



## ÉTUDE AENV01

### ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI

Étude réalisée dans le cadre de la phase I de l'évaluation environnementale stratégique  
sur Anticosti

16 juillet 2015  
(Révisée, 19 octobre 2015)

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

**Dépôt légal**

Bibliothèque et Archives nationales du Québec  
© Gouvernement du Québec, à venir

## **NOTE AUX LECTEURS**

Le rapport du 16 juillet 2015 a été basé sur le scénario de développement des hydrocarbures à Anticosti du chantier Économie de l'évaluation environnementale stratégique disponible au moment de rédiger ce rapport soit celui du 23 décembre 2014. Cependant, compte tenu de l'évolution des scénarios de développement avec l'avancement des travaux découlant de l'évaluation environnementale stratégique, l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) a été révisée, le 19 octobre 2015, avec le scénario de développement du chantier Économie du mois de mai 2015.

Compte tenu des délais, une nouvelle section intitulée « SOMMAIRE RÉVISÉ (Scénario de développement de mai 2015) » a été ajoutée et présente les nouveaux résultats au regard des GES. Pour le reste du document, le contenu ainsi que l'ensemble de la démarche méthodologique utilisée restent inchangés.

## SOMMAIRE RÉVISÉ (Scénario de développement de mai 2015)

Tel que mentionné dans la Note aux lecteurs, le présent sommaire a été ajouté afin de présenter les nouvelles estimations d'émissions de GES mises à jour avec le scénario de développement du mois de mai 2015 du chantier Économie. Le tableau qui suit présente les émissions de GES en fonction des trois scénarios de mise en place des infrastructures de récupération des gaz ainsi que les obligations de couverture cumulées en GES estimées en 2030 dans le cadre du RSPEDE pour les deux scénarios de développement.

|  | Scénarios chantier Économie (2) |                         |
|--|---------------------------------|-------------------------|
|  | décembre 2014                   | mai 2015                |
| Scénarios MDDELCC (1)  | Mtm CO <sub>2</sub> eq.         | Mtm CO <sub>2</sub> eq. |
| <b>Émissions maximales de GES (3)</b>  |                                 |                         |
| Base - Avec infrastructure en 2020 (scénario 1)  | 0,9                             | 1,4                     |
| Torchage - Infrastructure entre 2022-2025 (scénario 2)   | 6                               | 2                       |
| Torchage - Infrastructure entre 2024-2027 (scénario 3)   | 10                              | 4                       |
| <b>Obligations de couverture cumulée de GES en 2030 (4)</b>  |                                 |                         |
| Base - Avec infrastructure en 2020 (scénario 1)  | 3,7                             | 4,3                     |
| Torchage - Infrastructure entre 2022-2025 (scénario 2)   | 22                              | 11                      |
| Torchage - Infrastructure entre 2024-2027 (scénario 3)   | 42                              | 20                      |
| (1) Scénarios de torchage des gaz présentés dans le présent rapport AENV01<br>(2) Scénarios du chantier Économie du présent rapport (2014) et de la mise à jour (2015)<br>(3) Émissions annuelles maximales de GES quel que soient les scénarios.<br>(4) Obligations de couverture sous l'hypothèse que les dispositions du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre soient les mêmes que celles actuellement en cours. |                                 |                         |

Les émissions de GES du scénario de base (scénario 1) correspondent à celles qui auraient lieu durant la phase maximale du déploiement des puits, selon l'hypothèse que des infrastructures de récupération et de transport des gaz soient en place en 2020. Les émissions des scénarios 2 et 3 correspondent aux émissions maximales de GES dues au torchage de 100% des gaz à partir de 2020 et pendant les premières années, puis raccordées progressivement aux infrastructures de récupérations des gaz de schiste.

Ainsi, avec la mise à jour des scénarios de développement et selon le premier scénario où des infrastructures de récupération des gaz seraient en place dès le début de l'exploitation en 2020, les émissions annuelles de GES seraient de l'ordre de 1,4 million de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> durant la période maximale de développement des puits. À titre comparatif, ces émissions représenteraient autour de 2 % de la cible d'émissions de GES de 67,6 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> visée en 2020 pour le Québec. Selon les deuxième et troisième scénarios, les émissions annuelles de GES seraient beaucoup plus élevées et pourraient atteindre de 2 à 4 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> ce qui représenterait environ de 3 % à 6 % respectivement des émissions du Québec par rapport à la cible en 2020. Comme il n'y aurait pas d'exploitation prévue à Anticosti avant 2020, l'impact d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures au Québec se ferait vraisemblablement sentir sur les prochains objectifs du Québec en matière de réduction des GES.

Les émissions cumulées de GES devant être couvertes en vertu des dispositions du RSPÉDE représentent simplement la somme des émissions annuelles de 2020 à 2030 suivant les trois scénarios décrits ci-avant.

À noter que quelques soient les scénarios de développement et de production considérés, seules l'obtention de données réelles de production à Anticosti pourraient permettre de préciser ces évaluations préliminaires. Par ailleurs, il importe de rappeler que le facteur déterminant quant aux quantités de GES potentielles émises de la production d'hydrocarbures à Anticosti est l'échéancier de la mise en place des infrastructures de récupération des gaz de schiste.

## **SOMMAIRE (Scénario de développement de décembre 2014)**

La présente étude, qui s'inscrit dans le cadre du chantier Environnement de la phase I de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur Anticosti présente l'estimation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) qui pourraient être générées par l'exploitation des hydrocarbures de la formation géologique de shale de Macasty, à Anticosti. En l'absence de données suffisantes sur la formation de Macasty, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) a développé un modèle de calcul simple lui permettant d'estimer les émissions de GES qui pourraient résulter de l'exploitation des hydrocarbures dans cette formation géologique.

Dans le contexte où il n'y a pas d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti et que les données issues des travaux d'exploration de 2014 sont parcellaires, l'évaluation des émissions de GES a été réalisée en utilisant les données existantes d'une formation géologique analogue. À cet effet, l'analogie entre la formation de shale de Macasty, à Anticosti, et la formation de shale d'Utica-Point Pleasant, en Ohio, a été confirmée par l'Institut national de la recherche scientifique du Québec (INRS) dans une étude réalisée à la demande du MDDELCC.

Une fois l'analogie confirmée, les données d'émissions de GES existantes sur la formation de Point Pleasant ont été utilisées comme base d'estimation des émissions de GES à Anticosti. À l'instar du Québec, la réglementation environnementale aux États-Unis (USEPA) oblige les grands émetteurs industriels à déclarer les émissions de GES résultant de leurs activités. Les déclarations des exploitants d'hydrocarbures sont publiques et accessibles sur le site Internet de l'USEPA et ont donc pu être utilisées pour le présent exercice. Les estimations d'émissions de GES à Anticosti sont également basées sur les scénarios de développement préliminaires fournis par le chantier Économie de l'ÉES ainsi que sur les estimations d'hydrocarbures en place dans la formation de Macasty. Par ailleurs, en l'absence d'un projet type permettant de connaître le détail opérationnel d'une éventuelle exploitation à Anticosti, les activités qui doivent être déclarées dans la réglementation de l'USEPA et dans le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) du Québec ont été utilisées afin de déterminer les activités les plus émettrices de GES.

L'hypothèse de la similitude de la formation de Macasty avec celle de Point Pleasant a donc été nécessaire puisque les émissions de GES sont directement liées au type et à la composition des hydrocarbures en place. En particulier, le caractère gazeux ou liquide des hydrocarbures a un impact fondamental sur les émissions de GES, car les sources d'émissions en découlent. Dans le cas de Point Pleasant, les données de production de gaz publiées par l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis montrent qu'en moyenne, les hydrocarbures de cette formation géologique sont principalement du gaz de schiste (80 %) avec des hydrocarbures liquides (20 %).

En plus de cette caractéristique intrinsèque de la prédominance de gaz dans les hydrocarbures de la formation analogue à celle de Macasty, la présente étude a permis de mettre en évidence que le facteur technologique ayant le plus d'influence sur les émissions d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures à Anticosti est la présence ou l'absence d'infrastructures de récupération des gaz. Un premier scénario de base provenant du chantier Économie suppose que les gaz seraient entièrement récupérés dès la première année d'exploitation prévue en 2020 dans des infrastructures prévues à cet effet. Comme ce scénario n'était pas établi de façon définitive au moment de rédiger le présent rapport et qu'il pourrait être sujet à changement, deux autres scénarios ont été évalués. Ainsi, le deuxième scénario suppose que les gaz seraient captés et brûlés à une torchère pendant les trois premières années d'exploitation à compter de 2020. Dans le troisième scénario, les puits seraient raccordés plus tardivement aux infrastructures de récupération des gaz, soit entre 2024 et 2027. En l'occurrence, le projet d'Anticosti, par son caractère insulaire, se distingue des projets de Point Pleasant par le fait qu'en Ohio, les gaz sont récupérés et acheminés dans les réseaux gaziers à proximité.

Les estimations d'émissions de GES présentées ci-après doivent être considérées comme des ordres de grandeur, compte tenu des limites et des incertitudes inhérentes à la présente ÉES. Ainsi, selon le premier scénario où des infrastructures de récupération des gaz seraient en place dès le début de l'exploitation en 2020, les émissions annuelles de GES seraient de l'ordre de 0,9 million de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> durant la période maximale de développement des puits. Ces émissions représenteraient un peu plus de 1 % de la cible d'émissions de GES de 67,6 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> visée en 2020 pour le Québec. Selon les deuxième et troisième scénarios, les émissions annuelles de GES seraient beaucoup plus élevées et pourraient atteindre de 6 à 10 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> et représenter respectivement de 9 % à 15 % des émissions du Québec en 2020.

Afin de valider nos estimations, les émissions de GES pour la formation de Macasty ont été comparées aux évaluations faites à partir des facteurs d'émission de GES de l'étude de SNC-Lavalin (Piché et Delisle, 2013) déposée dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013 ainsi que des facteurs d'émission des déclarations aux États-Unis. Il appert que les estimations sont du même ordre de grandeur. Il importe cependant de souligner que la plus grande incertitude de nos estimations est liée aux pourcentages de récupération des gaz et des hydrocarbures liquides pour lesquels des hypothèses ont dû être posées en l'absence de données réelles de production.

En ce qui a trait à l'impact du système de plafonnement et d'échange des droits d'émission (SPEDE) de GES du Québec, nous avons évalué les obligations de couverture des émissions de GES en nous basant sur les règles présentement en vigueur étant donné qu'il n'est pas possible de prédire quelles seront les dispositions du SPEDE après 2020. Nous n'avons pas fait d'extrapolation au-delà de 2030 étant donné le nombre important de facteurs susceptibles d'influencer les modalités du Règlement au-delà de cet horizon et du caractère hautement spéculatif associé à de telles projections. Ainsi, sous réserve de ce qui précède, les émissions totales à couvrir en 2030 par l'entreprise exploitante pourraient être de 4 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si des infrastructures de récupération des gaz sont en place dès le début de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Elles pourraient atteindre 22 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si une torchère était utilisée pour brûler des gaz durant les trois premières années d'exploitation, le temps que des infrastructures de récupération de ces gaz soient mises en place.

En conclusion, l'approche par analogie de la formation de Macasty avec la formation de Point Pleasant, en Ohio, bien que sujette à plusieurs limites et incertitudes, a permis de donner un ordre de grandeur des émissions de GES potentielles qui pourraient résulter de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Elle a également permis de soulever l'enjeu de la quantité de gaz qui pourrait être contenue dans les hydrocarbures à Anticosti, laquelle influence les émissions de GES. Nonobstant l'incertitude quant aux pourcentages de récupération des hydrocarbures et quant à la marge d'erreur liée aux estimations de la présente étude, le facteur technologique qui aurait le plus d'influence sur les émissions de GES est la présence ou non d'infrastructures de récupération des gaz lorsque débiteront les travaux d'exploitation. Ainsi, il est vraisemblable que l'industrie devra déployer rapidement des efforts et mettre en place des mesures de mitigation afin de réduire les émissions de GES découlant de ses activités.

Pour terminer, le modèle d'estimation des émissions de GES développé dans la présente étude permettra la mise à jour des estimations d'émissions de GES au fur et à mesure de l'évolution de la connaissance. À cet égard, mentionnons que l'enjeu soulevé lors de l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013 concernant les émissions de GES après la fermeture des puits pourrait notamment faire partie des connaissances à approfondir dans le cadre de la phase II de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures. Finalement, pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti, il sera de la responsabilité d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. de répertorier toutes les sources d'émissions de GES et de quantifier les émissions annuellement, conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère et de transmettre ces informations au MDDELCC, dès la reprise des travaux en 2015.



## **LISTE DES FIGURES**

|  |    |
|--|----|
| Figure 1a : Géologie de l'île d'Anticosti (Source : Bertrand et Malo, 2015).....   | 4  |
| Figure 1b : Localisation des sondages stratigraphiques prévus en 2014 à l'île d'Anticosti (Source : Pétrolia, 2014).....   | 5  |
| Figure 1c : Stratigraphie des formations géologiques à l'île d'Anticosti (Bertrand et Malo, 2015).....   | 10 |
| Figure 2 : Ratios de production de gaz/pétrole d'après les données de production de sept formations d'hydrocarbures non conventionnels (EIA, 2014).....                                      | 18 |
| Figure 3a : Illustration du taux de production initial et du taux de déclin du gaz, du condensat et du liquide de gaz dans la portion de Point Pleasant de l'Utica (Jefferies, 2013).....    | 30 |
| Figure 3b : Illustration des courbes de déclin du gaz et du pétrole dans la portion de Point Pleasant de l'Utica (Nikhanj, 2013).....  | 31 |
| Figure 3c : Illustration des courbes de déclin des hydrocarbures liquides estimées pour le projet d'Anticosti (chantier Économie, 2015).....   | 32 |
| Figure 4a : Illustration du déploiement des puits selon le scénario de base actuel du chantier Économie (2015).....  | 33 |
| Figure 4b : Illustration du scénario de base de production des puits, selon le chantier Économie (2015).....   | 34 |
| Figure 5 : Estimation des émissions de méthane basée sur un pourcentage de production de gaz suivant l'inventaire 1990-2011 publié par l'USEPA (2013) pour le secteur du gaz naturel .....   | 35 |
| Figure 6 : Schéma des activités couvertes pour l'extraction, la production et le traitement des hydrocarbures aux fins des déclarations d'émissions de GES aux États-Unis (USEPA, 2015)..... | 45 |
| Figure 7 : Sources des émissions de GES des plateformes terrestres déclarées pour les hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis (USEPA, Federal Register, CFR 98, Subpart W) .....     | 47 |
| Figure 8a : Distribution des émissions de GES par groupe de sources de l'ensemble des opérateurs de la formation du bassin appalachien aux États-Unis.....                                   | 50 |
| Figure 8b : Émissions totales de GES en 2013 déclarées par les 32 opérateurs du  |    |

|  |                    |
|--|--------------------|
| bassin appalachien, par source .....   | <a href="#">51</a> |
| Figure 8c : Pourcentages des émissions (composants pneumatiques, combustion, complétion et maintenance) par opérateur des formations de Marcellus et d'Utica du bassin appalachien aux États-Unis .....  | 51                 |
| Figure 9 : Distribution des émissions de GES par groupe de sources, du CO <sub>2</sub> (a) et du méthane (b) de l'ensemble des opérateurs de la formation du bassin appalachien aux États-Unis.....  | 56                 |
| Figure 10 : Comparaison des facteurs d'émission de GES par puits pour les phases de développement et de production basés sur les données adaptées du bassin appalachien aux États-Unis avec ceux basés sur les données adaptées de Piché et Delisle (2013).....  | 63                 |
| Figure 11 : Facteurs d'émission de GES totaux en 2012 et 2013 par formation géologique par nouveau puits et puits en production d'après l'EIA (2014) et la base de données de l'USEPA (2015) .....   | 69                 |
| Figure 12 : Comparaison des émissions de GES de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, basée sur les données des déclarations d'émissions de GES du bassin appalachien aux États-Unis, sur les facteurs d'émission de Piché et Delisle (2013) et sur les données de l'USEPA (2013).....   | 70                 |
| Figure 13 : Comparaison des émissions de GES entre un scénario où les infrastructures de récupération des gaz seraient en place en 2020 et des scénarios où ces infrastructures seraient construites après le début de l'exploitation à Anticosti .....  | 73                 |
| Figure 14 : Comparaison des émissions de GES sur l'obligation de couverture des droits d'émission de GES du marché du carbone entre le scénario avec présence d'infrastructures de récupération des gaz dès le début de l'exploitation et le scénario de brûlage des gaz à la torchère durant les trois premières années d'exploitation... | 75                 |

## **LISTE DES TABLEAUX**

|  |    |
|--|----|
| Tableau 1a : Nombre de permis et superficie d'exploration des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti (MERN, 2015) .....   | 11 |
| Tableau 1b : Potentiel d'hydrocarbures totaux en place dans la formation de Macasty, d'après les données de Sproule (2011) et de Junex (2012) .....  | 12 |
| Tableau 2a : Illustration de l'analogie des formations géologiques de l'Utica (Point Pleasant) et de Macasty (Anticosti) basée sur deux puits d'exploration (Martel, 2012) .....                           | 14 |
| Tableau 2b : Analogies des formations géologiques de l'Utica-Point Pleasant et de Macasty à Anticosti d'après Bertrand et Malo (INRS, 2015) .....  | 15 |
| Tableau 3a : Données de production de gaz et de pétrole et estimation du pourcentage de gaz de la formation de l'Utica (EIA, 2014) .....   | 18 |
| Tableau 3b : Données de production de gaz et de pétrole de Chesapeake Exploration LLC et estimation du pourcentage de gaz de la formation géologique de Point Pleasant et de l'Utica (ODRN, 2014) .....    | 19 |
| Tableau 3c : Pourcentage d'hydrocarbures liquides dans le Marcellus et dans l'Utica, d'après les données de production de Markwest (2013) .....  | 21 |
| Tableau 3d : Composition typique des hydrocarbures liquides produits par l'entreprise Markwest Energy Partners d'après les données des fiches signalétiques (Markwest, 2014a et 2014b) .....               | 21 |
| Tableau 4 : Taux de récupération d'hydrocarbures liquéfiables dans quelques formations de shale aux États-Unis d'après l'EIA (2013) .....  | 25 |
| Tableau 5 : Synthèse des paramètres sur les hydrocarbures pour l'évaluation des émissions de GES dans la formation de Macasty à Anticosti d'après les données des promoteurs et du chantier Économie ..... | 27 |
| Tableau 6a : Facteurs d'émission de GES découlant des activités liées aux sondages stratigraphiques à Anticosti .....  | 37 |
| Tableau 6b : Facteurs d'émission de GES par puits découlant des activités d'exploration selon l'étude de Piché et Delisle (2013) dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste .....                        | 39 |
| Tableau 7a : Facteurs d'émission de GES par puits des activités de la phase de développement selon Piché et Delisle (2013) .....   | 42 |

|   |    |
|---|----|
| Tableau 7b : Facteurs d'émission de GES par puits des activités de la phase de production selon les données de Piché et Delisle (2013) .....  | 44 |
| Tableau 8 : Sources d'émissions de GES visées par le règlement américain sur la déclaration des GES des activités terrestres d'exploitation de pétrole et de gaz (USEPA, Federal Register, CFR 98, Subpart W).....                | 46 |
| Tableau 9a : Déclaration de GES totaux par opérateur pour le bassin appalachien, d'après la base de données d'émissions de GES de l'USEPA (2014).....   | 49 |
| Tableau 9b : Émissions de GES déclarées en 2013 (kilotonnes en équivalent CO <sub>2</sub> ) pour tous les puits du bassin appalachien en développement et en production .....   | 57 |
| Tableau 9c : Nombre de forages annuels réalisés dans les formations de Marcellus et d'Utica entre 2007 et 2013, d'après la base de données de l'EIA (2014), et estimation des émissions de GES associées.....                     | 59 |
| Tableau 9d : Détermination des sources d'émissions de GES indépendantes du taux de production de puits de pétrole et de gaz selon les prescriptions déclaratoires aux États-Unis (en kilotonnes).....                             | 61 |
| Tableau 10a : Facteurs d'émission de GES par puits pour les phases de développement et de production, d'après la base de données de GES de l'USEPA pour le bassin appalachien en 2014, selon les différents types de sources..... | 62 |
| Tableau 10b : Facteurs d'émission de GES par puits pour les phases de développement et de production, d'après les données adaptées de Piché et Delisle (2013) .....   | 63 |
| Tableau 11 : Facteurs d'émission de GES des activités de complétion avec fracturation hydraulique du bassin appalachien déclarées en 2013 comparés aux données d'Allen et coll. (2013).....                                       | 65 |
| Tableau 12 : Facteurs d'émission de GES totaux en 2012 et 2013 par formation géologique par nouveau puits et puits en production d'après l'EIA (2014) et la base de données de l'USEPA (2015) .....                               | 68 |

