



ÉTUDE GENV30

ESTIMATION DES INTENSITÉS D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE DIFFÉRENTS BASSINS GÉOLOGIQUES AU QUÉBEC

Étude réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures au Québec

28 octobre 2015

**MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA
LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES
DU QUÉBEC**

ÉTUDE GENV30

ESTIMATION DES INTENSITÉS D'ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE DIFFÉRENTS BASSINS GÉOLOGIQUES AU QUÉBEC

Étude réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures au Québec

28 octobre 2015

RÉFÉRENCE
DOSSIER : SCW-916474

Dépôt légal

Bibliothèque et Archives nationales du Québec
© Gouvernement du Québec

SOMMAIRE

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures propre à l'Île Anticosti, un rapport intitulé « Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti » a été déposé (AENV01). Le présent rapport s'inscrit dans l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures au Québec. Il porte sur l'évaluation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre (GES) qui pourraient résulter d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans d'autres bassins géologiques au Québec, soit le Bas-Saint-Laurent, la Gaspésie et le golfe du Saint-Laurent.

Étant donné l'état actuel de la connaissance, notamment du fait qu'il n'y a pas de données sur le potentiel de récupération d'hydrocarbures pour ces bassins géologiques, il n'est pas possible de calculer les émissions absolues de GES qui pourraient résulter de l'exploitation de chaque structure géologique. Toutefois, à partir de l'étude de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) sur les formations géologiques analogues présentées dans le rapport GTEC01 (Malo et collab., 2015), il est possible d'estimer l'intensité d'émissions de GES d'une potentielle exploitation des hydrocarbures pour ces structures. L'intensité d'émissions de GES est le rapport entre les émissions de GES et la quantité d'énergie produite. L'évaluation de ce paramètre permet de comparer les structures géologiques en termes d'empreinte carbone et pourrait mener à une évaluation des émissions de GES absolues si des données sur la production d'hydrocarbures s'avéraient disponibles dans le futur.

Selon l'INRS, les structures géologiques de Massé, dans le Bas-Saint-Laurent, de Bourque, de Galt et d'Haldimand en Gaspésie contiendraient toutes du gaz et des hydrocarbures liquides dans des proportions variables mais la présence de pétrole serait surtout associée aux structures d'Haldimand et de Galt. Pour ce qui est de la structure d'Old Harry, dans le golfe du Saint-Laurent, l'INRS dispose de peu d'information mais la formation géologique analogue identifiée serait caractérisée par la présence de gaz. Le tableau A résume les principales caractéristiques et les intensités d'émissions de GES des formations

**Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec**

géologiques analogues à celles étudiées par l'INRS. Comme les types d'hydrocarbures contenus dans les analogues géologiques peuvent différer par rapport aux hydrocarbures réellement présents dans les structures géologiques du Québec, les intensités d'émissions de GES représentent les meilleures approximations pouvant être réalisées avec le niveau actuel des connaissances.

Tableau A : Synthèse des caractéristiques et des intensités d'émissions de GES des formations géologiques analogues aux structures géologiques étudiées pour le Québec

Structure géologique (Bassin géologique)	Principal type d'hydrocarbure	Type de forage de l'analogue	Formation géologique analogue	Intensité d'émissions de GES de l'analogue (tCO ₂ eq/BOE)*
Massé (Bas-Saint-Laurent)	Gaz	Conventionnel vertical	Formation de Slave Point. Champ gazier de Ladyfern (Colombie-Britannique)	0,077 à 0,084
Galt (Gaspésie)	Gaz	Horizontal avec fracturation hydraulique	Bassin d'Anadarko (Mississippian limestones) dans les États d'Oklahoma et du Kansas	0,117 à 0,124
	Pétrole	Horizontal avec fracturation hydraulique	Bassin d'Anadarko (Mississippian limestones) en Oklahoma et au Kansas	0,146
Bourque (Gaspésie)	Gaz et condensat	Horizontal avec fracturation hydraulique	Idem structure de Galt contenant du gaz	0,117 à 0,124
Haldimand (Gaspésie)	Pétrole	Horizontal avec fracturation hydraulique	Les grès de la formation de Bakken au Dakota du Nord et en Saskatchewan	0,135
Old Harry (g ₂₂₀ lfe du Saint-Laurent)	Gaz	Conventionnel vertical	Grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la mer du Nord	0,057 à 0,065

Source : Adaptée de Malo et collab., 2015.

*tCO₂ eq/BOE : tonne de CO₂ équivalent par baril équivalent pétrole.

Les intensités d'émissions de GES des formations géologiques ont été évaluées sur le cycle de vie en considérant les étapes de l'exploitation (production), du traitement et du transport des hydrocarbures. À la lumière de l'information dont nous disposons sur le potentiel d'hydrocarbures des structures géologiques du Québec étudiées, la fourchette des intensités d'émissions de GES sur le cycle de vie varierait entre 0,057 tCO₂ eq/BOE et

***Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec***

0,146 t CO₂ eq/BOE. Globalement, l'empreinte carbone est plus élevée pour les formations géologiques renfermant du pétrole notamment en raison de l'étape de raffinage ou pour les formations nécessitant des techniques de forage non conventionnelles. Ainsi, les structures d'Old Harry et de Massé auraient la plus faible empreinte carbone des structures étudiées se démarquant par des émissions moins élevées de GES par baril équivalent pétrole produit, tandis que les autres structures se situent dans la moyenne des émissions liées à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de schiste nord-américain.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE.....	4
1. Introduction	10
2. Intensités d'émissions de GES des principaux bassins géologiques du Québec basées sur les analogues géologiques	11
2.1. Bassin du Bas-Saint-Laurent	12
2.1.1. Structure de Massé.....	12
2.2. Bassin de la Gaspésie.....	13
2.2.1. Structure de Galt	14
2.2.2. Structure de Bourque	18
2.2.3. Structure d'Haldimand	19
2.3. Bassin du golfe du Saint-Laurent.....	22
2.3.1. Structure d'Old Harry	22
3. Intensités d'émissions de GES des procédés de traitement des hydrocarbures.....	23
3.1. Purification du gaz naturel	24
3.2. Liquéfaction du gaz naturel.....	24
3.2.1. Émissions dues à la production de l'énergie nécessaire à la compression et à la réfrigération du gaz naturel	26
3.2.2. Émissions dues à la production de l'énergie nécessaire à la réalisation d'opérations autres que la compression du gaz naturel	26
3.2.3. Ventilation des gaz acides	26
3.2.4. Émissions fugitives et envoi de gaz à la torchère.....	27
3.2.5. Capture et stockage de dioxyde de carbone.....	28
3.2.6. Résumé des émissions de l'étape de liquéfaction du gaz naturel des différentes installations de GNL.....	29
3.3. Émissions de GES dues au raffinage du pétrole	30
3.4. Émissions de GES dues au transport des hydrocarbures produits.....	31
3.5. Sommaire des émissions de GES des structures géologiques au Québec	31
4. Conclusion.....	34
5. Références	38

Liste des figures

Figure 1. Coupe stratigraphique du bassin de la Gaspésie.....	13
Figure 2. Coupe structurale schématique de la structure de Galt montrant les réservoirs potentiels	15
Figure 3. Carte de localisation du bassin d'Anadarko.	16
Figure 4. Émissions de GES de la production du gaz de schiste	18
Figure 5. Localisation de la structure de Bourque.....	19
Figure 6. Localisation de la structure d'Haldimand.....	20
Figure 7. Localisation de la structure d'Old Harry.....	22
Figure 8. Émissions de GES du raffinage en fonction de la densité API du brut	30

Liste des tableaux

Tableau A. Synthèse des caractéristiques et des intensités d'émissions de GES des formations géologiques analogues aux structures géologiques étudiées pour le Québec	5
Tableau 1. Principales sources d'émissions de GES du processus de production du gaz naturel liquéfié.....	25
Tableau 2. Intensités d'émissions de GES dues aux purges d'azote, aux émissions fugitives et au méthane envoyé à la torchère	28
Tableau 3. Résumé des émissions de GES de la liquéfaction du gaz naturel.....	29
Tableau 4. Estimation des intensités d'émissions de GES de l'exploitation d'hydrocarbures des différents bassins géologiques du Québec.....	33

Liste des abréviations et sigles

API	American Petroleum Institute
BOE	Baril équivalent pétrole
CARB	California Air Resources Board
CH ₄	Méthane
CO ₂	Dioxyde de carbone
gCO ₂ eq	Gramme d'équivalent dioxyde de carbone
gCO ₂ eq/MJ	Gramme d'équivalent dioxyde de carbone par mégajoule d'énergie
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié (LNG en anglais)
H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
ICCT	International Council on Clean Transportation
INRS	Institut national de la recherche scientifique
kgCO ₂ eq	Kilogramme d'équivalent dioxyde de carbone
MDDELCC	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MJ	Mégajoules d'énergie
N ₂ O	Oxyde nitreux ou protoxyde d'azote
OPGEE	Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator
tCO ₂ eq	Tonne de CO ₂ équivalent. Le CO ₂ étant du dioxyde de carbone
tCO ₂ eq/BOE	Tonne d'équivalent dioxyde de carbone par baril équivalent pétrole
tCO ₂ eq/tGNL	Tonne d'équivalent dioxyde de carbone par tonne de gaz naturel liquéfié produit
tGNL	Tonne de gaz naturel liquéfié

1. Introduction

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (EES) sur les hydrocarbures au Québec, le présent rapport présente une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en termes d'intensité d'émissions de GES¹ qui pourraient résulter d'une éventuelle exploitation de certains bassins géologiques québécois pouvant avoir un potentiel en hydrocarbures.

