes, des estimations et hypothèses que sur des mesures de la concentration atmosphérique régionale. Les résultats obtenus (présentés à la Figure 9-3) semblent montrer que les émissions fugitives d'un site d'exploitation de gaz de schiste seraient plus élevées que les valeurs répertoriées dans le rapport de l'US EPA (2013) et ce, parfois par plusieurs ordres de grandeur.

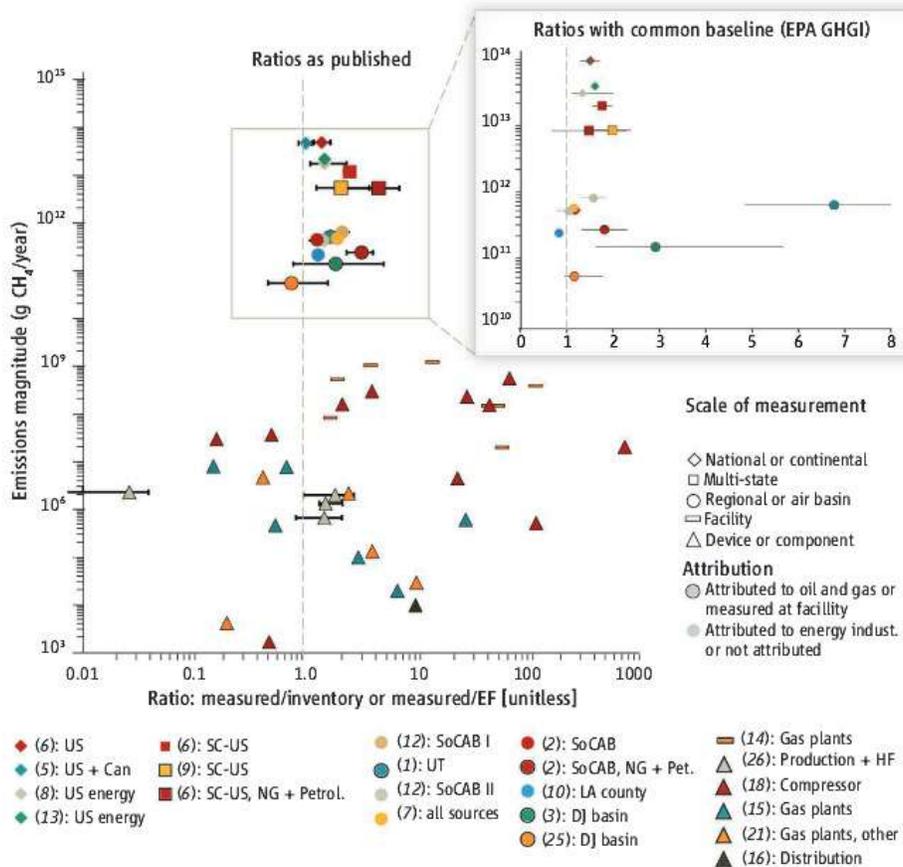


Figure 9-3 : Résultats de l'étude comparative des émissions fugitives de Brandt et coll. (2014); les valeurs à droite de la ligne pointillée sont plus élevées que les estimations du US EPA (2013), les valeurs à gauche de cette ligne pointillée sont plus faibles que ces estimations.

Les résultats divergents des diverses approches soulèvent ainsi la question : **les différences d'estimation des émissions fugitives sont-elles dues à un biais méthodologique ou bien l'approche de la mesure de la concentration atmosphérique régionale capte-t-elle des processus que les mesures sur le site ne prennent pas en compte, telle que des événements non contrôlés associés à des failles naturelles sous le sol ?** Cette différence entre les deux approches relance du même coup le débat sur l'estimation des émissions fugitives de méthane associées à un site de gaz de schiste.

Bien que les estimations des émissions de gaz à effet de serre demeurent incertaines, la Figure 9-4 présente les résultats de quelques études ; telles que rapportées par Weber et Clavin (2012) auxquelles a été ajoutée l'étude de Roy et coll. (2013). Il est à noter que ces études reposent sur des données et des hypothèses différentes. Il est également à noter que les barres d'erreur représentent différentes incertitudes ; les différents scénarios considérés ont été utilisés pour établir les intervalles de variation, à l'exception de Roy et coll. (2013) qui ont plutôt considéré la variabilité statistique des différentes données d'inventaire incluses dans les frontières du système.

Il est à noter que toutes les études, à l'exception de Roy et coll. (2013), ont utilisé les PRG₁₀₀ de 2007 et n'ont pas considéré l'oxydation du CH₄. Roy et coll. ont aussi quantifié les émissions de GES avec les PRG₁₀₀ de 2007, mais ont également considéré l'oxydation du CH₄ en CO₂. La plus

grande différence entre l'étude de Roy et coll. (2013) et les autres études demeure celle des contextes géographiques considérés, notamment en tenant compte du réseau de transmission et distribution québécois qui est établi sur de plus courtes distances et réputé en meilleur état (Roy et coll., 2013).

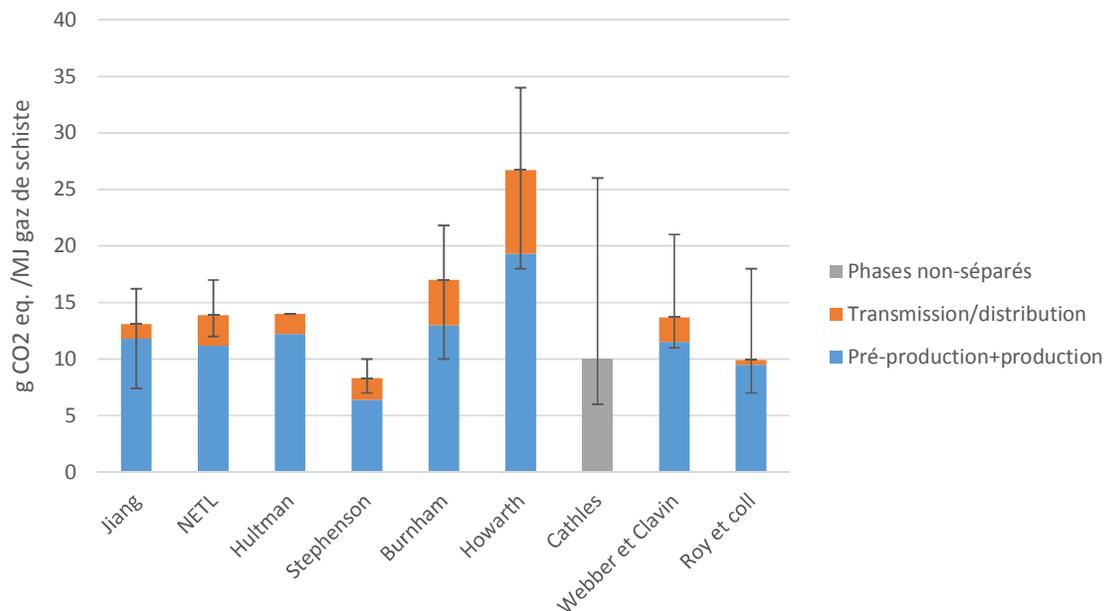


Figure 9-4 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du gaz de schiste (système « du puits à l'utilisateur »).

9.1.3.1 Émissions fugitives de méthane suite à la fermeture d'un puits de gaz de schiste

La problématique des émissions fugitives de méthane après la fermeture d'un puits est liée à la quantité de gaz naturel toujours en place après l'exploitation et à l'étanchéité de la cimentation des puits.

En effet, contrairement à un puits de gaz naturel conventionnel où il est estimé que plus de 95 % du gaz naturel peut être extrait (Office national de l'énergie, 2009), il est estimé que les techniques actuelles ne peuvent extraire qu'approximativement 20% du pétrole ou gaz de schiste d'un gisement (Office national de l'énergie, 2009). Toutefois, il semble impossible de prédire la proportion de gaz naturel pouvant être émis à l'atmosphère après la fermeture d'un site.

Deuxièmement, à la lecture des résultats statistiques (datant de 2003) recensés par le United States Mineral Management Service (MMS) auprès de 15 550 puits américains, les craintes quant à l'étanchéité d'un puits une fois fermé semblent fondées. Ces résultats montrent que près de 50% des puits conventionnels âgés de 20 ans et plus présentent un problème de pression interne (« sustained casing pressure » (SCP)) après leur fermeture (voir Figure 9-5). L'étude ne spécifie toutefois pas si cette pression interne enregistrée est suffisante pour causer un problème de fuite.

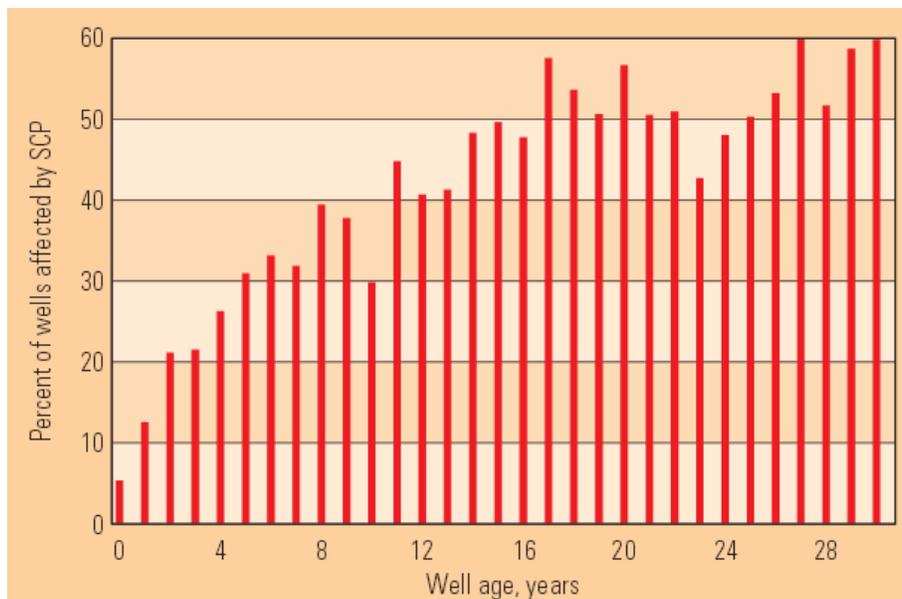


Figure 9-5 : Proportion des puits présentant un problème de pressurisation interne (« sustained casing pressure » (SCP)) en fonction de l'âge du puits

Tirée de Brufatto et coll. (2003)

Ces résultats mettent de l'avant le risque d'émissions fugitives après la fermeture d'un site. Toutefois, les données actuellement disponibles ne permettent pas d'estimer la quantité de gaz naturel pouvant être émis après la fermeture du site et/ou de savoir si de telles émissions seraient systématiques ou suite à des « accidents ».

En ce sens, une étude réalisée par le ministère des Ressources Naturelles du Québec (2013) a recensé les puits de gaz de schiste, forés au Québec entre 2006 et 2010. Cette étude a alors constaté que sur les 31 puits en activité durant cette période :

- 19 d'entre eux présentaient des fuites (61%);
- Les fuites seraient tout de même considérées comme étant non systématiques et ne seraient pas attribuables aux mauvaises pratiques des différentes industries ayant œuvré au Québec durant cette période.
- Les fuites seraient attribuables au temps de latence entre le début de la cimentation et le moment où la cimentation d'un puits est effective. Durant cette période, le gaz continuant à s'échapper se fraie alors irréversiblement des chemins qui ne se refermeront pas complètement après la fermeture et qui laisseront donc s'échapper du gaz.
- Ces fuites, dont le débit varie entre 2 et 190 m³ gaz naturel/jour, serait considéré négligeable par l'industrie, et ne requerrait ainsi aucune action. L'industrie se base alors sur une norme albertaine stipulant qu'aucune action ne doit être entreprise par une industrie gazière tant que les fuites de méthane sont inférieures à 300 m³ gaz naturel/jour; niveau d'acceptabilité du règlement albertain spécifiant une fuite sérieuse.

La Figure 9-6 tente d'évaluer les émissions fugitives supplémentaires associées à la production de gaz de schiste en considérant des taux d'émissions fugitives constants sur une période de 30

ans, c.-à-d. une période de 30 ans après l'apparition des premières fuites et avant que ces fuites soient colmatées à la 31e année.

Il est à noter qu'il s'agit d'un cas hypothétique puisqu'il n'existe que très peu d'information quant aux variations d'émissions fugitives après la fermeture et aux conditions qui seront mises en place par le gouvernement pour qu'il y ait colmatage des fuites. Si aucune règle n'est prescrite, il se pourrait que le bilan de GES soit plus élevé que ce qui a été évalué ici puisque les fuites se produiront sur une période de plus de 30 ans.

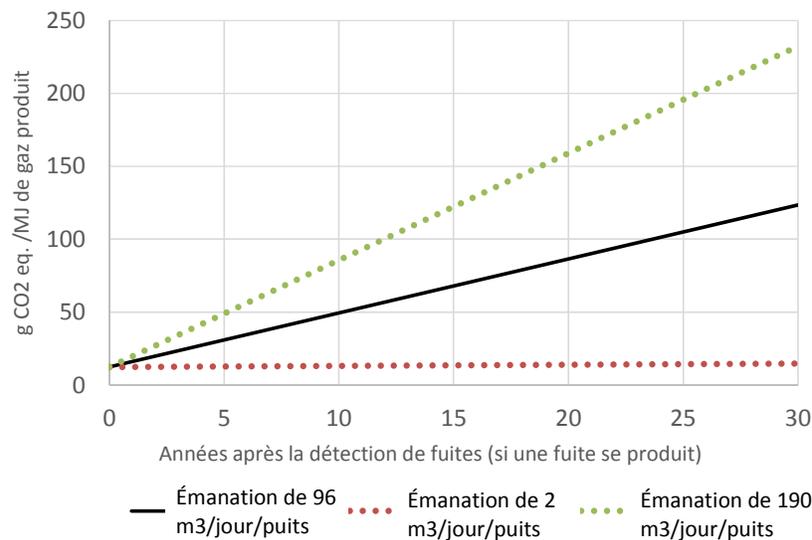


Figure 9-6 : GES du cycle de vie du gaz de schiste (basé sur le résultat moyen de Roy et coll. (2013)) selon trois scénarios d'émissions fugitives post-fermeture (faible, moyen et élevé) (Roy et coll. 2015)

9.1.4 Pétrole de schiste

Il existe peu de données quant aux gaz à effet de serre associés au pétrole de schiste. En effet, la presque totalité de la production de pétrole de schiste est limitée à deux régions des États-Unis, soit la région de Bakken (Dakota du Nord) et de Eagle Ford (Texas) (IHS Cera, 2014).

Trois études fournissent une estimation des émissions de gaz à effet de serre associée à l'extraction du pétrole de schiste : l'étude du IHS Cera (2014), une source identifiée comme étant le URS et citée par IRIS (Legendre, 2014), ainsi qu'une donnée incomplète provenant du US Department of State (2013) qui précise que son estimation est sous-estimée puisqu'elle ne tient pas compte des émissions associées à la fracturation hydraulique.

Les PRG₁₀₀ utilisés dans le cadre de ces trois études ne sont pas précisés.

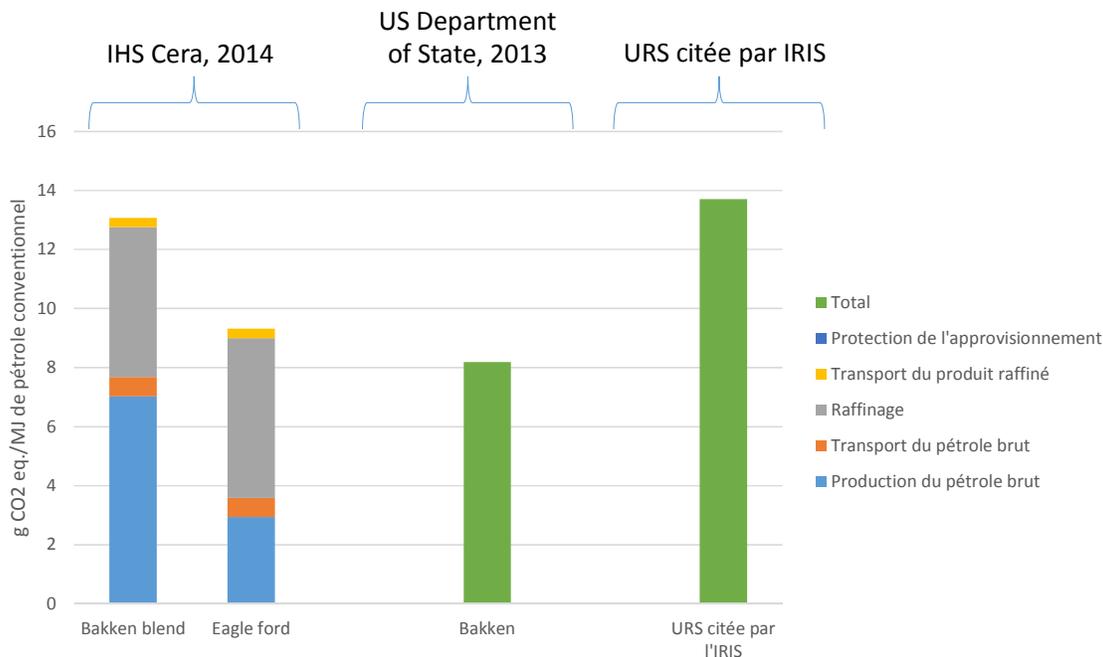


Figure 9-7 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole de schiste (système « du puits à la pompe »).

Ces valeurs doivent être considérées avec prudence puisqu'elles sont peu nombreuses et de qualité douteuse (particulièrement celle pour Bakken fournie par le US Department of State).

De plus, ces estimations sous-estiment probablement les émissions de gaz à effet de serre dans le contexte d'une exploitation de pétrole de schiste sur l'île d'Anticosti. De par le fait qu'Anticosti est une île, aux accès restreints et sans infrastructures, le bilan de GES se verrait augmenter suite à l'envoi systématique du gaz de schiste à la torchère. En effet, sachant que l'estimation la plus élevée (celle de l'IHS Cera) ne considère qu'un taux d'envoi du gaz de schiste à la torchère oscillant entre 33 et 37 %, le bilan de gaz à effet de serre du pétrole de schiste d'Anticosti serait fort probablement plus élevé que l'estimation la plus élevée présentée à la Figure 9-7.