**LISTE DES PRINCIPAUX SIGLES, ABRÉVIATIONS ET SYMBOLES**

| Sigles et abréviations                                      |   | Symboles        |  |
|---|---|-----------------|--|
| CH <sub>4</sub>   | méthane   | an, j, h        | année, jour, heure   |
| COV   | composés organiques volatils                                    | BTU             | british thermal unit   |
| CO <sub>2</sub>   | dioxyde de carbone  | bbl             | baril de pétrole (blue barrel ou barrel)                             |
| Équivalent CO <sub>2</sub> ou CO <sub>2</sub> <sub>eq</sub> | quantité de GES exprimée en équivalence avec le CO <sub>2</sub> | Bcf             | milliard de pieds cubes de gaz (billion of cubic foot)               |
| GES   | gaz à effet de serre  | boe             | baril équivalent pétrole (barrel of oil equivalent)                  |
| LGN   | liquide de gaz naturel  | B boe           | milliard de barils équivalent pétrole                                |
| N <sub>2</sub> O  | oxyde nitreux   | GN              | gaz naturel  |
| PRP   | potentiel de réchauffement planétaire                           | GJ              | gigajoule  |
|   |   | kg              | kilogramme   |
|   |   | kL              | kilolitre  |
|   |   | kt              | kilotonne  |
|   |   | Lb/M BTU        | livre par million de BTU   |
|   |   | Lb/M scf        | livre par million de pieds cubes à TPN                               |
|   |   | m <sup>3</sup>  | mètre cube   |
|   |   | Mcf             | million de pieds cubes de gaz (Million of cubic foot)                |
|   |   | MM boe          | million de barils équivalent pétrole                                 |
|   |   | Nm <sup>3</sup> | mètre cube à TPN   |
|   |   | scf             | pied cube de gaz à TPN (standard cubic foot)                         |
|   |   | scf/bbl         | Pied cube par baril (standard cubic foot per barrel)                 |
|   |   | t, tm           | tonne, tonne métrique  |
|   |   | TPN             | température et pression normales                                     |
|   |   | USG             | gallon américain, soit 3,79 litres (US gallon)                       |
|   |   | % boe           | pourcentage sur une base de baril équivalent pétrole (5 800 Mcf/boe) |
|   |   | % W/W           | pourcentage en poids   |
|   |   |                 |  |

## TABLE DES MATIÈRES

|   |     |
|---|-----|
| NOTE AUX LECTEURS .....   | i   |
| SOMMAIRE RÉVISÉ (Scénario de développement de mai 2015).....                    | ii  |
| SOMMAIRE (Scénario de développement de décembre 2014).....                      | iv  |
| LISTE DES FIGURES.....  | vii |
| LISTE DES TABLEAUX .....  | ix  |
| LISTE DES PRINCIPAUX SIGLES, ABRÉVIATIONS ET SYMBOLES .....                     | xi  |
| 1.0 CONTEXTE DE L'ÉTUDE .....   | 1   |
| 1.1 MANDAT .....  | 1   |
| 1.2 OBJECTIFS.....  | 1   |
| 1.3 PORTÉE DE L'ÉTUDE .....   | 2   |
| 1.4 DESCRIPTION DU PROJET.....  | 3   |
| 1.5 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS<br>DE GES.....                | 6   |
| 1.6 MÉTHODOLOGIE .....  | 7   |
| 2.0 ÉTABLISSEMENT DES POTENTIELS D'HYDROCARBURES À<br>ANTICOSTI .....           | 9   |
| 2.1 RESSOURCES EN PLACE ET RESSOURCES<br>EXPLOITABLES.....                      | 9   |
| 2.1.1 POTENTIEL DE RESSOURCES EN PLACE .....                                    | 9   |
| 2.1.2 RESSOURCES EXPLOITABLES.....  | 12  |
| 2.2 ANALOGIES GÉOLOGIQUES ENTRE ANTICOSTI ET<br>L'OHIO .....                    | 13  |
| 2.2.1 ANALYSES DES PROMOTEURS.....  | 13  |
| 2.2.2 ANALYSE DE L'INSTITUT NATIONAL DE LA<br>RECHERCHE SCIENTIFIQUE .....      | 14  |
| 2.2.3 IMPORTANCE DE L'ANALOGIE POUR L'ÉVALUATION<br>DES GES.....                | 16  |
| 2.3 POURCENTAGES D'HYDROCARBURES LIQUIDES ET<br>GAZEUX DU SHALE DE MACASTY..... | 17  |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 2.3.1   | DONNÉES DE PRODUCTION DE L'ENERGY<br>INFORMATION ADMINISTRATION .....   | 17 |
| 2.3.2   | DONNÉES DE PRODUCTION DE L'ÉTAT DE L'OHIO .   | 19 |
| 2.3.3   | DONNÉES DE PRODUCTION DE L'OPÉRATEUR<br>MARKWEST .....  | 20 |
| 2.3.4   | POURCENTAGES DE GAZ/PÉTROLE RETENUS POUR<br>L'ÉVALUATION DES GES .....  | 22 |
| 2.4     | POURCENTAGES DE RÉCUPÉRATION DES<br>HYDROCARBURES.....  | 22 |
| 2.4.1   | RÉCUPÉRATION DES GAZ.....   | 23 |
| 2.4.2   | RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES   | 24 |
| 2.4.3   | POURCENTAGES DE RÉCUPÉRATION UTILISÉS<br>POUR L'ÉVALUATION DES GES À ANTICOSTI.....                                       | 27 |
| 2.5     | SYNTHÈSE DES PARAMÈTRES SUR LES<br>HYDROCARBURES POUR L'ÉVALUATION DES ÉMISSIONS<br>DE GES À ANTICOSTI .....              | 27 |
| 3.0     | ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES ÉMISSIONS DE GES À<br>ANTICOSTI.....  | 29 |
| 3.1     | CARACTÉRISTIQUES ET PLAN DE DÉPLOIEMENT DES<br>PUITS.....   | 29 |
| 3.1.1   | COURBES DE DÉCLIN DE PRODUCTION DES PUIES<br>DE L'UTICA .....   | 29 |
| 3.1.2   | TAUX DE DÉCLIN ET DE PRODUCTION UTILISÉS.....   | 31 |
| 3.1.3   | SCÉNARIOS DE DÉPLOIEMENT DES PUIES .....  | 33 |
| 3.1.4   | TAUX DE PRODUCTION DES PUIES .....  | 33 |
| 3.2     | ESTIMATION DE L'ORDRE DE GRANDEUR DES ÉMISSIONS<br>DE GES.....  | 35 |
| 3.3     | ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI BASÉE<br>SUR LES FACTEURS D'ÉMISSION .....                                    | 36 |
| 3.3.1   | PHASE D'EXPLORATION.....  | 36 |
| 3.3.2   | PHASES DE DÉVELOPPEMENT ET DE<br>PRODUCTION.....  | 40 |
| 3.3.2.1 | FACTEURS D'ÉMISSION DE SNC-LAVALIN<br>(PICHÉ ET DELISLE, 2013) .....  | 40 |
| 3.3.2.2 | FACTEURS D'ÉMISSION DES<br>DÉCLARATIONS AUX ÉTATS-UNIS (USEPA) ...  | 44 |
| 3.3.2.3 | MODÈLE D'ESTIMATION DES GES POUR LES<br>PHASES DE DÉVELOPPEMENT ET DE<br>PRODUCTION DES HYDROCARBURES À<br>ANTICOSTI..... | 60 |
| 3.3.2.4 | AUTRES FACTEURS D'ÉMISSION ISSUS DE LA<br>LITTÉRATURE.....  | 64 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 3.3.2.5 | FORCES ET FAIBLESSES DU MODÈLE<br>D'ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES<br>PROPOSÉ .....   | 66 |
| 3.3.2.6 | ÉVALUATION DES INCERTITUDES .....  | 68 |
| 3.3.3   | ESTIMATIONS DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI<br>POUR UN SCÉNARIO DE BASE SUPPOSANT LA<br>PRÉSENCE D'INFRASTRUCTURES DE<br>RÉCUPÉRATION DES GAZ AU DÉBUT DE<br>L'EXPLOITATION ..... | 69 |
| 3.3.4   | ESTIMATIONS DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI<br>POUR DES SCÉNARIOS IMPLIQUANT LE BRÛLAGE<br>DES GAZ À LA TORCHÈRE .....  | 72 |
| 3.3.5   | IMPACTS DU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET<br>D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GES.....  | 74 |
| 4.0     | CONCLUSION .....   | 76 |
| 4.1     | HYPOTHÈSES ET DONNÉES DE BASE À L'ÉVALUATION<br>DES ÉMISSIONS DE GES.....  | 76 |
| 4.2     | ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES .....  | 78 |
| 4.3     | ÉVALUATION DES OBLIGATIONS DU SPEDE APRÈS 2020.....  | 79 |
| 5.0     | RÉFÉRENCES.....  | 81 |



## **1.0 CONTEXTE DE L'ÉTUDE**

### **1.1 MANDAT**

Le 30 mai 2014, le gouvernement du Québec a lancé son plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, lequel prévoit notamment la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures à l'île d'Anticosti. Cinq chantiers sont en cours pour la réalisation de l'ÉES, dont celui sur l'environnement qui est sous la responsabilité du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). La Direction générale du bureau des changements climatiques (DGBCC) contribue à la présente ÉES pour le volet des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Dans le cadre de la présente ÉES, la DGBCC a eu pour mandat d'évaluer, dans la mesure de ses connaissances et avec les informations dont elle dispose, les émissions potentielles de GES de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti et les impacts qui pourraient en résulter. Le présent rapport technique présente le modèle qui a été développé pour faire les estimations d'émissions de GES dans les limites inhérentes à la présente ÉES et en fonction du niveau de connaissance sur cette filière pour Anticosti.

### **1.2 OBJECTIFS**

L'objectif principal de la présente étude est l'évaluation des émissions de GES pouvant découler de l'exploitation des hydrocarbures dans la formation de shale de Macasty, à Anticosti.

Les objectifs spécifiques sont :

- le développement et la présentation d'un modèle de calcul des émissions de GES des activités d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures gazeux et liquides, aux fins de la quantification des émissions de GES, dans le cadre de l'ÉES sur Anticosti;
- la détermination de l'impact des émissions de GES de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti sur la cible de réduction des émissions de GES en 2020 pour le Québec;
- l'adaptation du modèle à différents scénarios de développement, dont principalement la mise en place des infrastructures de récupération du gaz;
- la quantification des émissions de GES qui découlerait d'un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES après 2020 (voir également la section Contexte réglementaire);
- la détermination du nombre de tonnes de GES émises pour lesquelles des obligations de couverture seraient nécessaires dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du Québec ainsi que

de l'impact associé selon différentes hypothèses de gestion des gaz (la récupération par rapport au brûlage à la torchère).

### 1.3 PORTÉE DE L'ÉTUDE

L'étude ne porte que sur les activités terrestres des plateformes d'exploitation des hydrocarbures et non sur les activités en aval comme le transport ou le raffinage des produits issus de cette exploitation. L'étude est circonscrite au potentiel de récupération de la formation géologique de Macasty, à Anticosti.

Les données utilisées proviennent de diverses sources et ont été sélectionnées pour représenter, le mieux possible, les activités typiques de ce segment industriel à l'aide de données récentes. L'étude est basée sur les scénarios de développement des hydrocarbures du chantier Économie de l'ÉES à Anticosti datés du 23 décembre 2014.

Les sources des émissions de GES pour une plateforme terrestre de gaz et de pétrole sur lesquelles porte la présente étude sont les suivantes :

- événement des composants pneumatiques;
- événement des pompes pneumatiques au gaz naturel;
- événement de puits lors du transfert de liquide;
- événement du gaz durant la complétion du puits sans fracturation hydraulique;
- événement du gaz durant la complétion du puits avec fracturation hydraulique;
- événement du gaz durant la maintenance du puits sans fracturation hydraulique;
- événement du gaz durant la maintenance du puits avec fracturation hydraulique;
- émissions de la torchère;
- émissions des réservoirs d'hydrocarbures produits;
- événement des garnitures du compresseur alternatif;
- événement et brûlage à la torchère durant les essais de production;
- événement et brûlage à la torchère des gaz associés des hydrocarbures produits;
- événement du système de déshydratation;
- purge de la pompe de récupération assistée du pétrole;
- événement de l'unité de désulfuration;
- liquide dissous (CO<sub>2</sub>) de récupération assistée du pétrole;
- événement du compresseur centrifuge;
- fuite des équipements, de la tuyauterie, de l'instrumentation et autres;
- émissions de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub> et de N<sub>2</sub>O de combustion.

Les sources des rejets atmosphériques qui sont exclues de l'étude sont les suivantes :

- émissions de la préparation des sites;
- émissions associées au stockage et à la transmission des gaz;
- émissions dues au transport des hydrocarbures produits;
- activités associées à la fermeture des puits.

Ces sources d'émissions ont été exclues en raison, entre autres, de l'absence de scénarios et d'un échéancier de mise en place d'infrastructures de récupération des gaz au moment de rédiger le présent rapport. Les autres exclusions, comme celles associées à la préparation des sites ou celles associées aux activités de fermeture des puits, sont liées à un manque d'information. Il importe cependant de préciser que l'enjeu des émissions de GES à court et à long terme, en lien avec la fermeture des puits soulevée lors de l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013 (Lacoursière, 2013), devrait faire partie des questions à approfondir dans la phase II de la présente ÉES.

#### 1.4 DESCRIPTION DU PROJET

Le promoteur du projet, Hydrocarbures Anticosti S.E.C. (Gouvernement du Québec, 2014) a entrepris en 2014, sur l'île d'Anticosti, des travaux d'exploration dont la réalisation a été confiée à la compagnie Pétrolia, un des partenaires de la société en commandite. La phase d'exploration de 2014 prévoyait la réalisation d'une quinzaine de sondages stratigraphiques, dont cinq sondages auraient été entièrement réalisés. Les sondages stratigraphiques se poursuivront à l'été 2015 et Pétrolia procéderait, dès que possible, aux trois forages pétroliers avec fracturation (Pétrolia, 2014). La figure 1b présente la carte géologique et la figure 1c présente la localisation des sondages stratigraphiques prévus sur l'île d'Anticosti.

Les hydrocarbures de la formation de shale de Macasty, à Anticosti, sont qualifiés de non conventionnels, notamment du fait que leur exploitation requiert une étape de fracturation. Selon différentes références consultées, le potentiel d'hydrocarbures en place à Anticosti est estimé à 46,1 milliards de barils équivalent pétrole (46,1 bboe) (voir le tableau 1b). Or, il n'y a actuellement pas d'exploitation des hydrocarbures au Québec et pas d'émissions de GES qui y sont reliées dans l'inventaire québécois des émissions de GES. Pour cette raison, chaque tonne de GES qui serait générée par l'exploitation de la filière des hydrocarbures au Québec s'ajouterait au bilan des émissions de GES du Québec.

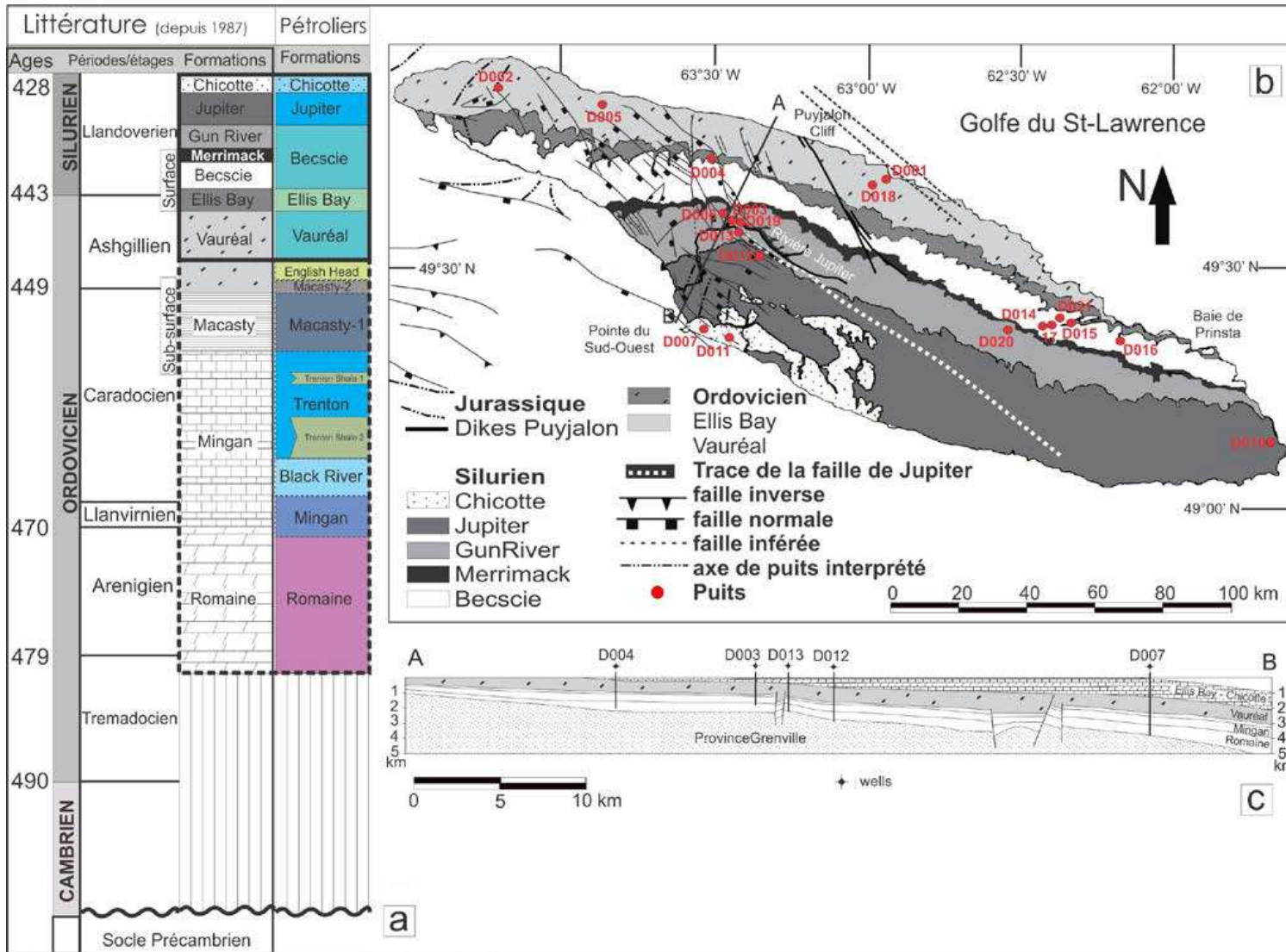


Figure 1a : Géologie de l'île d'Anticosti (Source : Bertrand et Malo, 2015)

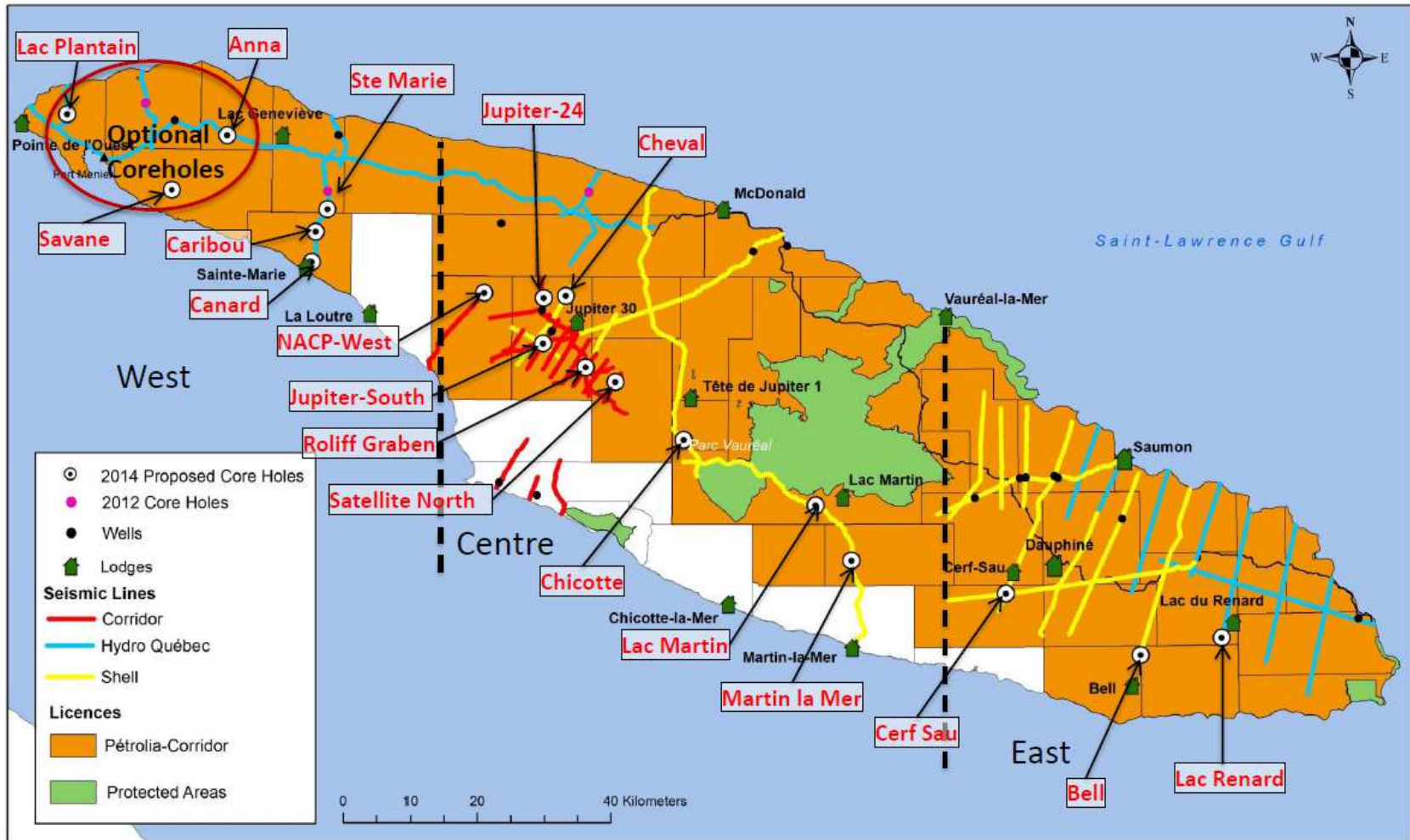


Figure 1b : Localisation des sondages stratigraphiques prévus en 2014 à l'île d'Anticosti (Source : Pétrolia, 2014)

## 1.5 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE EN MATIÈRE D'ÉMISSIONS DE GES

L'exploration et l'exploitation pétrolière sont notamment encadrées par deux règlements en matière d'émissions de GES. Le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCECA) (Gouvernement du Québec, 2015) oblige les entreprises à déclarer leurs émissions de GES si celles-ci dépassent le seuil annuel de 10 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub>. Les données contenues dans les déclarations de GES déposées au Ministère servent à l'établissement de l'inventaire des émissions de GES pour le Québec (MDDELCC, 2014), qui est mis à jour annuellement. L'inventaire québécois est l'outil permettant au Québec de suivre l'atteinte de ses cibles de réduction d'émissions de GES, et les émissions du projet à Anticosti y seront comparées dans une section ultérieure. À noter qu'aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency (USEPA) dispose d'une réglementation équivalant au RDOCECA et publie les données d'émissions des exploitants d'hydrocarbures sur Internet (USEPA, 2015).