Puisque le potentiel récupérable d'hydrocarbures de ces structures géologiques du Québec n'est pas encore connu, il n'est pas possible d'estimer les émissions absolues de GES dues à l'exploitation de chaque structure géologique. Toutefois, à partir des formations géologiques analogues présentées par l'INRS dans le rapport « GTEC01 – Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent », il est possible d'estimer l'intensité d'émissions de GES d'une potentielle exploitation des hydrocarbures pour ces structures. Cette intensité d'émissions de GES peut être exprimée en grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule d'énergie produite, en kilogrammes d'équivalent CO₂ par baril équivalent pétrole, en kilogrammes d'équivalent CO₂ par mètre cube de gaz naturel, etc.

Puisque les émissions de gaz à effet de serre en lien avec l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti ont été déjà abordées dans les études AENV01 et AENV17, elles ne seront pas traitées dans la présente étude. Rappelons que pour Anticosti, il a été possible de faire une évaluation préliminaire des émissions absolues de GES en utilisant les données déclarées à l'United States Environmental Protection Agency (USEPA) provenant de l'exploitation d'une formation géologique analogue, soit la formation du Shale d'Utica-Point Pleasant. Une telle approche n'a pu être utilisée pour les bassins géologiques étudiés en raison du manque de données.

Dans les sections suivantes, les intensités d'émissions de GES des formations géologiques qui pourraient avoir un potentiel en hydrocarbures au Québec sont présentées en fonction des caractéristiques de leurs analogues et en considérant les

¹ L'intensité d'émissions de GES est le rapport entre les émissions de GES et la quantité d'énergie produite.

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

étapes suivantes du cycle de vie : l'exploitation des hydrocarbures gazeux et liquides (section 2) et les procédés de traitement des hydrocarbures gazeux et liquides incluant leur transport (section 3).

Les principaux gaz à effet de serre produits par les activités d'exploration et d'exploitation gazières et pétrolières sont les suivants : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et, en moindre mesure, l'oxyde nitreux (N₂O). Les émissions de ces gaz sont généralement classées en trois catégories :

- les émissions de combustion qui, comme l'indique le nom, proviennent de la combustion des combustibles fossiles lors de l'utilisation des foreuses, des génératrices, des pompes, des compresseurs, des torchères, des camions, etc.;
- les émissions ventilées, issues des activités normales;
- les émissions fugitives, c'est-à-dire les fuites non intentionnelles de gaz.

Pendant les phases d'exploration et d'exploitation, les émissions de CO₂ et de CH₄ se produisent principalement aux étapes de forage, de fracturation hydraulique, de complétion, de pompage, de déshydratation, de désulfuration et de compression ainsi que lors des transports. Ces émissions dépendent des technologies utilisées.

2. Intensités d'émissions de GES des principaux bassins géologiques du Québec basées sur les analogues géologiques

Les principaux bassins géologiques du Québec potentiellement exploitables pour leur contenu en hydrocarbures étudiés par l'INRS (GTEC01) sont les suivants :

- le bassin du Bas-Saint-Laurent;
- le bassin de la Gaspésie;
- le bassin du golfe du Saint-Laurent;

2.1. Bassin du Bas-Saint-Laurent

2.1.1. Structure de Massé

Le réservoir de la structure de Massé se trouve dans les calcaires siluriens de la formation de Sayabec. Il s'agit de zones de calcaires dolomitisés et fracturés dans lesquels une porosité secondaire s'est développée. Du gaz et des venues de pétrole ont été observés lors des forages des puits Massé n° 1 et n° 2 (Malo et collab., 2015).

Les réservoirs associés à des dolomies hydrothermales, c'est-à-dire des carbonates transformés en dolomies résultant de la circulation de fluides hydrothermaux créant une porosité secondaire, constituent des analogues au type de réservoir trouvé dans la structure de Massé.

L'analogie suggérée par l'INRS pour la structure de Massé serait la formation de Slave Point dans le nord-est de la Colombie-Britannique, plus spécifiquement le champ gazier de Ladyfern. Il s'agit d'un champ gazier très productif de type conventionnel dont les teneurs en CO₂ et en H₂S sont faibles. Malgré le fait que des forages horizontaux et des fracturations hydrauliques peuvent être réalisés occasionnellement en Colombie-Britannique, les dolomies hydrothermales de la formation de Slave Point sont établies comme étant des réservoirs exploités principalement de façon conventionnelle, c'est-à-dire qui ne nécessitent pas de fracturation hydraulique (Malo et collab., 2015).

Des données spécifiques sur les émissions de GES du champ gazier Ladyfern n'étant pas disponibles, nous avons utilisé des valeurs moyennes de l'exploitation gazière de l'Ouest canadien pour déterminer l'intensité d'émissions de GES de cette exploitation. Le modèle de calcul des émissions de GES sur la base du cycle de vie GHGenius version 4.03, développé par Ressources naturelles Canada, permet d'obtenir l'intensité d'émissions de GES du gaz naturel conventionnel produit dans l'Ouest canadien. Selon cette source, les émissions de GES par mégajoule d'énergie produite sont de 7,086 gCO₂eq/MJ, soit 0,044 tCO₂eq par baril équivalent pétrole (BOE).

2.2. Bassin de la Gaspésie

Dans le bassin de la Gaspésie se trouvent les structures de Galt, d'Haldimand et de Bourque. La figure 1 montre une coupe stratigraphique des différentes formations géologiques du bassin de la Gaspésie.

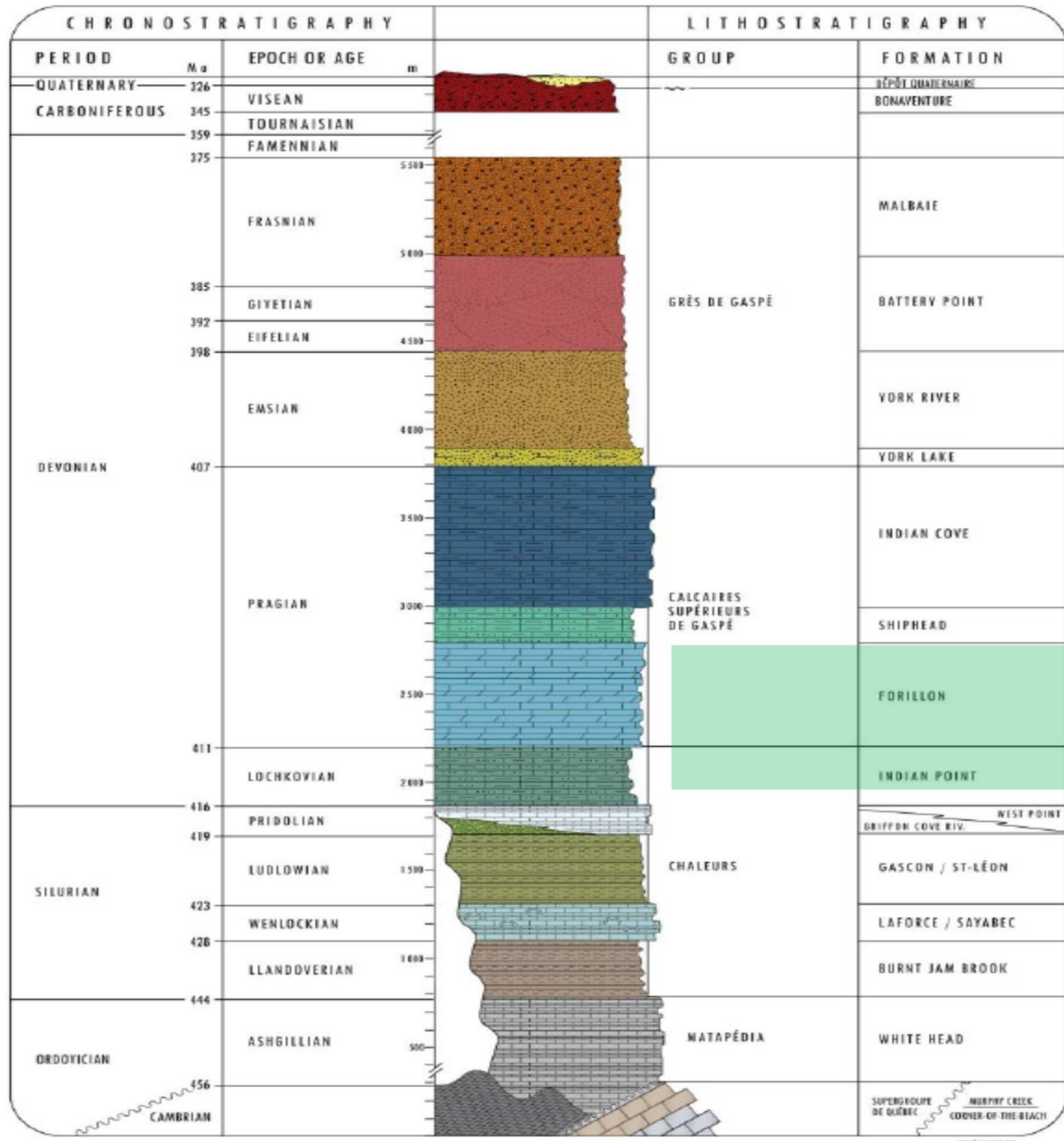


Figure 1. Coupe stratigraphique du bassin de la Gaspésie (Marcil et collab., 2013)