9.1.5 Pétrole conventionnel en milieu marin

La Figure 9-8 recense les bilans de GES provenant de méta-analyses.

Il est à noter que les auteurs de l'étude du New Fuels Alliance (2009) ont utilisé les PRG₁₀₀ de 2007 et n'ont pas considéré l'oxydation du CH₄. L'étude de l'IHS Cera (2012) ne fait pas mention des PRG₁₀₀ utilisés. Il est donc possible que cette étude présente des résultats calculés avec différents PRG₁₀₀ ou des PRG₁₀₀ qui ne sont pas équivalents à ceux utilisés pour l'étude du New Fuels Alliance (2009). Il est toutefois certain que les résultats présentés pour ces deux études n'ont pas pris en compte les facteurs fournis par le GIEC en 2013.

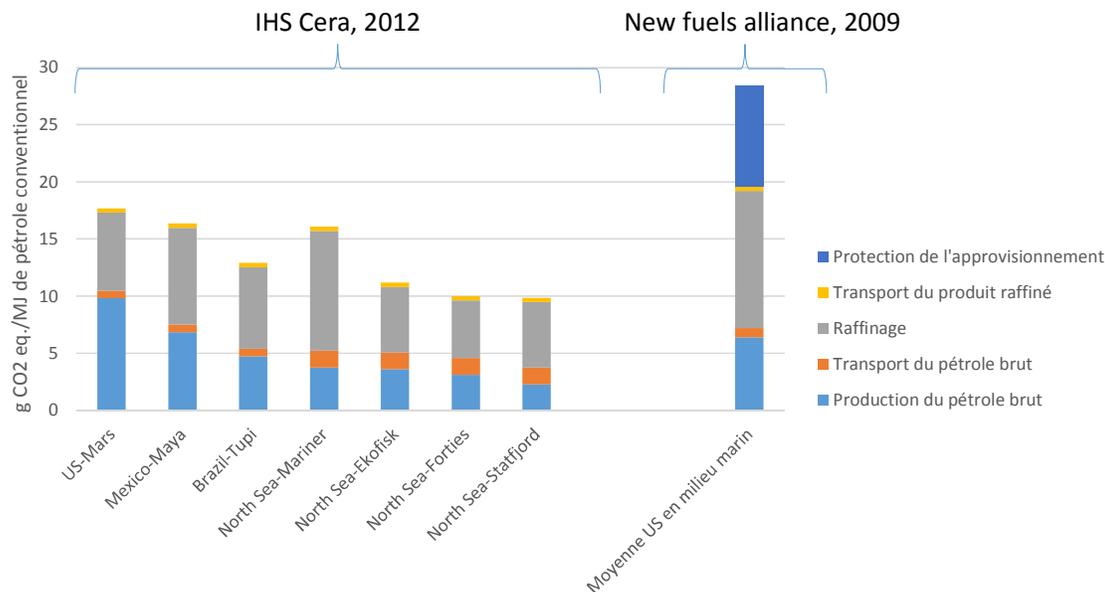


Figure 9-8 : Comparaison des différentes évaluations des émissions de GES du cycle de vie du pétrole conventionnel en milieu marin (système « du puits à la pompe »).

Les résultats présentés à la Figure 9-8 montrent une certaine variabilité quant au bilan GES du pétrole conventionnel en milieu marin, celui-ci se situant entre 10 et 28 g éq. CO₂/MJ. Cet intervalle peut être expliqué par :

- L'étude du IHS Cera souligne que les études incluses dans leur méta-analyse ne considèrent pas toutes les mêmes sources d'émissions; les émissions directes sont toujours incluses, mais pas les émissions provenant de sources secondaires ou de sources indirectes.
- L'étude du New Fuels Alliance considère une étape de protection de l'approvisionnement qui n'est pas incluse dans les résultats recensés dans l'étude du IHS Cera. Cette étape s'avère incertaine puisqu'elle a été appliquée uniformément sans tenir compte du contexte géographique.
- Différents PRG₁₀₀ ont pu être utilisés puisque l'étude du IHS Cera (2012) n'indique pas quels facteurs ont été utilisés.
- L'étude du IHS Cera présente des résultats concernant des gisements spécifiques de différentes régions alors que celle du New Fuels Alliance présente une moyenne américaine.
- La variabilité intrinsèque des divers gisements.

9.1.6 Gaz naturel conventionnel en milieu marin

Il semble exister très peu de données dans la littérature quant à l'évaluation des émissions de GES associées à l'exploitation du gaz naturel conventionnel en milieu marin. En effet, une seule valeur a été recensée (Skone, 2011), soit 7 g éq. CO₂/MJ (calculée en utilisant les PRG₁₀₀ de 2007 et ne considérant pas l'oxydation du CH₄); une valeur en deçà des estimations des émissions GES associées à l'exploitation du gaz naturel en milieu terrestre.

Cette plus faible valeur semble entérinée par le US EPA qui estime que l'extraction de gaz naturel en milieu marin (n'inclut pas les étapes de traitement ou de transmission et distribution) émet près de 3 fois moins de GES qu'une exploitation en milieu terrestre (US EPA, 2013). Toutefois, l'information disponible ne permet pas d'établir la cause de cette diminution des émissions de GES.

9.2 Estimation de l'augmentation du bilan de gaz à effet de serre du Québec

9.2.1 Bilan de gaz à effet de serre du Québec

Le bilan de gaz à effet de serre du Québec est estimé à 81 millions de tonnes de CO₂ équivalent par année. Ce bilan a été calculé en utilisant les PRG₁₀₀ de 1996. Il a toutefois été possible de recalculer le bilan de GES à partir des proportions publiées pour chaque gaz et des plus récents PRP₁₀₀ (IPCC 2007 et IPCC 2014). Les valeurs alors obtenues sont présentées au Tableau 9-6.

Tableau 9-6 : Bilan de GES du Québec (MDDLCC, 2014h)

	Répartition des émissions de gaz à effet de serre	Tonne CO ₂ eq. avec les PRG ₁₀₀ de 1996	Tonne CO ₂ eq. avec les PRG ₁₀₀ de 2007	Tonne CO ₂ eq. avec les PRG ₁₀₀ de 2014
CO ₂	80.2%	65.0	65.0	65.0
CH ₄	10.4%	8.4	10.0 (11.1**)	14.4
N ₂ O	6.0%	4.9	4.7	4.7
HFC*	1.9%	1.5	1.5	1.5
PFC*	1.3%	1.1	1.1	1.1
SF ₆	0.1%	0.1	0.1	0.1
Total	100%	81.0	82.3 (83.4)	86.8

* les HFC et les PFC représentent des familles de composés ; sans les proportions individuelles des substances, il est impossible de recalculer leurs contributions avec les PRG₁₀₀ plus récents. Les valeurs initiales ont donc été conservées. ** En considérant l'oxydation du CH₄ en CO₂

9.2.2 Estimation de l'augmentation du bilan annuel de GES du Québec

En misant sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, il est certain que le bilan annuel de gaz à effet de serre du Québec augmentera.

Il est actuellement impossible de quantifier plus précisément cette augmentation. En effet, afin d'estimer cette augmentation, il serait nécessaire de :

- connaître les hydrocarbures qui seront réellement extraits ;
- connaître le nombre de puits forés par hydrocarbure exploité ;
- connaître la production et la durée de l'exploitation des puits en activité ;
- connaître le bilan annuel de GES du Québec durant les années où l'exploitation des hydrocarbures aura lieu.

Toutefois, si l'on se fie aux résultats obtenus par Roy et coll. (2013) pour le gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent uniquement, le bilan annuel de GES du Québec pourrait être sévèrement altéré par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. En effet, ces résultats ont montré, en utilisant les PRG₁₀₀ de 1996, que le bilan GES du Québec pourrait augmenter de 1,3%, 3,0%, 10,4% et 23,3% selon le scénario de développement économique pressenti (voir Tableau 9-7).

Tableau 9-7 : Augmentation du bilan annuel de GES du Québec suite à la mise en place de divers scénarios d'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent (Roy et coll, 2013)

Scénario	Type de scénario	Nombre de sites	Production totale de gaz par puits (sur 25 ans)	Émissions fugitives	Augmentation du bilan annuel de GES québécois
1	à petite échelle	166	8,50 x 10 ⁷ m ³ (3 bcf)	faibles (1% ou 0,03 bcf)	1,3 %
2	à petite échelle	166	8,50 x 10 ⁷ m ³ (3 bcf)	élevées (3% ou 0,09 bcf)	3,0 %
3	à grande échelle	1 500	7,08 x 10 ⁷ m ³ (2,5 bcf)	faibles (1% ou 0,025 bcf)	10,4 %
4	à grande échelle	1 500	7,08 x 10 ⁷ m ³ (2,5 bcf)	élevées (3% ou 0,075 bcf)	23,3 %

Ces estimations s'appuient sur les hypothèses suivantes :

- que la quantité totale de gaz naturel consommée dans la province reste constante (équivalente à celle de 2011), seule sa provenance étant modifiée ;
- que la production excédentaire (dépassant la consommation totale dans la province) est consommée à l'extérieur des frontières de la province; les émissions de GES associées à la combustion de cette fraction du gaz de schiste sont donc exclues du calcul, mais celles associées à la production y sont incluses ;
- un amortissement sur 25 ans des émissions totales de GES liées au cycle de vie du gaz de schiste.

10 Possibilité de soumettre les forages d'hydrocarbures à une procédure d'évaluation environnementale : état de situation dans d'autres juridictions

Cette étape recense l'information disponible en ce qui a trait aux divers projets d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures qui auraient pu être assujetties aux procédures d'évaluation environnementale au Québec, ainsi que dans les autres juridictions canadiennes, américaines et européennes.

10.1 Situation législative

Cette sous-section présente un résumé de la situation législative dans diverses juridiction afin d'évaluer si la législation inclut une procédure d'évaluation environnementale. Il ne s'agit pas d'un exercice législatif exhaustif, mais sert plutôt à fournir un aperçu global de l'assujettissement des activités pétrolières et gazières à une procédure d'évaluation environnementale.

10.1.1 Situation au Québec

La description du cadre juridique applicable à l'industrie des hydrocarbures au Québec n'est pas chose facile, même pour des juristes spécialisés en droit de l'environnement (Baril et coll., 2013) : les normes se retrouvant sous plusieurs régimes juridiques et les modalités précises d'application de celles-ci aux activités pétrolières et gazières paraissent confuses.

Selon Baril et coll. (2013), le régime minier québécois, auquel est assujettie l'industrie des hydrocarbures, reflète les préoccupations d'une autre époque. L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures se développent dans un cadre juridique qui n'a pas été conçu pour elles et s'avère mal adapté à leurs particularités technologiques et à la localisation des gisements qu'elle est susceptible d'exploiter. La loi sur les mines accorde aux activités minières des privilèges et des dérogations en matière de protection de l'environnement, de divulgation d'information et d'affectation du territoire qui nécessitent d'être revus en regard du contexte et des enjeux d'aujourd'hui. Les modifications ponctuelles introduites depuis 2011 ne fondent pas un nouveau régime qui permette de répondre à l'ensemble de ces enjeux (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014).

En d'autres mots une exploitation d'hydrocarbure est actuellement soustraite à une procédure d'évaluation environnementale.

Les entreprises doivent toutefois se conformer aux lois et règlements sous la direction du MDDELCC contenant des conditions et des obligations pour l'industrie. L'industrie pétrolière et gazière est assujettie à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*; article de loi que ne demande que *d'obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation*. Un formulaire doit être rempli et accompagné de tous les documents et informations prévus par règlement et inscrit dans la fiche d'information concernant « *les exigences du Ministère pour l'obtention d'un certificat d'autorisation* » (MDDELCC, 2014i). Il est important de noter qu'un projet assujetti à l'article 22 est rigoureusement évalué par les experts des divers ministères concernés. Toutefois, de tels projets ne sont pas sujets à des consultations publiques.

10.1.1.1 Futur projet de loi sur les hydrocarbures

Dans le plan d'action gouvernemental portant sur les hydrocarbures, il est question d'une loi sur les hydrocarbures. Cette loi servirait à moderniser le régime minier qui permettrait la mise en place d'un régime spécifique à l'industrie des hydrocarbures et qui, de surcroît, prendrait en compte les principes de la *Loi sur le développement durable*. Ce nouvel encadrement supposerait notamment de revoir les exigences relatives (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014) :

- aux distances séparatrices;
- à la qualité des eaux souterraines;
- au coffrage des puits;
- aux tests d'étanchéité;
- aux mesures d'urgence;
- aux mécanismes d'information et de participation du public actuellement occultés par le régime minier;
- aux tarifs associés aux permis en regard notamment des coûts liés à l'encadrement de l'industrie;
- au niveau des garanties d'exécution et de restauration des sites ainsi que des redevances.

D'autres enjeux doivent aussi être pris en compte dans la modernisation de l'encadrement législatif, qu'il s'agisse de :

- l'augmentation du trafic routier;
- des troubles du voisinage;
- des atteintes aux droits à l'environnement des particuliers;
- d'assurer que les opérations fassent l'objet d'un suivi par les ministères, mais aussi par les communautés concernées.

L'élément d'amélioration des « mécanismes d'information et de participation du public actuellement occultés par le régime minier » signifie généralement qu'une évaluation environnementale telle que retrouvée pour divers secteurs de l'industrie québécoise sera mise sur pied.

Cette évaluation environnementale se déroule généralement en six phases (MDDLCC, 2014j) :

- Phase 1 : L'initiateur d'un projet avise le ministre du MDDLCC qu'il a l'intention de réaliser un projet. Le ministre lui transmet une directive dans laquelle sont précisés les éléments que doit contenir son étude d'impact, notamment : la raison d'être du projet, les variantes du projet, la description du milieu biophysique et humain, les impacts du projet, les mesures d'atténuation envisagées, les mesures d'urgence ainsi que les programmes de surveillance et de suivi.
- Phase 2 : À partir de la directive, l'initiateur réalise son étude d'impact. Les spécialistes du ministère, en collaboration avec ceux des ministères et organismes concernés, vérifient si les exigences de la directive ont été respectées.
- Phase 3 : Cette phase de la procédure est conduite par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Tous les dossiers sont rendus publics pour une période de 45 jours, durant laquelle une personne, un groupe ou une municipalité peut adresser une demande d'audience publique au MDDLCC. Lors d'une audience publique, la population peut s'informer sur le projet et formuler ses commentaires. Le BAPE fait état de ses constatations et de l'analyse qu'il en a tirée dans un rapport qu'il transmet au

ministre. Le mandat confié au BAPE pour tenir l'audience et rédiger son rapport a une durée d'au plus quatre mois. Le ministre rend public le rapport dans les 60 jours suivant sa réception.

- Phase 4 : Les spécialistes du ministère, en collaboration avec les autres ministères et organismes concernés, analysent le projet afin de conseiller le ministre sur son acceptabilité environnementale et sur la pertinence de le réaliser ou non, et, le cas échéant, sur ses conditions d'autorisation. Cette analyse tient compte, notamment, de la raison d'être du projet et des impacts appréhendés sur les milieux biophysique et humain.
- Phase 5 : À partir du rapport du BAPE (phase 3) et du rapport d'analyse environnementale (phase 4), le MDDELCC effectue son analyse et fait une recommandation au gouvernement. Ce dernier rend sa décision par décret : il autorise le projet, avec ou sans modifications et aux conditions qu'il détermine, ou le refuse. Par ailleurs, avant que le projet se réalise, l'initiateur doit soumettre les plans et devis afin d'obtenir un certificat d'autorisation MDDELCC.
- Phase 6 : Sous la responsabilité de l'initiateur de projet, la surveillance vise à s'assurer que le projet est réalisé conformément aux autorisations gouvernementale et ministérielle. L'initiateur est également responsable du programme de suivi visant à vérifier la justesse des impacts prévus dans l'étude d'impact, particulièrement là où subsistent des incertitudes, et à évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation. Pour sa part, le MDDELCC exerce un contrôle pendant toutes les phases du projet (construction, exploitation, fermeture). Lorsque requis, des rapports de surveillance et de suivi sont déposés au ministère.

10.1.1.2 Aspect juridique touchant directement l'estuaire du Saint-Laurent

Le 13 juin 2011, la Loi limitant les activités pétrolières et gazières est entrée en vigueur (Gouvernement du Québec, 2014d). Cette loi comporte deux volets. Dans le premier volet, l'activité pétrolière et gazière est interdite de façon permanente dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans cette partie du fleuve (partie se trouvant à l'ouest du méridien de longitude 64°31'27"). Les droits ou portions de droits s'appliquant dans cette zone ont également tous été révoqués.

10.1.2 Situation législative au Canada

10.1.2.1 En milieu marin

Le *Règlement désignant les activités concrètes* de la loi canadienne sur l'évaluation environnementale assujettit les activités au large des côtes (milieu marin) ou dans l'une des zones suivantes (Gouvernement du Canada, 2014c) :

- une zone sous-marine décrite à l'alinéa 3b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, à l'égard de laquelle une autorisation est exigée aux termes de cette loi en vue de la recherche, notamment par forage, de la production, de la rationalisation de l'exploitation, de la transformation ou du transport du pétrole ou du gaz;
- une zone à l'égard de laquelle une autorisation est exigée, aux termes de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve* ou de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, en vue de la recherche, notamment par forage, de la production, de la rationalisation de l'exploitation, de la transformation ou du transport du pétrole ou du gaz.

L'évaluation environnementale canadienne se déroule en sept phases (Agence canadienne d'évaluation environnementale, 2012) :

- Phase 1 : Examen de la description du projet : l'Agence accepte la description du projet ou demande au promoteur de fournir plus de renseignements
- Phase 2 : Détermination de la nécessité d'une évaluation environnementale : période de consultation publique et détermination si une évaluation environnementale est requise
- Phase 3 : L'agence commence l'évaluation environnementale : période de consultation sur la version provisoire des lignes directrices de l'étude d'impact environnementale
- Phase 4 : Analyse : période de consultation sur les effets environnementaux potentiels
- Phase 5 : Rapport d'évaluation environnementale : préparation du rapport et consultation sur la version provisoire avant la finalisation du rapport
- Phase 6 : Décisions de l'évaluation environnementale : le ministre examine le rapport et prend une décision sur l'importance des effets environnementaux
- Phase 7 : Approbations et suivi : les ministères fédéraux peuvent aller de l'avant avec les mesures appropriées.