De son côté, le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) s'applique aux entreprises dont les émissions de GES atteignent ou excèdent le seuil annuel de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub> (Gouvernement du Québec, 2015). Le SPEDE est un outil économique ayant pour objectif de réduire les émissions de GES chez les grands émetteurs, lesquels doivent se procurer des droits d'émission sur le marché du carbone afin de couvrir la totalité des émissions de GES de leurs activités. Le SPEDE actuel vise les secteurs de l'extraction de pétrole et de gaz, de la distribution du gaz naturel et du transport du gaz naturel par gazoduc. Le Règlement ne prévoit aucune allocation gratuite de droits d'émission pour ces secteurs d'activité. De plus, le seuil d'assujettissement s'applique à l'ensemble des activités de l'entreprise et non à chaque établissement comme c'est le cas pour l'industrie en général et les émetteurs doivent couvrir la totalité des émissions de GES résultant de leurs activités. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le SPEDE vise également la distribution des carburants et combustibles.

Par ailleurs, depuis le mois de juillet 2014, le MDDELCC a rendu publiques les Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (Gouvernement du Québec, 2015). Ces lignes directrices précisent les balises que le MDDELCC estime essentielles pour qu'un promoteur puisse présenter une demande de certificat d'autorisation requis par le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (R.R.Q., c. Q-2, r. 3). Les exigences au regard des émissions de GES sont présentées dans les lignes directrices en se basant notamment sur le RDOCECA et le SPEDE.

## 1.6 MÉTHODOLOGIE

Étant donné que l'information sur la formation de Macasty est fragmentaire ou inexistante en ce qui a trait aux données d'exploitation, la méthodologie utilisée dans la présente étude repose sur une approche basée sur les données de production d'une formation géologique considérée analogue. La détermination de l'analogie explicitée en détail à la section 2 a permis de confirmer que la formation de shale d'Utica-Point Pleasant, en Ohio, est similaire quant à la nature et aux taux de récupération potentiels des hydrocarbures exploitables des liquides et des gaz.

Aux États-Unis, les opérateurs d'hydrocarbures sont obligés de déclarer les émissions de GES résultant de leurs activités dans un registre public. Ainsi, il a été possible d'utiliser les déclarations d'émissions de GES existantes dans la formation de Point Pleasant et de les croiser avec d'autres sources de données, notamment les taux de production publiés par le département des ressources naturelles de l'État de l'Ohio (ODNR, 2014) aux fins de nos estimations de GES pour Anticosti. De plus, les scénarios de développement préliminaires fournis par le chantier Économie de l'ÉES Anticosti ainsi que les hydrocarbures en place estimés à Anticosti ont également été utilisés. Par ailleurs, en l'absence de projet type<sup>1</sup> permettant de connaître le détail opérationnel d'une éventuelle exploitation, nous nous sommes référés aux activités prescrites dans la réglementation de l'USEPA et dans les protocoles du RDOCECA pour évaluer les émissions pour chacune des activités.

Ainsi, les quantités de GES qui pourraient être émis par les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti sont déterminées principalement par :

1. La quantité d'hydrocarbures en place et d'hydrocarbures exploitables;
2. La nature des hydrocarbures en place, principalement la teneur en gaz, en condensat<sup>2</sup> et en pétrole;
3. Les pourcentages de récupération des gaz et des liquides;
4. Le plan de développement (déploiement) des puits;
5. Les technologies d'extraction et de traitement des hydrocarbures avant leur stockage et leur expédition hors de l'île;
6. Les règlements auxquels les exploitants sont astreints en relation avec les émissions de GES;
7. L'échéancier de mise en place des infrastructures de récupération et de transport des gaz.

Les chapitres qui suivent présentent de manière détaillée la démarche utilisée afin

---

<sup>1</sup> Lorsqu'une activité industrielle est peu ou n'est pas développée sur un territoire, l'approche par projet type est utilisée afin d'avoir un portrait le plus réaliste possible du déroulement théorique des activités et opérations d'un projet. L'établissement d'un projet type permet ensuite d'évaluer ses impacts potentiels sur l'environnement, notamment sur l'air, la société et l'économie. L'approche par projet type a été utilisée lors de l'ÉES sur le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent en 2013.

<sup>2</sup> Condensat : Le condensat est un type de pétrole léger. Il s'agit d'hydrocarbures gazeux dans le gisement qui se condensent une fois refroidis par la détente en tête de puits (Wikipédia, 2015). 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>).

d'estimer les GES à Anticosti. Le chapitre 2 traite des ressources et de la nature des hydrocarbures en place et présente une synthèse des principales hypothèses servant de base aux calculs des émissions de GES. Le chapitre 3 constitue le cœur de l'étude et présente le modèle d'équation développé par le MDDELCC pour calculer les émissions de GES ainsi que les estimations de GES pour Anticosti.

Au moment de rédiger le présent rapport, comme ni les technologies d'extraction ou de traitement des gaz ni l'état de la législation du Québec pour ce secteur pour l'horizon considéré (de 2020 à 2090) n'étaient connus avec exactitude, nous avons utilisé les données déclaratoires des émissions de GES de 2013, en posant l'hypothèse que les données des formations géologiques aux États-Unis analogues à celles d'Anticosti sont représentatives des pratiques en cours en Amérique du Nord, en relation avec l'exploitation des hydrocarbures de shale.

Finalement, concernant l'échéancier de la mise en place des infrastructures de récupération des gaz et à partir du modèle de calcul des GES développé, nous avons simulé le scénario de base du chantier Économie et ajouté d'autres scénarios hypothétiques puisqu'aucun scénario n'était défini de manière précise, comme il est mentionné précédemment. Ces scénarios pourraient changer en fonction de l'évolution de la connaissance, mais le modèle de calcul des émissions de GES présenté au chapitre 3 permettra d'intégrer d'éventuelles modifications aux hypothèses.



## **2.0 ÉTABLISSEMENT DES POTENTIELS D'HYDROCARBURES À ANTICOSTI**

Comme mentionné précédemment, les émissions de GES qui pourraient découler des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti sont déterminées notamment par la quantité d'hydrocarbures en place, la quantité d'hydrocarbures exploitables, les pourcentages de récupération des gaz et des liquides ainsi que la nature des hydrocarbures en place (p. ex., teneur en gaz, en condensat et en pétrole). Le chapitre 2 porte donc sur l'établissement de ces paramètres à partir de données de la littérature et du chantier Économie.

Il importe de préciser qu'il existe une terminologie particulière au secteur pétrolier et gazier et variée concernant les ressources en hydrocarbures (p. ex., réserve, réserve prouvée, etc.). Dans la présente étude, nous avons utilisé la terminologie la plus courante en lien avec les estimations de GES.

### **2.1 RESSOURCES EN PLACE ET RESSOURCES EXPLOITABLES**

#### **2.1.1 POTENTIEL DE RESSOURCES EN PLACE**

##### **i) Données de la littérature**

En 1987, un chercheur de l'Université de Neuchâtel, en Suisse, et ancien professeur à l'Institut national de la recherche scientifique du Québec a publié une thèse intitulée « Maturation thermique et potentiel pétrologène des séries post-taconiennes du nord-est de la Gaspésie et de l'île d'Anticosti » (Bertrand, 1987).

En relation avec le potentiel en hydrocarbures de l'île d'Anticosti, une partie des travaux du chercheur portait sur des échantillons en profondeur des formations géologiques d'Ellis Bay, de Vauréal, de Macasty, de Mingan et de la Romaine. La figure 1c illustre la stratigraphie de ces formations. Dans le cadre des travaux du chercheur, des échantillons en profondeur, provenant de cinq puits d'exploration pétrolière, ont été analysés (pétrographie, combustion, pyrolyse programmée et fractions en minéralogie des argiles). En se basant sur les résultats de ces analyses, le chercheur en arrive aux conclusions suivantes :

- la roche mère de la formation de Macasty est la seule qui comporte un potentiel d'hydrocarbures liquides exploitables et un potentiel de rentabilité;
- une portion relativement importante de ce potentiel d'hydrocarbures serait sous forme de gaz à condensat, alors que certaines portions de l'île comporteraient des hydrocarbures liquides;
- le potentiel d'hydrocarbures serait estimé à  $3,1 \times 10^9$  tonnes d'hydrocarbures légers (31 milliards de barils équivalent pétrole).

Nous verrons que ces estimations sont du même ordre de grandeur que celles des détenteurs de permis d'exploration et d'exploitation présentées ci-après.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

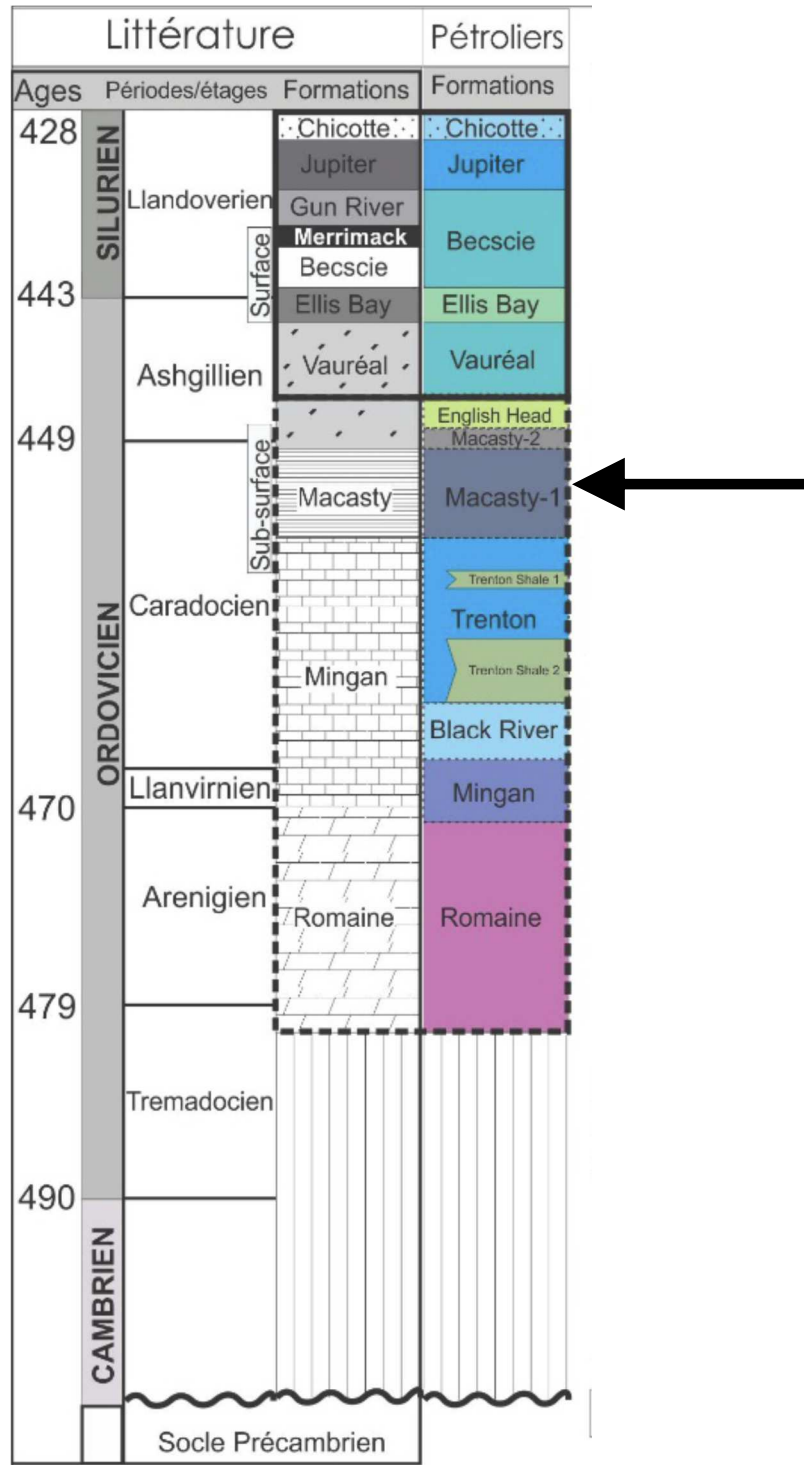


Figure 1c : Stratigraphie des formations géologiques à l'île d'Anticosti (Bertrand et Malo, 2015)

ii) Données des détenteurs de permis d'exploration et d'exploitation

Les estimations les plus récentes des ressources en place proviennent de rapports commandés par les détenteurs de permis d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures.

Anticosti est une île d'une superficie totale de 7 943 km<sup>2</sup> (794 300 hectares). La superficie couverte par les différents permis de recherche de pétrole et de gaz est de 7 219 km<sup>2</sup>, soit 90 % de la superficie totale de l'île. Les 38 permis couverts par l'ensemble des partenaires d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. représentent une superficie de 6 195,6 km<sup>2</sup>, soit 86 % de la superficie couverte par des permis de recherche ou 78 % de la superficie totale de l'île.

Le tableau 1a présente le nombre de permis et la superficie couverte par détenteur, de même que les territoires protégés soustraits à l'exploration. La liste complète des permis d'exploration en vigueur sur l'île d'Anticosti est disponible sur le site Internet du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN, 2015).

Tableau 1a : Nombre de permis et superficie d'exploration des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti (MERN, 2015)

| <b>Détenteurs et affectations</b>     | <b>Permis</b> | <b>Superficie (Ha)</b> | <b>Pourcentages</b> |
|---------------------------------------|---------------|------------------------|---------------------|
| <b>Hydrocarbures Anticosti S.E.C.</b> | <b>33</b>     | <b>619 564</b>         | <b>78,0%</b>        |
| <b>Junex Inc.</b>                     | <b>5</b>      | <b>94 403</b>          | <b>11,9%</b>        |
| <b>Transamerican Energy inc.</b>      | <b>1</b>      | <b>7 916</b>           | <b>1,0%</b>         |
| <b>Parcs et réserves</b>              | <b>4</b>      | <b>72 417</b>          | <b>9,1%</b>         |
|                                       |               | <b>794 300</b>         | <b>100,0%</b>       |

Le tableau 1b présente les évaluations du potentiel pétrolier des principaux détenteurs de permis, avant la création d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. en 2014. Dans ce tableau, il est important de considérer les précisions suivantes quant aux références utilisées :

- les données du potentiel non prouvé sont extraites d'un rapport de Sproule pour les permis détenus par Pétrolia et Corridor Resources (Sproule, 2011);
- les permis de Pétrolia et Corridor Resources sont aujourd'hui détenus par Hydrocarbures Anticosti S.E.C.;
- les données portent spécifiquement et exclusivement sur le potentiel d'hydrocarbures de la formation géologique de Macasty;
- les données du potentiel de pétrole non découvert total initialement en place sont extraites d'un communiqué de presse de Junex, émis en novembre 2012, qui fait état de l'évaluation du potentiel par une firme de consultants du Texas (Netherland, Sewell & Associates);
- les données du troisième détenteur de permis ne sont pas disponibles, mais ce dernier détient un seul permis représentant 1 % de la surface de l'île.

Tableau 1b : Potentiel d'hydrocarbures totaux en place dans la formation de Macasty, d'après les données de Sproule (2011) et de Junex (2012)

| <b>Détenteurs de permis</b>  | <b>Quantité <sup>1</sup> de pétrole non-découvert initialement en place (MM Boe) <sup>3</sup></b> |
|------------------------------|---|
| Pétrolia Inc.                | 14 100  |
| Corridor Resources Inc.      | 19 800  |
| Junex Inc. <sup>2</sup>      | 12 200  |
| Ressources potentielles tot: | 46 100  |

1 Sproule, 2011.

2 Junex, 2012.

3 Millions de baril équivalent en pétrole.

Selon le tableau 1b, le potentiel d'hydrocarbures en place serait de 46,1 milliards de barils équivalent pétrole et cette valeur sera utilisée aux fins de la présente étude, étant donné qu'elle résulte d'analyses plus récentes que celles citées dans la section précédente et que, depuis les vingt dernières années, d'autres puits d'exploration ont été forés sur l'île d'Anticosti. Ce potentiel est néanmoins du même ordre de grandeur que les données des travaux de recherche de 1987 présentées précédemment.

### 2.1.2 RESSOURCES EXPLOITABLES

La superficie des ressources exploitables est un paramètre requis pour nos estimations d'émissions de GES. Les hydrocarbures exploitables ou accessibles sont la portion des hydrocarbures en place qui seraient accessibles pour du forage en fonction des différentes limites, notamment physiques ou réglementaires (p. ex., aires protégées, distance par rapport aux puits d'eau potable). À cet effet, nous avons utilisé l'hypothèse du chantier Économie voulant que 48 % de la surface couverte par les permis d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. et de Junex soit exploitable.

La superficie exploitable serait limitée entre autres par :

- les distances séparatrices prescrites par le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, suivant les dispositions encadrant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière;
- les distances séparatrices prescrites par le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains;
- des corridors de maturité des hydrocarbures (zone où il y a des hydrocarbures liquides);
- les pressions anticipées pour transférer le pétrole vers la surface;
- les aires protégées (milieux humides et parcs).

## 2.2 ANALOGIES GÉOLOGIQUES ENTRE ANTICOSTI ET L'OHIO

À défaut de données détaillées relatives aux caractéristiques des hydrocarbures, en l'absence de toute donnée de production d'hydrocarbures à Anticosti, ou encore de données d'émissions de GES, il a fallu utiliser une approche par analogie avec une formation géologique similaire pour faire l'estimation des émissions de GES à Anticosti.

Plusieurs paramètres nécessaires à l'établissement des émissions de GES peuvent être évalués en raisonnant par analogie, de même que l'estimation des émissions de GES elle-même, puisque depuis 2011, les exploitants d'hydrocarbures en milieu terrestre aux États-Unis sont contraints de déclarer leurs émissions lorsqu'elles excèdent un seuil de 25 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par année. Les sources consultées aux fins de détermination de l'analogie géologique sont présentées en détail ci-après.

### 2.2.1 ANALYSES DES PROMOTEURS

Depuis plusieurs années, les principaux détenteurs de permis d'exploration des hydrocarbures sur le territoire d'Anticosti comparent la formation de Macasty, à Anticosti, à la formation de Point Pleasant, en Ohio, laquelle est qualifiée de très productive. Le tableau 2a présente les similitudes établies par l'industrie basées sur la comparaison des caractéristiques de deux puits d'exploration localisés dans chacune des formations.

Tableau 2a : Illustration de l'analogie des formations géologiques de l'Utica (Point Pleasant) et de Macasty (Anticosti) basée sur deux puits d'exploration (Martel, 2012)

| Properties                            | Corridor Anticosti      | OGS CO2 1  |
|---------------------------------------|-------------------------|--|
| Current Burial Depth of Deposit (Top) | 1000 m (3280 ft)        | 1911m (6270 ft)  |
| Thickness of Deposit                  | 40 m (Log measured)     | 40 m (Log measured)  |
| TOC (range in zone)                   | 2-4 % (Core calibrated) | 2-4 %  |
| Effective Porosity (range)            | 4 – 6 P.U.              | 3 - 5 P.U.   |
| Saturation (% of Effective Porosity)  | ~20 %                   | Less than 20%  |
| Type of Fluid in Borehole conditions  | Light oil               | Gas with light fluid(assumed, core fluid analysis not available) |
| Carbonate (Range by Volume)           | 5-30 %                  | 40 – 60 %  |
| Quartz (Range by Volume)              | 40-50 %                 | 5-15%  |
| Clay Content                          | 20 to 40%               | 20 to 40 %   |

Étant donné l'importance de l'approche par analogie utilisée dans le présent rapport pour estimer les émissions de GES à Anticosti, il était requis d'obtenir un avis neutre et externe à ce sujet. Un mandat, plus large, a été confié à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) en novembre 2014, portant sur la comparaison de la formation de Macasty avec six autres formations d'hydrocarbures non conventionnels en exploitation aux États-Unis. Les résultats de cette étude font l'objet de la section suivante.