2.2.1. Structure de Galt

Le réservoir principal de la structure de Galt se trouve dans les calcaires dévoniens de la formation de Forillon (puits Galt n° 4) et d'autres réservoirs potentiels d'hydrocarbures se trouvent dans les formations de York River, d'Indian Cove et d'Indian Point. Le piège à hydrocarbures est un anticlinal ouvert à faible plongée possédant une fermeture dans les quatre directions (Malo et collab., 2015). Il faut mentionner qu'un anticlinal est un pli d'une couche géologique de forme convexe, c'est-à-dire en forme de dôme. Une porosité secondaire due à la dolomitisation a été observée localement.

Déjà en 2001, la structure de Galt a été considérée comme un champ gazier. Le gaz naturel a été commercialisé pendant quelques années. Il était compressé et transporté par camion vers les industries de la pêche à Rivière-au-Renard et Gaspé. Toutefois, des activités d'exploration postérieures ont permis de reconnaître trois unités réservoirs potentielles : 1) les grès de la formation de York River contenant du pétrole lourd dans les 500 premiers mètres de la structure, 2) les calcaires dolomitisés de la formation d'Indian Cove avec du pétrole léger entre 500 et 1 500 mètres de profondeur, et 3) les calcaires de la formation de Forillon ayant du gaz naturel entre 1 500 et 2 500 mètres de profondeur. (Malo et collab., 2015).

La figure 2 présente une coupe schématique de la structure de Galt montrant ses réservoirs potentiels et les types d'hydrocarbures présents.

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

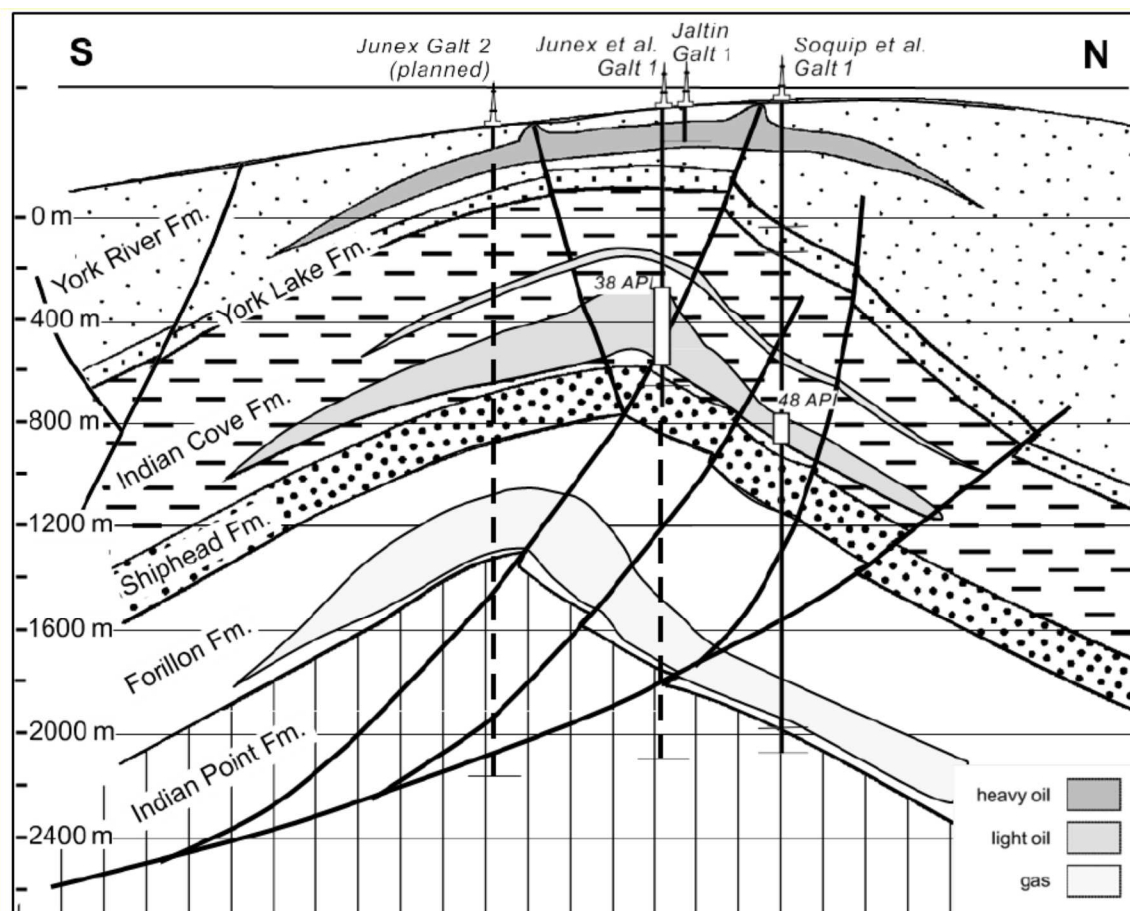


Figure 2. Coupe structurale schématique de la structure de Galt montrant les réservoirs potentiels (Malo et collab., 2015)

Selon l'INRS, le récent forage du puits horizontal Galt No 4 a permis de déterminer la présence de pétrole léger dans la formation de Forillon. La longueur totale du forage est de 2 400 mètres et l'épaisseur moyenne de la zone productrice serait de 200 mètres (Junex, 2015). La compagnie a réalisé des forages horizontaux orientés perpendiculairement à la direction dominante des fractures naturelles ce qui a permis de rencontrer des zones fracturées ouvertes et contenant du pétrole. Cette fracturation naturelle a permis de ne pas avoir recours à la fracturation hydraulique.

Les réservoirs avec une porosité secondaire associée à des fractures naturelles constituent des analogues pour le réservoir dans la formation de Forillon de la structure de Galt. Les calcaires fracturés d'âge mississippien, le Mississippian Limestone du bassin

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

Anadarko en Oklahoma et au Kansas, aux États-Unis, ont été signalés comme des analogies de la structure de Galt (Malo et collab., 2015).

Le bassin d'Anadarko, qui couvre une superficie de 130 000 km², est situé au nord-ouest de l'État de l'Oklahoma et au sud-ouest de l'État du Kansas. Une partie du bassin se retrouve également au Colorado et au Texas. Toutefois, l'essentiel de la production gazière et pétrolière au sein du Mississippian Limestone est réalisée en Oklahoma et au Kansas. La figure 3 présente la carte de localisation du bassin d'Anadarko.