10.1.2.2 Déversements pétroliers en milieu marin

La *Loi sur la marine marchande du Canada* (LMMC; 2001, ch. 26), prévoit une capacité d'intervention en cas de déversements de pétrole en mer. En vertu de cette loi, les navires de plus de 400 t (GT), les navires pétroliers de plus de 150 t (GT), de même que les installations de manutention des hydrocarbures s'approvisionnant par navire à un débit de transfert supérieur à 150 m³/h doivent se prévaloir d'un plan d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures. Ce plan doit être conforme aux exigences réglementaires et une entente doit être signée avec un organisme d'intervention accrédité par Transports Canada. De plus, les exploitants doivent désigner un responsable de l'application de ce plan d'urgence et posséder des ressources suffisantes et compétentes pour entreprendre une telle intervention. Comme les plateformes de forage ne sont pas soumises à la LMMC et que les volumes de pétrole déversés peuvent être relativement élevés, le rôle et la capacité d'intervention des organismes devront être revus afin de tenir compte de tels risques. La réévaluation de la capacité d'intervention a d'ailleurs été recommandée par le Commissaire à l'environnement et au développement durable du Canada en 2010.

10.1.3 En milieu terrestre dans d'autres provinces canadiennes

10.1.3.1 Colombie-Britannique

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sont régies par l'*Oil and Gas Activity Act* ainsi qu'un ensemble de règlements et de directives administratives, tandis que les titres et droits d'exploration et d'exploitation sont octroyés en vertu du *Petroleum and Natural Gas Act* par le Ministry of Energy dans le cadre d'un processus d'offre public. Exclusif, le bail accorde le droit de produire des hydrocarbures, tandis que la licence de forage et le permis accordent des droits d'exploration temporaires convertissables en baux une fois les activités d'exploration terminées.

De façon générale, l'OGC tente d'harmoniser le développement de l'industrie avec les plans de développement régionaux et les schémas d'aménagement locaux. Et sans avoir de pouvoir de

réglementation directe, une municipalité peut avoir un impact important sur le développement de l'industrie en adoptant un plan de développement détaillé.

10.1.3.2 Alberta

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), le régime juridique albertain favorise la compensation monétaire des propriétaires plutôt que le droit de s'opposer au droit d'entrée; l'accès à la ressource étant garanti par la province. Les municipalités ne sont pas consultées à l'occasion du processus décisionnel menant à la vente des droits miniers et elles ne sont pas avisées lorsque des droits miniers sont vendus par le gouvernement sur leur territoire. La population n'a pas accès à l'information relative aux projets de développement, généralement confidentielle. Peu détaillés, les processus de consultation se limitent aux occupants du territoire et aux propriétaires immobiliers voisins.

De façon générale, les opérations de fracturation hydraulique sont peu contrôlées et la présence des activités minières contraint les pouvoirs d'aménagement des municipalités. Le cadre réglementaire permet néanmoins d'adopter des mesures de protection de l'environnement et de contrôle des nuisances, dont le trafic routier, et précise les conditions de fin de vie des puits.

10.1.3.3 Nouveau-Brunswick

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), la législation du Nouveau-Brunswick est fortement inspirée du modèle albertain. L'exploitation gazière sur le territoire d'une municipalité du Nouveau-Brunswick est néanmoins soumise à l'autorisation de la municipalité concernée. À défaut d'un accord, le forage doit être effectué à l'extérieur du périmètre d'urbanisation. C'est ainsi que sans avoir le pouvoir direct de réglementer l'industrie, la municipalité peut établir des conditions d'exploitation sur son territoire.

En 2013, les exploitants de pétrole de gaz naturel engagé dans des activités d'exploration, de développement et de production au Nouveau-Brunswick doivent réaliser une procédure d'évaluation environnementale (« Phased Environmental Impact Assessment ») sous la supervision du département de l'environnement (Gouvernement du Nouveau Brunswick, 2014). Ce processus inclut la consultation du public tout au long du projet (Département de l'environnement du Nouveau Brunswick, 2011).

10.1.4 Situation législative aux États-Unis

Aux États-Unis, un opérateur doit s'entendre avec le propriétaire du terrain pour accéder aux ressources. Les baux consentis par les propriétaires prennent la forme de contrats d'adhésion. Quant aux terres publiques, elles peuvent aussi faire l'objet de baux dans la mesure où l'opérateur entame l'exploitation après la phase d'exploration.

État de New York

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), c'est le NYSDEC qui encadre l'industrie des hydrocarbures (et plus particulièrement des gaz de schiste) dès le forage du puits en appliquant les exigences contenues dans les lois fédérales.

La demande de permis de forage s'accompagne d'une évaluation environnementale, d'un programme de forage, d'un plan du site et de garanties financières pour indemniser l'État en cas de non-respect des conditions et de non-remise en état des lieux.

Le State Environmental Quality Review permet au public de participer aux processus décisionnels de délivrance des permis. Les activités plus importantes requièrent une étude d'impacts et une consultation publique.

Le promoteur doit aussi obtenir un permis relatif à la qualité de l'air préalablement à la construction des sources fixes d'émissions atmosphériques, appelé *preconstruction permit for stationary sources*, puis un permis pour les émissions atmosphériques à l'étape de l'exploitation.

La fin des activités d'exploitation et la fermeture du puits font l'objet d'un avis et d'une demande de fermeture auprès du NYSDEC. On constate néanmoins que malgré cette obligation, l'industrie a négligé de fermer plus de 85 % des puits au cours des 25 dernières années.

État de la Pennsylvanie

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), c'est le Department of Environmental Protection qui est responsable de l'application de plusieurs lois qui mettent en œuvre le régime environnemental fédéral, notamment en matière de gestion des permis, de garanties, de forage, de fermeture et de restauration des sites de même qu'en matière de gestion des déchets solides.

À partir de 2012, la construction des puits, la gestion des sites de forage, les obligations en matière d'information et les dommages aux routes sont soumis à des exigences plus sévères. Cependant ces modifications ont aussi restreint le pouvoir d'intervention des municipalités sur leur propre territoire.

Le permis de forage doit être obtenu par le promoteur sur dépôt d'une garantie financière approuvée, d'un plan détaillé des lieux et d'une preuve que les avis requis ont été envoyés.

Le Department of Environmental Protection doit approuver les demandes de permis dans les 45 jours suivant leur réception, avec ou sans condition, à moins qu'il n'ait une raison valable de les refuser.

Par ailleurs, les prélèvements d'eau sont assujettis à de nouvelles exigences et procédures, et il existe une présomption de contamination des sources d'alimentation en eau situées à proximité d'un puits. La fermeture des puits requiert un avis préalable des autorités afin de leur permettre de surveiller les opérations. Les garanties financières sont retournées au promoteur une fois les opérations complétées dans le respect des exigences.

Enfin, le promoteur doit soumettre un rapport relatif aux contaminants atmosphériques émis durant les opérations.

État du Texas

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), le *Home Rule* donne aux municipalités une autonomie gouvernementale partielle relativement aux questions locales qui peuvent être gérées selon leurs propres chartes dans le respect de la constitution et des lois de l'État. Toute municipalité de plus de 5 000 habitants peut en effet adopter une charte qui lui confère le pouvoir de réglementer tout domaine qui n'est pas déjà réglementé par le gouvernement de l'État, le Home Rule permettant de réglementer les

activités sur le territoire tant que les réglementations locales n'aillent pas à l'encontre des réglementations étatiques.

État de l'Ohio

Selon Wozniak (2014), une nouvelle loi dans l'état de l'Ohio exigera une surveillance de l'activité sismique comme condition à la délivrance de tout nouveau permis de forage dans un périmètre d'environ 4,8 kilomètres d'une faille connue ou d'une activité sismique existante de 2,0 ou plus. Le forage sera interrompu à des fins d'évaluation à la suite de toute secousse d'une magnitude de 1,0 ou plus, et sera suspendu si un lien de cause à effet est trouvé.

10.1.5 Situation législative en France

Selon le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014), la Loi du 13 juillet 2011 interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique.

10.2 Évaluation environnementale associée à l'industrie des hydrocarbures

Le

Tableau 10-1 présente le recensement des projets d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures qui ont été visés par une évaluation environnementale comportant une possibilité de consultation publique sous juridictions des provinces canadiennes, du Canada et de la commission européenne.

À l'exception de l'Alberta, les diverses juridictions investiguées semblent plutôt assujettir le transport des hydrocarbures (c.-à-d.. pipeline et terminaux de liquéfaction) aux diverses évaluations environnementales (avec possibilité de consultation du public). L'Alberta sembla la seule, parmi les juridictions investiguées, à évaluer les projets d'exploitations des hydrocarbures notamment des sables bitumineux. Il est toutefois à noter que le nombre de projets pour l'Alberta peut être biaisé par l'horizon de temps. En effet, bien que la loi actuelle considère la possibilité d'une consultation publique, il demeure difficile d'évaluer si la situation est restée constante tout au long de cet horizon.

Tableau 10-1 : Recensement des projets visés par une évaluation environnementale comportant une possibilité de consultation du public

Province (source)	Types de projet
Québec (BAPE, 2014)	1 projet de terminal de liquéfaction 6 projets de pipeline Diverses études sur les hydrocarbures (4);
Nouveau-Brunswick	1 projet d'exploration d'hydrocarbure (Stantec, 2014)
Colombie-Britannique (2007-2014) (Environmental assessment office)	2 Projets de pipeline de gaz naturel liquéfié 5 projets de terminaux de gaz naturel liquéfié
Alberta (1970-avril 2014) (Environment and sustainable resource development, 2014)*	19 projets d'exploitation des sables bitumineux 9 projets d'augmentation (upgrade) des sables bitumineux 10 projets de centre de traitement du gaz naturel ≈ 50 projets associés à l'exploitation de divers hydrocarbures (incluant des projets de sables bitumineux, de pétrole lourd, etc.)
Saskatchewan (Government of Saskatchewan, 2014)	Aucun projet lié aux hydrocarbures n'a été recensé
Ontario (Government of Ontario, 2014)	Aucun projet lié aux hydrocarbures n'a été recensé
Nova Scotia (Government of Nova Scotia, 2014)	3 projets de pipeline 1 projet de distribution/transmission de gaz naturel 1 terminal de gaz naturel liquéfié 1 projet d'entreposage du gaz naturel
Canada (ACEE, 2014)	
Golfe du Saint-Laurent	Exploration à Old Harry
Colombie-Britannique	Projet de terminal de liquéfaction à Prince Rupert
Colombie-Britannique	Projet de pipeline
Alberta, Saskatchewan et Manitoba	Projet de pipeline
Alberta	Projet de sable bitumineux
Colombie-Britannique	Projet de terminal de liquéfaction à Grassy point
Colombie-Britannique	Projet de terminal de liquéfaction à Kitimat
Colombie-Britannique	Projet de pipeline
Colombie-Britannique	Projet de terminal de liquéfaction à Port-Edward
Québec	Projet de pipeline
Commission européenne (2012)	
Pays de l'Union européenne (2012) (Commission européenne)	5 projets de pipelines près de 125 projets d'oléoducs ou de projets de création de terminaux de liquéfaction ou de regazéification.

* bien que la législation actuelle inclue une participation du public pour les divers projets révisés, il est difficile de déterminer si tous les projets listés ont eu recours à une telle consultation.

11 Conclusion et recommandations

Il n'existe pas de produits, services ou procédés qui n'ont aucun impact sur l'environnement; il n'y a que des produits, services ou procédés qui sont plus respectueux de l'environnement que d'autres. Cela étant dit, au vu des informations recueillies et analysées dans ce rapport, il apparaît que de nombreux impacts environnementaux pourraient se produire au Québec advenant la mise en place d'une industrie pétrolière et gazière au Québec.

Parmi les impacts principaux, on peut noter :

Émissions atmosphériques :

- Une augmentation potentiellement (selon l'intensité de cette industrie) substantielle du bilan carbone annuel québécois : une exploration et exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent, uniquement, pourrait augmenter le bilan carbone annuel du Québec de plus 1 (scénario de développement économique le plus faible) à 23 % (scénario de développement économique le plus élevé).
- Une augmentation des émissions potentielles de méthane à l'atmosphère suite à la fermeture de puits de gaz naturel et particulièrement de schiste; augmentant significativement le bilan GES du Québec.
- Une augmentation potentiellement (selon l'intensité de cette industrie) substantielle de la quantité d'oxyde d'azote dans l'atmosphère; un précurseur, entre autres, de smog et de pluies acides.

Impacts à l'eau, aux sols et aux sédiments :

- Une contamination de l'eau et des sols : bien que la cause d'une contamination ne soit pas systématique, mais accidentelle, il n'en demeure pas moins que 6% des échantillons prélevés à différents puits ont présenté des contaminations des aquifères souterrains (et probablement des sols également).
- Une contamination des eaux de surface à l'effluent des usines de traitement municipales ou des usines de traitement spécialisées; le traitement n'étant pas efficace à 100 % des sels et diverses autres substances sont rejetées dans l'environnement.
- Une contamination de l'eau autour des installations marine suite à l'émission des effluents de traitement; les résultats de simulations montrent une plus grande concentration dans un rayon de 500 m autour des installations, mais le panache de dispersion des contaminants peut atteindre plus 20 km.
- Une contamination des sédiments marins par des hydrocarbures dans un rayon de 5 à 10 km autour du puits de forage; les émissions proviendraient des déblais de forage reposant dans le fond marin.
- Une perte de biodiversité significative autour des installations de forage en milieu marin.

Impacts sur la faune, les habitats et les écosystèmes

- Une modification du comportement de la faune et une fragmentation du territoire suite aux activités

- Des impacts aux écosystèmes suite aux synergies et les concomitances des diverses sources de pollution.

Toutefois, de nombreux autres impacts n'ont soit pu être évalués ou n'ont été évalués que de façon générique ou qualitative.

En ce sens, **le principe de précaution de la Loi sur le développement durable milite en faveur de la mise en veille temporaire de cette industrie pendant la recherche de plus amples informations afin de répondre aux nombreuses questions environnementales demeurant en suspens.**

Les tableaux suivants résument les connaissances acquises et identifient les connaissances à approfondir. Le niveau de confiance envers les connaissances acquises est illustré à l'aide d'un code de couleur afin de faciliter l'interprétation :

- Rouge : Connaissance insuffisante ou manquante
- Jaune : Connaissance de base à élever, mais nécessitant plus de recherche sur divers aspects
- Vert : Niveau de connaissance acceptable

Ces tableaux montrent que le niveau de connaissances est plus élevé dans la région des basses terres du Saint-Laurent alors qu'ailleurs au Québec, et ce particulièrement pour l'estuaire du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti, la Gaspésie et le Bas-Saint-Laurent, les connaissances sont relativement faibles tant en ce qui a trait à l'identification des hydrocarbures en place qu'à l'évaluation des impacts potentiels découlant de cette évaluation.

Toutefois, et ce à la grandeur de la province, l'ampleur aux habitats, la faune et aux écosystèmes demeurent à évaluer. De plus, les études évaluant les impacts potentiels ont **tenté d'évaluer les impacts potentiels singulièrement sans toutefois considérer les effets concomitants et synergiques des diverses activités naturelles et humaines dans les zones investiguées.**

Tableau 11-1 : Résumé des connaissances des techniques présumées d'extraction et des caractéristiques biophysiques et écologiques des régions visées

Région	Hydrocarbure en place	Technique d'extraction	Caractéristiques biophysiques		Caractéristiques écologiques
			Conditions géologiques : strates présumées visées par l'exploration et l'exploitation	Vulnérabilité des aquifères	Biodiversité présente
Milieu terrestre					
Basses terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	Fracturation hydraulique	Shale Uthica	Vulnérabilité à une contamination de surface : connue	L'une des plus riches au Canada (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Gaz naturel conventionnel	Extraction classique	Sédiments non-consolidés	Vulnérabilité à une contamination des profondeurs : inconnue	
Île d'Anticosti	Non conventionnel	Fracturation hydraulique	Shale Macasty	Inconnu	Territoire unique au Québec (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Conventionnel	Extraction classique	Ordovicienne supérieure, ordovicienne inférieure		
Gaspésie	Conventionnel	Extraction classique	York River pour le gisement Haldimand	Uniquement autour du gisement Haldimand	Peu d'information (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Non conventionnel	Fracturation hydraulique		Vulnérabilité à une contamination des profondeurs : inconnue	
Bas Saint-Laurent	Conventionnel	Extraction classique	Ordovicien, dévonien	Inconnu	Peu d'information (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
	Non conventionnel	Fracturation hydraulique			
Milieu marin					
estuaire du Saint-Laurent	conventionnel	Extraction classique	Ordovicien inférieur et supérieur, écaïlles de chevauchement de la plateforme carbonatée ordovicienne	N/A	L'une des plus riches au monde (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)
golfe du Saint-Laurent	conventionnel	Extraction classique	Carbonifère et ordovicien supérieur et inférieur	N/A	L'une des plus riches au monde (les espèces préoccupantes ont été identifiées selon les législations québécoise et canadienne)

Tableau 11-2 : Résumé des connaissances en analyse du cycle de vie et des émissions atmosphériques des régions visées.