## 2.2.2 ANALYSE DE L'INSTITUT NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Compte tenu des besoins aux fins de l'évaluation des émissions de GES quant aux taux de production potentiels de pétrole, de condensat et de gaz issus de l'exploitation de la formation de Macasty, une analyse systématique et objective des fondements scientifiques permettant de confirmer ou d'infirmer l'analogie avec la formation de Point Pleasant a été réalisée par l'INRS.

En janvier 2015, l'INRS a publié un rapport intitulé « Comparaison entre la formation de Macasty, île d'Anticosti, Québec, et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord » (Bertrand et Malo, 2015). Le rapport présente les caractéristiques comparées de la formation géologique de Macasty avec six formations géologiques contenant des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis.

Le tableau 2b présente un extrait des paramètres comparés entre la formation de Macasty et celle de Point Pleasant. C'est sur la base de cette analyse que l'INRS a statué sur la similitude des formations.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 2b : Analogies des formations géologiques de l'Utica-Point Pleasant et de Macasty à Anticosti d'après Bertrand et Malo (INRS, 2015)

| Description                               | Formation Macasty   | Utica Shale-Point Pleasant Formation  |
|---|---|---|
| Région/province/état                      | Québec-Ile Anticosti  | Ohio-Pennsylvanie-Virginie de l'Ouest-NY  |
| Province géologique                       | Bassin d'Anticosti  | Bassin Appalachien  |
| Age- période-étage                        | Ordovicien supérieur/Caradocien supérieur/Mohawkien-Edenien/Katien inférieur  | Ordovicien supérieur/Caradocien supérieur/Mohawkien-Edenien/Katien inférieur  |
| Age Ma                                    | 442-448thèse/450-455  | 455 Ma  |
| Contexte tectono-                         | Bassin d'avant-pays taconien  | Bassin d'avant-pays taconien-bordure de   |
| Pente générale des                        | 3° sud-ouest  | Sud-est   |
| Lithologie                                | Claystones et siltstones bitumineux, carbonatés, graptolitiques noirs avec quelques niveaux de conglomérats à fragments de calcaires de la Formation de Mingan sous-jacente | Shales calcareux, gris clair à noir riches en matière organique (MO) (Utica) interstratifiés de quelques calcaires-Calcaires gris clair à noir, interstratifiés de shales bruns à noir riche en MO et quelques coquinas à brachiopodes. |
| épaisseur                                 | 49 m (13-173m)  | Utica: 30-210 m   |
|   | 45 m (13-104 m)   | Pt Pleasant: <35-120 m  |
|   |   | Ohio : total 40-110 m   |
| Teneur en carbonate                       | <b>24%</b> (Bertrand 1987 sur 121 m) (entre 12-27%)   | Utica : 10% NY  |
|   | <b>20%</b> (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 2-48%)   | Équivalent Pt. Pleasant NY : 50%  |
|   | Autres : 11% (1-23%)  | Utica : 9% Ohio   |
|   |   | Pt. Pleasant : moyenne 18% (5-20%)  |
| Teneur en argile                          | <b>30%</b> (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 18-51%)  | Utica : moyenne 40% (30-40%)  |
|   |   | Pt. Pleasant : 28% (5-20%)  |
| Teneur en Quartz et feldspaths            | <b>46%</b> (Pétrolia-Corridor 2012) (entre 24-67%)  | Utica : 51-59%<br>Pt. Pleasant : 54%  |
| Type argiles                              | 50%illite, 7%chlorite, 41%illite/smectite, 2% chlorite/smectite   | Illite-muscovite 75%, kaolinite 25%   |
| COT moyen                                 | 3,48% (th)/3,92% autre  | 2,8% : base Utica 2,5-3%  |
|   |   | Pt Pleasant : 2,78% (Ohio)  |
|   |   | Équivalent Pt. Pleasant : 1-2% NY   |
|   |   | Utica : 1,68% PA<br>Pt. Pleasant: 2,05% PA  |
| Variation COT                             | 2,7-4,1% (Th) (0,5-7% Lavoie 2009); 0,2-8,2% autre  | Maximum : 7,3%  |
|   |   | Minimum : 0,3%  |
|   |   | Pt Pleasant : (max 4,85%) Ohio  |
|   |   | Utica : max 2,09% PA<br>Pt. Pleasant: max 2,38% PA  |
| Nature MO                                 | >80% amorphinite d'origine algaire, <15% zooclastes (surtout graptolites et rares chitinozoaires), acritarches, migrabitude (<5%) – Type II                                 | >80% amorphinite avec protobitume - alginite, <10% zooclastes (graptolites) de photo dans K. Type II - I  |
| Hydrocarbures (HC) libre en place (S1)    | 2,0 kg HC/t roche (0,3-10,3 kg HC/t roche)  | Maximum : 6,9 kg HC/t roche   |
|   |   | (0,5 – 4,5 kg HC/ t Rx  |
| Potentiel résiduel du kérogène en HC (S2) | 12,5 kg HC/t roche (0,4-54,7 kg HC/t roche(Rx))   | 2,5 – 30 kg HC/t Rx   |
|   |   | Maximum : 53,5 kg HC/t Rx   |

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 2b (suite) : Analogies des formations géologiques de l'Utica-Point Pleasant et de Macasty à Anticosti d'après Bertrand et Malo (INRS, 2015)

| Description        | Formation Macasty   | Utica Shale-Point Pleasant Formation   |
|--------------------|---|--|
| Maturité thermique | Moyenne avec ARCO : 1,03% R <sub>o</sub> (0,73-2,47%)           | 0,58-1,93 % (basé Rock Eval et CAI) 80% du territoire inférieure à 1,1% R <sub>o</sub> |
|                    | Moyenne sans ARCO : 0,92% (Enfouissement maximum Dévonien Inf.) | (enfouissement maximum Dévonien sup. 360Ma, Mississippien 300 Ma)                      |
| Porosité totale    | 5% (2,3 - 8,8%)   | 4-8%   |
|                    |   | Utica : 3-5%   |
|                    |   | Pt Pleasant : 4-7%   |
| Perméabilité       | 134 nD (59 -280 nD)   | <0,1 mD  |
| Nature porosité    | Organique importante  | Organique importante   |
| Saturation en eau  | 36% (12 – 67%)  | Pt. Pleasant : 5-20%   |
|                    |   | Utica : 40-60%   |
|                    |   | Pt Pleasant : 15-30%   |
| Migration primaire | faible  | Faible (Utica)-modérée (Pt-Pleasant)   |

Les auteurs concluent que bien qu'il existe quelques différences dans le détail de la composition minérale de ces roches, « la roche mère à hydrocarbures formée par les unités stratigraphiques du shale d'Utica et de la formation de Point Pleasant en Ohio et des États limitrophes est tout à fait comparable au shale de Macasty observé en profondeur à l'île d'Anticosti, au Québec ». Parmi les principales similitudes, l'INRS souligne principalement les suivantes :

- l'identité du contexte tectono-stratigraphique des deux formations géologiques;
- l'âge de ces roches sédimentaires;
- la teneur, la composition et la maturation de la matière organique contenue dans ces roches mères;
- les teneurs moyennes et maximales en hydrocarbures libres ou résiduels potentiels de ces roches mères.

### 2.2.3 IMPORTANCE DE L'ANALOGIE POUR L'ÉVALUATION DES GES

Les hypothèses pertinentes retenues en vue d'utiliser les similitudes de ces formations géologiques pour l'estimation des émissions de GES sont les suivantes :

- les pourcentages d'hydrocarbures liquides et gazeux sont analogues;
- les pourcentages de récupération des hydrocarbures liquides et gazeux sont analogues;
- les productivités initiales moyennes des puits de gaz et d'hydrocarbures liquides et les taux de déclin sont analogues;
- les techniques et technologies d'extraction et de production des hydrocarbures sont analogues.

Les paramètres précités ont un impact direct sur les émissions de GES. Par ailleurs, comme mentionné dans la section 1, à défaut de données de production, les données disponibles d'émissions de GES déclarées par les opérateurs de la formation de Point



Pleasant ont été utilisées aux fins de la quantification des émissions potentielles de GES qui pourraient découler de l'exploitation de la formation de Macasty, à Anticosti.

### 2.3 POURCENTAGES D'HYDROCARBURES LIQUIDES ET GAZEUX DU SHALE DE MACASTY

Un paramètre fondamental dans l'estimation des émissions de GES d'une formation géologique donnée est la répartition entre le pourcentage d'hydrocarbures liquides ou gazeux qui peuvent en être extraits. En effet, le type, la nature et la quantité des sources d'émissions de GES d'une plateforme terrestre d'extraction et de production d'hydrocarbures non conventionnels dépendent de la proportion de gaz ou d'hydrocarbures liquides récupérée. Plus spécifiquement, le type et la capacité des équipements de production d'une plateforme de gaz de schiste exempte de pétrole sont différents de ceux d'une plateforme de récupération de pétrole comportant seulement du gaz associé. Nous verrons au chapitre suivant que le taux d'émission de GES d'une plateforme est directement proportionnel à la teneur en gaz des hydrocarbures extraits.

Par ailleurs, la teneur en gaz et en liquides est cruciale aux fins de la modélisation des taux de production de gaz et de liquide et de l'analyse de la rentabilité d'un projet d'exploitation, puisque nous verrons plus loin dans la section 2.4 que le taux de récupération des hydrocarbures est une conséquence de l'état physique des hydrocarbures en place. Les sections 2.3.1 à 2.3.4 qui suivent présentent les pourcentages d'hydrocarbures liquides et gazeux dans des formations géologiques analogues selon différentes références consultées ainsi que celles retenues aux fins de nos estimations des émissions de GES.

#### 2.3.1 DONNÉES DE PRODUCTION DE L'ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

L'Energy Information Administration (EIA), aux États-Unis, publie des données brutes du nombre de forages de nouveaux puits et des données de production en gaz et en pétrole de ces puits. La base de données est mise à jour mensuellement pour sept formations d'hydrocarbures non conventionnels, soit celles de Bakken, d'Eagle Ford, de Haynesville, du Permien, du Niobrara, du shale de Marcellus et du shale d'Utica, cette dernière comprenant le shale de Point Pleasant. Rappelons que les formations de shale de Marcellus et d'Utica font partie du bassin appalachien et se retrouvent principalement en Ohio et en Pennsylvanie. Ainsi, les données de production de l'EIA nous permettent de connaître notamment les ratios de production de gaz/pétrole ainsi que le pourcentage de gaz dans les formations géologiques qui, rappelons-le, est un contributeur important au regard des émissions de GES à considérer dans nos évaluations.

La figure 2 présente à titre informatif les ratios de production de gaz/pétrole des

différentes formations géologiques pour les années 2007 à 2013 inclusivement. Le tableau 3a présente les données globales de production de pétrole et de gaz de l'Utica pour les années 2007 à 2013, de même que l'estimation du pourcentage de gaz.

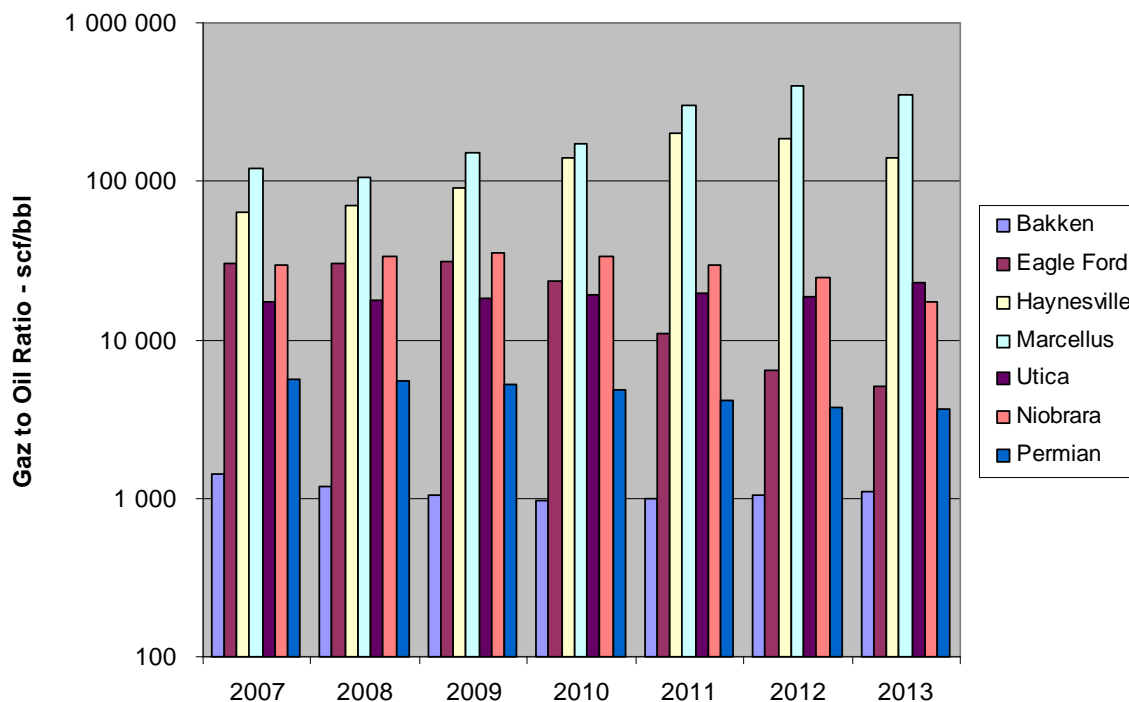


Figure 2 : Ratios de production de gaz/pétrole d'après les données de production de sept formations d'hydrocarbures non conventionnels (EIA, 2014)

Tableau 3a : Données de production de gaz et de pétrole et estimation du pourcentage de gaz de la formation de l'Utica (EIA, 2014)

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

| <b>Pétrole</b><br>bbl/d | <b>Gaz</b><br>Mscf/d | <b>Ratio G/P</b><br>scf/bbl | <b>Liquide/Gaz</b><br>USG/Mscf | <b>Pourcent</b> <sup>1</sup><br>Gaz |
|-------------------------|----------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| 9239                    | 159070               | 17216                       | 2,4                            | 75%                                 |
| 9313                    | 165148               | 17730                       | 2,4                            | 75%                                 |
| 8771                    | 158432               | 18070                       | 2,3                            | 76%                                 |
| 8138                    | 154434               | 18980                       | 2,2                            | 77%                                 |
| 8124                    | 158738               | 19534                       | 2,2                            | 77%                                 |
| 9419                    | 174174               | 18540                       | 2,3                            | 76%                                 |
| 17284                   | 406651               | 22875                       | 1,9                            | 80%                                 |

<sup>1</sup> Hypothèse que 5.8 Mscf = 1 bbl

Selon le tableau 3a, dans le cas particulier de l'Utica, en supposant un pouvoir calorifique de 5 800 scf/bbl, le pourcentage d'hydrocarbures liquides de 2007 à 2013 se situerait entre 20 % et 25 %. Il importe cependant de mentionner que cette estimation doit être considérée comme grossière et que certaines réserves doivent s'appliquer, notamment :

- les données ne permettent pas de différencier les types de puits (pétrole, pétrole et gaz, gaz seul);
- notre calcul ne tient pas compte de la composition des gaz;
- la correspondance de 5 800 scf/bbl est basée sur une valeur standard de l'industrie du pétrole conventionnel;
- le pétrole inclut le condensat;
- la production inclut des zones hors de la formation de shale d'Utica.

Malgré les réserves qui précèdent, ces données permettent de constater que les hydrocarbures de la formation d'Utica, qui inclut Point Pleasant, seraient principalement sous forme de gaz de schiste (de 75 % à 80 %).

### 2.3.2 DONNÉES DE PRODUCTION DE L'ÉTAT DE L'OHIO

L'Ohio Department of Natural Resources (ODNR) publie des données brutes des puits en production par opérateur et par comté ainsi que des données annuelles de production de gaz et de pétrole de ces puits. Nous avons utilisé ces données afin de vérifier la concordance avec celles de l'EIA présentées précédemment. La base de données de l'ODNR est mise à jour trimestriellement pour deux formations d'hydrocarbures non conventionnels, soit les shales d'Utica et de Marcellus. Ces données couvrent les années 2011 à 2014.

À partir de ces données, nous avons compilé les ratios de production de gaz/pétrole pour l'Utica de l'un des plus importants opérateurs (Chesapeake Exploration LLC), pour 227 puits localisés dans quatre comtés interceptant la formation de Point Pleasant. Ces ratios sont présentés au tableau 3b, pour l'année 2013.

Tableau 3b : Données de production de gaz et de pétrole de Chesapeake Exploration LLC et estimation du pourcentage de gaz de la formation géologique de Point Pleasant

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

et de l'Utica (ODRN, 2014)

| <b>Comté</b>            | <b>Pétrole<br/>Bbl/an</b> | <b>Gaz (1)<br/>Mscf/an</b> | <b>Ratio G/P<br/>scf/Bbl</b> | <b>Pourcentage<br/>de Gaz</b> |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| CARROLL                 | 547 289                   | 18 420 922                 | 33 658                       | 85%                           |
| COLUMBIANA              | 18 547                    | 1 138 192                  | 61 369                       | 91%                           |
| HARRISON                | 158 820                   | 1 581 601                  | 9 958                        | 63%                           |
| JEFFERSON               | 0                         | 935 397 -                  |                              | 100%                          |
| <b>Total Chesapeake</b> | <b>724 656</b>            | <b>22 076 112</b>          | <b>30 464</b>                | <b>84%</b>                    |
| Utica (ODNR)            | 1 439 308                 | 43 124 803                 | <b>29 962</b>                | <b>84%</b>                    |
| Utica (EIA)             | ND                        | ND                         | <b>22 875</b>                | <b>80%</b>                    |

1 D'après le site de l'ODNR, le liquide de gaz naturel est inclus dans le gaz.

À partir du tableau 3b, nous pouvons faire les observations suivantes :

- ces données confirment que, spécifiquement pour la formation de Point Pleasant, les hydrocarbures produits sont principalement du gaz (84 %) et du condensat (16 %). Le liquide de gaz naturel, appelé parfois gaz de pétrole liquéfié selon la littérature consultée, serait cependant inclus dans le gaz;
- la comparaison des données de production de Chesapeake avec celles de l'ensemble des opérateurs exploitant l'Utica en Ohio révèle que Chesapeake représente à lui seul plus de 50 % de la production de l'État, et que le ratio gaz/condensat demeure le même pour l'ensemble des comtés de l'État, incluant la zone de Point Pleasant;
- les ratios gaz/pétrole de la base de données de l'EIA présentés précédemment sont comparables aux données de l'ODNR, bien que la base de données de l'EIA inclue tous les États du bassin appalachien de l'Utica.

### 2.3.3 DONNÉES DE PRODUCTION DE L'OPÉRATEUR MARKWEST

Selon la littérature, lorsque le gaz contient des quantités rentables en hydrocarbures liquéfiables, certains opérateurs se spécialisent dans la récupération de ces produits. En effet, les activités d'exploration, de forage et de production de puits de shale sont distinctes des activités de conditionnement des produits issus de ces puits, et ces activités de conditionnement sont parfois réalisées par des compagnies plus spécialisées qui vont récupérer la production d'hydrocarbures liquéfiables de plusieurs exploitants de puits de gaz et pétrole de shale.

La compagnie Markwest, qui mène ses activités entre autres dans l'Ohio et dans les États limitrophes, est un exemple d'opérateur spécialisé dans le conditionnement du gaz et la récupération de la portion liquéfiable des hydrocarbures des puits de pétrole et de gaz.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Pour la formation de l'Utica, cette entreprise a conclu plusieurs ententes avec une partie des opérateurs de cette région (p. ex., EMG, Gulfport, Antero, PDC Energy et CNX) et récupère et conditionne actuellement les gaz et la partie liquéfiable des gaz.

Le tableau 3c illustre les volumes d'hydrocarbures liquéfiés par Markwest dans ses installations et les volumes de gaz conditionnés dans le Marcellus et l'Utica, dont Point Pleasant. Ces données proviennent du rapport annuel de l'entreprise pour l'année 2013 (Markwest, 2013).