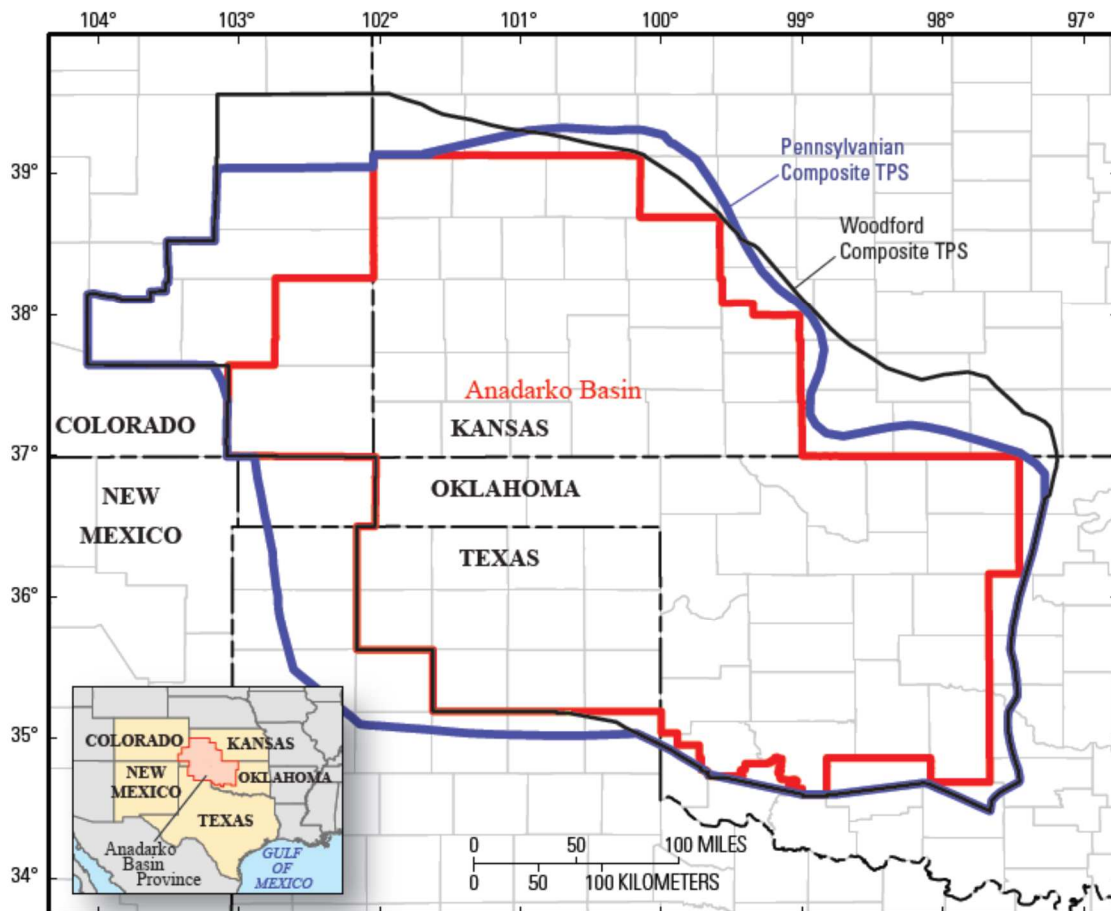


Figure 3. Carte de localisation du bassin d'Anadarko. (Higley et collab., 2010)

Dans le Mississippian Limestone, les hydrocarbures ont été exploités initialement par des puits verticaux et par puits horizontaux à partir de 2007. Dans certains cas, les producteurs ont recours à la fracturation hydraulique par puits horizontaux pour augmenter la production.

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

Bien qu'il n'y ait pas eu de fracturation hydraulique dans la structure de Galt jusqu'ici, il n'est pas impossible qu'on ait éventuellement recours à cette technique pour augmenter la production. Par conséquent, afin d'avoir une approche prudente concernant les émissions de GES dues à l'exploitation de cette structure, nous avons considéré que, à l'instar de l'analogie proposée, le Mississippian Limestone, l'exploitation pourrait être réalisée par forage horizontal avec fracturation hydraulique. Ainsi, il s'agirait d'émissions de GES du même ordre de grandeur que celles liées à l'exploitation du gaz naturel et du pétrole du bassin d'Anadarko.

Pour ce qui est des émissions de GES liées à l'exploitation du gaz naturel, Weber et Clavin (2012) ont fait une revue de littérature des analyses du cycle de vie de l'intensité d'émissions de GES de la production de gaz de schiste aux États-Unis. Selon les différents chercheurs consultés l'intensité des émissions de GES varie entre 7,6 gCO₂eq/MJ et 24,6 gCO₂eq/MJ. Toutefois, pour la plupart des études, les intensités d'émissions de GES varient entre 11,8 gCO₂eq/MJ et 12,9 gCO₂eq/MJ. La figure 4 montre les résultats obtenus par les différents chercheurs.

Toujours selon Weber et Clavin, la meilleure estimation serait 13,5 gCO₂eq/MJ. Par conséquent, la valeur d'intensité d'émissions de GES retenue pour la production du gaz naturel de la structure de Galt serait 13,5 gCO₂eq/MJ, soit 0,084 tCO₂eq/BOE.

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

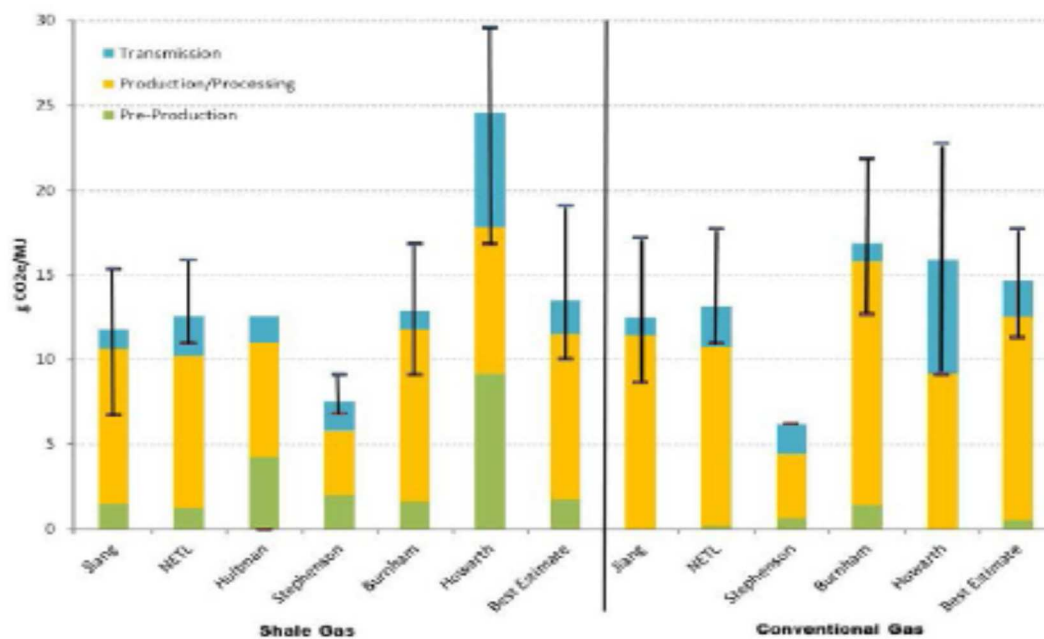


Figure 4. Émissions de GES de la production du gaz de schiste

(Source : Weber et Clavin, 2012)

Pour ce qui est de l'intensité d'émissions de GES de la production de pétrole du bassin Anadarko en Oklahoma, elle serait de l'ordre de 12,03 gCO₂eq/MJ, soit 0,075 tCO₂eq/BOE (CARB, 2015).

2.2.2. Structure de Bourque

La structure de Bourque se situe dans la région nord-est de la Gaspésie, à 30 km à l'est de la ville de Murdochville. Malgré le fait que les récifs de la formation de West Point constituaient la cible initiale du projet de forage du puits Bourque n° 1, des réservoirs d'hydrocarbures ont été rencontrés dans la formation de Forillon. Du gaz naturel et des condensats ont été récupérés dans le puits Bourque n° 2.

La figure 5 présente la localisation géographique de la structure de Bourque.



Figure 5. Localisation de la structure de Bourque

(Source : <http://www.petroliia-inc.com/fr/corporatif/projets/projet-bourque>)

À l'instar de la structure de Galt, les calcaires fracturés de la formation de Forillon constitueraient le réservoir ciblé et le Mississippian Limestones du bassin d'Anadarko représenterait la meilleure analogie pour la structure de Bourque (Malo et collab., 2015).

Conséquemment, tout comme pour la structure de Galt, l'intensité d'émissions de GES de la production de gaz naturel de la structure de Bourque serait de 13,5 gCO₂eq/MJ, soit 0,084 tCO₂eq/BOE.

2.2.3. Structure d'Haldimand

La structure d'Haldimand est située sur la péninsule du même nom en périphérie de la ville de Gaspé, dans le secteur forestier de Sandy Beach. La figure 6 présente la localisation géographique de la structure d'Haldimand.



Figure 6. Localisation de la structure d'Haldimand

(Source : <http://www.petroliia-inc.com/fr/corporatif/projets/projet-haldimand>)

Le réservoir de la structure d'Haldimand se trouve dans les grès de la formation de York River. Les zones testées montrent en général une faible porosité. Le puits Haldimand n° 1 a rencontré une zone de 140 m d'épaisseur saturée en hydrocarbures dans laquelle des hydrocarbures liquides d'une densité API² de 47° ont été retrouvés.

Le puits Haldimand n° 4 a été foré à l'aide de la technologie de forage horizontal, perpendiculaire à l'orientation préférentielle des fractures naturelles pour favoriser le transport des hydrocarbures vers la section verticale du puits. En utilisant les fractures naturelles observées, à ce jour, il n'aurait pas été nécessaire de recourir à la fracturation hydraulique. Les tests de production réalisés dans les puits d'Haldimand ont donné comme résultat l'obtention d'un pétrole léger dont la densité API était de 53°.