Région	Hydrocarbure	Évaluation globale des impacts potentiels par une analyse du cycle de vie			Émissions atmosphériques	
		Analyse du cycle de vie	Spécifique au Québec?	Étapes contributrices	Évaluation de la qualité de l'air et odeurs	Émissions GES (g CO ₂ eq./MJ)
Milieu terrestre						
Basses -terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	Oui	Oui	Oui	Risque local à régional	7 à 34 Estimation incertaine
	Gaz naturel conventionnel		Non		Inconnu	7 à 21
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste	Non	Inconnu	Inconnu	Inconnu	9 à 13 Estimation très incertaine
	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui		12 à 47
	Gaz naturel conventionnel					7 à 21
Gaspésie	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	12 à 47
	Gaz naturel conventionnel					7 à 21
	Gaz de schiste		Oui			7 à 34 Estimation incertaine
	Pétrole de schiste		Non			Inconnu
Bas Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	12 à 47
	Gaz naturel conventionnel	Non	Inconnu	Inconnu		7 à 21
	Gaz de schiste	Oui	Oui	Oui		7 à 34 Estimation incertaine
	Pétrole de schiste	Non	Inconnu	Inconnu		9 à 13 Estimation très incertaine
Milieu marin						
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	10 à 28
	Gaz naturel conventionnel					7 Estimation incertaine
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel	Oui	Non	Oui	Inconnu	10 à 28
	Gaz naturel conventionnel					7 Estimation très incertaine

Tableau 11-3 : Résumé des connaissances des impacts potentiels à l'eau, aux sols et aux sédiments des régions visées

	Hydrocarbure	Impacts sur l'eau				Impacts sur les sols et les sédiments
		Prélèvement d'eau (m ³ /MJ)	Cible de prélèvement	Contamination de l'eau souterraine	Contamination des eaux de surface	Principale source de contamination potentielle
Milieu terrestre						
Basses terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste	4.7	Eaux de surface	<u>Attendu</u> : 6 % des échantillons pour une contamination au gaz naturel; Possible contamination aux liquides de fracturations	Contamination aux effluents des usines de traitement municipal ou spécialisé Quantification des effets : inconnus	Déversements accidentels d'hydrocarbures, de boues de forages, de liquide de fracturation, d'eaux usées
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	<u>Attendu</u> : près de 4 % des puits présentent des fuites à l'événement et 0.6 % dans le coffrage (basée sur l'Alberta)		
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste	Inconnu	Inconnu	Inconnu		
	Pétrole conventionnel	367				
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			
Gaspésie	Pétrole conventionnel	367	Inconnu	Inconnu		
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	Inconnu		
	Gaz de schiste	4.7	Inconnu	Voir basses terres		
	Pétrole de schiste	Inconnu				
Bas Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	367	Inconnu	Inconnu		
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire	Inconnu		
	Gaz de schiste	4.7	Inconnu	Voir basses terres		
	Pétrole de schiste	Inconnu				
Milieu marin						
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	227	Eaux de l'estuaire	N/A	Contamination dans un rayon minimal de 500 m à l'effluent des eaux usées Zones à risques faibles mais avec un impact majeur advenant un déversement accidentel Quantification des effets : inconnus	Déblais de forages contaminent potentiellement une zone de près de 5 à 10 km autour du puits de forage
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel	227	Eaux du golfe			
	Gaz naturel conventionnel	≈ 0	Non nécessaire			

Tableau 11-4 : Résumé des connaissances des impacts potentiels à la faune, aux habitats et aux écosystèmes des régions visées

	Hydrocarbure	Impacts sur la faune et les habitats			Impacts sur les écosystèmes
		Sources d'impacts potentiels	Impacts potentiels	Évaluation de l'ampleur des impacts potentiels à la zone d'étude	Ampleur des conséquences sur les écosystèmes
Milieu terrestre					
Basses Terres du Saint-Laurent	Gaz de schiste Gaz naturel conventionnel	Changements climatiques globaux ; Modification, fragmentation et réduction de la taille des habitats Possible destruction du couvert forestier et remplacement par une végétation invasive; Prélèvement d'eau Émissions de substances écotoxiques Mise en place d'infrastructures (pipelines, routes, etc.)	Diminution de la biodiversité Modification du comportement des animaux ; Dégradation des habitats	Non	Les écosystèmes seront affectés de façon négative. Il est pour l'instant impossible d'évaluer cette ampleur puisque plusieurs impacts potentiels n'ont été évalué que qualitativement. De nombreux impacts indirects demeurent à déterminer tout comme les effets synergiques, multiplicatifs et cumulatifs.
Île d'Anticosti	Pétrole de schiste Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				
Gaspésie	Pétrole conventionnel Gaz naturel conventionnel				
	Gaz de schiste Pétrole de schiste				
	Pétrole conventionnel				
Bas Saint-Laurent	Gaz naturel conventionnel Gaz de schiste Pétrole de schiste				
	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel Gaz de schiste Pétrole de schiste				
Milieu marin					
estuaire du Saint-Laurent	Pétrole conventionnel	Changements climatiques globaux ; Levées sismiques Luminosité; Augmentation de la dissémination des maladies Mise en place et présence d'infrastructures (pipelines, routes, etc.) Émissions de substances écotoxiques	Diminution de la biodiversité Modification du comportement des animaux ; Dégradation des habitats	Non	Les écosystèmes seront affectés de façon négative. Il est pour l'instant impossible d'évaluer cette ampleur puisque plusieurs impacts potentiels n'ont été évalué que qualitativement. De nombreux impacts indirects demeurent à déterminer tout comme les effets synergiques, multiplicatifs et cumulatifs.
	Gaz naturel conventionnel				
golfe du Saint-Laurent incluant Old Harry	Pétrole conventionnel				
	Gaz naturel conventionnel				

11.1 Limitation de la revue de littérature critique

Ce rapport représente la pierre d'assise du chantier environnement de l'ÉES globale sur les hydrocarbures. Ce document visait à colliger, analyser, critiquer et résumer l'ensemble d'une vaste littérature portant sur l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures. En ce sens il est important de souligner que le présent rapport :

- *ne peut être substitué à l'ensemble des documents originaux consultés;*
- *s'avère une évaluation des connaissances acquises au moment de la réalisation de cette étude; connaissances pouvant changer à la lumière de nouvelles observations ou interprétations associées à une industrie complexe et en rapide évolution;*
- *s'avère une évaluation des éléments jugés les plus pertinents des diverses études consultées; ce rapport n'a donc pas évalué et critiqué en détail les hypothèses et calculs sous-jacents aux diverses conclusions avancées par les divers auteurs des études consultées;*
- *ne peut rapporter et critiquer les études qui n'ont pas été rendues publiques au moment de la réalisation de l'étude;*
- *ne peut rapporter ce qui demeure inconnu.*

Il est également important de noter que cette revue de littérature critique a principalement visé à recueillir les études les plus crédibles dans une vaste littérature. Certaines sources ont donc sciemment été omises puisqu'elles ont été jugées comme étant soit : 1) scientifiquement indéfendable (p. ex. article d'opinion), 2) non représentative du contexte géographique québécois ou omis parce que l'élément investigué avait déjà été évalué pour le contexte québécois, 3) redondante par rapport aux études déjà citées ou 4) non cohérente avec l'objectif du chantier environnement (p. ex. orientation gouvernementale, orientation économique, problématique sociales ou visant la santé humaine, etc.).

11.2 Études proposées afin de combler les lacunes dans les connaissances du chantier environnement

Des études scientifiques doivent donc être entreprises afin de combler les manques de connaissances et ainsi prévenir les impacts potentiels associés à l'ignorance ou une méconnaissance d'une industrie (re)naissante au Québec.

Les sous-sections suivantes détaillent les informations à collecter qui sont associées aux diverses régions visées par une possible exploration et exploitation des hydrocarbures québécois.

La constatation la plus importante est qu'il est nécessaire de quantifier les effets directs, indirects ainsi que d'évaluer les impacts potentiels concomitants et synergiques.

11.2.1 Basses terres du Saint-Laurent

L'ÉES sur le gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent a permis de fournir plusieurs éléments de réponse quant aux impacts environnementaux appréhendés suite à l'implantation d'une industrie du gaz de schiste.

Ainsi, le niveau de connaissance associé à la fracturation hydraulique est relativement élevé. Toutefois, la technologie étant relativement nouvelle, plusieurs questions d'ordre technique et ayant potentiellement des impacts sur l'environnement restent en suspens (notamment) à la suite du manque de connaissance des pratiques industrielles au Québec :

- Comment expliquer la dichotomie importante entre deux approches d'estimation des émissions fugitives de méthane devant théoriquement arriver à la même estimation : biais méthodologiques ou processus environnemental supplémentaires captés?
- Comment optimiser la recherche de puits de gaz de schiste afin de limiter le nombre de puits exploratoires ultimement abandonnés ?
- Comment assurer une composition contrôlée des boues de forage et des liquides de fracturation sachant que les recettes sont généralement variables en fonction de l'opérateur ?
- Malgré l'abondance de la ressource eau au Québec, comment assurer que localement, les diverses eaux de surface (rivière, lacs, fleuve Saint-Laurent) ne souffriront pas d'un abus de prélèvement de la ressource ?
- Comment s'assurer de limiter les fuites de gaz naturel après la fermeture des puits en considérant que l'utilisation de bonnes pratiques industrielles a tout de même été associée à des fuites de gaz naturel à de nombreux puits au Québec (près de 60 %).
- Quel est le potentiel réel des émissions de gaz à effet de serre après la fermeture d'un puits de gaz de schiste ? Tout le gaz restant dans le gisement (soit près de 80 %) qui ne pourrait être extrait par des techniques actuelles pourrait-il ultimement se volatiliser ou est-ce qu'une grande proportion resterait en place ?
- Quelles sont les conséquences des contaminants associées aux effluents d'une usine de traitement municipal ou dans une usine de traitement spécialisé ?
- Comment se débarrasser des eaux usées afin de limiter les impacts potentiels sur les eaux de surface ?

11.2.2 *Anticosti*

Le niveau d'information des activités associées à l'exploration, l'exploitation et le transport des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti sont limités et plusieurs questions demeurent en suspens (notamment) :

- Y a-t'il véritablement des hydrocarbures sur Anticosti ?
- Si oui, quelle est la composition de ces hydrocarbures et quelle technique devra être employée pour les extraire ?
- Combien de puits seront envisagés afin d'extraire les ressources ?
- Quels seront les taux de productions de ces puits ?
- Quelles sont les conditions d'applications de la fracturation spécifique au pétrole de schiste ?
- Quels scénarios sont envisagés afin de transporter les hydrocarbures du lieu d'extraction vers les utilisateurs ?
- Quels sont les risques associés à un déversement massif d'hydrocarbure sur et aux abords de l'île d'Anticosti ?
- Quelles sont les activités de l'extraction des hydrocarbures, et plus particulièrement du pétrole de schiste, qui contribuent le plus aux impacts potentiels ?
- Quelles sont les conditions hydrogéologiques sur l'île ?
- Y a-t'il des failles naturelles qui pourraient s'avérer des chemins préférentiels ?
- Où sont situés les milieux humides ?
- Quelles seront les émissions atmosphériques (GES inclusivement) associées aux activités d'extraction et quels seront leurs impacts ?
- Le gaz naturel (schiste ou conventionnel) associé sera-t-il envoyé à la torchère ou devra-t-on mettre en place des infrastructures afin de capter le gaz naturel ?
- Quelle est la quantité d'eau qui sera requise par les activités d'extraction ?
- Quelle est la capacité d'approvisionnement de l'eau sur Anticosti ?
- Quelle est la vulnérabilité des aquifères souterrains ?
- Quel scénario de traitement des eaux usées est privilégié, quelle est son efficacité et quels sont les impacts résiduels ?
- Quels sont les risques associés à la sismicité sur Anticosti ?
- Quel est le potentiel de contamination des sols suite à des déversements et quelles sont les probabilités que ces contaminants rejoignent les aquifères souterrains ?
- Quelle superficie du territoire devra être déboisée et occupée lors des activités d'extraction ?
- Quels seront les conséquences des activités d'extraction sur le comportement et le cycle de vie de la végétation et de la faune en présence ?
- Quels pourraient être les effets indirects, cumulatifs et synergiques associés aux activités d'extraction ?
- Quels seront les modes de suivis et d'atténuation mis en place afin de limiter les risques inhérents à l'exploitation des hydrocarbures ?

En ce sens, il est proposé d'évaluer les points suivants afin de répondre à ces questions :

L'évaluation des hydrocarbures sur Anticosti :

- Quantifier la présence d'hydrocarbures sur Anticosti ;
- Évaluer la composition des hydrocarbures en place;
- Déterminer des scénarios de développement économique afin d'évaluer le nombre de puits estimés afin d'extraire la ressource ;
- Évaluer le taux de production des puits d'hydrocarbures mis en place et particulièrement de pétrole de schiste;

Les activités les plus contributrices aux impacts potentiels :

- Évaluer les intrants et sortants associés à l'exploitation des hydrocarbures dans le cas spécifique d'Anticosti;
- Évaluer les processus et activités contribuant le plus aux divers impacts potentiels associés aux hydrocarbures, et particulièrement associés au pétrole de schiste, extrait sur l'île d'Anticosti à l'aide d'ACV ;

L'évaluation des caractéristiques biophysiques :

- Évaluer les conditions hydrogéologiques sur l'île;
- Identifier les failles géologiques naturelles sur l'île d'Anticosti.

Caractéristiques écologiques :

- Identifier les milieux humides sur l'île d'Anticosti ;

Les émissions atmosphériques :

- Estimer les émissions atmosphériques associées à l'exploration et l'exploitation ainsi que la dispersion de ces polluants dans l'atmosphère et de leurs effets;
- Estimer des émissions de GES associées aux hydrocarbures dans le contexte spécifique d'Anticosti;

Les impacts associés aux aquifères souterrains et à l'eau de surface :

- Estimer la capacité de prélèvement de l'eau des aquifères souterrains et des eaux de surface sur l'île d'Anticosti ;
- Évaluer la vulnérabilité des aquifères souterrains sur l'île d'Anticosti;
- Évaluer la probabilité de migration des contaminants dans les sols et pouvant atteindre les aquifères souterrains ainsi que les effets associés à cette contamination;
- Déterminer les scénarios de traitement des eaux usées adaptés à Anticosti et permettant de limiter les impacts potentiels.

Les impacts associés au sol :

- Évaluer les risques de sismicité et leurs conséquences;
- Évaluer les effets de la contamination sur les sols.

Les impacts associés à la faune, aux habitats et aux écosystèmes :

- Évaluer la superficie et les conséquences anticipés associés au déboisement nécessaires pour l'installation des sites d'exploitation et des routes ;

- Évaluer les effets sur le comportement des animaux associées aux activités d'extraction des hydrocarbures ;
- Évaluer les effets de la fragmentation du territoire anticipée ;
- Identifier les aires de reproduction et habitats des espèces notables ;
- Évaluer les effets indirects et synergiques non anticipés.

Transport :

- Évaluer l'augmentation de la fréquence des transports routiers et marins et évaluer ses effets ;
- Évaluer la faisabilité de construire des pipelines pour transporter le pétrole et/ou le gaz de l'île jusqu'à la terre ;
- Évaluer les conséquences d'un déversement massif d'hydrocarbures dans les zones marines jugées comme étant des zones d'importances biologique et écologique ceinturant l'île et considérées extrêmement à risque ;
- Évaluer la dangerosité associée au transport des hydrocarbures et plus spécifiquement au pétrole de schiste : les expériences vécues avec le pétrole de schiste de la région de Bakken aux États-Unis montrent que le pétrole de schiste est potentiellement explosif ;

11.2.3 Gaspésie et Bas-Saint-Laurent

Malgré un long historique d'exploration pétrolière en Gaspésie, la région de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent souffrent d'un manque important d'informations associées aux activités d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures dans ces régions. De nombreuses questions demeurent en suspens :

- Quelles sont les réserves d'hydrocarbures exploitables ?
- Quelle est la composition de ces hydrocarbures et quelle technique devra être employée pour les extraire ?
- Combien de puits seront envisagés afin d'extraire les ressources ?
- Quels seront les taux de productions de ces puits ?
- Quelles sont les conditions d'applications de la fracturation spécifique au pétrole de schiste ?
- Quels scénarios sont envisagés afin de transporter les hydrocarbures du lieu d'extraction vers les utilisateurs ?
- Quels sont les risques associés à un déversement massif d'hydrocarbure lors du transport ?
- Quelles sont les activités de l'extraction des hydrocarbures, et plus particulièrement du pétrole de schiste, qui contribuent le plus aux impacts potentiels ?
- Quelles sont les conditions hydrogéologiques près des sites d'extraction ?
- Existents-ils des failles naturelles qui pourraient s'avérer des chemins préférentiels ?
- Quelles seront les émissions atmosphériques (GES inclusivement) associées aux activités d'extraction et quels seront leurs impacts ?
- Le gaz naturel (schiste ou conventionnel) associé sera-t-il envoyé à la torchère ou devra-t-on mettre en place des infrastructures afin de capter le gaz naturel ?
- Quelle est la quantité d'eau qui sera requise par les activités d'extraction ?
- Comment l'approvisionnement de l'eau sera-t-il géré ?
- Quelle est la vulnérabilité des aquifères souterrains ?

- Quel scénario de traitement des eaux usées est privilégié, quelle est son efficacité et quels sont les impacts résiduels ?
- Quels sont les risques associés à la sismicité et quelles sont les conséquences anticipées ?
- Quel est le potentiel de contamination des sols suite à des déversements et quelles sont les probabilités que ces contaminants rejoignent les aquifères souterrains ?
- Quelle superficie du territoire devra être déboisée et occupée lors des activités d'extraction ?
- Quels seront les conséquences des activités d'extraction sur le comportement et le cycle de vie de la végétation et de la faune en présence ?
- Quels pourraient être les effets indirects, cumulatifs et synergiques associés aux activités d'extraction ?
- Quels seront les modes de suivis et d'atténuation mis en place afin de limiter les risques inhérents à l'exploitation des hydrocarbures ?

L'évaluation des hydrocarbures en Gaspésie et au Bas-Saint-Laurent :

- Quantifier la présence d'hydrocarbures en Gaspésie et au Bas-Saint-Laurent : au meilleur des connaissances il n'existe pas d'estimation des réserves pétrolières disponibles au Bas-Saint-Laurent, en Gaspésie l'évaluation est limitée à trois gisements : Haldimand, Galt et Bourque ;
- Évaluer la composition des hydrocarbures en place ;
- Déterminer les techniques d'extraction de ces divers hydrocarbures : les informations sur les techniques de récupération sont nébuleuses : la fracturation pourrait être utilisée tout comme des moyens conventionnels ;
- Déterminer des scénarios de développement économique afin d'évaluer le nombre de puits estimés afin d'extraire la ressource ;
- Évaluer le taux de production des puits d'hydrocarbures mis en place et particulièrement de pétrole de schiste ;

L'évaluation des caractéristiques biophysiques :

- Les conditions hydrogéologiques au Bas-Saint-Laurent et en Gaspésie (à l'exception du secteur d'Haldimand) n'ont pas été évaluées à ce jour ;
- La présence de failles naturelles n'a pas été cartographiée.

Caractéristiques écologiques :

- La faune présente est mal caractérisée ;
- Identifier les milieux humides.