Tableau 3c : Pourcentage d'hydrocarbures liquides dans le Marcellus et dans l'Utica, d'après les données de production de Markwest (2013)

| <b>Formation géologique</b>     |                            | <b>Production<br/>de GN<br/>Mscf/j</b> | <b>Production<br/>de LGN<br/>USG/j</b> | <b>LGN<br/>Ratio<br/>USG/Mscf</b> | <b>% Gaz<br/>Boe<br/>Boe tot.</b> | <b>% LGN<br/>boe/boe tot</b> |
|---------------------------------|----------------------------|--|--|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| <b>Marcellus</b>                |                            |  |  |                                   |                                   |                              |
| <i>Marcellus Shale:</i>         |                            |  |  |                                   |                                   |                              |
| Houston processing facility     | Washington County, PA 2009 | 306 500                                | 716 900                                | 2,3                               | 68%                               | 32%                          |
| Majorsville processing facility | Marshall County, WV 2010   | 321 400                                | 734 900                                | 2,3                               | 68%                               | 32%                          |
| Mobley processing facility      | Wetzel County, WV 2012     | 183 500                                | 273 800                                | 1,5                               | 79%                               | 21%                          |
| Sherwood processing facility    | Doddridge County, WV 2012  | 216 300                                | 255 200                                | 1,2                               | 84%                               | 16%                          |
| Keystone processing facility    | Butler County, PA 2012     | 74 200                                 | 133 900                                | 1,8                               | 75%                               | 25%                          |
| <b>Utica</b>                    |                            |  |  |                                   |                                   |                              |
| <i>Utica Shale:</i>             |                            |  |  |                                   |                                   |                              |
| Cadiz processing facility       | Harrison County, OH 2012   | 70 800                                 | 109 200                                | 1,5                               | 79%                               | 21%                          |
| Seneca processing facility(2)   | Noble County, OH 2013      | 105 200                                | 172 200                                | 1,6                               | 77%                               | 23%                          |
| <i>moyenne Utica</i>            |                            |  |  |                                   | <b>78%</b>                        | <b>22%</b>                   |

Le tableau 3c montre que pour l'Utica, le pourcentage de gaz représente en moyenne 78 % des hydrocarbures des puits traités par Markwest.

Par ailleurs, ces données de Markwest permettent d'établir non seulement le pourcentage d'hydrocarbures liquides et gazeux des puits traités par l'entreprise, mais également la nature et la composition des hydrocarbures liquéfiés. Les teneurs en hydrocarbures liquéfiés des gaz sont données au tableau 3d et proviennent des fiches signalétiques de Markwest.

Tableau 3d : Composition typique des hydrocarbures liquides produits par l'entreprise Markwest Energy Partners d'après les données des fiches signalétiques (Markwest, 2014a et 2014b)

| <b>Hydrocarbures liquides</b>         | <b>Teneurs</b> |
|---------------------------------------|----------------|
| <b><i>Liquides de Gaz Naturel</i></b> | <b>%V/V</b>    |
| Ethane                                | 0-5            |
| Propane                               | 20-70          |
| Normal butane                         | 15-25          |
| Isobutane                             | 5-15           |
| Pentanes                              | 5-25           |
| Hexanes                               | 5-25           |
| H2S                                   | 0-0.055        |
| <b><i>Condensat</i></b>               |                |
| Hydrogen sulfide (7783-06-4)          | <0.9           |
| C2 Hydrocarbons (As ethane)           | 0-5            |
| C3 Hydrocarbons (As propane)          | 0-15           |
| C4 Hydrocarbons (As butane)           | 0-45           |
| C5 Hydrocarbons (As pentane)          | 5-70           |
| C6 Hydrocarbons (As n-hexane)         | 25-95          |
| C7 Hydrocarbons (As heptane)          | 25-95          |
| C 8 Hydrocarbons (As octane)          | 25-95          |

À noter que selon notre compréhension des données de production de Markwest, il semble probable que ces données n'incluraient pas le pétrole brut, en dehors des hydrocarbures liquides (condensat et gaz de pétrole liquéfiés), en supposant qu'il y en ait, ces produits étant directement expédiés à partir du site vers les raffineries.

#### 2.3.4 POURCENTAGES DE GAZ/PÉTROLE RETENUS POUR L'ÉVALUATION DES GES

Aux fins de l'évaluation des GES, nous avons utilisé les valeurs du modèle du chantier Économie, pour la teneur en gaz et la teneur en liquides des hydrocarbures, soit 78 % et 22 % respectivement. Ces valeurs sont tout à fait cohérentes aux données de l'EIA, de l'ODNR et de Markwest présentées dans les sections précédentes.

#### 2.4 POURCENTAGES DE RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES

L'évaluation du pourcentage de récupération des hydrocarbures est nécessaire aux fins de l'estimation des émissions de GES, étant donné que les émissions sont directement proportionnelles aux quantités d'hydrocarbures récupérables. Ce paramètre est d'autant plus important lorsque les scénarios de développement supposent que la majorité des ressources récupérables seront extraites.

Le pourcentage de récupération des hydrocarbures dépend de plusieurs facteurs, entre autres, et sans s'y limiter, la profondeur des puits, la température et la pression des roches, la composition des roches, leurs caractéristiques (porosité, dureté) et l'état physique des hydrocarbures en place.

Une étude récente de l'EIA présente les données d'hydrocarbures en place et

récupérés de 137 formations géologiques dans 41 pays. L'étude présente des pourcentages de récupération typiques des formations géologiques aux États-Unis, dont l'Utica (EIA, 2013). Cette étude est la meilleure que nous ayons trouvée sur le sujet au moment de rédiger le présent rapport. Les données pertinentes de l'étude sont présentées ci-après.

#### 2.4.1 RÉCUPÉRATION DES GAZ

L'EIA recommande, pour la récupération de gaz de shale, trois pourcentages de récupération des gaz associés à certaines conditions des formations riches en hydrocarbures décrites ci-après.

##### A) Conditions favorables de récupération

Un facteur de 25 % de récupération du gaz en place peut être utilisé pour les bassins et les formations qui comportent une teneur moyenne en argile, une complexité géologique de faible à modérée et des propriétés favorables des réservoirs telles que des formations de shale surpressurisées et des porosités à teneur élevée en gaz.

##### B) Conditions moyennes de récupération

Un facteur de 20 % de récupération du gaz en place peut être utilisé pour les bassins et les formations qui comportent une teneur moyenne en argile, une complexité géologique modérée ainsi que des propriétés et des pressions moyennes des réservoirs.

##### C) Conditions faibles de récupération

Un facteur de 15 % de récupération du gaz en place peut être utilisé pour les bassins et les formations qui comportent une teneur en argile de moyenne à élevée, une complexité géologique de modérée à élevée ainsi que des propriétés et des pressions en dessous des moyennes des réservoirs.

Malgré leur intérêt, ces trois énoncés de l'EIA ont un caractère subjectif. La complexité des facteurs affectant les pourcentages de récupération est telle qu'il est difficile de statuer, pour une nouvelle formation géologique donnée, sur ces pourcentages de récupération sans réaliser des forages exploratoires suivis d'essais de production, avec ou sans fracturation, de manière à obtenir des données empiriques de production. Comme aucun essai de production n'a été réalisé à Anticosti, le pourcentage de récupération des hydrocarbures à Anticosti représente la plus grande incertitude dans nos estimations des émissions de GES.

Au moment de rédiger le présent rapport, nous n'avons aucune donnée sur le pourcentage de récupération de gaz pour la formation d'Utica-Point Pleasant qui aurait pu être utilisée. Ainsi, en se basant sur une approche conservatrice, il n'est pas prudent de considérer un pourcentage de récupération de gaz moyen ou favorable. Avec toutes les limites que cela implique, un pourcentage de 15 % pourrait être considéré pour Anticosti, bien que rien ne garantisse qu'un tel niveau de récupération soit atteignable.

#### 2.4.2 RÉCUPÉRATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES

Pour les pourcentages d'hydrocarbures liquides (pétrole, condensat et liquides de gaz naturel), le rapport de l'EIA regroupe les 22 formations géologiques aux États-Unis en trois catégories de pourcentages de récupération, variant de 2 à 9 %. Le tableau 4 illustre ces données.



Tableau 4 : Taux de récupération d'hydrocarbures liquéfiables dans quelques formations de shale aux États-Unis d'après EIA (2013)

*Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti*

| Basin             | Formation/Play               | Age                    | Oil In-Place<br>(MBbls/Mi <sup>2</sup> ) | Oil Recovery<br>(MBbls/Mi <sup>2</sup> ) | Oil Recovery Efficiency<br>(%) |
|-------------------|------------------------------|------------------------|--|--|--------------------------------|
| Williston         | Bakken ND Core               | Mississippian-Devonian | 12,245                                   | 1,025                                    | 8.4%                           |
|                   | Bakken ND Ext.               | Mississippian-Devonian | 9,599                                    | 736                                      | 7.7%                           |
|                   | Bakken MT                    | Mississippian-Devonian | 10,958                                   | 422                                      | 3.9%                           |
|                   | Three Forks ND               | Devonian               | 9,859                                    | 810                                      | 8.2%                           |
|                   | Three Forks MT               | Devonian               | 10,415                                   | 376                                      | 3.6%                           |
| Maverick          | Eagle Ford Play #3A          | Late Cretaceous        | 22,455                                   | 1,827                                    | 8.1%                           |
|                   | Eagle Ford Play #3B          | Late Cretaceous        | 25,738                                   | 2,328                                    | 9.0%                           |
|                   | Eagle Ford Play #4A          | Late Cretaceous        | 45,350                                   | 1,895                                    | 4.2%                           |
|                   | Eagle Ford Play #4B          | Late Cretaceous        | 34,505                                   | 2,007                                    | 5.8%                           |
| Ft. Worth         | Barnett Combo - Core         | Mississippian          | 25,262                                   | 377                                      | 1.5%                           |
|                   | Barnett Combo - Ext.         | Mississippian          | 13,750                                   | 251                                      | 1.8%                           |
| Permian           | Del. Avalon/BS (NM)          | Permian                | 34,976                                   | 648                                      | 1.9%                           |
|                   | Del. Avalon/BS (TX)          | Permian                | 27,354                                   | 580                                      | 2.1%                           |
|                   | Del. Wolfcamp (TX Core)      | Permian-Pennsylvanian  | 35,390                                   | 1,193                                    | 3.4%                           |
|                   | Del. Wolfcamp (TX Ext.)      | Permian-Pennsylvanian  | 27,683                                   | 372                                      | 1.3%                           |
|                   | Del. Wolfcamp (NM Ext.)      | Permian-Pennsylvanian  | 21,485                                   | 506                                      | 2.4%                           |
|                   | Midl. Wolfcamp Core          | Permian-Pennsylvanian  | 53,304                                   | 1,012                                    | 1.9%                           |
|                   | Midl. Wolfcamp Ext.          | Permian-Pennsylvanian  | 46,767                                   | 756                                      | 1.6%                           |
| Midl. Cline Shale | Pennsylvanian                | 32,148                 | 892                                      | 2.8%                                     |                                |
| Anadarko          | Canal Woodford - Oil         | Upper Devonian         | 11,413                                   | 964                                      | 8.4%                           |
|                   | Miss. Lime - Central OK Core | Mississippian          | 28,364                                   | 885                                      | 3.1%                           |
|                   | Miss. Lime - Eastern OK Ext. | Mississippian          | 30,441                                   | 189                                      | 0.6%                           |
|                   | Miss. Lime - KS Ext.         | Mississippian          | 21,881                                   | 294                                      | 1.3%                           |
| Appalachian       | Utica Shale - Oil            | Ordovician             | 42,408                                   | 906                                      | 2.1%                           |
| D-J               | D-J Niobrara Core            | Late Cretaceous        | 33,061                                   | 703                                      | 2.1%                           |
|                   | D-J Niobrara East Ext.       | Late Cretaceous        | 30,676                                   | 363                                      | 1.2%                           |
|                   | D-J Niobrara North Ext. #1   | Late Cretaceous        | 28,722                                   | 1,326                                    | 4.6%                           |
|                   | D-J Niobrara North Ext. #2   | Late Cretaceous        | 16,469                                   | 143                                      | 0.9%                           |

### 2.4.3 POURCENTAGES DE RÉCUPÉRATION UTILISÉS POUR L'ÉVALUATION DES GES À ANTICOSTI

Les scénarios du chantier Économie impliquent le calcul des hydrocarbures cumulés à la fin du projet, de sorte qu'en faisant le ratio entre les quantités totales produites de gaz et des hydrocarbures liquides et la quantité de ressources exploitables, on obtient des taux de récupération de 12,1 % pour le gaz et de 3,5 % pour le pétrole. Ces pourcentages de récupération sont du même ordre de grandeur que ceux présentés par l'EIA précédemment. Ils sont relativement conservateurs pour le gaz et optimistes pour le pétrole. L'évaluation des émissions de GES sera basée sur ces valeurs. À noter que les pourcentages de récupération des hydrocarbures représentent de loin la plus grande source d'incertitude sur laquelle se fonde notre évaluation des émissions de GES à Anticosti et que des hypothèses quant aux taux de récupération ont dû être posées en l'absence de données réelles de production. La détermination du pourcentage de récupération est d'ailleurs un des objectifs des travaux prévus par Pétrolia et Hydrocarbures Anticosti S.E.C.

### 2.5 SYNTHÈSE DES PARAMÈTRES SUR LES HYDROCARBURES POUR L'ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI

La revue des références, des données des promoteurs et des scénarios du chantier Économie, combinée à l'examen exhaustif des données existantes aux États-Unis réalisé à la section 2, a permis de poser des hypothèses sur les paramètres applicables aux fins de l'évaluation des émissions potentielles de GES pour Anticosti. Ainsi, en faisant la synthèse des données précédentes, il a été possible d'établir les quantités de ressources (en place, exploitables et récupérables) pour la formation de Macasty à Anticosti et d'en évaluer les émissions de GES. Ces paramètres sont résumés au tableau 5.

Tableau 5 : Synthèse des paramètres sur les hydrocarbures pour l'évaluation des émissions de GES dans la formation de Macasty à Anticosti d'après les données des promoteurs et du chantier Économie

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

| <b>Paramètres</b>               | <b>Unités</b> | <b>Valeurs</b> | <b>Références</b> |
|---------------------------------|---------------|----------------|-------------------|
| Ressources en place             | MM Boe        | 46 100         | 1,2               |
| Superficie exploitable          | %             | 48%            | 3                 |
| Ressources exploitables         | MM Boe        | 22 128         |                   |
| Taux de récupération - gaz      | %             | 12,1%          | 3                 |
| Production cumulée - gaz        | MM Boe        | 2 683          |                   |
| Facteur Équivalence gaz-pétrole | Mcf/Boe       | 5,8            |                   |
| Production cumulée - gaz        | Bcf           | 15 560         |                   |
| Pourcentage HC gaz              | % Boe         | 78%            | 3                 |
| Pourcentage HC liquides         | % Boe         | 22%            |                   |
| Taux de récupération - liq      | % Boe         | 3,5%           | 3                 |
| Production cumulée - liquides   | MM Boe        | 778            |                   |

1 Sproule, 2011

2 Junex, 2012

3 Chantier Économique de l'EES, 2014

### **3.0 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI**

La section précédente a permis d'établir les principales hypothèses sur les hydrocarbures à Anticosti qui serviront de base aux évaluations des émissions de GES. La section 3 constitue le cœur du rapport et présente le modèle développé par la Direction générale du bureau des changements climatiques pour le calcul des émissions de GES des activités d'exploration, de développement et de production des hydrocarbures gazeux et liquides dans le cadre de l'ÉES sur Anticosti. Elle présente également, de façon exhaustive, la démarche qui a été utilisée pour faire la quantification des émissions de GES.

Le modèle développé pour l'évaluation des émissions de GES à Anticosti est représenté par l'équation 1 décrite à la section 3.3.2.3. Cependant, pour en arriver à établir cette équation, en plus des hypothèses du chantier Économie, plusieurs données provenant notamment des déclarations des émissions de GES dans les formations analogues aux États-Unis ont été compilées, traitées et analysées. Parmi les données et paramètres clés ayant servi de base au modèle d'équation, il y a entre autres les taux de production des puits (courbes de déclin), les scénarios de déploiement des puits à Anticosti et les facteurs d'émission de GES des différentes activités reliées à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures. Les forces et faiblesses du modèle ainsi que les incertitudes inhérentes à la présente étude sont également présentées.

À partir du modèle d'équation développé, les émissions potentielles de GES à Anticosti ont été évaluées selon trois scénarios, incluant le scénario de base du chantier Économie qui suppose la présence d'infrastructures de récupération des gaz dès le début de l'exploitation en 2020. Par la suite, pour chacun des scénarios, les impacts des émissions potentielles de GES à Anticosti sur le bilan québécois ainsi que sur le marché du carbone (SPEDE) ont été évalués.

Finalement, tous les calculs nécessaires à l'établissement du modèle d'équation ont été réalisés à partir de tableurs Excel® et le modèle a été conçu de manière à pouvoir incorporer d'éventuelles modifications, notamment aux scénarios de développement.

#### **3.1 CARACTÉRISTIQUES ET PLAN DE DÉPLOIEMENT DES PUIITS**

##### **3.1.1 COURBES DE DÉCLIN DE PRODUCTION DES PUIITS DE L'UTICA**

Aux fins de la modélisation des taux de production d'hydrocarbures liquides et gazeux, il est nécessaire d'avoir une représentation typique du comportement des puits, laquelle est obtenue par les courbes de déclin de production. Les seules données publiques que nous avons, au moment de rédiger le présent rapport, sont celles de Jefferies (2013) et de Nikhanj (2013). Ces données sont illustrées aux figures 3a et 3b.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Il importe de mentionner que nous n'avons pas pu confirmer la fiabilité de ces sources d'information.

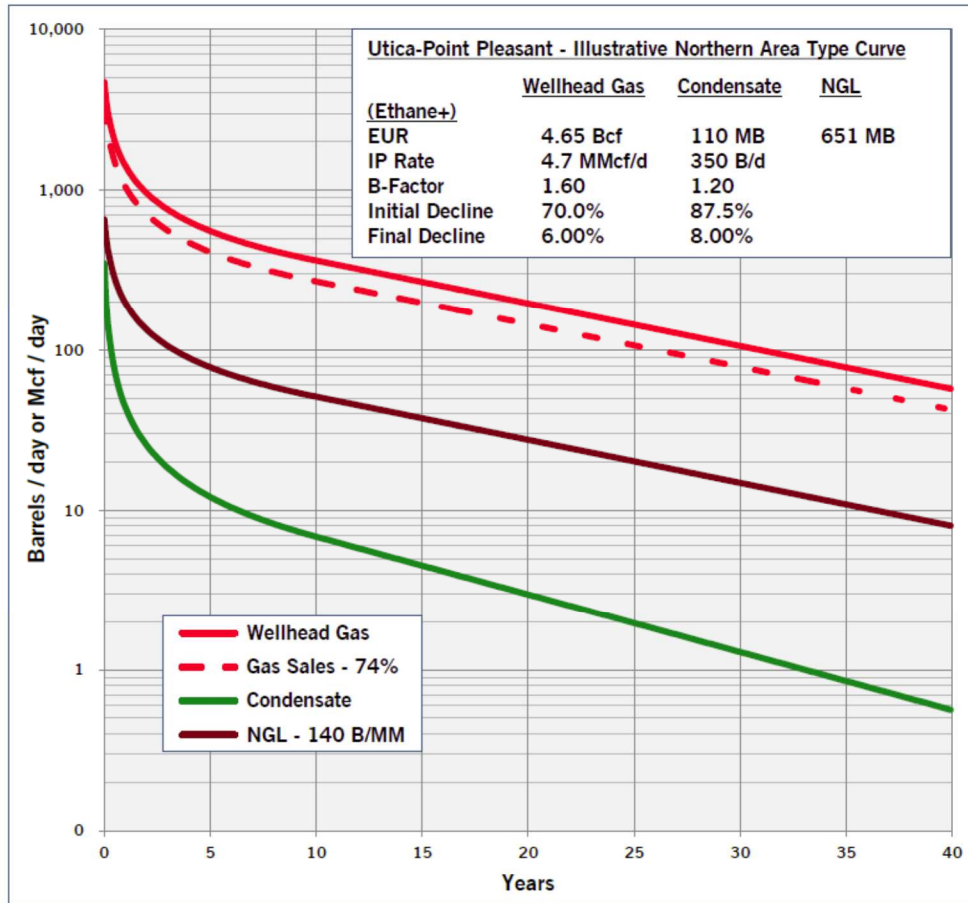


Figure 3a : Illustration du taux de production initial et du taux de déclin du gaz, du condensat et du liquide de gaz dans la portion de Point Pleasant de l'Utica (Jefferies, 2013)

## Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti

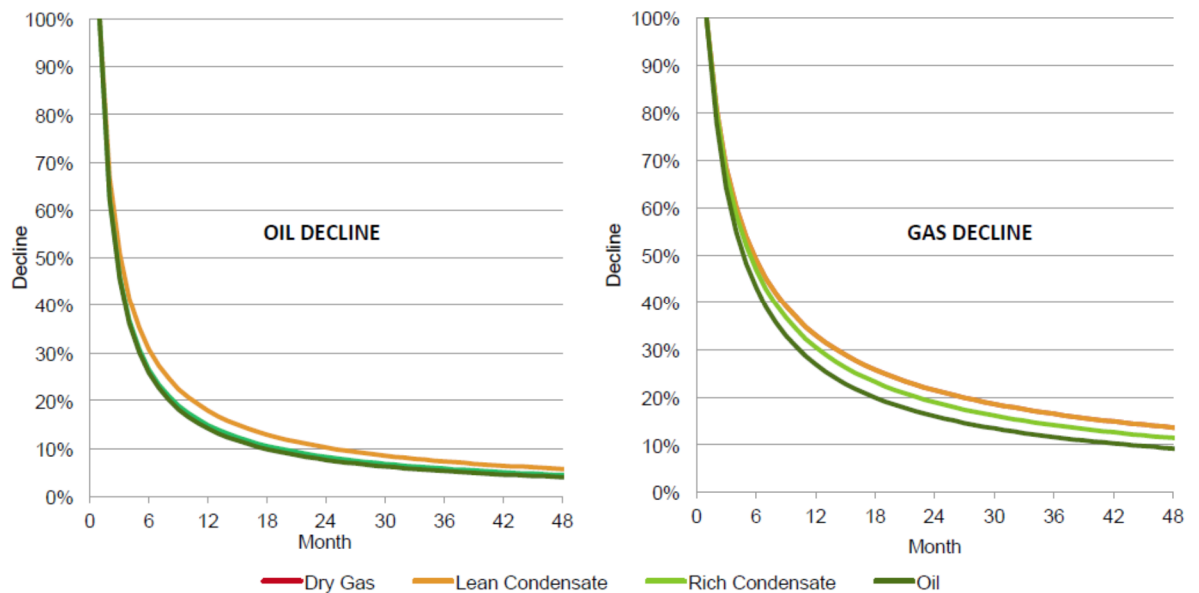


Figure 3b : Illustration des courbes de déclin du gaz et du pétrole dans la portion de Point Pleasant de l'Utica (Nikhanj, 2013)

### 3.1.2 TAUX DE DÉCLIN ET DE PRODUCTION UTILISÉS

Aux fins de l'évaluation du potentiel de rentabilité de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, le chantier Économie a retenu les données suivantes pour modéliser la productivité des puits.