Selon Lavoie et collab. (2009), les grès dévoniens de la formation d'Oriskany, situés dans la partie nord-est du bassin des Appalaches, aux États-Unis, constituent un bon équivalent

² Densité API : échelle de densité créée par l'[American Petroleum Institute](http://www.petroleum-institute.com) (API) et le National Institute of Standards and Technology (NIST) permettant d'exprimer la densité du [pétrole brut](#). Plus un brut est léger, plus sa densité est faible et plus sa densité API est élevée. L'eau, dont la densité est de 1 a une densité API de 10 (Source : Wikipédia).

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

aux grès de la formation de York River de la structure d'Haldimand. Toutefois, puisque les grès de la formation d'Oriskany produisent essentiellement du gaz naturel et que la structure d'Haldimand semble produire principalement du pétrole, les grès du membre médian de la formation de Bakken, au Dakota du Nord et en Saskatchewan, dans le bassin de Williston, constitueraient le meilleur analogue de la structure d'Haldimand (Malo et collab., 2015).

La formation de Bakken est divisée en trois membres. Les membres inférieur et supérieur sont des shales riches en matières organiques considérées comme étant des roches mères. Le membre médian est un grès présentant localement une bonne porosité, mais avec une faible perméabilité caractéristique des réservoirs étanches.

Le pétrole de la formation de Bakken est un pétrole léger de réservoirs étanches, aussi connu sous le nom de pétrole de schiste de réservoirs étanches, et se trouve dans les formations de roche sédimentaire caractérisées par une très faible perméabilité. Le pétrole de réservoirs étanches est en majeure partie issu de siltite, de grès, de calcaire et de dolomie très peu perméables liés aux schistes desquels le pétrole est extrait (Ressources naturelles Canada, 2014). L'extraction du pétrole piégé dans ces unités lithostratigraphiques relativement imperméables requiert des techniques de stimulation du puits, y compris le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

Pour ce qui est de l'intensité d'émissions de GES de la production de pétrole de schiste de la formation de Bakken, le California Air Resources Board (CARB) a publié des tables d'intensité d'émissions de GES des pétroles produits ou importés par les Etats-Unis (CARB, 2015). Les calculs des intensités d'émissions de GES des différentes sources de pétrole sont réalisés à l'aide du logiciel de calcul des émissions de gaz à effet de serre de la production de pétrole OPGEE³. Selon le CARB, la production de pétrole de la formation de Bakken émet 10,18 gCO₂eq/MJ, soit 0,064 tCO₂eq/BOE.

³ Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator. OPGEE v1.1, Draft E. Department of Energy Resources Engineering, Stanford University.

2.3. Bassin du golfe du Saint-Laurent

2.3.1. Structure d'Old Harry

Comme l'illustre la figure 7, la structure d'Old Harry se situe dans le golfe du Saint-Laurent, à 80 km des Îles-de-la-Madeleine et à 100 km de Terre-Neuve.



Figure 7. Localisation de la structure d'Old Harry

(Source : <http://www.evidentia.net/fr/old-harry-i/>)

La structure d'Old Harry serait un piège d'hydrocarbures de type dôme salin. Ce sont les unités salifères et évaporitiques du Groupe de Windsor qui ont remonté pour former une structure en dôme allongé. La structure d'Old Harry appartient aux grès du Carbonifère supérieur (Lavoie et collab., 2009).

Étant donné qu'il n'y a eu aucun forage dans la structure d'Old Harry, il n'y a aucune information suffisamment documentée sur les caractéristiques des roches-réservoirs ni sur les types d'hydrocarbures qui pourraient y être récupérés. Toutefois, ce sont les grès de la formation de Bradelle qui pourraient constituer le réservoir potentiel. Ces grès ont une épaisseur de 30 m dans le puits de l'île Brion, au nord des Îles-de-la-Madeleine (Lavoie et collab., 2009).

Les grès fluviatiles carbonifères du bassin permien dans la partie sud de la mer du Nord constitueraient l'analogie pour la structure d'Old Harry (Malo et collab., 2015). La partie sud de la mer du Nord est un producteur majeur de gaz naturel qui borde les côtes du Royaume-Uni, des Pays-Bas, du Danemark et de l'Allemagne. C'est en 1959 que le

champ gazier de Groningen a été découvert. Il est encore le plus grand champ gazier d'Europe et compte parmi les dix plus importants au monde.

Étant donné que la production de gaz naturel en Allemagne est réalisée principalement dans la région nord-ouest du pays qui correspond au bassin permien de la partie sud de la mer du Nord, les données d'intensité d'émissions de GES de la production du gaz naturel allemand ont été utilisées pour estimer les émissions de GES d'une potentielle exploitation d'hydrocarbures dans la structure d'Old Harry. La base de données Écoinvent⁴ dans sa version 3.1 présente les émissions de GES de la production du gaz naturel en Allemagne. Selon l'analyse du cycle de vie, les émissions de GES de la production de gaz naturel en Allemagne sont de 0,148 kg d'équivalent CO₂ par mètre cube, soit 3,924 gCO₂eq/MJ ou 0,025 tCO₂eq/BOE.

3. Intensités d'émissions de GES des procédés de traitement des hydrocarbures

Étant donné que les structures géologiques mentionnées à la section 2 peuvent comporter du gaz ou du pétrole et que les procédés de traitement sont fort différents pour ces deux types d'hydrocarbures, la section 3 présente les intensités d'émissions de GES liées aux différents types de traitement qui y sont associés. Ainsi, les sections 3.1 et 3.2 concernent le gaz naturel et la section 3.3 concerne le pétrole. La section 3.4 touche le transport et concerne les deux types d'hydrocarbures. En référence à la section précédente, les structures géologiques auxquelles l'étude de l'INRS associe la présence de gaz en très grande majorité sont les suivantes : Massé, Bourque (avec condensat⁵) et Old Harry. La structure d'Haldimand est associée à du pétrole principalement tandis que la structure de Galt est associée à la présence de gaz et de pétrole.

⁴ <http://www.ecoinvent.org>

⁵ Condensat : selon la Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), les condensats sont des hydrocarbures habituellement produits avec le gaz naturel et qui sont liquides à pression et température normales (traduction libre, <http://www.capp.ca/library/glossary>)

3.1. Purification du gaz naturel

Dans la plupart des cas, le gaz naturel extrait se trouve mélangé avec d'autres substances comme le dioxyde de carbone, l'azote, le sulfure d'hydrogène, l'ammoniac, l'eau, l'éthane, le propane, le butane, l'hydrogène, etc.

Le traitement du gaz naturel est l'ensemble des opérations que l'on fait subir au gaz brut extrait du gisement pour le rendre utilisable. Les différents traitements sont effectués sur place, dès la sortie du gaz brut, dans une usine de traitement. Pour être utilisé, le gaz naturel doit :

- être sec, c'est-à-dire ne contenir ni eau ni hydrocarbures à l'état liquide;
- être débarrassé de ses composants acides ou toxiques;
- avoir un pouvoir calorifique et une densité ne variant pas.

Dans les procédés de purification du gaz naturel, les principales sources de gaz à effet de serre sont :

- les fuites du gaz naturel des équipements;
- les opérations de ventilation du gaz naturel;
- l'envoi de gaz naturel à la torchère (p. ex., sécurité, urgence);
- la combustion de combustibles fossiles requise pour produire l'énergie nécessaire aux opérations de purification du gaz naturel.

Étant donné que les opérations de purification du gaz naturel sont généralement réalisées aux sites de production, ces émissions de GES sont incluses dans les émissions de l'étape de production du gaz naturel.

3.2. Liquéfaction du gaz naturel

Lorsque les gisements gaziers ne sont pas situés dans une zone desservie par un réseau de gazoducs, la liquéfaction est requise, ce qui serait le cas actuellement pour les bassins géologiques étudiés. Ainsi, une fois extrait et épuré, le gaz naturel est transporté par gazoduc jusqu'à une usine où il est liquéfié pour être embarqué sur un méthanier. Lors de

**Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec**

la liquéfaction, à environ -162 °C, le volume du gaz naturel diminue de 600 fois, de sorte qu'il est plus facile à transporter jusqu'à un autre terminal méthanier où il sera regazéifié.

En 2013, Delphi Group a réalisé une étude commandée par le BC Climate Action Secretariat ayant pour objectif d'estimer les émissions de GES en lien avec la production de gaz naturel liquéfié (GNL). À l'aide du logiciel GHGenius, Delphi Group a estimé les émissions de GES d'une usine de liquéfaction. Plusieurs scénarios ont été quantifiés, dont un prévoyant que les besoins en électricité de l'usine sont comblés par une centrale au gaz naturel sur le site (Delphi Group, 2013). Par ailleurs, selon l'étude AENV17 réalisée par la firme WSP dans le cadre de l'EES sur Anticosti, la meilleure option serait que tous les équipements et toutes les unités de procédés de l'usine de production de GNL soient alimentés par une centrale électrique fonctionnant à l'éthane (WSP, 2015).