Les activités les plus contributrices aux impacts potentiels :

- Les processus et activités contribuant le plus aux divers impacts potentiels associés au pétrole de schiste demeurent inconnus et les données ne tiendraient pas compte de la spécificité de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent.

Les émissions atmosphériques :

- L'estimation des émissions atmosphériques associées à l'exploration et l'exploitation ainsi que la dispersion de ces polluants dans l'atmosphère et les effets de ces dernières demeurent inconnues ;
- L'estimation des émissions de GES associées au pétrole de schiste, et plus particulièrement sur Anticosti, demeure inconnue.

Les impacts associés aux aquifères souterrains et à l'eau de surface :

- La capacité de prélèvement d'eau des aquifères souterrains et des nappes phréatiques au bas Saint-Laurent et en Gaspésie, n'a pas été évaluée ;
- La vulnérabilité des aquifères souterrains n'a pas été évaluée (à l'exception du secteur d'Haldimand).
- Le traitement des eaux usées n'a pas été évalué.

Les impacts associés au sol :

- Les risques de sismicité ;
- La migration des contaminants dans le sol et des effets sur les sols.

Les impacts associés à la faune, aux habitats et aux écosystèmes :

- Le déboisement anticipé pour la construction des sites d'exploitation et des routes ;
- Les effets sur le comportement des animaux ;
- La fragmentation du territoire anticipée ;
- Les aires de reproduction et habitats des espèces notables ;
- Les effets indirects et synergiques non anticipés.

11.2.4 Estuaire du Saint-Laurent

Les impacts sur l'estuaire du Saint-Laurent ainsi que ses caractéristiques sont généralement mal documentées. Toutefois, considérant l'existence d'une loi prohibant toutes activités pétrolières et gazières en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans cette partie du fleuve, il faudrait tout d'abord évaluer la pérennité de cette loi avant d'entreprendre une série d'études afin d'évaluer les impacts potentiels à l'estuaire du Saint-Laurent.

Dans le cas où la loi ne s'avérerait pas pérenne, la version préliminaire de l'ÉES portant sur une section de l'estuaire du Saint-Laurent devra être complétée et de nombreuses autres études effectuées afin d'évaluer les impacts potentiels associés aux activités d'extraction des hydrocarbures.

11.2.5 Golfe du Saint-Laurent

L'ÉES portant sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs a identifié les manques suivants dans les connaissances :

Généralité :

- Potentiel en hydrocarbures des régions du golfe du Saint-Laurent;
- Données *in situ* sur la stratigraphie des couches profondes du bassin Madeleine.

Caractéristiques écologiques :

- Courants de fond ainsi que gyres et zones de résurgence secondaires;
- Évolution des courants marins et de l'englacement dans le golfe du Saint-Laurent en lien avec les changements climatiques;
- Localisation de certains milieux humides littoraux (barchois, marais, herbiers de zostère, etc.);
- Données générales (comportement, répartition) de l'utilisation saisonnière du golfe du Saint-Laurent par la faune marine;
- Mouvement des mammifères marins entre leurs différentes aires de concentration;
- Aires de fréquentation par les espèces en péril, notamment les mammifères marins, en toute saison;
- Habitats essentiels des espèces à statut particulier;
- Localisation d'aires de reproduction ou de mise bas de certaines espèces de cétacés ou de phoques;
- Utilisation de la zone d'étude par la tortue luth;
- Localisation d'aires de reproduction et d'alevinage ainsi que des corridors de déplacement pour certaines espèces de poissons d'intérêt;
- Répartition annuelle des oiseaux dans le système du Saint-Laurent, incluant les aires de nidification, de mue, de repos, d'alimentation et d'hivernage pour les différentes espèces;
- Analyse des chaînes trophiques structurant les échanges dans le golfe du Saint-Laurent;
- Localisation des secteurs à potentiel maricole;
- Dispositions de protection du littoral par les MRC;
- Identification des populations vulnérables des régions côtières;
- Quantification de la valeur des services écosystémiques du golfe du Saint-Laurent et de la baie des Chaleurs.

Impacts des émissions atmosphériques :

- Effets des changements climatiques sur la biodiversité, les phénomènes physiques et l'exploitation des ressources;
- Phénomène d'acidification de l'eau du golfe du Saint-Laurent, son ampleur et sa progression.

Impacts sur l'eau :

- Méthodes de récupération des hydrocarbures lorsqu'il y a présence de glaces;
- Phénomène d'hypoxie de l'eau du golfe du Saint-Laurent, son ampleur et sa progression;
- Effets des déversements accidentels en pleine mer (au-delà de la zone côtière) sur les différentes composantes environnementales;
- Effets du rejet des eaux de procédé des plateformes sur les oiseaux;
- Effets des déversements accidentels sur la santé publique (santé physique et mentale, risques sanitaires);
- Effets des dispersants chimiques potentiellement utilisés en cas de déversement accidentel.

Impacts sur les écosystèmes :

- Utilisation d'autres méthodes géophysiques d'exploration que les levés sismiques et revision des bonnes pratiques ainsi que des mesures de gestion en développement;
- Émission de bruits lors des forages et des activités courantes de production;
- Environnement sonore (bruit de fond) d'origine anthropique du golfe du Saint-Laurent;
- Effets cumulés des différentes activités humaines à proximité d'aires de concentration et d'alimentation de la faune marine;
- Effets des levés sismiques sur les organismes sensibles ou susceptibles d'être touchés;
- Effets du bruit (fréquence, amplitude, durée, etc.) sur les organismes marins, dont les mammifères;

À ces limitations, cette étude a également mis en évidence les manquements en terme de :

- Modélisation des émissions atmosphériques et de leurs effets sur la faune;
- Quantification des effets spécifiques à la flore, à la faune, aux habitats et écosystèmes spécifiques à l'estuaire et au golfe du Saint-Laurent.
- L'évaluation des risques spécifiques au golfe du Saint-Laurent suite aux déversements intentionnels et non intentionnels d'hydrocarbures et d'autres substances chimiques; un déversement majeur à Old Harry a la possibilité de contaminer la totalité de l'est du golfe du Saint-Laurent; seul le prospect Old Harry a été évalué.

12 Références

- AECOM, (2010), Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent (EES1). 800 p.
- Agence canadienne d'évaluation environnementale. (2012). Les éléments de base de l'évaluation environnementale fédérale. 2 p. [En ligne] https://www.ceaa-acee.gc.ca/Content/B/0/5/B053F859-4895-45A9-8A3A-E74CBE58912A/FederalEA_FR_Finalweb.pdf Page consultée le 31 octobre 2014.
- Agence canadienne d'évaluation environnementale (2014). Registre canadien d'évaluation environnementale. [En ligne] <http://www.ceaa.gc.ca/050/navigation-fra.cfm> Page consultée le 18 décembre 2014
- Al, T., Butler, K., Cunjak, R., MacQuarrie, K., (2012) Opinion: Potential impact of shale gas exploitation on water resources. 8 p., [En ligne] <http://www.unb.ca/initiatives/shalegas/shalegas.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Allen, Torres, Thomas, Sullivan, Harrison, Hendler, Herndon, Kolb, Fraser, Hill, Lamb, Miskimins, Sawyer, Seinfeld. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS
- American Petroleum Institute (API). (2008). Exploration and production : extracting oil and natural gas. [En ligne], <http://www.adventuresinenergy.org/exploration-and-production/Extracting-Oil-and-Natural-Gas.html>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- American petroleum institute. (2009). Analysis of US oil spillage. [En ligne] http://www.api.org/environment-health-and-safety/clean-water/oil-spill-prevention-and-response/~/_media/93371edfb94c4b4d9c6bbc766f0c4a40.ashx. Page consultée le 18 décembre 2014
- Association pétrolière et gazière du Québec, (2014), Historique de l'industrie. [En ligne], <http://www.apgq-qoga.com/le-gaz-de-schiste/1%E2%80%99histoire-de-la-fracturation-hydraulique/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Baril, J., Desjardins, A., (2013). Analyse de la situation juridique du Québec encadrant le développement des hydrocarbures. 28 p.
- Bédard, K., Comeau, F-A, Malo, M., (2011). Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO2 des bassins sédimentaires du sud du Québec. INRS. 25 p.
- Bordet, E. (2007). Analyse structurale de l'île et de la plate-forme d'Anticosti, Québec. INRS. [En ligne] <http://espace.inrs.ca/1402/>. Page consultée le 18 décembre.
- Boufadel, M., C., Geng, X. (2014). A new paradigm in oil spill modeling for decision making? Environmental Research letters. 9 (8) [En ligne] <http://iopscience.iop.org/1748-9326/9/8/081001/article> Page consultée le 31 octobre 2014.
- Bourgault, D., Cyr., F., Dumont, D., Carter (2014). Numerical simulations of the spread of floating passive tracer released at the Old Harry prospect. Environmental Research Letter. (9). 15 p.
- Bourque, P-A., (2004). Les ressources en hydrocarbures du Québec [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DD2.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Bourque, P-A., Desrochers, A., Hart, B., Kirkwood, D, Malo, M. (2004). Les enjeux reliés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent – le potentiel gazier et pétrolier. 35 p. [En ligne], <http://bourque.petrolia-inc.com/imports/medias/image/complement-historique/Enjeux-leves-sismique-estuaire-et-golfe.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.

- Brandt, Heath, Kort, O'Sullivan, Pétron, Jordaan, Tans, Wilcox, Gosptein, Arent, Wofsy, Brown, Bradley, Stucky, Eardley, Harriss. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. *Science*, 343, p. 733-735
- British Columbia oil and gas commission (2012). Investigation of observed seismicity in the Horn River Basin [En ligne] <http://www.bcogc.ca/node/8046/download> Page consultée le 18 décembre 2014
- BRUFATTO, COCHRAN, CONN, POWER, ZEGHATY, FRABOULET, JAMES, MUNK, JUSTUS, LEVINE, MONTGOMERY, MURPHY, PFEIFFER, PORNOPOCH, RISHMANI, (2003) .From Mud to Cement— Building Gas Wells. *Oilfield Review* p 62-76
- Bureau des audiences publiques sur l'environnement. (2014). Rapports des commissions. [En ligne] <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/tous/index.htm>. Page consultée le 18 décembre 2014
- BURNHAM, A., HAN, J., CLARK, C. E., WANG, M., DUNN, J. B., PALOU-RIVERA, I. (2012). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental science & technology*, 46, p. 619-627.
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). (2012). Hydraulic Fracturing Operating Practice: ANOMALOUS INDUCED SEISMICITY: ASSESSMENT, MONITORING, MITIGATION AND RESPONSE.
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2014) Digging deeper: get the facts on hydraulic fracturing.[En ligne] <http://www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/ShaleGas/Pages/default.aspx>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2014b) Managing produced water in Atlantic Canada's offshore oil and gas industry.[En ligne] [ht http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocID=146267](http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocID=146267). Page consultée le 31 octobre 2014.
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2014c) Transporting crude oil by rail in Canada.[En ligne] <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=242427>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Canards illimités (2010). Cartographie détaillée des milieux humides du territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal [En ligne] http://www.ducks.ca/assets/2013/01/carto_mhs_cmm_poster_11x17.pdf. Page consultée le 18 décembre 2014
- Canards illimités (2012). Cartographie détaillée des milieux humides du territoire du Centre-du-Québec [En ligne] http://www.ducks.ca/assets/2012/07a/Atlas_mhs_CDQ_mars2012_WEB.pdf. Page consultée le 18 décembre 2014
- Carter, K. M., Kresic, N., Muller, P., Vittorio, L. F., (2013). Technical rebuttal to article claiming a link between hydraulic fracturing and groundwater contamination [En ligne] <https://pcpg.wildapricot.org/Resources/Documents/Shale%20Gas/PAGS%20PCPG%20Rebuttal%20to%20Frac%20Induced%20GW%20Contamination%20Article%201.pdf> Page consultée le 18 décembre 2014
- CATHLES, L., BROWN, L., TAAM, M., HUNTER, A. (2012). A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations' by R W Howarth, R Santoro, and Anthony Ingraffea *Climatic Change*, 113, p. 86-91.
- Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ) (2014). Les plantes vasculaires menacées ou vulnérables du Québec. [En ligne] http://www.cdpnq.gouv.qc.ca/pdf/PMV_Qc_07072008.pdf Page consultée le 18 décembre 2014

- Citro, L., Valentina, R., Gagliardi, V., (2012) Risk assessment of hydrocarbon releases by pipelines. *Chemical engineering transactions*. Vol 28. 6 p., [En ligne] <http://www.aidic.it/cet/12/28/015.pdf>. Page consultée le 12 novembre 2014.
- Chaire de recherche industrielle CRSNG en aménagement intégré des ressources de l'île d'Anticosti. (2014) Localisation et description. Université Laval. [En ligne] http://www.chaireanticosti.ulaval.ca/fr/ile_danticosti/. Page consultée le 31 octobre 2014.
- CHNC. (2014) Pétrolia est en faveur d'un BAPE. [En ligne] <http://www.radiochnc.com/nouvelles/item/p%C3%A9trolia-va-forer-en-octobre.html>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- Comité des pipelines. (2013) Excaver... sans nous oublier: renseignement utile avant d'entreprendre des travaux d'excavation près d'un pipeline.[En ligne] <http://www.agrireseau.qc.ca/argeneral/documents/2013-d%C3%A9pliant.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. (2013). Transporter l'énergie en toute sécurité: une étude sur la sécurité du transport des hydrocarbures par pipeline, navire pétroliers et wagons-citernes au Canada. 57. [En ligne] <http://www.parl.gc.ca/Content/SEN/Committee/411/enev/rep/rep12aug13-f.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Commission européenne. (2012). Energy infrastructure public consultation. [En ligne] http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/consultations/20120620_infrastructure_plan_en.htm Page consultée le 18 décembre 2014
- Commission géologique du Canada. (2010). Maturité thermique et potentiel roche mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du secteur de Matapédia-Témiscouata et Bas-Saint-Laurent, Québec. 187. [En ligne], ftp://s5-bsc-faisan.cits.rncan.gc.ca/pub/geott/ess_pubs/285/285377/of_6576.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014
- Conseil de l'eau du nord de la Gaspésie. (2014). Qualité de l'eau. [En ligne], http://www.conseileaunordgaspesie.ca/public/documents/pde/preliminaire/diagnostic_final_5_eau_souterraine.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014
- Conseil de l'eau du nord de la Gaspésie. (2014b). Hydrographie, hydrologie et hydrogéologie. [En ligne], <http://www.conseileaunordgaspesie.ca/public/documents/cartographie/physique/hydrologie.pdf> Page consultée le 31 octobre 2014
- Côté, D., Dubois, J-M, Héту, B., Gwyn, Q. H. J., (2006). Les lacs karstiques de l'île d'Anticosti : analyse hydrogéomorphologique. Université de Sherbrooke. [En ligne] https://www.usherbrooke.ca/geomatique/fileadmin/sites/flsh/geomatique/bulletin_181.pdf. Page consultée le 18 décembre 2014
- Cyr, J-F, Gangbazo, G., Lachance-Cloutier, S., (2013). Détermination des cours d'eau des basses terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de schiste. 29 p. [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.3.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Davis, R.J. (2011). Methane contamination of drinking water caused by hydraulic fracturing remains unproven. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(43), E871.
- Darrah, T.H., Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N. R., Poreda, R. J., (2014). Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett shales. *PNAS*. 111 (39) 14076-14081.

- Department of Trade and Industry. 2001, Guidance on the assessment of the impact of offshore wind farms: Seascape and Visual Impact Report.
- Département de l'environnement du Nouveau Brunswick. (2011). Oil, shale gas and natural gas exploration in New Brunswick; environmental review and approval processes [En ligne] <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/Publications/OilShaleGasNaturalGasExploration.pdf>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Digiulio, D.C., Wilkin, R.T., Miller, C., Oberley, G. (2011) Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming. Draft Report, US. EPA, Office of Research and Development, 121 pages. En ligne : http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf [page consultée le 15 juillet 2013].
- Direction de la planification des parcs. (2004). Parc national d'Anticosti : plan directeur. 52 p., [En ligne] http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/parcs/anticosti/plan_directeur.pdf, Page consultée le 31 octobre 2014.
- DNV (2010). Pipeline Abandonment Scoping Study. Rapport élaboré pour l'ONE. En ligne : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/pblcprtctpn/pplnbndnmnt/pplnbndnmntscpngstd.pdf> [Consulté le 14 août 2013].
- Drolet, C-A. (2014). Le pétrole de schiste sur Anticosti : aidez Nature Québec à prévenir une catastrophe. [En ligne], <http://www.naturequebec.org/fileadmin/fichiers/Communications/Sollicitations/SOL-13-M3.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Dufour, R., Ouellet P., (2007). Rapport d'aperçu et d'évaluation de l'écosystème marin de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. Pêches et Océans Canada. 132 p. En ligne], <http://www.dfo-mpo.gc.ca/Library/329838.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Duhamel, J., (2010). L'exploitation gazière au Québec dans un contexte de développement durable. Essai présenté au Centre universitaire de Formation en Environnement en vue de l'obtention du grade de maître en environnement, Université de Sherbrooke, 188 p., [En ligne], https://www.usherbrooke.ca/environnement/fileadmin/sites/environnement/documents/Essais2010/Duhamel_J_07-10-2010.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ellsworth, W. L.; Hickman, S. H.; Llesons, A. L.; McGarr, A.; Micheal, A. J.; Rubinstein, J. L., (2011) Are seismicity rate changes in the midcontinent natural or manmade.
- Engelder, T., Cathles, L., Bryndzia, L. T., (2014). The fate of residual treatment water in gas shale. Journal of unconventional oil and gas resources. 7: 33-48.
- Environment and Sustainable resource development. (2014) Completed EIAs by activity. [En ligne] <http://esrd.alberta.ca/lands-forests/land-industrial/programs-and-services/environmental-assessment/documents/CompletedEIAsbyActivity-Apr25-2014A.pdf>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Environnement Canada, (2013), Survol de l'industrie pétrolière et gazière en amont. En ligne], <http://www.ec.gc.ca/energie-energy/default.asp?lang=Fr&n=E2F0564A-1>. Page consultée le 3 novembre 2014.
- Environnement Canada, (2013b). Hydrography of the St. Lawrence River, [En ligne]. <http://www.ec.gc.ca/stl/default.asp?lang=En&n=59C4915D-1>, Page consultée le 3 novembre 2014.
- Espace pour la vie. (2014). Destruction des habitats. [En ligne] <http://espacepourlavie.ca/destruction-des-habitats>. Page consultée le 3 novembre 2014.