#### Production initiale d'un puits

- 200 barils de pétrole par jour
- 4 100 000 pieds cubes de gaz de schiste, soit 707 barils équivalent pétrole par jour (EIA, 2014)

#### Courbe de déclin basée sur celle de la formation de Bakken

- La production décline de 54 % après un an, de 83 % après deux ans et de 88 % pour les années subséquentes.

#### Vie théorique d'un puits

- 20 ans

La figure 3c illustre les courbes de déclin d'un puits d'hydrocarbures type, utilisées aux fins de l'estimation des taux de production de gaz et d'hydrocarbures liquides pour Anticosti selon les scénarios du chantier Économie. Ces courbes de déclin ont été utilisées pour les estimations des émissions de GES.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

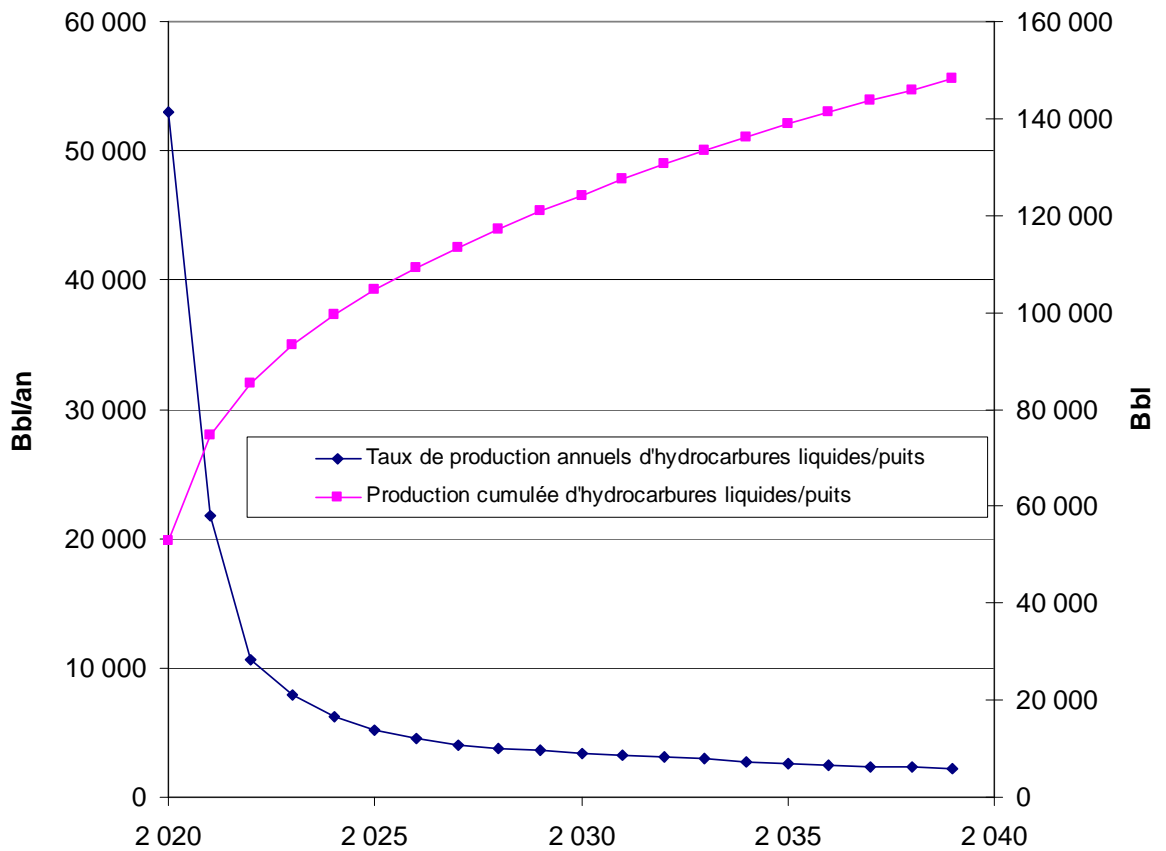


Figure 3c : Illustration des courbes de déclin des hydrocarbures liquides estimées pour le projet d'Anticosti (chantier Économie, 2015)

Les taux de production initiaux de gaz et de pétrole sont extraits des rapports mensuels de l'EIA pour l'exploitation de l'Utica en 2014.

Les paramètres du modèle de l'EIA semblent du même ordre de grandeur que les données fragmentaires de Jefferies et de Nikhanj présentées à la section précédente. Cependant, la figure 3c considère que les courbes de déclin du pétrole et du gaz sont identiques, ce qui ne correspondrait pas à ces données.

Au moment de rédiger le présent rapport, les paramètres du modèle retenu par le chantier Économie se basaient sur les données d'une autre formation géologique (celle du Bakken, dans le Dakota du Nord), à défaut de données récentes sur la formation de l'Utica-Point Pleasant. Le modèle serait à parfaire au fur et à mesure que l'information devient disponible.



### 3.1.3 SCÉNARIOS DE DÉPLOIEMENT DES PUITES

La figure 4a illustre le scénario de déploiement des puits retenu par le chantier Économie de l'ÉES Anticosti.

Aux fins de l'estimation du potentiel de rentabilité du projet, le chantier Économie a considéré différents scénarios de déploiement des puits à Anticosti, présentés à la figure 4a. Au moment de rédiger le présent rapport, les principales hypothèses de déploiement des puits du chantier Économie étaient les suivantes :

- un puits draine 0,66 km<sup>2</sup>;
- 14 puits seraient réalisés par plateforme;
- 375 plateformes seraient requises;
- superficie d'une plateforme : 120 m sur 120 m;
- période de déploiement des nouveaux puits : 2020 à 2069;
- durée de production d'un puits : 20 ans (note : après cette période, les revenus escomptés deviennent négligeables selon le chantier Économie);
- nombre maximum de nouveaux puits par année : 108.

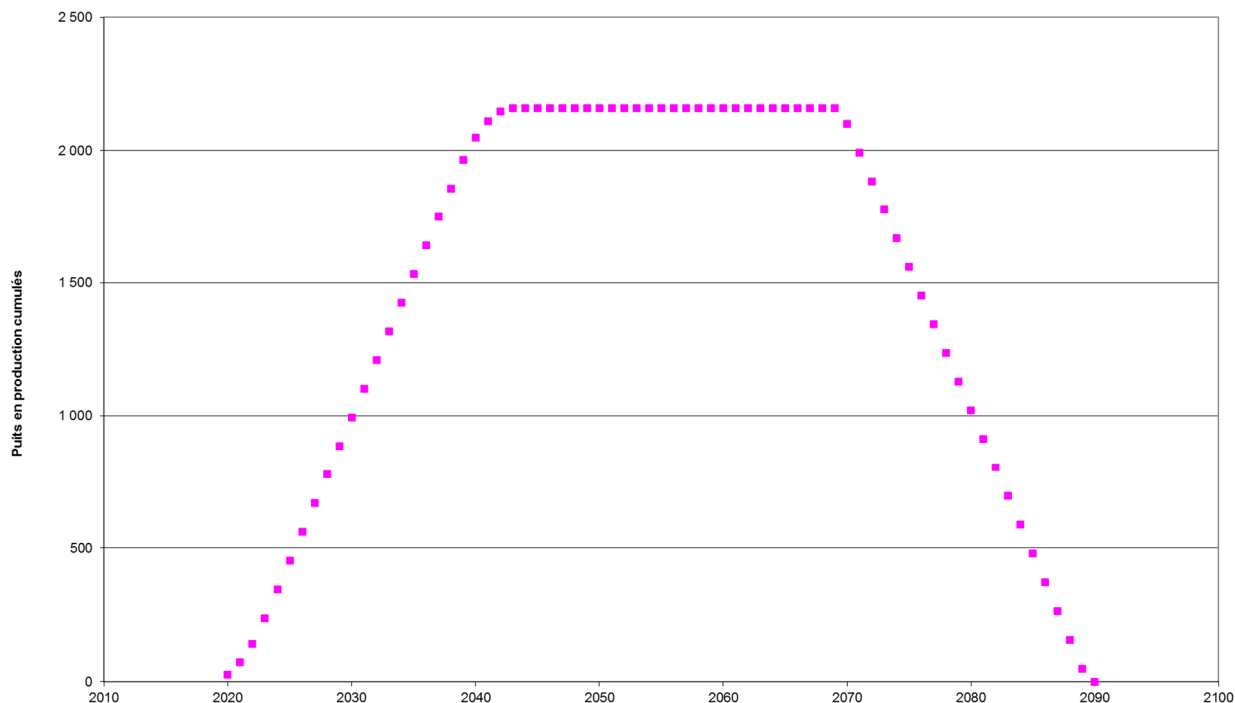


Figure 4a : Illustration du déploiement des puits selon le scénario de base actuel du chantier Économie (2015)

### 3.1.4 TAUX DE PRODUCTION DES PUITES

Le chantier Économie a basé les estimations du potentiel de rentabilité du projet notamment sur :

- le scénario de déploiement des puits (cas de base);
- les taux de production initiaux en pétrole et en gaz;
- les courbes de déclin des puits.

À partir de ces prémisses, il est possible de déduire le taux de production en gaz et en hydrocarbures liquides à Anticosti. Ces données de taux de production sont présentées à la figure 4b.

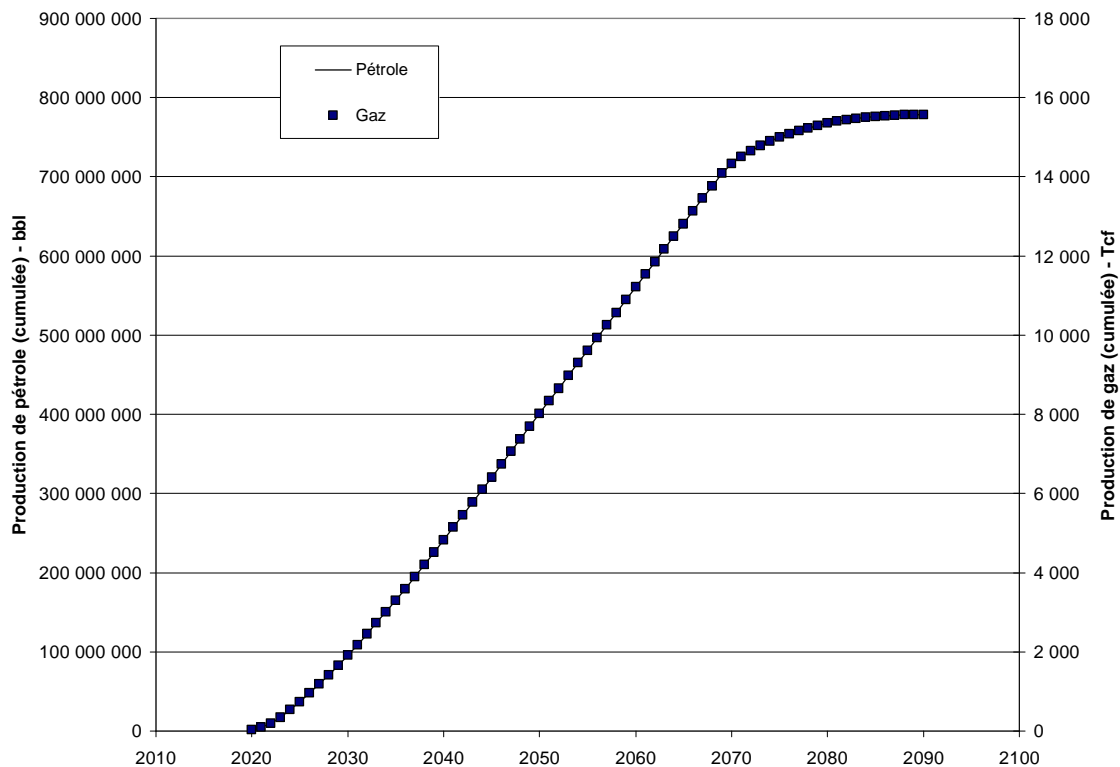


Figure 4b : Illustration du scénario de base de production des puits, selon le chantier Économie (2015)

Ces données de production de puits ont une incidence directe sur l'évaluation des émissions potentielles de GES à Anticosti. En effet, comme nous le verrons plus loin, plusieurs sources d'émissions de GES, en particulier pendant la phase de production d'un puits, sont directement proportionnelles au taux de production global de l'ensemble des puits.

Par ailleurs, les courbes de production cumulée de gaz et de pétrole se confondent, en raison des hypothèses posées par le chantier Économie voulant que les courbes de déclin soient identiques (voir la section 3.1.2).

### 3.2 ESTIMATION DE L'ORDRE DE GRANDEUR DES ÉMISSIONS DE GES

Afin d'avoir un aperçu de l'ordre de grandeur des émissions potentielles de GES à Anticosti, nous avons utilisé les données de l'inventaire des émissions de GES de l'USEPA pour la période 1990-2011 (USEPA, 2013). En se basant sur une évaluation des émissions potentielles de méthane de l'exploitation du gaz naturel, l'USEPA rapportait que ces émissions seraient de l'ordre de 0,47 % du taux de production de gaz pour ce secteur. Cette approximation n'incluait pas les émissions de combustion.

Nous avons utilisé ce pourcentage de 0,47 % comme intrant au scénario de production de gaz du chantier Économie (voir la figure 4a) pour obtenir une première estimation grossière des émissions de méthane seulement résultant de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti. Cette estimation est représentée à la figure 5.

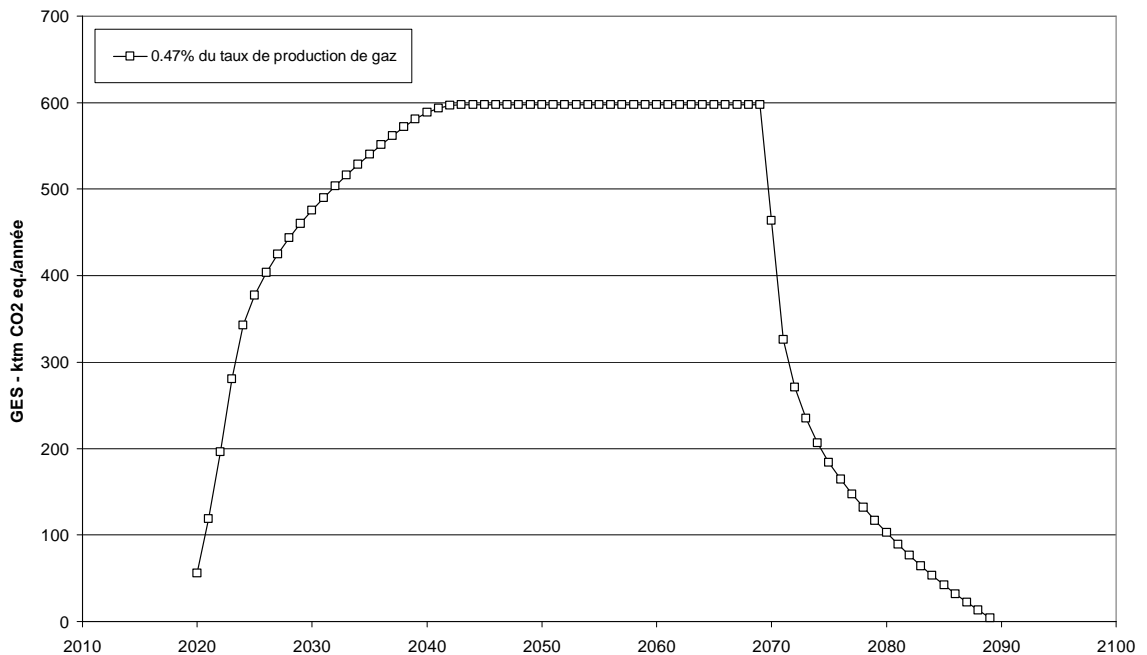


Figure 5 : Estimation des émissions de méthane basée sur un pourcentage de production de gaz suivant l'inventaire 1990-2011 publié par l'USEPA (2013) pour le secteur du gaz naturel

D'après la figure 5, les émissions de méthane seulement, sans les émissions de combustion, seraient de l'ordre de 600 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par année. Nous verrons plus loin que cette première estimation, bien que grossière, recoupe notre évaluation détaillée basée sur les facteurs d'émission des formations de Marcellus et d'Utica faisant l'objet de la section 3.3 qui suit.

### 3.3 ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI BASÉE SUR LES FACTEURS D'ÉMISSION

Dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013, une étude sur les taux d'émission de contaminants à l'air, incluant les GES, a été réalisée par SNC-Lavalin (Piché et Delisle, 2013) pour le compte du MDDELCC. Cette approche est applicable et adaptable à nos évaluations d'émissions de GES pour Anticosti, notamment en raison du contenu élevé en gaz de la formation analogue au shale de Macasty, comme on l'a vu précédemment et du fait de la similitude des techniques employées pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (p. ex., la fracturation).

La section 3.3 vise donc à faire une estimation des émissions de GES découlant de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti basée sur des facteurs d'émission pour les phases d'exploration (section 3.3.1) ainsi que de développement et de production (section 3.3.2) en considérant notamment :

- l'extrapolation de données de terrain de la phase d'exploration à Anticosti s'étant déroulée en 2014;
- l'adaptation des facteurs d'émission établis dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste;
- les données déclarées d'émissions de GES de 32 opérateurs d'hydrocarbures dans les formations de Marcellus et d'Utica pour l'année 2013.

#### 3.3.1 PHASE D'EXPLORATION

Dans le cadre de l'ÉES sur Anticosti, la phase d'exploration se divise en deux étapes. L'étape 1 porte sur la réalisation de sondages stratigraphiques et l'étape 2 sur le forage, la fracturation et les essais de production des puits. Il faut préciser que dans un autre contexte, la phase d'exploration ne se limite pas nécessairement à ces deux étapes et peut comporter d'autres activités telles que des levés géophysiques. Notre évaluation porte sur ce qui prévaut dans le cadre des travaux à Anticosti.

##### i) Étape 1 : Sondages stratigraphiques

Les données du tableau 6a permettent d'avoir un ordre de grandeur des émissions potentielles de GES découlant de la réalisation des sondages stratigraphiques. À noter que les évaluations de GES reposent sur les données fournies par Pétrolia en fonction

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

du nombre de sondages réalisés (environ cinq) et en cours de réalisation au moment où les travaux de terrain ont été arrêtés en novembre 2014.

Tableau 6a : Facteurs d'émission de GES découlant des activités liées aux sondages stratigraphiques à Anticosti

| ACTIVITÉS  | Combustibles |        |          |
|--|--------------|--------|----------|
|  | Type         | Unités | Quantité |
| <i>Aménagement du site</i>   | D            | L      | 866      |
| Pelle mécanique avec déchiqueteuse   | D            | L      |          |
| Boureur  | D            | L      |          |
| Transport équipements  | D            | L      |          |
| Installation équipements   |              |        |          |
| <i>Forages</i>   |              |        | 575      |
| Génératrice principale   | D            | L      |          |
| Génératrice secondaire (Roulotte Géologue)                                       | D            | L      |          |
| Groupe électrogène (lumières)  | D            | L      |          |
| Pompe à eau  | E            | L      |          |
| Foreuse  | D            | L      |          |
| Ligne de détente   |              |        |          |
| Pompe du système de décantation  |              |        |          |
| Camions (mobilisation des travailleurs)  | D            | L      |          |
| Dégazeur   |              |        |          |
| Coffrage de surface du puit  |              |        |          |
| <i>Fermeture</i>   |              |        |          |
| Cimentation  | D            | L      | N/A      |
| Disposition eau  | D            | L      | N/A      |
| Disposition des boues  | D            | L      | N/A      |
| Fuites de tête du puit   | D            | L      | N/A      |
| <i>Démobilisation</i>  |              |        |          |
| Transport équipements  | D            | L      |          |
| Restauration des sites   | D            | L      | N/A      |
| <b>Moyenne de consommation de diesel par jour pour un site type (L/jour) :</b>   |              |        | 575      |
| <b>Consommation moyenne totale des forages par site type (L/site) :</b>          |              |        | 28750    |
| <b>Consommation moyenne totale de préparation de site par site type (L/site)</b> |              |        | 866      |
| <b>Nombre de site prévus :</b>   |              |        | 15       |
| <b>Facteurs d'émission du diesel (kg CO2 eq./L de diesel) :</b>                  |              |        | 2,79     |
| <b>Émissions potentielles de GES global (ktm CO2 eq.) :</b>                      |              |        | 1239     |

Il importe de mentionner que les données parcellaires obtenues après la réalisation des cinq sondages stratigraphiques, en 2014, ne nous permettent pas de fournir une estimation précise des émissions de GES, mais nous présentons l'état des connaissances actuelles. Ces estimations tiennent compte du fait que :

- pour l'aménagement du site, les données de consommation de carburant ont été estimées en fonction des durées typiques et moyennes des opérations forestières, de nivelage des routes temporaires et de transport des équipements de forage sur les différents sites des sondages à Anticosti à l'été et à l'automne 2014;
- pour les forages, les données de consommation de carburant ont été estimées à partir des données de consommation de diesel et d'essence contenues dans les rapports journaliers de forage transmis au MERN à l'été et à l'automne 2014 dans le cadre de l'arrêté du gouvernement du Québec concernant les différents sites de sondages à Anticosti (*Gazette officielle du Québec*, 9 juin 2014);
- pour les activités liées à la fermeture des puits, les données de consommation de carburant associées à ces activités n'étaient pas définies au moment de rédiger le présent rapport;
- les sources indiquées (N/A) sont celles pour lesquelles aucune donnée n'était disponible.