Le tableau 1 présente une distribution typique des émissions de gaz à effet de serre des usines de fabrication de gaz naturel liquéfié. Selon ce tableau, les opérations de compression et de réfrigération du gaz naturel sont les principales sources d'émissions de GES.

Tableau 1. Principales sources d'émissions de GES du processus de production du gaz naturel liquéfié

Source de GES	Pourcentage du total
Production d'énergie pour la compression et la réfrigération	78 %
Production d'énergie pour les opérations autres que la compression	8 %
Ventilation des gaz acides	6 %
Émissions fugitives et envoi de gaz à la torchère	2 %
Autres sources	6 %

Source : Delphi Group, 2013

Ces différentes sources d'émissions de GES sont présentées plus en détail aux sections 3.2.1 à 3.2.6.

3.2.1. Émissions dues à la production de l'énergie nécessaire à la compression et à la réfrigération du gaz naturel

Les émissions de GES dues à la production d'électricité de la plupart des usines de production de GNL varient entre 0,19 et 0,25 tCO₂eq par tonne de GNL produit. Ces usines fonctionnent en mode « direct-drive », c'est-à-dire que les compresseurs sont alimentés par le gaz produit sur le site et que l'énergie électrique nécessaire est produite par des génératrices aussi alimentées au gaz.

Toutefois, si l'électricité nécessaire à toutes les opérations de l'usine, incluant les systèmes de compression et de réfrigération, est produite par des turbines au gaz naturel ou à l'éthane (comme le propose WSP dans l'étude AENV17), les émissions de GES pourraient être réduites modérément à une valeur comprise entre 0,13 et 0,17 tCO₂eq/tGNL (Delphi Group, 2013).

Si l'électricité était de source hydroélectrique, les émissions pourraient encore être réduites, mais pour cela, il faut que les gisements soient situés à proximité d'un réseau de distribution.

3.2.2. Émissions dues à la production de l'énergie nécessaire à la réalisation d'opérations autres que la compression du gaz naturel

La consommation d'électricité pour des opérations autres que la compression du gaz naturel dépend de la configuration de l'usine de GNL. En absence d'information détaillée sur l'usine de production de GNL, les émissions de GES dues à cette consommation énergétique doivent être estimées à partir d'autres installations existantes. Selon les standards de l'industrie du GNL, les émissions de GES reliées à la production de l'électricité nécessaire aux opérations de l'usine autres que la compression du gaz naturel varient entre 0,022 et 0,032 tCO₂eq par tonne de GNL produit (Delphi Group, 2013).

3.2.3. Ventilation des gaz acides

Les émissions dues à la ventilation des gaz acides sont estimées en fonction de la concentration de CO₂ présente dans le gaz naturel. Plus grande est la concentration de

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

CO₂ dans le gaz naturel, plus importantes sont les émissions de CO₂. À titre d'exemple, si la concentration de CO₂ dans le gaz naturel est de 1 % molaire (2,6 % en masse), la quantité de CO₂ ventilé est estimée à 0,026 tCO₂eq par tonne de GNL (Delphi Group, 2013). Comme on ne dispose pas, à l'heure actuelle, de données complètes sur la composition du gaz naturel des différentes structures géologiques à l'étude, il est difficile d'évaluer les émissions de GES dues à la ventilation des gaz acides. À défaut de données plus précises sur les bassins géologiques, l'hypothèse d'une proportion de CO₂ de 1 % utilisée par WSP pour Anticosti dans l'étude AENV17 est retenue aux fins de calcul des émissions de GES correspondant à la ventilation des gaz acides.

3.2.4. Émissions fugitives et envoi de gaz à la torchère

Des émissions fugitives de méthane peuvent se produire dans les installations de production de GNL lors de l'enlèvement de l'azote ou en raison des fuites des équipements ou des tuyauteries. Par ailleurs, la présence d'une torchère est obligatoire pour des raisons de sécurité et du gaz naturel peut y être envoyé de façon occasionnelle. Quelques usines de production de GNL, comme Snøhvit, en Norvège, ou Pluto LNG, en Australie, utilisent des compresseurs pour récupérer le méthane durant les purges d'azote et le recycler dans le but de l'utiliser comme combustible de procédé. La récupération du méthane dans les opérations de purge d'azote réduit les émissions de GES d'environ 1 % du total des émissions de l'usine de GNL. Sans cette récupération du méthane, les émissions de GES dues aux opérations de purge d'azote représentent approximativement 5 % du total des émissions de l'usine (Delphi Group, 2013).

Le tableau 2 présente les intensités d'émissions de GES des usines de production de GNL Australia Pacific et Pluto.

**Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec**

Tableau 2. Intensités d'émissions de GES dues aux purges d'azote, aux émissions fugitives et au méthane envoyé à la torchère

	Australia Pacific (tCO ₂ eq/tGNL)	Pluto (tCO ₂ eq/tGNL)	Moyenne (tCO ₂ eq/tGNL)
Méthane émis pendant la purge d'azote	0,0133	0,0014	0,0074
Méthane envoyé à la torchère	0,0066	0,0067	0,0067
Émissions fugitives de méthane	0,0009	0,0009	0,0009
Total	0,0208	0,0090	0,0149

Source : Delphi Group, 2013

3.2.5. Capture et stockage de dioxyde de carbone

Quelques usines de production de GNL captent et stockent le CO₂ présent dans le gaz naturel. Par exemple, l'installation norvégienne de Snøhvit, dans la mer de Barents, stocke le CO₂ dans un réservoir sous-marin et la future usine à Gorgon, en Australie, prévoit utiliser la même technologie. En employant cette procédure, les émissions de GES peuvent être grandement réduites, surtout si le gaz naturel présente une concentration non négligeable de dioxyde de carbone. Toutefois, la capture et le stockage de CO₂ sont des procédés requérant une certaine consommation d'énergie et, par conséquent, constituent une source d'émissions de GES. Par exemple, le projet d'usine de GNL de Gorgon, dans l'île de Barrow, en Australie-Occidentale, prévoit capter et stocker le CO₂ contenu dans le gaz naturel et ses émissions de GES dues à la production de l'énergie électrique nécessaire à la réalisation des opérations de l'usine autres que la compression et la réfrigération du gaz naturel (section 3.2.2) s'élèvent à 0,14 tCO₂eq par tonne de GNL, tandis que ces émissions sont de l'ordre de 0,022 à 0,032 tCO₂eq par tonne de GNL pour la moyenne des installations de GNL.

Étant donné que cette pratique ainsi que les lieux de stockage ne sont ni encadrés ni développés au Québec, cette option ne peut pas être incluse aux présentes estimations.

3.2.6. Résumé des émissions de l'étape de liquéfaction du gaz naturel des différentes installations de GNL

Le tableau 3 présente un résumé des sources d'émission de GES de la production de GNL. Pour ce qui est des émissions de GES liées à la compression et à la réfrigération du gaz naturel, les deux options (« direct-drive » et électricité générée par des turbines au gaz naturel) sont présentées au tableau.

Tableau 3. Résumé des intensités d'émissions de GES de la liquéfaction du gaz naturel

Source d'émission de GES	Mode « direct-drive » (tCO ₂ eq/tGNL)	Électricité produite par des turbines au gaz naturel ou à l'éthane (tCO ₂ eq/tGNL)
Production d'énergie nécessaire à la compression et réfrigération du gaz	0,19 à 0,25	0,13 à 0,17
Production d'énergie nécessaire à la réalisation d'opérations autres que la compression du gaz	0,027	0,027
Ventilation des gaz acides (Hypothèse : Concentration de CO ₂ = 1 % molaire)	0,026	0,026
Émissions fugitives et envoi à la torchère	0,0149	0,0149
Total (tCO ₂ eq/tGNL)	0,26 à 0,32	0,20 à 0,24
Total (gCO ₂ eq/MJ)	5,2 à 6,4	4,0 à 4,8
Total (tCO ₂ eq/BOE)	0,032 à 0,40	0,025 à 0,030

À la lumière des résultats présentés au tableau 3, l'intensité d'émissions de GES de l'étape de liquéfaction du gaz naturel de la plupart des nouvelles usines de GNL varie entre 4 et 6,4 gCO₂eq/MJ.

3.3. Émissions de GES dues au raffinage du pétrole

Les émissions de GES du raffinage sont fonction de la densité API et de la teneur en soufre du brut ainsi que du type de raffinerie (ICCT, 2010). En général, le raffinage des pétroles lourds (faible densité API) requiert plus d'énergie que le raffinage des pétroles légers et, par conséquent, produit de plus grandes quantités de GES.

La figure 8 présente l'intensité d'émissions de GES du raffinage du pétrole en fonction de la densité API du brut.