- Exxon Mobil. (2009). PNG LNG project : Environmental impacts and mitigation measures: offshore pipeline. 26 p. [En ligne] http://pnglng.com/downloads/eis_chapter19.pdf. Page consultée le 12 novembre 2014.
- Fasken Martineau, (2011). Pétrole et gaz dans le golfe du Saint-Laurent : de l'exploration à la production. [En ligne], <http://www.fasken.com/fr/petrole-et-gaz-dans-le-golfe-du-saint-laurent/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Fédération québécoise pour le saumon atlantique, Fédération des pourvoiries du Québec, Fédération du saumon atlantique, Société des établissements de plein air du Québec. (2013). Doit-on inscrire le saumon d'Anticosti sur la liste des espèces en péril? 58 p., <http://fqsa.ca/wp-content/uploads/2014/04/M%C3%A9moire-Le-saumon-Anticosti.pdf>, Page consultée le 3 novembre 2014.
- Fejes, J. (2008). Short- and long- term effects of accidental oil pollution in waters of the Nordic countries. Nordic Council of ministers. [En ligne] <http://www.ivl.se/publikationer/importeradeartiklar/shortandlongtermeffectsofaccidentaloilpollutioninwatersofthenordiccountries.5.7df4c4e812d2da6a416800056365.html>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Flewelling, Tymchak, Warpinsky. (2013). « Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations ». *Geophysical Research Letters*, vol. 40.
- Forums sur les hydrocarbures Gaspésie Îles-de-la-Madeleine. (2013). Pétrole en Gaspésie : une exploitation de courte durée, selon une étude. [En ligne], <http://hydrocarburesgim.ca/petrole-en-gaspesie-une-exploitation-de-courte-duree-selon-une-etude/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Furchtgott-Roth, D. (2013). Pipelines are safest for transportation of oil and gas. Manhattan Institute for Policy Research No 23.
- Gangbazo, G., (2013). Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie. Ministère du Développement Durable, de l'environnement, de la faune et des parcs (MDDEFP). 38 p. [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.1.pdf. Page consultée le 7 novembre 2014.
- Gélinas, G., (2011) Pérolia à Gaspé: fracturation hydraulique envisagée. [En ligne], <http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/les-regions/201105/02/01-4395447-petrolia-a-gaspe-fracturation-hydraulique-envisagee.php>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Genivar, (2013), Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2). 802 p.
- Gouvernement du Canada. (2014). Station Results. [En ligne] http://climate.weather.gc.ca/advanceSearch/searchHistoricDataStations_e.html?searchType=stnProv&timeframe=1&lstProvince=QC&optLimit=yearRange&StartYear=1840&EndYear=2014&Year=2014&Month=10&Day=27&selRowPerPage=100&cmdProvSubmit=Search. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Gouvernement du Canada. (2014b). Loi sur les espèces en péril. [En ligne] <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/s-15.3/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Gouvernement du Canada. (2014c). Règlement désignant les activités concrètes. [En ligne] <http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2012-147/page-1.html>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Gouvernement du Québec. (2014). Est-ce qu'il y a plusieurs permis de recherche en vigueur au Québec? [En ligne], <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/faq.asp>. Page consultée le 7 novembre 2014.

- Gouvernement du Québec. (2014b). Exploration en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent. [En ligne], <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/gaspesie-exploration-hydrocarbures.asp>. Page consultée le 7 novembre 2014.
- Gouvernement du Québec. (2014c). Loi sur les espèces menacées ou vulnérables. [En ligne], http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/E_12_01/E12_01.html. Page consultée le 7 novembre 2014.
- Gouvernement du Québec. (2014d). Questions fréquentes. [En ligne], <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/faq.asp#situation>. Page consultée le 7 novembre 2014.
- Grant, A., Briggs A. D., Toxicity of sediments from around a North Sea oil platform : are metals or hydrocarbons responsible for ecological impacts? Marine Environmental Research. 53 (1) 95-116 p. [En ligne], <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141113601001143>. Page consultée le 7 novembre 2014.
- Gouvernement du Nouveau Brunswick. (2014). Environmental review and approval processes [En ligne] http://www2.gnb.ca/content/gnb/en/departments/energy/natural_gas_from_shale/EnvironmentalReviewAndApprovalProcesses.html. Page consultée le 18 décembre 2014
- Gouvernement de la Nouvelle-Écosse. (2014). Environmental assessment projects [En ligne] <http://www.novascotia.ca/nse/ea/projects.asp>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Gouvernement de l'Ontario. (2014). EIA [En ligne] https://www.ontario.ca/government/search-results?external_tag=Environmental+Assessment+Project. Page consultée le 18 décembre 2014
- Gouvernement de la Saskatchewan. (2014). Ministerial decision [En ligne] <http://www.environment.gov.sk.ca/Default.aspx?DN=a8561dcb-0286-4212-94fa-46c2ccfe847e>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Grundman, G., (2013). Évaluation des potentiels en huile et gaz du Nord-Est de la Gaspésie (Québec, Canada) : approche géochimique et modélisation 2D du système pétrolier. 399 p., [En ligne] <http://espace.inrs.ca/1620/1/T000617.pdf>, Page consultée le 7 novembre 2014.
- Harto, C., Clark, C., Kimmel, T., Horner, R., (2013). Water consumption for fossil fuel exploration and production. Agronne National Laboratory [En ligne], http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Harto_ChrisFinal2.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Hickman, L., (2012) Oil companies going unpunished for thousands of North Sea spills. [En ligne] <http://www.theguardian.com/environment/2012/oct/25/oil-companies-north-sea-spills>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Hissein, A. D., (2011). Basses-Terres du Saint-Laurent et leur potentiel en hydrocarbure. 174 p. Mémoire de maîtrise de l'Université Laval. [En ligne], www.theses.ulaval.ca/2011/28135/28135.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Howarth, R., Santoro, R., Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change letters*, 106(4), p 679-690.
- Howarth, R., Santoro, R., Ingraffea, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll. *Climatic Change*, 113(2), p 537-549.
- Hugues, J.D. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies, 23 pages.
- Hydrogéologie Bécancour. (2014). Projet de connaissance des eaux souterraines du bassin de la rivière Bécancour et de la MRC de Bécancour. [En ligne] <http://www.grobec.org/hydrogeo/resultats/vulnerabilite-des-nappes.php>. Page consultée le 31 octobre 2014.

- Hydro-Québec (2002). Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent :_Plan d'exploration pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010. [En ligne], <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/sismiques/documents/DD1-B.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- IHS Cera. (2012). Oil sands, greenhouse gases, and US oil supply. [En ligne] [http://www.api.org/~media/Files/%20Oil-and-Natural-Gas/Oil-Sands/CERA Oil Sands GHGs US Oil Supply.pdf](http://www.api.org/~media/Files/%20Oil-and-Natural-Gas/Oil-Sands/CERA%20Oil-Sands-GHG%20US-Oil-Supply.pdf). Page consultée le 31 octobre 2014.
- IHS Energy (2014). Comparing GHG intensity of the oils sands and the average US crude oil. [En ligne] <http://www.ihs.com/pdfs/Comparing-GHG-Intensity-of-the-Oil-Sands-and-the-Average-US-Crude-Oil.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Institut national de la recherche scientifique (INRS) – Centre Eau Terre Environnement. (2011). Évaluation du potentiel de séquestration géologique du CO₂ des bassins sédimentaires du sud du Québec. 25 p.
- International association of hydrogeologist. (2014). About Karst Hydrogeology. [En ligne] http://karst.iah.org/karst_hydrogeology.html. Page consultée le 18 décembre 2014
- International maritime organization. (2014). Prevention of pollution by oil [En ligne] <http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/OilPollution/Pages/Default.aspx>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- ITOPF. (2014). Oil tanker spill statistics 2013. [En ligne] <http://www.itopf.com/knowledge-resources/data-statistics/statistics/>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Jackson, R. B., Vengosh, A., Carey, J. W., Davies, R. J., Darrah, T. H., O'Sullivan, F., Pétron, G., (2014). The environmental cost and benefits of fracking. *Annual Rev. Environmental Resources*. 39: 327-62. [En ligne]. <http://sites.biology.duke.edu/jackson/arer2014.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Jiang, M., Griffin, M. W., Hendrickson, C., Jaramillo, P., Vanbriesen, J., Venkatesh, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental research letter*. 6(3), p 9
- Jolliet, O., Margni, M., Charles, R., Humbert, S., Payet, J., Rebitzer, G. et Rosenbaum, R. (2003). IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology. *International Journal of Life Cycle Assessment* 8(6) p.324-330.
- Junex, (2013). Des millions d'acres à explorer. [En ligne], <http://www.junex.ca/explorer-quebec#sthash.8PnvFgLh.dpuf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Karion, Sweeney, Pétron, Frost, Hardesty, Kofler, Miller, Newberger, Wolter, Banta, Brewer, Dlugokencky, Lang, Montzka, Schnell, Tans, Trainer, Zamora. (2013). Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *American Geophysical Union*
- Kingston, P.F., (1991) Impact of offshore oil production installations on the benthos of the North Sea. *Ices journal of Marine Science*. 49 (1). P 45-53. [En ligne] <http://icesjms.oxfordjournals.org/content/49/1/45.short>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- KRESSE, T.M., WARNER, N.R., HAYS, P.D., DOWN, A., VENGOSH, A., JACKSON, R.B. (2011). Shallow Groundwater Quality and Geochemistry in the Fayetteville Shale Gas-Production Area, North-Central Arkansas. US Geological Survey, Little Rock, AR. 42 pages. En ligne: <http://pubs.usgs.gov/sir/2012/5273/> [page consultée le 15 juillet 2013].
- Lacoursière, J-P., Lacoursière, S., (2013). Étude de risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste. 129 p., [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.27.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014

- Lavoie, D. (2014). Le Shale d'Utica contexte géologique. Commission géologique du Canada. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB3.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014
- Leduc, R., (2005). Guide de la modélisation de la dispersion atmosphérique. Ministère du développement durable, de l'environnement et des Parcs. Direction du suivi de l'état de l'environnement, 38 p. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/atmosphere/guide-mod-dispersion.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Lee, K., (2011). Dispersion of oil spills in ice-infested waters. Centers for offshore oil, gas and energy research. 23 p. [En ligne] http://www.cedre.fr/en/publication/information-day/2011/6_DFO.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Legendre, S-A, Brunel, A., Bélisle, A., (2014). Le pétrole de schiste, un pétrole vraiment pas comme les autres. Association Québécoise de la Lutte contre la Pollution Atmosphérique (AQLPA). 34 p. [En ligne]. http://www.aqlpa.com/sites/default/files/publications-aqlpa/petroledeschiste_rapportaqqlpa_juin2014.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Léonard, R., (2014). Anticosti : penser avant de forer. [En ligne] <http://www.acfas.ca/publications/decouvrir/2014/05/anticosti-penser-avant-forer>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Levasseur, A., (2011). Développement d'une méthode d'analyse du cycle de vie dynamique pour l'évaluation des impacts sur le réchauffement climatique. Thèse de doctorat. École Polytechnique de Montréal. 159 p.
- Liu, H. (2003). Pipeline engineering. Lewis Publishers, Washington D.C., 420 pages.
- Macquarie Tristone. (2014). Corridor Resources Inc Old Harry prospect. [En ligne] <http://www.macquarie.com/mgl/com/macquarietristone/mandates/corridor>. , Page consultée le 31 octobre 2014.
- Malépart, V., Boctor, F., Renaud, J., Labillois, S., (2001). Nouvelles approches pour l'approvisionnement des stations d'essence. 30 p. [En ligne]. <http://www.fsa.ulaval.ca/personnel/renaudj/pdf/Recherche/Approvisionnement%20station.s.pdf>, Page consultée le 31 octobre 2014.
- Mielke, E., Diaz Anadon, L., Narayanamurti, V., (2010). Water consumption of Energy resource extraction, processing and conversion. 52 p., [En ligne], <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/ETIP-DP-2010-15-final-4.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'énergie et des ressources naturelles (MERN). (2014). Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures. [En ligne], <http://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/hydrocarbures-plan-action.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'énergie et des ressources naturelles (MERN). (2014b). Carte des permis de recherche - Toutes les régions. [En ligne], http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/Permis_quebec.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2002). Aires protégées au Québec : les provinces naturelles du Québec : les Basses Terres du Saint-Laurent. [En ligne], http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4b.htm. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2002b). Aires protégées au Québec : les provinces naturelles du Québec : Estuaire et Golfe du Saint-Laurent. [En ligne],

- http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4x.htm. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2002c). Aires protégées au Québec : les provinces naturelles du Québec : Les Appalaches. [En ligne], http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4a.htm. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014). Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014b). Diffusion de la cartographie hydrogéologique. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/souterraines/diffusion-carto-hydrogeologique.htm>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014c). Couverture territoriale du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/Couverture-territoriale.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014d). Portrait régional de l'eau : Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/regions/region11/11-gaspesie%28suite%29.htm#42>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014e). Registre des aires protégées. [En ligne], http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/registre/. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014f). Rapport sur l'état de l'eau et des écosystèmes aquatiques au Québec. [En ligne], http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/rapportsurleau/Etat-eau-ecosysteme-aquatique-qualite-eau-Quelle-situation_NappeH2OSouterraine.htm#sthash.TgqBgc66.dpuf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014g). Normes et critères de qualité de l'air ambiant. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/criteres/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014h). Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2011 et leur évolution depuis 1990. [En ligne], http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2011/Inventaire_1990-2011.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014i). Demande de certificat d'autorisation. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/certif/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014j). L'évaluation environnementale au Québec méridional. [En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/procedure.htm>. Page consultée le 31 octobre 2014.

- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014k). Réseau du suivi des eaux souterraines du Québec. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/piezo/index.htm>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014L). Identification et délimitation des milieux humides du Québec méridional. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/EAU/rives/identification-delimitation-milieux-humides.pdf>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014m). Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/prelevements/reglement-prelevement-protection/index.htm> Page consultée le 18 décembre 2014
- Ministère de l'environnement, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques (MDDELCC). (2014n). Lignes directrices provisoire sur l'exploration gazière et pétrolière. [En ligne] <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Molgat, M. (2013). Communication personnelle. Information sur la gestion des boues et déblais de forage de l'industrie du gaz de schiste. 26 juin 2013. Réunion entre le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et le CIRAIG.
- Municipalité de l'Île d'Anticosti. (2013). Anticosti, au cœur de la future politique énergétique du Québec. [En ligne], http://www.ile-anticosti.com/images/file/MEMOIRE_ANTICOSTI-PR1307240_23-09-2013.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- MDM Energy INC. (2007). Oil & gas procedures. [En ligne], http://www.mdmenergy.com/oil_gas_procedure.html. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Myers, T. (2012a). Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 50(6): p. 872-882. En ligne : <http://nofracking.com/static/media/PDF/Fracking-Aquifers.pdf> [page consultée le 27 mai 2013].
- Myers, T. (2012b). Discussion of Papers - Author's Reply to Comments by Saiers and Barth on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 50(6): p. 828-830. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6584.2012.00991.x/pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].
- Myers, T. (2012c). Discussion of Papers - Author's Reply to Comments by Cohen et al. on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 51(3): p. 319-321. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/gwat.12016/pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].
- New Fuels Alliance. (2009). Assessment of direct and indirect GHG emissions associated with petroleum fuels. 94 p. [En ligne] http://www.newfuelsalliance.org/NFA_PImpacts_v35.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Noel, M-O. (2012). Les risques pour la biodiversité de l'exploitation des gaz de schiste dans la vallée du Saint-Laurent. *Maitrise en Science de l'environnement*. 92 p. [En ligne] http://www.collectif-scientifique-gaz-de-schiste.com/fr/accueil/images/pdf/regards/marie_odile_risques_biodiversite.pdf Page consultée le 31 octobre 2014.
- Nowamooz, A., Lemieux, J-M, Therrien, R., (2013). Modélisation numérique de la migration du méthane dans les basses terres du Saint-Laurent. Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval. [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.10.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.