Selon le tableau 6a et en fonction des données parcellaires des travaux de 2014, les émissions potentielles de GES pour quinze sondages stratigraphiques pourraient être de l'ordre de 1 200 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub>, ce qui représenterait environ 100 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par sondage stratigraphique. Les émissions totales ont été extrapolées puisque tous les sondages n'étaient pas terminés au moment de rédiger le présent rapport. Les émissions incluses ou exclues sont indiquées explicitement au tableau 6a.

Pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti, il est de la responsabilité d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. et de son partenaire Pétrolia de répertorier toutes les sources d'émissions de GES et de quantifier les émissions annuellement, conformément au RDOCECA, et de transmettre ces informations au MDDELCC.

ii) Étape 2 : Forage, fracturation hydraulique et essais de production

Les données du tableau 6b, extraites de Piché et Delisle (2013), permettent d'établir un ordre de grandeur des émissions potentielles de GES lors de l'étape 2 de la phase d'exploration à Anticosti.

Il importe de préciser que pour le cas d'Anticosti, aucune information ne permettait de confirmer, à ce stade-ci, si la fracturation sera hydraulique ou si d'autres fluides de fracturation seront utilisés. En l'absence de cette information, nous avons supposé la fracturation serait hydraulique. Par ailleurs, comme mentionné précédemment,

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Pétrolia poursuivra ses sondages stratigraphiques en 2015 et procédera, dès que possible, aux trois forages pétroliers avec fracturation.

Tableau 6b : Facteurs d'émission de GES par puits découlant des activités d'exploration selon l'étude de Piché et Delisle (2013) dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste

| <b>Phase d'exploration</b>         | <b>tm CH4</b> | <b>tm CO2</b> | <b>tm GES</b> | <b>Diésel - kL</b> | <b>Références</b> |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|--------------------|-------------------|
| <i>Aménagement du site</i>         |               |               |               |                    |                   |
| Débusqueuses                       | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Camions                            | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Autres équipements                 | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Transport équipements              | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Installation équipements           | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| <i>Forages</i>                     |               |               |               |                    |                   |
| Groupe électrogène                 | 0,014         | 100           | 100           | 36                 | 1 (T16)           |
| Pompe de forage                    | 0,016         | 150           | 150           | 54                 | 1 (T16)           |
| Foreuse                            | 0,122         | 900           | 902           | 322                | 1 (T16)           |
| Torchage des gaz                   | 0,116         | 24            | 26            |                    | 1 (T16)           |
| Chaudière                          | 0,001         | 99            | 99            | 36                 | 1 (T16)           |
| Chargeur frontal                   | 0,003         | 21            | 21            | 8                  | 1 (T16)           |
| Camions                            | 0,003         | 18            | 18            | 7                  | 1 (T16)           |
| Sous-Total                         | 0,275         | 1311          | 1317          | 462                |                   |
| <i>Fracturation hydraulique</i>    |               |               |               |                    |                   |
| Camions-pompe                      | 0,047         | 297           | 297           | 106                | 1 (T22)           |
| Équipement de mélange              | 0,003         | 20            | 20            | 7                  | 1 (T22)           |
| Sous-Total                         | 0,050         | 317           | 318           | 114                |                   |
| <i>Essai de production / essai</i> |               |               |               |                    |                   |
| Ventilation du gaz                 | 0,245         | 0,001         | 5             |                    | 1 (T29)           |
| Torchère                           | 1,767         | 1287          | 1324          |                    | 1 (T29)           |
| Bassin eau de reflux               | 0,962         | 0,031         | 20            |                    | 1 (T29)           |
| Sous-Total                         | 2,974         | 1287,0        | 1349,5        |                    |                   |
| <i>Fermeture</i>                   |               |               |               |                    |                   |
| Disposition eau                    | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Disposition des boues              | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| Fuites de tête du puit             | exclues       | exclues       | exclues       |                    |                   |
| <b>TOTAL/puits</b>                 | <b>3,299</b>  | <b>2 915</b>  | <b>2 985</b>  | <b>575</b>         |                   |
| <b>TOTAL/3 puits</b>               | <b>9,9</b>    | <b>8 746</b>  | <b>8 954</b>  | <b>1 725</b>       |                   |

**Références :**

- 1 Piché et Delisle, décembre 2013 (Contrat 999721503, MDDEFP).
- 2 Nous avons présumé que tout le carburant utilisé était du diésel.
- 3 Nous avons utilisé un facteur d'émission de GES de 2,79 tm/kL pour le diésel.

D'après le tableau 6b et en tenant compte des limites décrites précédemment, les émissions de GES de la phase 2 impliquant le forage, la fracturation et les essais de production pourraient être de l'ordre de 3 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par puits. Ainsi, pour les trois puits avec fracturation prévus à Anticosti, cela pourrait représenter

9 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub>. Rappelons que le seuil déclaratoire des émissions de GES du RDOCECA est de 10 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub> par année. Ainsi, pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti, il est de la responsabilité d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. et de son partenaire Pétrolia de répertorier toutes les sources d'émissions de GES et de quantifier les émissions annuellement, conformément au RDOCECA, et de transmettre ces informations au MDDELCC.

Selon le tableau 6b, les moteurs des foreuses et les moteurs des camions pompes sont les plus importantes sources de GES et représentent les deux tiers des émissions toutes opérations confondues. Du côté des opérations, le forage et les essais de production sont les activités les plus émettrices de GES à l'intérieur de l'étape 2. Étant donné que les hydrocarbures à Anticosti seraient constitués à 80 % de gaz et à 20 % de liquide, nous pouvons considérer que ces données donnent un ordre de grandeur acceptable aux fins de l'évaluation globale des émissions de GES à Anticosti.

### 3.3.2 PHASES DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION

La présente section porte sur l'établissement d'un modèle d'estimation des émissions de GES pour les phases de développement et de production des hydrocarbures non conventionnels à Anticosti. Ce modèle est basé sur des facteurs d'émission associés aux équipements et aux procédés à l'origine des sources d'émissions de GES. Nous avons utilisé trois sources différentes aux fins de l'établissement du modèle, soit l'étude de Piché et Delisle (2013), les données de l'USEPA et la littérature sur le sujet.

#### 3.3.2.1 FACTEURS D'ÉMISSION DE SNC-LAVALIN (PICHÉ ET DELISLE, 2013)

Les tableaux qui suivent présentent les facteurs d'émission par puits pour le développement d'un puits (tableau 7a) et pour la production d'une plateforme de six puits ainsi que pour l'exploitation d'un centre de traitement des gaz de 300 puits (tableau 7b), selon le rapport de Piché et Delisle (2013).

D'après les données du tableau 7a, les émissions de GES de la phase de développement seraient de l'ordre de 3 400 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par puits. Pour 108 puits par année, les émissions potentielles de GES représenteraient 367 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par année. Cette évaluation est notamment basée sur le fait que :

- les émissions correspondent aux données présentées par les auteurs, sans adaptation pour le présent projet;
- les auteurs ont présumé que tout le carburant utilisé était du diésel;



***Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti***

- nous avons utilisé un facteur de 2,79 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par kilolitre de diesel pour évaluer les consommations de diesel qui seraient nécessaires au développement des puits.

Étant donné que les hydrocarbures à Anticosti seraient constitués à 80 % de gaz et à 20 % de liquide, les sources de GES sont essentiellement les mêmes que celles mentionnées pour la phase d'exploration. De plus, nous pouvons considérer que les données du tableau 7a donnent un ordre de grandeur acceptable aux fins de l'évaluation globale de GES et aux fins de la comparaison avec les facteurs d'émission basée sur les déclarations américaines présentées à la section suivante.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 7a : Facteurs d'émission de GES par puits des activités de la phase de développement selon Piché et Delisle (2013)

| <b>Phase de développement</b>      | <b>tm CH4</b> | <b>tm CO2</b>  | <b>tm GES</b>  | <b>Diésel - kL</b> | <b>Références</b> |
|------------------------------------|---------------|----------------|----------------|--------------------|-------------------|
| <u>Aménagement du site</u>         |               |                |                | 2,790              |                   |
| Débusqueuses                       | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Camions                            | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Autres équipements                 | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Transport équipements              | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Installation équipements           | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| <u>Forages</u>                     |               |                |                |                    |                   |
| Groupe électrogène                 | 0,02          | 137            | 138            | 49                 | 1 (T31)           |
| Pompe de forage                    | 0,02          | 206            | 206            | 74                 | 1 (T31)           |
| Foreuse                            | 0,166         | 1234           | 1237           | 442                | 1 (T31)           |
| Torchage des gaz                   | 0,16          | 32             | 36             |                    | 1 (T31)           |
| Chaudière                          | 0,001         | 99             | 99             | 36                 | 1 (T31)           |
| Chargeur frontal                   | 0,005         | 29             | 29             | 10                 | 1 (T31)           |
| Camions                            | 0,003         | 18             | 18             | 7                  | 1 (T31)           |
| Sous-Total                         | 0,375         | 1755           | 1763           | 618                |                   |
| <u>Fracturation hydraulique</u>    |               |                |                |                    |                   |
| Camions-pompe                      | 0,210         | 1327           | 1331           | 475                | 1 (T32)           |
| Équipement de mélange              | 0,013         | 91             | 91             | 32                 | 1 (T32)           |
| Sous-Total                         | 0,223         | 1417           | 1422           | 508                |                   |
| <u>Essai de production / essai</u> |               |                |                |                    |                   |
| Ventilation du gaz                 | 0,245         | 0,001          | 5              |                    | 1 (T33)           |
| Torchère                           | 0,176         | 128,7          | 132            |                    | 1 (T33)           |
| Bassin eau de reflux               | 3,558         | 0,116          | 75             |                    | 1 (T33)           |
| Sous-Total                         | 3,979         | 128,8          | 212,4          |                    |                   |
| <u>Fermeture</u>                   |               |                |                |                    |                   |
| Disposition eau                    | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Disposition des boues              | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| Fuites de tête du puit             | exclues       | exclues        | exclues        |                    |                   |
| <b>TOTAL/puits</b>                 | <b>4,577</b>  | <b>3 301</b>   | <b>3 397</b>   | <b>1 125</b>       |                   |
| <b>TOTAL/108 puits</b>             | <b>494</b>    | <b>356 512</b> | <b>366 893</b> | <b>121 550</b>     |                   |

**Références :**

- 1 Piché et Delisle, décembre 2013 (Contrat 999721503, MDDEFP).
- 2 Nous avons présumé que tout le carburant utilisé était du diésel.
- 3 Nous avons utilisé un facteur global d'émission de 2,79 tm/kL pour le diésel.

Le tableau 7b présente les facteurs d'émission par puits pour la phase de production d'une plateforme de six puits et d'un centre de traitement de gaz de 300 puits selon Piché et Delisle (2013). Cette évaluation est notamment basée sur le fait que :

- les données ont été ramenées sur une base homogène par puits;
- les émissions de méthane ont été ramenées en tonne d'équivalent CO<sub>2</sub> avec un potentiel de réchauffement planétaire de 21 kilotonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par kilotonne de méthane;
- les émissions de la phase de production, contrairement à celles de la phase de développement sont récurrentes;
- les émissions des fuites du coffrage et de migration vers la surface ne sont pas prises en compte dans la présente étude, étant donné que la base de données de l'USEPA ne prévoit pas la déclaration de ces sources et que nous devons comparer les mêmes sources. Par ailleurs, l'information disponible actuellement est très fragmentaire pour ces sources;
- les données de compression du système de traitement des gaz ne sont pas prises en compte, puisqu'aucun scénario de récupération des gaz n'avait été arrêté au moment de rédiger la présente étude.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 7b : Facteurs d'émission de GES par puits des activités de la phase de production selon les données de Piché et Delisle (2013)

| Phase de production   | tm CH4        | tm CO2         | tm GES         | Diésel - kL   | Références |
|---|---------------|----------------|----------------|---------------|------------|
| <b>Plate-forme de production (6 puits)</b>                  |               |                |                |               |            |
|   | <b>6</b>      |                |                |               |            |
| Compresseurs de puits (4)                                   | 9,2           | 869            | 1 061          | 311           | 1 (T42)    |
| Fuites des eq. de procédé                                   | 10,6          | 0,015          | 222            | -             | 1 (T42)    |
| Coffrage et migration                                       | 62,9          | 0,088          | 1 322          | -             | 1 (T42)    |
| Équip. pneumatiques   | 116,8         | 0,164          | 2 454          | -             | 1 (T42)    |
| Soupapes de surpression                                     | 0,01          | 0,001          | 0              | -             | 1 (T42)    |
| Purges d'équipement   | 6,3           | 0,009          | 132            | -             | 1 (T42)    |
| Sous-Total  | 205,9         | 869            | 5 192          | 311           |            |
| <b>Traitement des gaz (300 puits à 1 Gm3/an sur 25 ans)</b> |               |                |                |               |            |
| Chauffage du gaz  | 15,49         | 4 972          | 5 297          | 1 782         | 1 (T52)    |
| Évent déshydratation  | 1091          | 0,556          | 22 912         | -             | 2 (T52)    |
| Chauffage déshydratation                                    | 3,22          | 1 034          | 1 102          | 371           | 3 (T52)    |
| Compression du gaz (4)                                      | 699           | 66 290         | 80 962         | -             | 4 (T52)    |
| Fuites des eq. de procédé                                   | 67,9          | 0,095          | 1 427          | -             | 5 (T52)    |
| Soupapes de surpression                                     | 0,069         | 0,001          | 1              | -             | 6 (T52)    |
| Purges d'équipement   | 3,16          | 4,000          | 70             | -             | 7 (T52)    |
| Sous-Total  | 1880          | 72301          | 111 771        | 2 153         |            |
| <b>Fermeture</b>  |               |                |                |               |            |
| Disposition eau   | exclues       | exclues        | exclues        |               |            |
| Disposition des boues                                       | exclues       | exclues        | exclues        |               |            |
| Fuites de tête du puit                                      | exclues       | exclues        | exclues        |               |            |
| <b>TOTAL/300 puits</b>                                      | <b>12 172</b> | <b>115 750</b> | <b>371 371</b> | <b>17 722</b> |            |
| <b>TOTAL Corrigé/puit</b>                                   | <b>14,6</b>   | <b>139</b>     | <b>445</b>     | <b>21,3</b>   |            |

**Références :**

- 1 Piché et Delisle, décembre 2013 (Contrat 999721503, MDDEFP).
- 2 Nous avons présumé que tout le carburant utilisé était du diésel.
- 3 Nous avons utilisé un facteur global d'émission de 2,79 tm/kL pour le diésel.
- 4 Nous avons présumé des compresseurs au gaz de schiste

À noter que ces données seront adaptées à la section suivante au projet d'Anticosti, aux fins de comparaison avec l'approche des facteurs d'émission de GES basés sur les données déclarées aux États-Unis.

### 3.3.2.2 FACTEURS D'ÉMISSION DES DÉCLARATIONS AUX ÉTATS-UNIS (USEPA)

i) Portée des sources d'émissions de GES et références considérées

Il a été mentionné précédemment qu'aux États-Unis, les déclarations d'émissions de GES découlant de l'exploitation du pétrole et du gaz sont obligatoires pour les émetteurs de plus de 25 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par an et que ces renseignements sont publics. Compte tenu de la similitude établie précédemment entre les formations géologiques des shales de Macasty, à Anticosti, et de Point

Pleasant, en Ohio, nous avons analysé les déclarations des opérateurs américains du bassin appalachien, lequel englobe les formations de Marcellus et de l'Utica-Point Pleasant.

Afin de bien préciser la portée des déclarations d'émissions de GES des activités d'extraction, de production et de traitement de pétrole et de gaz dans le contexte américain, la figure 6 illustre la séparation des groupes d'activités et de sources d'émissions de GES aux fins déclaratoires de ce secteur.

Ainsi, les activités de compression des gaz hors du site de production, celles de transmission et de stockage des gaz, de même que les activités de liquéfaction du gaz naturel sont visées par des parties distinctes des déclarations d'émissions de GES des plateformes terrestres. La portée de notre analyse suit la même logique et c'est pourquoi ces sources sont exclues de l'analyse qui suit.

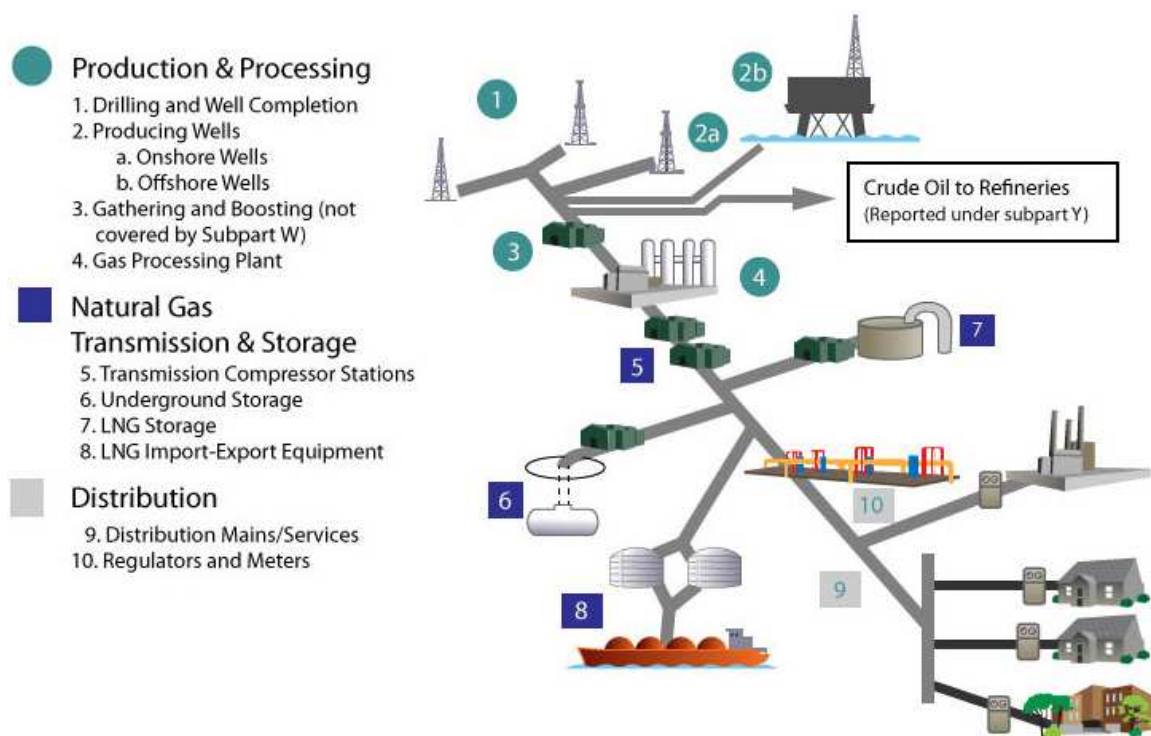


Figure 6 : Schéma des activités couvertes pour l'extraction, la production et le traitement des hydrocarbures aux fins des déclarations d'émissions de GES aux États-Unis (USEPA, 2015)

Le tableau 8 présente la liste exacte et exhaustive des catégories de sources d'émissions de GES qui doivent être déclarées par les opérateurs américains de plateformes terrestres d'extraction et de traitement de pétrole et de gaz conventionnels ou non conventionnels. Les déclarations sont encadrées par un protocole pour chacun des groupes de sources, lesquels sont détaillés au tableau 8. L'équivalent de ce protocole existe au Québec et correspond au protocole QC.33 du RDOCECA (voir la