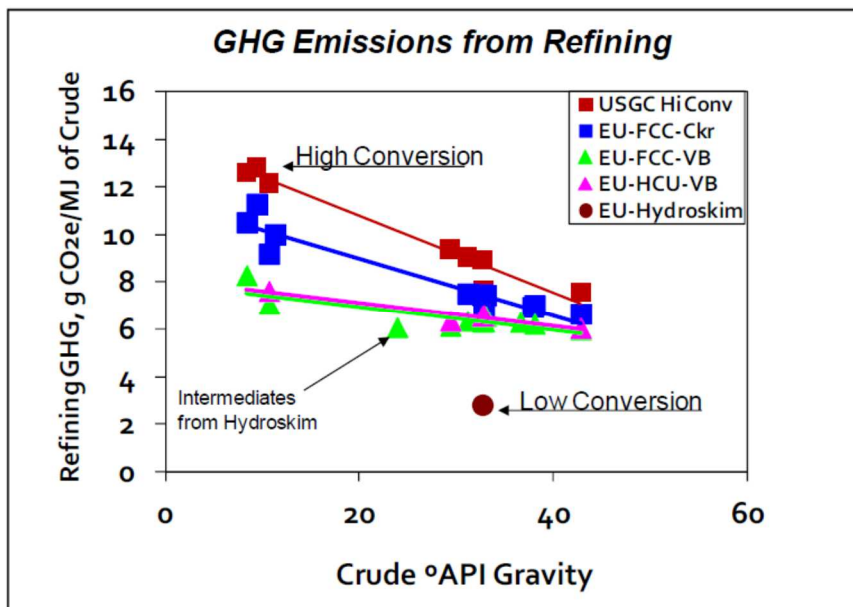


Figure 8. Émissions de GES du raffinage en fonction de la densité API du brut
(Source : Jacobs Consultancy, 2012)

Au stade actuel de l'exploitation pétrolière au Québec, nous n'avons pas suffisamment de données concernant les caractéristiques du pétrole qui pourrait être extrait des structures géologiques du Québec. Toutefois, puisque la formation de Bakken, au Dakota du Nord et le bassin d'Anadarko en Oklahoma et au Kansas ont été désignés comme les analogies les plus probables pour les structures d'Haldimand et de Galt respectivement (les seules structures géologiques, à part la formation de Macasty, à Anticosti, qui, selon le

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

rapport GTEC01, auraient un potentiel de production d'hydrocarbures liquides), nous utiliserons les émissions de GES du raffinage du pétrole de Bakken et du bassin d'Anadarko pour estimer les émissions de GES liées au raffinage du pétrole d'Haldimand et de Galt.

Selon un rapport publié par le California Environmental Protection Agency Air Resources Board en 2014, les émissions de GES du raffinage du pétrole de Bakken et du bassin d'Anadarko sont de 11,39 gCO₂eq/MJ, soit 0,071 tCO₂eq/BOE (CARB, 2013).

3.4. Émissions de GES dues au transport des hydrocarbures produits

Au Québec, les installations de raffinage du pétrole (régions de Québec et de Montréal) se trouveraient à relativement faible distance du lieu de production potentiel (Gaspésie). Pour ce qui est du gaz naturel, nous posons l'hypothèse que les lieux de production seront situés à relativement faible distance d'usines de liquéfaction. Selon ces hypothèses, les émissions de GES dues au transport des hydrocarbures peuvent être considérées comme négligeables.

3.5. Sommaire des émissions de GES des structures géologiques au Québec

Les intensités d'émissions de GES des formations géologiques ont été évaluées sur le cycle de vie en considérant les étapes de l'exploitation (production), du traitement et du transport des hydrocarbures à partir des formations géologiques analogues présentées dans l'étude de l'INRS. À noter que les types d'hydrocarbures contenus dans ces formations analogues peuvent différer des hydrocarbures réellement présents dans les structures géologiques étudiées pour le Québec et les intensités d'émissions de GES représentent les meilleures approximations pouvant être réalisées en fonction du niveau actuel des connaissances. À la lumière de l'information dont nous disposons sur le potentiel d'hydrocarbures des structures géologiques du Québec, la fourchette des intensités d'émissions de GES sur le cycle de vie varierait entre 0,057 tCO₂ eq/BOE et 0,146 tCO₂ eq/BOE. Globalement, l'empreinte carbone est plus élevée pour les formations géologiques renfermant du pétrole notamment en raison de l'étape de raffinage ainsi que pour les formations nécessitant des techniques non conventionnelles d'extraction des

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

hydrocarbures. Ainsi, les structures d'Old Harry et de Massé auraient la plus faible empreinte carbone des structures étudiées se démarquant par des émissions moins élevées de GES par baril équivalent pétrole produit, tandis que les autres structures se situent dans la moyenne des émissions liées à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de schiste nord-américain.

Tableau 4. Principales caractéristiques des différents bassins géologiques du Québec et des formations géologiques analogues et estimation des intensités d'émissions de GES

Extraction des hydrocarbures								Traitement des hydrocarbures		Intensité d'émission de GES totale de l'analogue (gCO ₂ eq/MJ)	Intensité d'émission de GES totale de l'analogue (tCO ₂ eq/BOE)
Structure géologique (Bassin géologique)	Type de formation géologique	Principal hydrocarbure	Type de forage	Formation géologique analogue	Type de forage de la formation analogue	Intensité d'émissions de GES de l'analogue (gCO ₂ eq/MJ)	Référence	Liquéfaction du gaz naturel (gCO ₂ eq/MJ)	Raffinage du pétrole (gCO ₂ eq/MJ)		
Massé (Bas-Saint-Laurent)	Calcaires dolomités	Gaz	Conventionnel vertical	Formation de Slave Point. Champ gazier de Ladyfern (nord-est de la Colombie-Britannique)	Conventionnel.	7,09	GHGenius	5,2 à 6,4	-	12,29 à 13,49	0,077 à 0,084
Galt (Gaspésie)	Calcaires dolomités	Gaz	Horizontal sans fracturation hydraulique	Les calcaires fracturés d'âge mississippien du bassin d'Anadarko (Mississippian limestones) dans les États d'Oklahoma et du Kansas	Horizontal avec fracturation hydraulique	13,5	Weber et Clavin, 2012	5,2 à 6,4	-	18,7 à 19,9	0,117 à 0,124
		Pétrole	Horizontal sans fracturation hydraulique	Les calcaires fracturés d'âge mississippien du bassin d'Anadarko (Mississippian limestones) dans les États d'Oklahoma et du Kansas	Horizontal avec fracturation hydraulique	12,03	CARB, 2015	-	11,39	23,42	0,146
Bourque (Gaspésie)	Calcaires fracturés	Gaz et condensats	Forage directionnel	Idem structure de Galt	Horizontal avec fracturation hydraulique	13,5	Weber et Clavin, 2012	5,2 à 6,4	-	18,7 à 19,9	0,117 à 0,124
Haldimand (Gaspésie)	Grès à faible perméabilité	Pétrole	Horizontal sans fracturation hydraulique	Les grès de la formation de Bakken au Dakota du Nord et en Saskatchewan	Horizontal avec fracturation hydraulique	10,18	CARB, 2015	-	11,39	21,57	0,135
Old Harry (golfe du Saint-Laurent)	Grès	Gaz	Conventionnel vertical	Grès fluviatiles carbonifères de la partie sud de la mer du Nord	Conventionnel vertical	3,924	Ecoinvent v. 3.1	5,2 à 6,4	-	9,12 à 10,32	0,057 à 0,065

Source : Adaptée de Malo et collab., 2015

4. Conclusion

Le présent rapport avait pour but d'établir les émissions de GES, en termes d'intensité d'émissions de GES, qui pourraient être générées par une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans certains bassins géologiques au Québec. L'étude couvre les structures géologiques de Massé dans le Bas-Saint-Laurent, de Galt, de Bourque et d'Haldimand en Gaspésie ainsi que d'Old Harry dans le golfe du Saint-Laurent. Puisque les émissions de gaz à effet de serre liées à une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti ont été déjà abordées dans les études AENV01 et AENV17, elles n'ont pas été traitées dans la présente étude.

Comme mentionné dans l'introduction, le potentiel récupérable d'hydrocarbures des structures géologiques étudiées pour le Québec n'est pas encore connu, de sorte qu'il est impossible de calculer les émissions absolues de gaz à effet de serre dues à l'exploitation de chaque structure. Toutefois, à partir des analogies présentées dans le rapport de l'INRS « GTEC01 – Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent », il a été possible d'estimer l'intensité d'émissions de GES résultant d'une potentielle exploitation des hydrocarbures dans les structures géologiques étudiées.

Cette intensité d'émissions de GES, exprimée en grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule d'énergie produite (gCO₂eq/MJ) ou en tonnes d'équivalent CO₂ par baril équivalent pétrole (tCO₂eq/BOE), représente les émissions de GES par unité d'énergie produite ou par baril équivalent pétrole produit. Si, dans le futur, des prévisions du potentiel récupérable d'hydrocarbures des différentes structures géologiques s'avèrent disponibles, les émissions absolues de GES lors de l'exploitation de chaque structure pourront être estimées par des calculs très simples. En effet, il suffira de multiplier les facteurs d'intensité d'émissions de GES ici présentés par les potentiels de récupération d'hydrocarbures respectifs de chaque formation.