- O'Connor, D. (2013). GHG Emissions and Life Cycle Analysis of the Shale Gas Industry. Présentation donnée à *Americana 2013*, 19-21 mars 2013, Montréal, Canada.
- Office national de l'énergie, (2009), [L'ABC du gaz de schistes au Canada](#), 23p.
- Office national de l'énergie, (2011), Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. [En ligne], <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgvrprt/1/tghtdvlpmntwscsb2011/tghtdvlpmntwscsb2011-fra.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- ONE (1996). Cessation d'exploitation des pipelines – document de travail sur les questions d'ordre technique et environnemental. En ligne : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/rfrncmtrl/pplnbndnmnttchnclnvrnmntl-fra.html>. [Consulté le 15 juillet 2013].
- Osborn, S.G.; Vengosh, A.; Warner, N.R.; Jackson, R. B.(2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, p. 5
- O'Sullivan, F., Paltsev, S. (2012), Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental research letter*, 7(4). p. 6
- Parc Canada. (2009). Basses-Terres du Saint-Laurent: la végétation et la faune [En ligne] <http://www.pc.gc.ca/fra/docs/v-g/nation/nation76.aspx>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Parlement du Canada. (2014). Le gaz de schiste au Canada: Potentiel, production et incidences économiques. [En ligne], <http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/ResearchPublications/2014-08-e.htm#a10>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Patin, S., (1999). Anthropogenic impact in the sea and marine pollution. [En ligne] <http://www.offshore-environment.com/anthropogenicimpact.html> Page consultée le 31 octobre 2014.
- Pêches et océans Canada. (2007). Zones d'importance écologique et biologique (ZIEB) de l'estuaire et du Golfe du Saint-Laurent : Identification et caractérisation. 15p. [En ligne], http://www.dfo-mpo.gc.ca/csas/Csas/etat/2007/SAR-AS2007_016_F.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Peel, M., Lefebvre, R., Gloaguen, E., Lauzon, J-M., (2013) Hydrogeological assessment of western Anticosti Island related to shale oil exploration. INRS. [En ligne] <http://www.petroliainc.com/imports/medias/pdf/etudes/2013-09-geomontreal-anticosti-mp.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Pétrolia. (2014). Bourque projects. [En ligne] <http://www.petroliainc.com/en/corporate/projects/bourque-project>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Pétrolia. (2014b). Évaluation scientifique de l'impact potentiel des activités de l'industrie pétrolière sur les ressources en eau souterraine de l'île d'anticosti. [En ligne] <http://www.petroliainc.com/imports/medias/pdf/Communication-population/depliant/2014-02-anticosti-hydrogeo.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Pétron, G.; Frost, G.; Miller, B. R.; Hirsch, A. I.; Montzka, S. A.; Karion, A.; Trainer, M.; Sweeney, C.; Andrews, A. E.; Miller, L.; Kofler, J.; Bar-Ilan, A.; Dlugokencky, E. J.; Patrick, L.; Moore Jr., C. T.; Ryerson, T. B.; Siso, C.; Kolodzey, W.; Lang, P. M.; Conway, T.; Novelli, P.; Masarie, K.; Hall, B.; Guenther, D.; Kitzis, D.; Miller, J.; Welsh, D.; Wolfe, D.; Neff, W.; Tans, P., Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range: A pilot study. *Journal of geophysical research* **2012**, 117.
- Pinet, N., Duchesne, M., Lavoie, D., Bolduc, A. (2009). Active hydrocarbon seepages in the offshore part of the Saint-Lawrence pelozoic platform pictured by geophysical, geochemical and submarine observations. [En ligne]

- http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2013/90171cspg/abstracts/ndx_pinet.pdf.html. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Pinti, D. L., Gélinas, Y., Larocque, M., Barnette, D., Retailleau, S., Moritz, A., Hélie, J-F, Lefebvre, R., Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent. 104 p. [En ligne]. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.9.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014
- Racicot, A., Babin-Roussel, V., Dauphinais, JF, Joly, JS, Noël, P., Lavoie, C., (2014). A framework to predict the impacts of the shale gas infrastructures on the forest fragmentation of an agroforest region. *Enviro Manage* 53(5): 1023-33 [En ligne] <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24554146>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Radio-Canada. (2013) Qu'est-ce qui amène Pétrolia en Gaspésie [En ligne], <http://ici.radio-canada.ca/sujet/petrolia-gaspe/2013/01/25/001-petrolia-gaspe-contexte.shtml>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Radio-Canada. (2012).Gaspésie : la fracturation hydraulique hante Pétrolia. [En ligne], <http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2012/02/09/006-petrolia-fracturation-haldimand.shtml>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Raynauld, M., Peel, M., Lefebvre, R., Crow, H., Molson, J., Ahad, J., Gloaguen, E., (2014). Caractérisation hydrogéologique du secteur Haldimand, Gaspé. 33 p. En ligne], <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/Rapport-Haldimand/Haldimand-Presentation.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ressources naturelles Canada (2013a). La sécurité des pipelines au Canada. Communiqué du Ministère des Ressources naturelles du Canada. En ligne: <http://www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2012/6405> [Consulté le 23 juillet 2013].
- Ressources naturelles Canada (RNC). (2014). Pétrole léger de réservoirs étanches en Amérique du Nord. [En ligne], <http://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4560>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Ressources naturelles, faune et parc. (2014). Carte géologique de la Gaspésie et des Îles-de-la-Madeleine. [En ligne], http://hydrocarburesgim.ca/wp-content/uploads/Carte-g%C3%A9ologique-Gasp%C3%A9sie_MRN.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Roy, P.-O., Martineau, G., Ménard, J.-F. (2013). Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec. Rapport déposée dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec.
- Roy, P.-O., Lesage, P., Martineau, G., Ménard, J.-F. (2015). Travail du CIRAIG confidentiel. En attente de publication.
- Rozell, D.J., Reaven, S.J. (2012). Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale. *Risk analysis*, 32(8), p.1382-1393.
- Saad, H., R., (2010). Évaluation des impacts de l'utilisation des terres en analyse du cycle de vie : caractérisation axée sur la qualité des sols. 164 p.
- SABA, T., ORZECOWSKI, M. (2011) Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(37), E663
- Saunier, F., Carbonelle, V., Fuamba, M., Ménard-Chicoine, M., (2013). Étude sur l'état des connaissances, les impacts et les mesures d'atténuation de la construction et de l'exploitation des pipelines sur le territoire pancanadien. 151 p.

- Savaria, C. (2014). Avis sur les risques reliés à la santé et à l'environnement des résidents de Sandy Beach-Haldimand. En ligne], <http://p.regroupementgazdeschiste.com/00099-1nvw45.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014
- Schoon, S.C. (2011). Hydraulic fracturing not responsible for methane migration. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(37), E664.
- Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des politiques de l'eau. (2012). Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts. 7 p. [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.15.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014
- Séjourné, S et Malo, M. (2014). Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec. Document de travail dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures.
- Semelin, J. 2004. *Synthèse bibliographique à propos des impacts écologiques et des aspects réglementaires de l'exploitation pétrolière en mer*. Programme régional de conservation de la zone côtière et marine en Afrique de l'Ouest. WWF, UICN, FIBA, Wetlands International. 65 pages.
- Shields, A. (2013). Découverte d'un vaste réservoir de pétrole en Gaspésie. [En ligne], <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/369721/decouverte-d-un-vaste-reservoir-de-petrole-en-gaspesie>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Short J and Murray S 2011 A frozen hell Nature 472 162-3
- Skone, T. J. (2011). Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States. National energy technology laboratory, Ed. US Department of Energy: Cornell University, May 12, 2011.p.45
- SNC-Lavalin. (2013). Étude de dispersion atmosphérique: Détermination des taux d'émission et modélisation atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. 174 p. En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.19.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Sprole. (2011). Resource assessment of the Macasty formation in certain petroleum and natural gas holdings on Anticosti Island for Petrolia Inc. and Corridor Resources Inc. 50 p.
- Stantec (2014). Phased environmental impact assessment (EIA) submission for development of the Pangburn hydrocarbon well : well pad construction and vertical stratigraphic drilling. [En ligne] <http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/env/pdf/EIA-EIE/Registrations-Engestremets/SWNRegistration1381.pdf> Page consultée le 18 décembre 2014
- Statistique Canada (2014). Energy statistics handbook : Table 4.5-2 : Crude oil and equivalent - Imports by country and origin [En ligne] <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-601-x/2012001/t049-eng.pdf>. Page consultée le 18 décembre 2014
- Stephenson, T.; Valle, J. E.; Riera-Palou, X. (2011). Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental science & technology*, 45, p.10757-10764.
- St-Onge, G., Duchesne, M. J., Lajeunesse, P. (2011). Marine geology of the St. Lawrence Estuary. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 14. [En ligne], http://www.ismer.ca/IMG/pdf/St_Onge_et_al_2011_IOP.pdf. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Talbot Poulin, M-C, Comeau, G., Tremblay, Y. Therrien, R., Lemieux, J-M, Molson, J., Fortier, R., Nadeau, M-M, Donati-Daoust, F., Béruché, S., (2013) Projet d'acquisition de connaissances sur les eaux

- souterraines du territoire de la Communauté métropolitaine de Québec, Rapport final. Département de géologie et de génie géologique. Université Laval. 172 pages. [En lignes], http://www.cmquebec.qc.ca/presse/documents/CMO_Rap_Scienti.pdf . Page consultée le 31 octobre 2014.
- Therien, P. (2014). Les chevreuils ont-ils peur du pétrole?. Magasine Force. [En ligne], <http://www.magazineforces.com/energie/anticosti-les-chevreuils-ont-ils-peur-du-petrole>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- Tollefson, J., Methane leaks erode green credentials of natural gas. *Nature: news in focus* **2013**, 493.
- Ultramar (2006). Pipeline Saint-Laurent, Étude d'impact sur l'environnement. Rapport déposé au BAPE par Ultramar Ltée. [En ligne] : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/pipeline_st_laurent/documents/liste_documents.htm#PR [Consulté le 14 août 2013].
- Université du Québec à Trois-Rivières. (2013). Caractérisation des eaux souterraines du sud-ouest de la Mauricie. [En ligne] : https://oraprdnt.uqtr.quebec.ca/pls/public/gscw031?owa_no_site=1456&owa_no_fiche=6. Consulté le 31 octobre 2014.
- Université du Québec à Rimouski. (2012). Description du projet du Programme d'Acquisition de Connaissances sur les Eaux Souterraines Nord-Est du Bas-Saint-Laurent. [En ligne] : <http://www.uqar.ca/files/pacesnebsl/description-projet-paces-nebsl.pdf>. Consulté le 31 octobre 2014.
- US Department of State (2013). Lifecycle greenhouse gas emissions of petroleum products from WCSB oil sands crudes compared with references cruds [En ligne] <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/221247.pdf> Page consultée le 31 octobre 2014.
- US. EPA (2010). Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry - Background technical support document; United States Environmental Protection Agency, Climate Change Division, Washington DC. 144 pages. En ligne: http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- US. EPA (2013). Petroleum and natural gas systems: 2012 data summary. United States Environmental Protection Agency, Climate Change Division, Washington DC. 18 pages. En ligne: <http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2013/documents/SubpartW-2012-Data-Summary.pdf> Page consultée le 31 octobre 2014.
- Van Durme, G., Martineau, G., Michaud, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Document synthèse réalisé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Département de génie chimique, Polytechnique Montréal. Août 2012, 51 pages.
- Vella, H., (2013). North Sea data reveals extent of oil and gas pollution. [En ligne] <http://www.offshore-technology.com/features/feature-north-sea-data-extent-oil-gas-pollution/>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- WATSON, T. L., et S. BACHU. (2009). « Evaluation of the Potential for Gas and CO2 Leakage along Wellbores ».SPE 106817, *SPE Drilling and Completions*, March 2009.
- Warner, N., Christie, C. A., Jackson, R. B., Vengosh A., (2013) Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in Western Pennsylvania. *Environmental Science & Technology*. 47. 11849-11857. [En ligne] <http://sites.biology.duke.edu/jackson/est2013.pdf>. Page consultée le 31 octobre 2014.
- WEBER, C. L.; CLAVIN, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science & technology*, 46, p. 5688-5695.

- World Wildlife fund (WWF). (2014). Oil and gas development: overview. [En ligne] <http://www.worldwildlife.org/threats/oil-and-gas-development> Page consultée le 31 octobre 2014.
- Wozniak, C., (2014). Seismic activity and hydraulic fracturing. University of Texas – School of law. [En ligne] <http://www.utexas.edu/law/centers/energy/blog/2014/09/seismic-activity-and-hydraulic-fracturing/> Page consultée le 31 octobre 2014.
- WSP Canada Inc. (2014). Risk Assessment for Marine Spill in Canadian Waters : Phase 1, Oil spills South of the 60th Parallel. 124 p. [En ligne] <http://wcel.org/sites/default/files/file-downloads/131-17593-00 ERA Oil-Spill-South 150116 pp1-124.pdf> Page consultée le 31 octobre 2014.
- Zhao, L., (2012) Development of an integrated system for the simulation and assessment of produced water discharges from offshore platforms. Concordia University [En ligne] http://spectrum.library.concordia.ca/973917/1/Zhao_PhD_S2012.pdf. Page consultée le 18 décembre 2014

Annexe A : Chronologie de l'exploration des hydrocarbures au Québec

1843 : Travaux de William Edmond Logan géologue montréalais et premier responsable du relevé géographique du Canada; menant à une importante carte géologique du Québec;

1860 : Forage des deux premiers puits d'exploration québécois par la Gaspé Mining Company qui procurent de modestes indices de la présence de pétrole et de gaz naturel; les puits sont situés près de Douglastown et du Port de Gaspé, en Gaspésie;

1865 : la Gaspé Petroleum Company fore un troisième puits en Gaspésie à Sandy Beach;

1867 : Le premier puits réalisé dans les basses terres du Saint-Laurent;

1889-1901 : La Petroleum Oil Trust fore 53 puits; ces puits produiront une faible quantité de pétrole ce qui contribuera en partie à la faillite de la compagnie.

1860-1960 : Durant cette période, 79 puits ont été forés en Gaspésie;

1870-1954 : Durant cette période, 42 puits ont été forés dans les basses terres du Saint-Laurent.

1954 : découverte du gisement de Pointe-du-Lac en 1954 dans les basses terres du Saint-Laurent;

1954-1969 : 110 puits ont été forés dans les basses terres du Saint-Laurent suite à la découverte du gisement de Pointe-du-Lac;

1962 : un premier sondage géologique est effectué à Anticosti par l'Impérial Oil. Ce dernier confirme la présence de pétrole et de gaz naturel dans les couches sédimentaires sous-jacentes de l'île. Il est toutefois apparu que ces dernières n'avaient ni l'épaisseur ni la porosité suffisante pour receler des quantités propices à une exploitation commerciale;

1963 : Hydro-Québec est chargée d'effectuer des travaux d'exploration dans le golfe et l'estuaire du Saint-Laurent; elle reçoit les permis d'exploration requis;

1969 : Création de la société d'État provincial Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP); créée afin d'explorer la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol québécois;

1970 : Premier forage dans le golfe du Saint-Laurent à l'île Brion, au nord des îles de la Madeleine; le puits est foré par Hydro-Québec;

1950-1970 : Shell réalise le premier programme sérieux d'exploration au Québec. Shell a alors identifié des indices démontrant l'existence de bassins gaziers naturellement fractionnés, mais est incapable de démontrer l'existence de bassins commercialisables;

1976-1981 : la SOQUIP est mandatée pour prendre la direction de l'exploration et voit sa vocation élargie afin de développer l'industrie et de produire des hydrocarbures afin d'accroître l'autonomie et l'indépendance québécoise en matière énergétique;

1984 : un rapport de la SOQUIP stipule que le Québec n'a qu'un faible potentiel d'hydrocarbures;

1985 : Fondation de Terrenex;

Années 1980-1990 : Les industries Bow Valley (maintenant Talisman) et Amerada Hess (maintenant Suncor) joignent Terrenex dans une importante phase d'exploration au Québec.

Malgré la découverte d'un potentiel et d'un champ gazier considérable dans les schistes de l'Utica (basses terres du Saint-Laurent), Terrenex n'a pas trouvé de réservoirs commercialisables;

1996-1997 : le ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec octroie des permis d'exploration sur 200 768 hectares dans le golfe du Saint-Laurent. La compagnie Corridor Ressources confirmera le potentiel d'exploitation dans le secteur Old Harry. Le gouvernement fédéral ne reconnaîtra pas la validité des permis octroyés par le gouvernement du Québec dans le golfe du Saint-Laurent;

1997 : Les permis d'exploration du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent sont transférés de la SOQUIP à la division du pétrole et du gaz d'Hydro-Québec;

1998 : la SOQUIP est placée sous la tutelle de la Société Générale de financement (SGF).

2000 : Terrenex fonde de la compagnie Questerre afin de mettre l'accent sur une exploration et une exploitation des gaz de schiste en Amérique du Nord, principalement au Canada;

2002 : la division du pétrole et du gaz d'Hydro-Québec présente le *Plan d'exploration pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010*. Ce plan souligne la nécessité de recueillir plus de données au moyen de levés géophysiques afin d'évaluer le potentiel de pétrole et de gaz du Saint-Laurent.

2005 : Talisman s'implique dans l'exploration dans les Basses Terres du Saint-Laurent;

2005 : Le gisement Haldimand, dans la région de Gaspé, est découvert;

2005-2013 : La compagnie Pétrolia effectue des travaux d'exploration sur le gisement Haldimand, en Gaspésie;

2006 : Talisman met le puits Gentilly en action avec succès;

2007 : la division pétrole et gaz naturel d'Hydro-Québec est dissoute; les permis d'exploration sont cédés au secteur privé;

2007 : Junex et Gastem attirent Forest Oil au Québec en mettant de l'avant le potentiel gazier des schistes de l'Utica;

2008 : Les premiers puits (de gaz de schiste) complétés ont été forés par Forest Oil, Junex, Gastem et Questerre. Bien que présentant un succès initial, ces premiers puits n'ont pas démontré un potentiel suffisant;

2008 : Talisman et Questerre examinent d'autres zones des schistes de l'Utica; plus spécifiquement Saint-Édouard. Leurs travaux démontrent alors cette zone possède un fort potentiel gazier. Plusieurs puits de forage ont été construits dans cette région par plusieurs partenaires de l'industrie avec des résultats différents;

2006-2010 : Entre 28 et 31 puits d'explorations de gaz de schiste (selon la source bibliographique) ont été forés dans les basses terres du Saint-Laurent, dont 18 ont été fracturés.

2009 : Première de deux évaluations environnementales stratégiques (EES) couvrant le secteur nord-ouest du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent, du parc marin du Saguenay-St-Laurent jusqu'à l'extrémité ouest de l'île d'Anticosti, soit le secteur du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent situé à l'intérieur des frontières du Québec;

2010-2011 : Suite à la première EES, soulignant la complexité et la fragilité de l'écosystème du fleuve, la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* est adoptée. Cette loi stipule qu'aucun

permis d'exploration ne peut être accordé (et ceux qui ont été accordés préalablement sont révoqués) relativement à la partie du fleuve St-Laurent située à l'ouest de l'extrémité ouest de l'île d'Anticosti (à l'ouest du méridien de longitude 24°31'27") et relativement aux îles situées dans cette partie du fleuve.

2011 : Signature de *l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*; accord portant sur l'exploration et de l'exploitation de pétrole et de gaz naturel dans le secteur québécois du golfe du Saint-Laurent.

2011 : le gouvernement suspend les activités de fracturation hydraulique sur le territoire du Québec; activités qui ne doivent pas être autorisées à nouveau avant la conclusion d'une évaluation environnementale stratégique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

2013 : La compagnie Pétrolia cesse ses travaux d'exploration en Gaspésie sur le gisement Haldimand, en attente d'une orientation du gouvernement québécois.

2013-2014 : Évaluation environnementale stratégique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

2014 : Annonce du plan d'action sur les hydrocarbures.

Annexe B : Cartographique de la géologie des diverses régions visées par l'exploration des hydrocarbures.

Les figures suivantes présentent la cartographie de la géologie des diverses régions visées par l'exploration des hydrocarbures.