Selon le rapport GTEC01, seulement les structures d'Haldimand et de Galt abriteront du pétrole tandis que les trois autres structures renfermeront principalement du gaz naturel. Conséquemment, selon le type d'hydrocarbures produits, les séquences des opérations sur le cycle de vie pourraient être les suivantes :

**Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec**

Hydrocarbures liquides
Extraction
Transport par bateau vers les installations de raffinage au Québec
Raffinage du pétrole produit
Gaz naturel
Extraction
Purification
Liquéfaction
Transport du gaz naturel liquéfié par bateau

Les émissions de GES dans l'industrie dépendent grandement de plusieurs facteurs technologiques. Du méthane est rejeté dans des conditions normales d'exploitation, lors des entretiens de routine et en cas de perturbations des installations pétrolières et gazières. Les émissions varient d'une installation à l'autre et dépendent en grande partie du type de procédé et du matériel, des procédures d'exploitation et d'entretien et de l'état du matériel.

Les émissions fugitives involontaires et les émissions provenant de la ventilation lors des opérations de production ou d'épuration d'hydrocarbures représentent des pertes de produit qui peuvent être évitées par l'adoption de pratiques et de technologies de récupération du méthane. Souvent, la réduction des émissions de méthane produites par l'industrie pétrolière et gazière peut être une question de changements de pratiques opérationnelles et de modernisation du matériel et peut avoir d'importants avantages économiques et environnementaux. En effet, les projets de réduction des émissions de méthane économisent le gaz naturel et les exploitants peuvent récupérer leurs coûts relativement rapidement en apportant des améliorations durables en matière de productivité et de performance environnementale.

Il existe de nombreuses façons de réduire les émissions de GES des installations pétrolières et gazières. La récupération du gaz naturel qui autrement aurait été envoyé à la torchère, le remplacement de dispositifs pneumatiques fonctionnant au gaz naturel, la

Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre de différents bassins géologiques au Québec

modification et l'amélioration des pratiques d'entretien et des procédures opérationnelles, la formation continue et la sensibilisation ainsi que l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, sont seulement quelques-unes des mesures qui peuvent réduire considérablement les émissions de GES des projets d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures.

Toutefois, malgré l'existence d'un nombre élevé de pratiques qui rendent l'industrie des hydrocarbures moins émettrice de GES, l'estimation de l'intensité des émissions découlant de l'exploitation des hydrocarbures a été réalisée en prenant des paramètres d'émission standard et des pratiques actuelles de l'industrie. Étant donné le degré d'incertitude actuel quant à l'exploitation d'hydrocarbures au Québec, nous considérons qu'il s'agit d'une approche réaliste.

La section précédente présentait un sommaire des intensités d'émissions de GES d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans les bassins du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et du golfe du Saint-Laurent. L'estimation des intensités d'émissions de GES est basée sur les bassins géologiques analogues proposés dans l'étude GTEC01. En ce qui concerne la production du gaz naturel, le scénario retenu a été la production de GNL sur place, puis le transport du GNL vers les sites de consommation. Pour ce qui est des hydrocarbures liquides, ils seraient transportés par bateau vers les raffineries québécoises.

Les intensités d'émissions de GES des formations géologiques ont été évaluées sur le cycle de vie en considérant les étapes de l'exploitation (production), du traitement et du transport des hydrocarbures à partir des formations géologiques analogues présentées dans l'étude de l'INRS (voir tableau 4). À noter que les types d'hydrocarbures contenus dans ces formations analogues peuvent différer des hydrocarbures réellement présents dans les structures géologiques étudiées pour le Québec et les intensités d'émissions de GES représentent les meilleures approximations pouvant être réalisées en fonction du niveau actuel des connaissances. À la lumière de l'information dont nous disposons sur le potentiel d'hydrocarbures des structures géologiques du Québec, la fourchette des intensités d'émissions de GES sur le cycle de vie varierait entre 0,057 tCO₂ eq/BOE et 0,146 tCO₂ eq/BOE. Globalement, l'empreinte carbone est plus élevée pour les formations géologiques renfermant du pétrole notamment en raison de l'étape de raffinage ainsi que pour les formations nécessitant des techniques non conventionnelles d'extraction des

***Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec***

hydrocarbures. Ainsi, les structures d'Old Harry et de Massé auraient la plus faible empreinte carbone des structures étudiées se démarquant par des émissions moins élevées de GES par baril équivalent pétrole produit, tandis que les autres structures se situent dans la moyenne des émissions liées à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de schiste nord-américain.

5. Références

- CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD. 2015. Staff Report: Calculating Carbon Intensity Values of Crude Oil Supplied to California Refineries. http://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/peerreview/050515staffreport_opgee.pdf
- CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD. 2013. *Crude Carbon Intensity Values*. California Environmental Protection Agency. <http://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/crude-oil/2013-crude-ave-ci.pdf>
- DELPHI GROUP. 2013. *LNG Production in British Columbia: Greenhouse Gas Emissions Assessment and Benchmarking*. Étude préparée pour BC Climate Action Secretariat.
- EDWARDS, R., ET COLLAB. 2014. *Well-to-Tank Report Version 4.a – JEC Well-to-Wheels Analysis – Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context*. European Commission, Joint Research Center, Report EUR 26237 EN. http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-iec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-iec/files/documents/report_2014/wtt_report_v4a.pdf
- ECOINVENT CENTRE. 2015. <http://www.ecoinvent.org>
- GAUTIER, D. 2003. Carboniferous-Rotliegendes Total Petroleum System Description and Assessment. Results Summary. U.S. Geological Survey Bulletin 2211. <http://pubs.usgs.gov/bul/b2211/B2211.pdf>
- HIGLEY, D., GASWIRTH, S., CHARPENTIER, R., COOK, T., ELLIS, G., GIANOUTSOS, N., HATCH, J., KLETT, T., NELSON, P., PAWLEWICZ, M., PEARSON, O., POLLASTRO, R. ET SCHENK, C. 2010. *National Assessment of Oil and Gas Project : Pétroleum Systems and Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas-USGS Province 58*. http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-ee/pdf/dds69ee_VolumeTitlePage.pdf
- ICCT. 2010. *Carbon Intensity of Crude Oil in Europe*. The International Council on Clean Transportation. 2010. http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_crudeoil_Eur_Dec2010_sum.pdf
- JACOBS CONSULTANCY. 2012. *EU Pathway Study : Life Cycle Assessment of Crude Oils in a European Context*. Rapport préparé pour l'Alberta Petroleum Marketing Commission. <http://www.energy.alberta.ca/Oil/pdfs/OSPathwayStudyEUjacobsRept2012.pdf>
- JUNEX, 2015. *En route to the first commercial oil production in Québec?*. <http://www.junex.ca/upload/contenu-fichiers/infos-decouverte-galt-en.pdf>
- LAVOIE, D., N. PINET, J. DIETRICH, P. HANNIGAN, S. CASTONGUAY, A. P. HAMBLIN ET P. GILLES. 2009. *Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada*. Geological Survey of Canada. http://ftp2.cits.mcan.gc.ca/pub/geott/ess_pubs/248/248071/of_6174.pdf

**Estimation des intensités d'émissions de gaz à effet de serre
de différents bassins géologiques au Québec**

- MALO, M., F. A. COMEAU, ET S. SÉJOURNÉ. 2015. *Étude GTEC01 – Établissement des bassins géologiques analogues aux structures géologiques en Gaspésie, dans le Bas-Saint-Laurent et dans le golfe du Saint-Laurent*. INRS, Rapport final, 2015.
- MARCIL, J.-S., P. K. DORRINS, J. LAVOIE, L. MASSÉ, N. MECHTI, ET B. MARCOTTE. 2013. *From Utica to Forillon : an updated review of the oil and gas potential in Québec*. 52nd Annual Conference of the Ontario Petroleum Institute (OPI), Theme 3: New Insights and Frontier Plays. Windsor, Ontario, October 24th, 2013.
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. 2015. *Étude AENV01 – Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures sur Anticosti*.
- RESSOURCES NATURELLES CANADA. 2014. « Pétrole léger de réservoirs étanches en Amérique du Nord ». <https://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4560>
- RESSOURCES NATURELLES CANADA. 2015. « GHGenius version 4.03, A model for lifecycle assessment of transportation fuels ». <http://www.ghgenius.ca/>
- STANFORD UNIVERSITY DEPARTMENT OF ENERGY RESOURCES ENGINEERING. 2015. *Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator*. OPGEE v1.1, Draft E.
- WSP. 2015. *Étude AENV17 – Élaboration d'un projet type concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz à Anticosti*.
- WEBER, C.L., ET C. CLAVIN. 2012. « Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas : Review of Evidence and Implications ». *Environmental Science & Technology*, vol. 46, n° 11, p. 5688-5695.