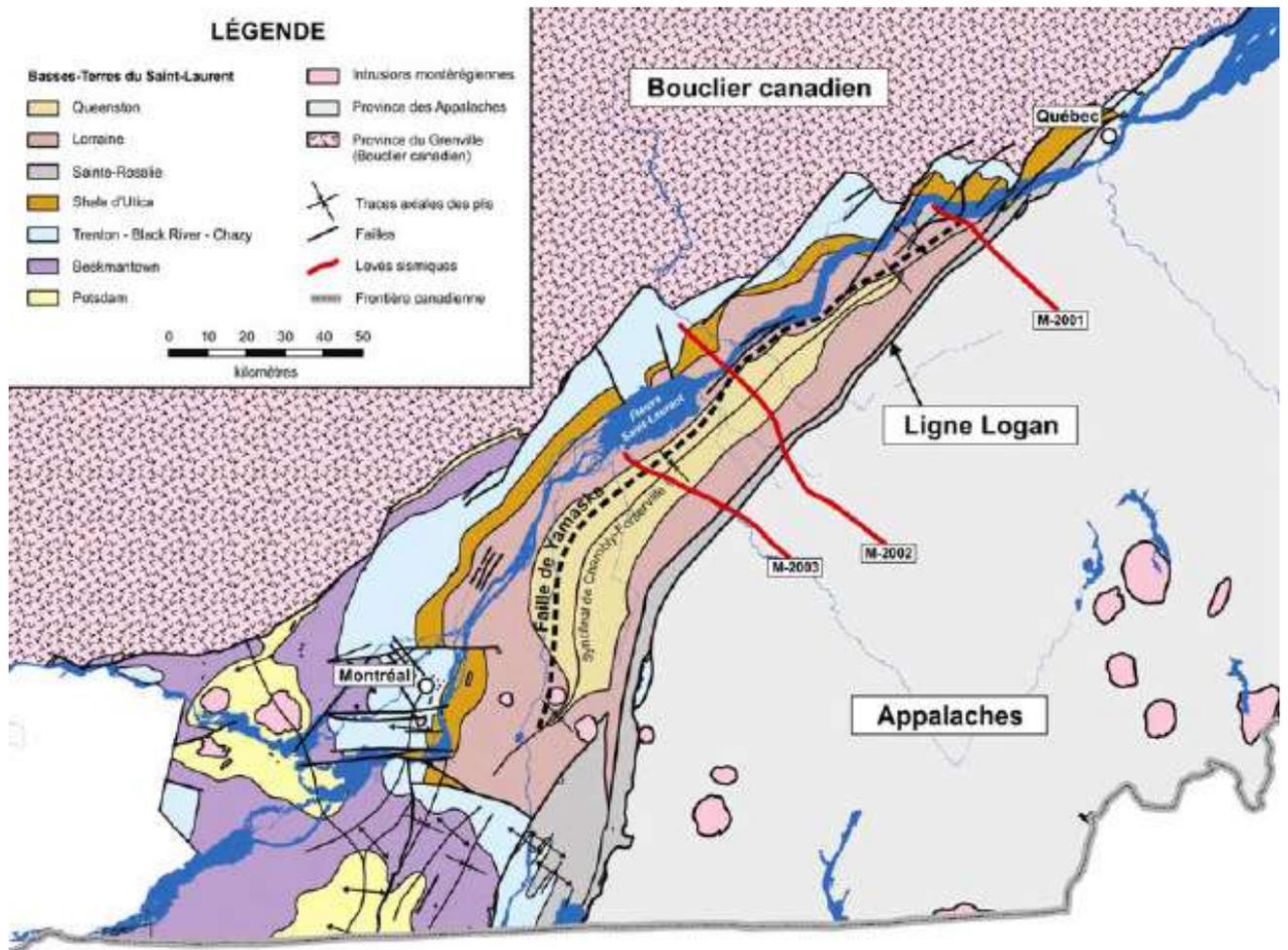


Figure : Carte géologique des basses terres du Saint-Laurent. (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2014)

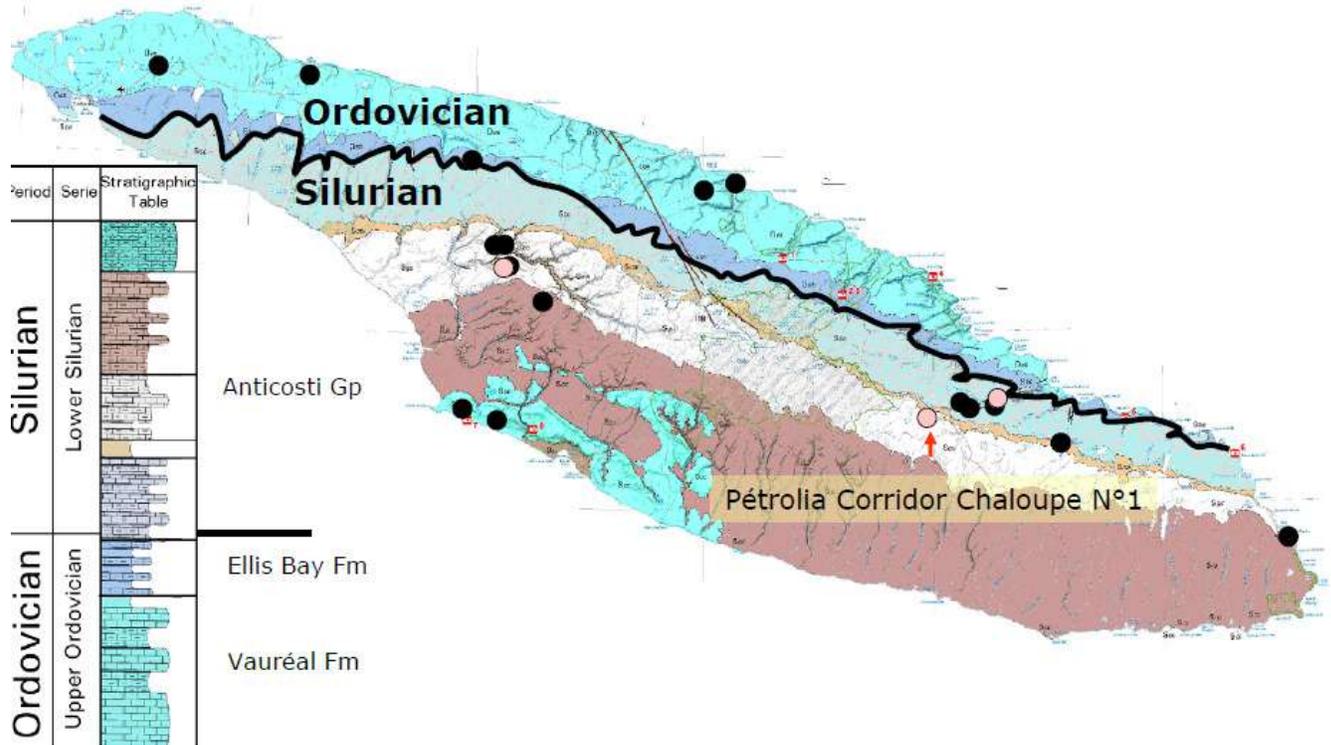


Figure : Carte géologique de l'île d'Anticosti (Sproule, 2011)

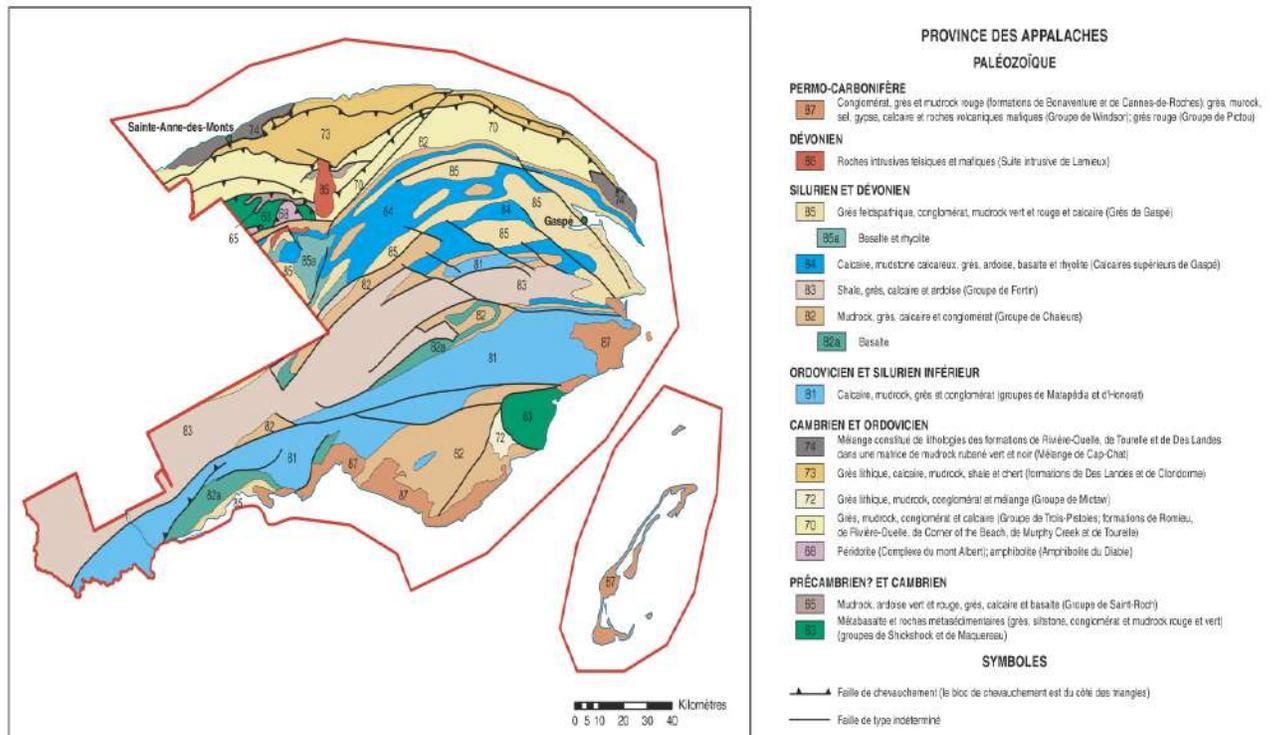


Figure : Carte géologique de la Gaspésie (Ressources naturelles, faune et parc, 2014)

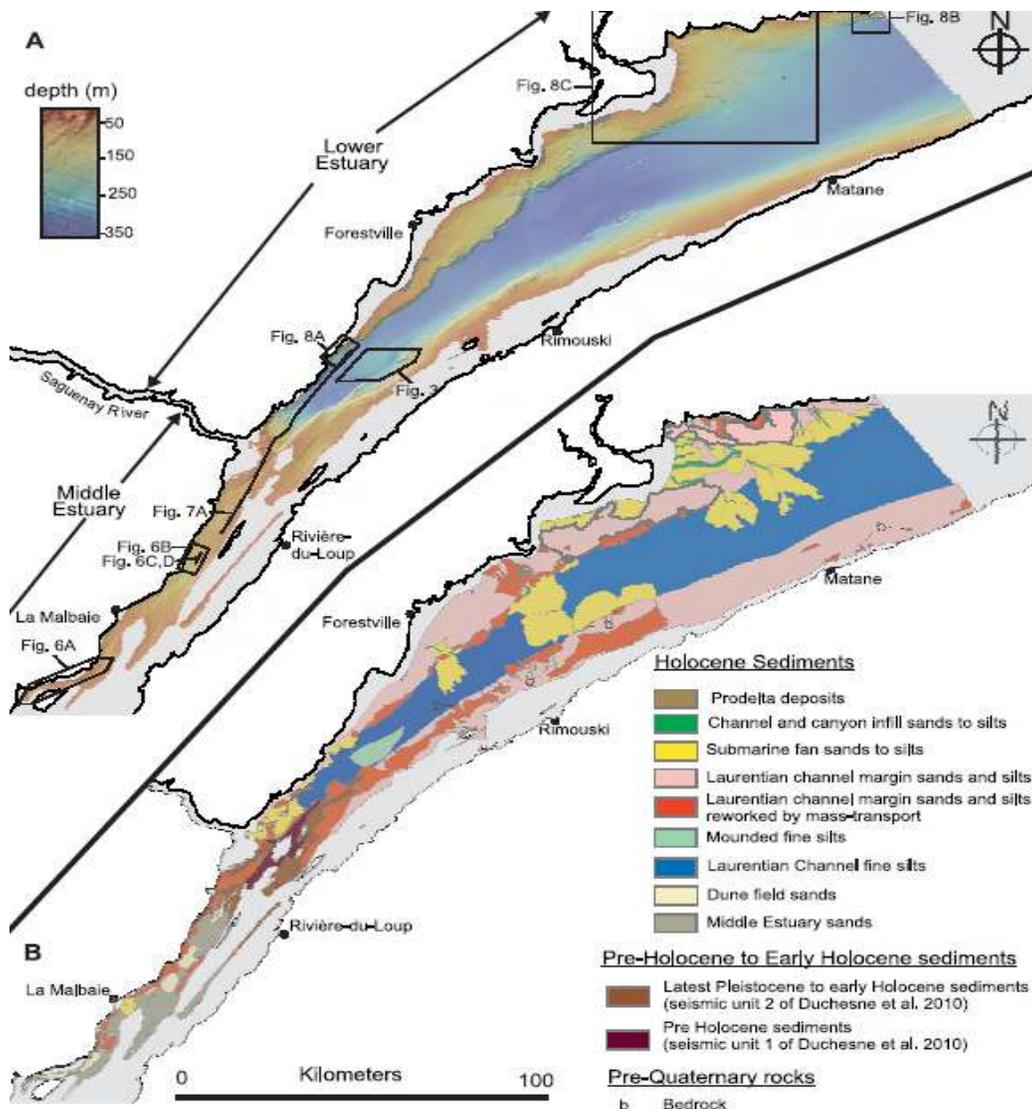


Figure : Carte géologique de l'estuaire du Saint-Laurent¹¹

¹¹Tirées de : https://www.google.ca/search?q=geology+saint+lawrence+gulf&client=firefox-a&hs=Wsa&rls=org.mozilla:en-US:official&channel=sb&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ei=dORUVJyzHMuhAT7toHICQ&ved=0CAkQ_AUoAg&biw=1366&bih=673#facrc=_&imgdii=_&imgsrc=7690sXbztupaBM%253A%3BKfNitEGctLWVbM%3Bhttp%253A%252F%252Fjournals.hil.unb.ca%252Fjournalimages%252FGEOCAN%252F2011%252FVol_38%252FNo_01%252Fgeocan38_1art02_fig2.jpg%3Bhttp%253A%252F%252Fjournals.hil.unb.ca%252Findex.php%252Fgc%252Farticle%252Fview%252F18589%252F20205%3B618%3B854

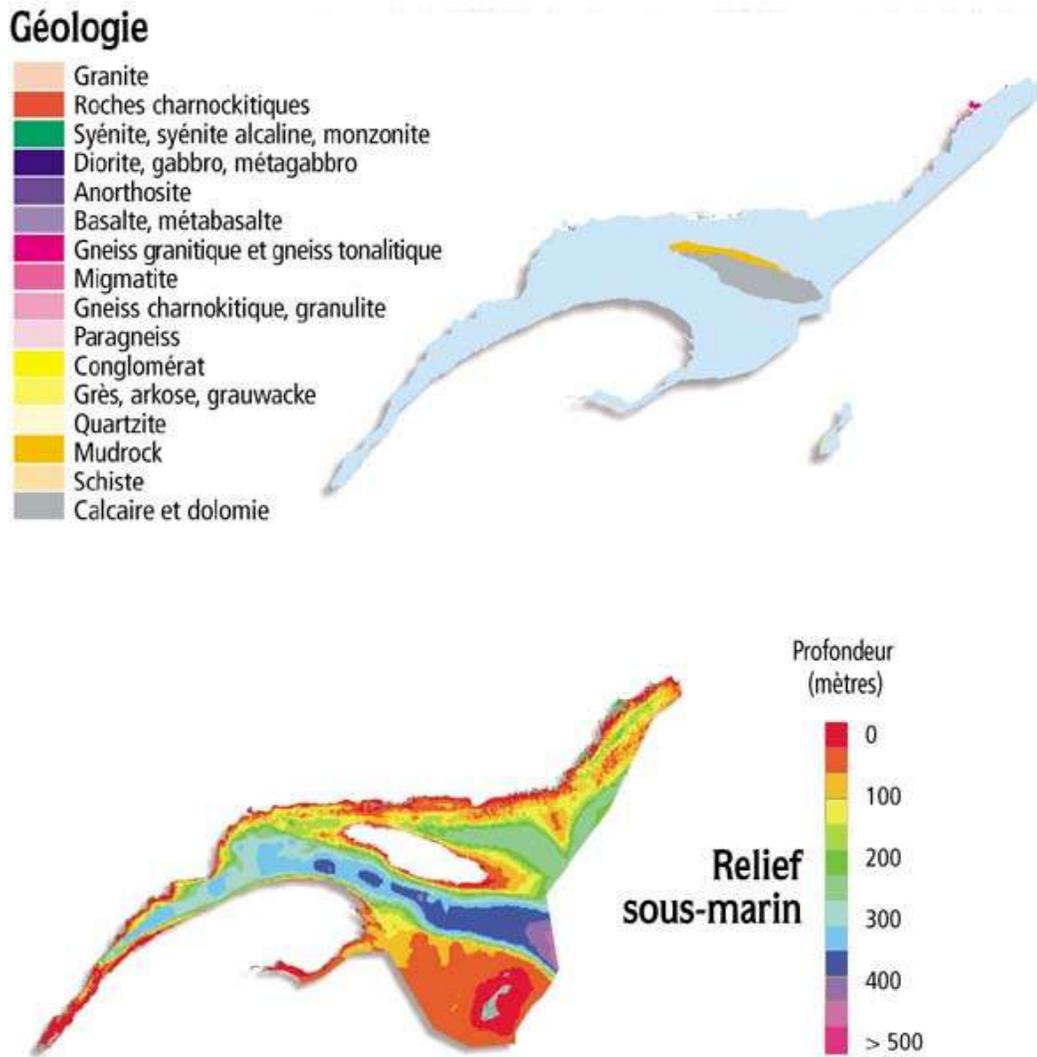


Figure : Carte géologique du golfe du Saint-Laurent (MDDELCC, 2002b)