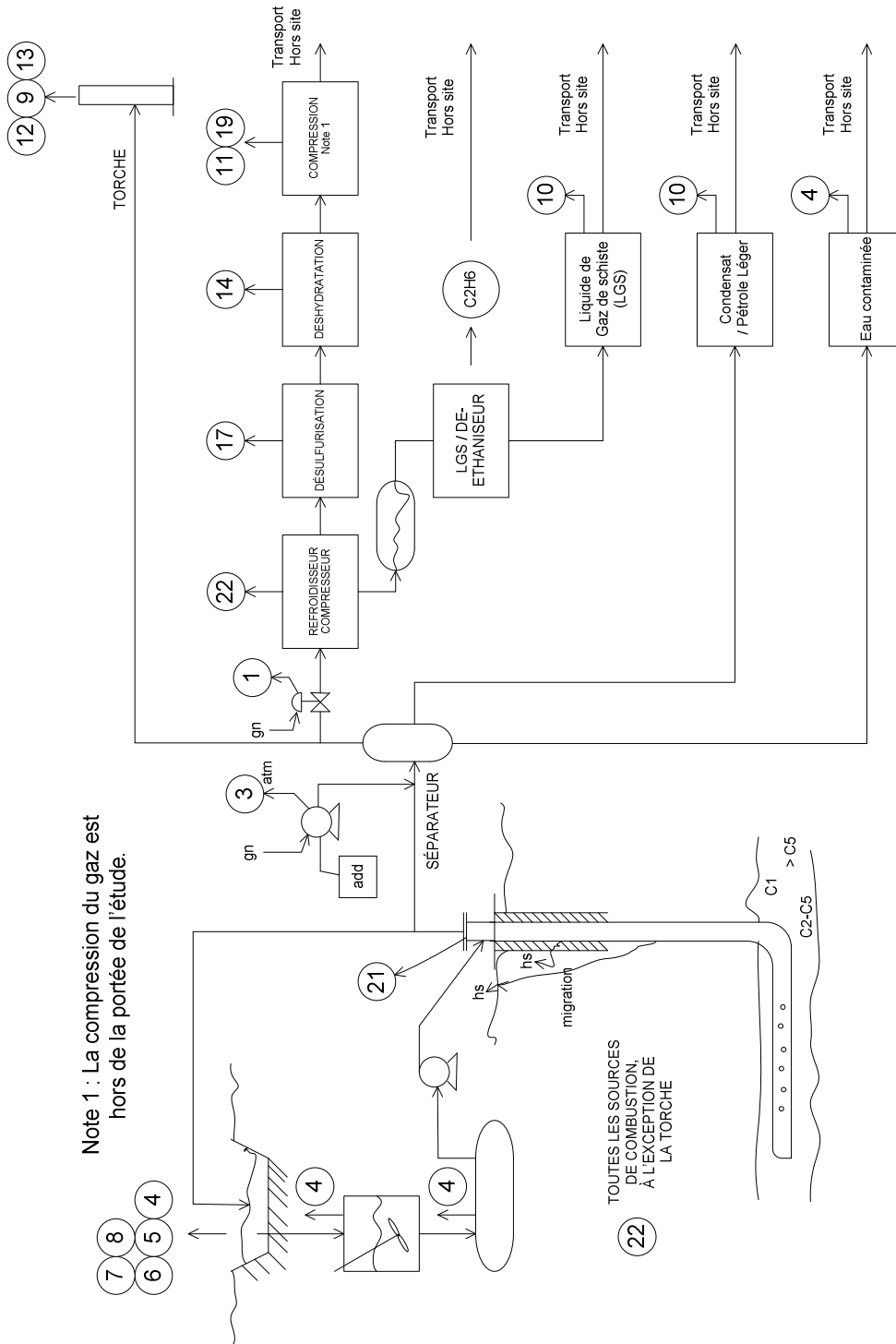
section portant sur le contexte réglementaire). Des différences mineures existent entre les protocoles, mais pour l'essentiel, ces protocoles peuvent être considérés comme équivalents. La raison de cette similitude tient au fait que le protocole du Québec est basé sur la version 2011 des protocoles de déclaration d'émissions de GES de la Western Climate Initiative (WCI, 2011) et qu'une majorité des protocoles de la WCI a été basée sur les données et les méthodes de l'USEPA.

La figure 7 illustre de manière schématique le lien entre les principales sources d'émissions de GES du tableau 8 et les activités d'une plateforme terrestre d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels visées par les déclarations américaines. Les chiffres représentent chacune des sources correspondant à la numérotation des groupes de sources visés par le règlement américain, identifiés par la dernière parenthèse au tableau 8 (p. ex., 98232 (c) (sources)).

Tableau 8 : Sources d'émissions de GES visées par le règlement américain sur la déclaration des GES des activités terrestres d'exploitation de pétrole et de gaz (USEPA, Federal Register, CFR 98, Subpart W)

| Sources         | Description des groupes de sources / sources   |
|-----------------|--|
| <b>98232(c)</b> | <b>Plateforme terrestre de gaz et pétrole</b>  |
| 98232 (c)(1)    | Événements des composants pneumatiques   |
| 98232 (c)(2)    | Réservé  |
| 98232 (c)(3)    | Événement des pompes pneumatiques actionnées par gaz naturel                           |
| 98232 (c)(4)    | Événement de puits lors du transfert de liquide  |
| 98232 (c)(5)    | Événement du gaz durant la complétion du puits sans fracturation hydraulique           |
| 98232 (c)(6)    | Événement du gaz durant la complétion du puits avec fracturation hydraulique           |
| 98232 (c)(7)    | Événement du gaz durant la maintenance du puits sans fracturation hydraulique          |
| 98232 (c)(8)    | Événement du gaz durant la maintenance du puits avec fracturation hydraulique          |
| 98232 (c)(9)    | Émissions de la torchère   |
| 98232 (c)(10)   | Émissions des réservoirs d'hydrocarbures produits                                      |
| 98232 (c)(11)   | Événement des garnitures du compresseur alternatif                                     |
| 98232 (c)(12)   | Événement et torchage durant les essais de production                                  |
| 98232 (c)(13)   | Événement et torchage des gaz associés des hydrocarbures produits                      |
| 98232 (c)(14)   | Événement du système de déshydratation   |
| 98232 (c)(15)   | Réservé  |
| 98232 (c)(16)   | Purge de la pompe de récupération assistée du pétrole                                  |
| 98232 (c)(17)   | Événement de l'unité de désulfuration  |
| 98232 (c)(18)   | Liquide dissous (CO <sub>2</sub> ) de récupération assistée du pétrole                 |
| 98232 (c)(19)   | Événement du compresseur centrifuge  |
| 98232 (c)(20)   | Réservé  |
| 98232 (c)(21)   | Fuites des équipements, de la tuyauterie, de l'instrumentation et autres               |
| 98232 (c)(22)   | Émissions de CO <sub>2</sub> , de CH <sub>4</sub> et de N <sub>2</sub> O de combustion |

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**



Note 1 : La compression du gaz est hors de la portée de l'étude.

Figure 7 : Sources des émissions de GES des plateformes terrestres déclarées pour les hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis (USEPA, Federal Register, CFR 98, Subpart W)

ii) Analyse des déclarations d'émissions de GES des formations géologiques du bassin appalachien

Une fois toutes les sources bien répertoriées et ordonnancées par rapport à la réglementation américaine, nous avons compilé les données issues des déclarations d'émissions de GES de 32 opérateurs du bassin appalachien pour les années 2012 et 2013 afin d'obtenir un portrait plus précis des principales activités émettrices de GES. À noter cependant les limitations suivantes pour nos évaluations :

- les données déclarées des formations de Marcellus et d'Utica sont communes au bassin appalachien et inextricables, sauf pour les deux opérateurs, soit Cheasepeake Exploration LLC et Hess Corporation;
- malgré cette limitation intrinsèque à notre approche, nous sommes d'avis que ces informations sont les plus récentes et les plus crédibles quant aux émissions réelles de GES des activités d'exploitation d'hydrocarbures de shale actuellement. En effet, nous avons établi au chapitre précédent que la formation de l'Utica-Point Pleasant contiendrait environ 80 % de gaz et 20 % d'hydrocarbures liquides.

Dans une section ultérieure, nous verrons que les résultats sont comparables à ceux d'autres sources de la littérature. De plus, nous présenterons dans une section subséquente (3.3.2.6) le pourcentage d'incertitude de nos évaluations de GES en nous basant sur la variabilité des taux d'émissions entre le bassin appalachien et les autres bassins américains.

À partir des déclarations des 32 opérateurs du bassin appalachien, nous avons fait une ventilation pour les 22 groupes de sources du tableau 8 afin de déterminer les principales activités responsables des émissions de GES. Le tableau 9a présente le total des déclarations de GES de tous les opérateurs du bassin pour 2013.



**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 9a : Déclaration de GES totaux par opérateur pour le bassin appalachien, d'après la base de données d'émissions de GES de l'USEPA (2014)

| Sigles  | Opérateurs - Bassin Appalachien  | GES 2013                | GES 2012                |
|---------|--|-------------------------|-------------------------|
|         |  | ktm CO <sub>2</sub> eq. | ktm CO <sub>2</sub> eq. |
| Antero  | Antero Resources - 160A - Appalachian Basin (Eastern Overthrust Area)          | 304                     | 334                     |
| ABEOA   | Appalachian Basin (Eastern Overthrust Area)                                    | 93                      | 44                      |
| ABAPPG  | Appalachian Basin - AAPG Province 160A   | 175                     | 183                     |
| Atlas   | Atlas, 160A, Appalachia Basin  | 439                     | 245                     |
| B1060A  | Basin 160A - Appalachia  | 100                     |                         |
| Cabot   | Cabot Oil & Gas Corporation 160A Appalachian Basin (Eastern Overthrust area)   | 248                     | 900                     |
| Carrizo | Carrizo Oil & Gas - Basin 160A   | 63                      | 63                      |
| CAL     | Chesapeake Appalachia LLC, 160A - Appalachian Basin (Eastern Overthrust Area)  | 368                     | 450                     |
| CEL     | Chesapeake Exploration LLC, 160A - Appalachian Basin (Eastern Overthrust Area) | 227                     | 86                      |
| CHE     | Chevron 160A Appalachian Basin   | 107                     | 110                     |
| Chief   | Chief Oil & Gas LLC (160A)   | 74                      | 43                      |
| CNX     | CNX Gas Corporation-160A Appalachian Basin Eastern Overthrust Area             | 987                     | 373                     |
| Coal    | Coal Gas Recovery II, LLC  | 60                      | 78                      |
| ECA     | Energy Corporation of America  | 36                      | 40                      |
| ENER    | Enervest Operating, L.L.C. 160A Appalachian Basin (Eastern Overthrust area)    | 211                     | 394                     |
| EOG     | EOG Resources, Inc. 160A Appalachian basin (Eastern Overthrust area)           | 23                      | 107                     |
| EQT     | EQT Production - Basin 160A  | 537                     | 210                     |
| EXCO    | EXCO Resources (PA), LLC - Basin 160A  | 60                      | 70                      |
| HESS    | Hess Corporation - 160A - Utica Basin  | 68                      |                         |
| PDC     | PDC Mountaineer 160A Appalachian Basin   | 64                      | 49                      |
| PENN    | Pennsylvania General Energy Company LLC  | 119                     | 100                     |
| RRPM    | Range Resources - Pine Mountain, LLC & Range Resources - Appalachia, LLC - Ba  | 200                     | 173                     |
| REX     | Rex Energy Corporation Appalachian Basin (160) Operations                      | 83                      | 80                      |
| SAGA    | Saga Petroleum 160A Appalachian Basin Eastern Overthrust Area                  | 46                      |                         |
| SENE    | Seneca East Facilities   | 537                     | 389                     |
| Stone   | Stone Energy 160A  | 108                     | 97                      |
| SWEPI   | SWEPI LP (Shell), Appalachian Basin (Eastern Overthrust Area) 160A             | 134                     | 224                     |
| TAL     | Talisman Energy USA Appalachian basin (Eastern Overthrust area) - 160A         | 66                      | 119                     |
| TEX     | Texas Keystone, Inc.   | 17                      | 26                      |
| URMS    | Ultra Resources/Marcellus Shale  | 29                      | 36                      |
| WPX     | WPX Energy Appalachia, LLC - 160A Appalachian basin (Eastern Overthrust area)  | 75                      |                         |
| XTO     | XTO Energy Inc 160A Appalachian E Overthrust                                   | 219                     |                         |

(1) <http://ghgdata.epa.gov/ghgp/>

**5878**

**5023**

Nous avons représenté la ventilation des principales sources d'émissions de GES à la figure 8a afin d'en tirer certains constats. À noter que nous avons regroupé les sources mineures dans la catégorie « autres » afin de simplifier la représentation de la répartition des 22 groupes de sources.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

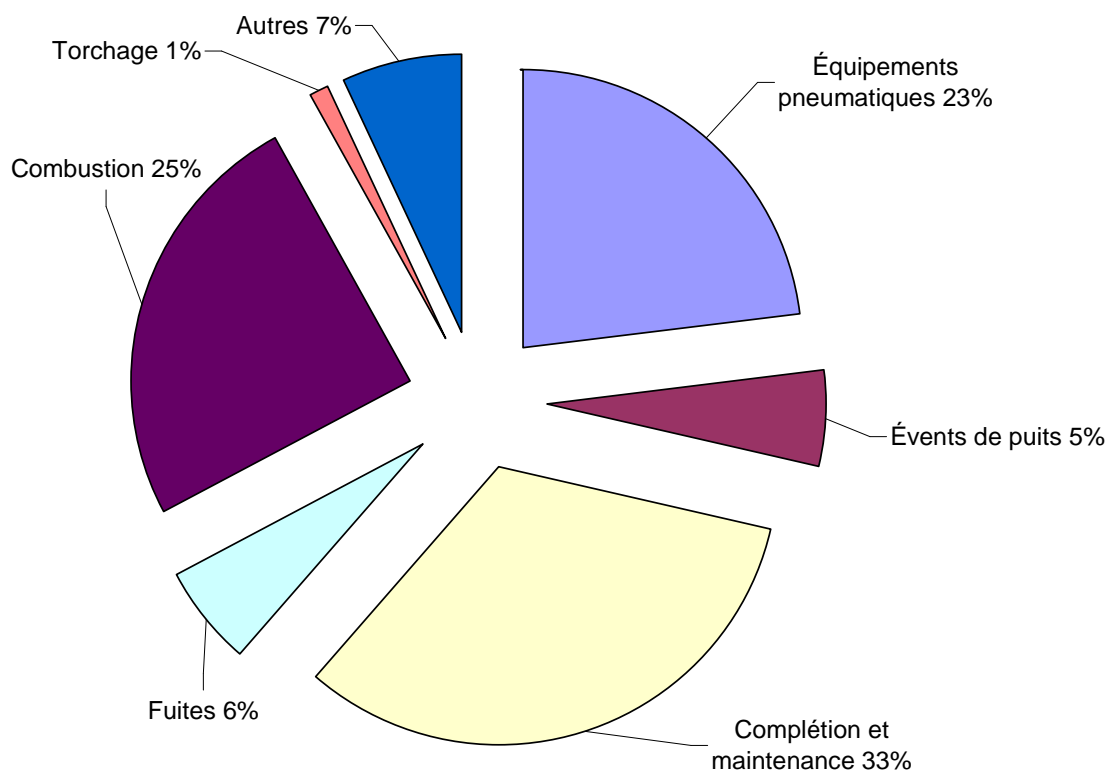


Figure 8a : Distribution des émissions de GES par groupe de sources de l'ensemble des opérateurs de la formation du bassin appalachien aux États-Unis

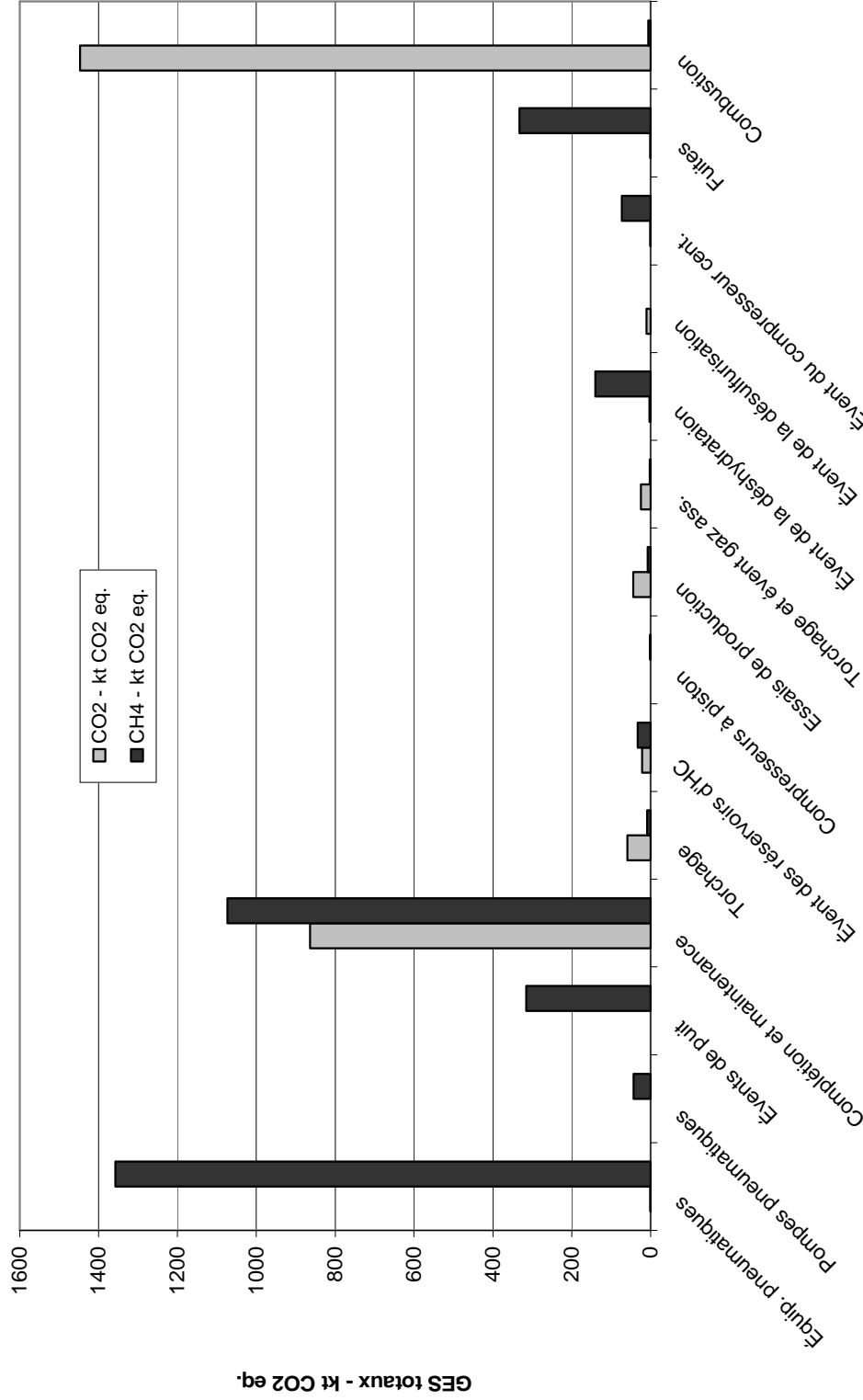
La figure 8a montre que les émissions de combustion, de complétion et de maintenance des puits, de même que celles des composants pneumatiques, représentent plus de 80 % des émissions déclarées.

Il importe de préciser que dans le regroupement des sources, l'USEPA considère l'activité de brûlage à la torchère dans plusieurs groupes d'émissions en référence au tableau 8a (5 à 8, 12, 13), et que la catégorie « émissions de la torchère » (98232 (c)(9)) de la figure 8a correspond à une faible portion des gaz réellement envoyés à la torchère.

À la figure 8b qui suit, nous avons illustré chacune des sources non nulles d'émissions de GES en distinguant les quantités de méthane de celles de dioxyde de carbone, et ce, afin d'avoir un aperçu du poids relatif des trois principales sources d'émissions totales du bassin appalachien.

***Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti***

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**



**Figure 8b- GES totaux 2013 déclarés par les 32 opérateurs du bassin Appalachiien par sources**

Selon la figure 8b, les émissions de combustion sont constituées principalement de dioxyde de carbone. Les émissions des composants pneumatiques sont constituées principalement de méthane et sont incontrôlées. Les émissions de complétion et de maintenance des puits sont partagées entre le dioxyde de carbone et le méthane.

Ces éléments d'information sont très instructifs dans la mesure où ils nous permettent de déterminer sur quelles sources d'émissions devraient porter d'éventuelles mesures de mitigation pour ces activités. L'évaluation de mesures de mitigation était hors de la portée de la présente étude, mais pourrait être envisagée dans la phase II de l'ÉES globale sur les hydrocarbures.

À la figure 8c, nous avons illustré les contributions relatives des trois principaux groupes de sources indiqués précédemment (combustion, complétion et maintenance des puits et composants pneumatiques) des 32 opérateurs du bassin appalachien. On peut voir qu'entre ces opérateurs, il existe une certaine variabilité de la proportion de chacun des groupes de sources, parfois d'un ordre de grandeur. Nous interprétons cette variabilité notamment par :

- le degré de déploiement des puits de chacun des opérateurs. On verra à la section suivante que certaines émissions, comme la combustion ou la complétion, sont surtout reliées à la phase de développement des puits, alors que d'autres, comme les émissions des composants pneumatiques, n'apparaissent que durant la phase de production des puits. En conséquence, le rapport entre le nombre de puits nouveaux pour l'année 2013 et le nombre de puits total en production permet d'expliquer une partie de cette variabilité;
- la nature des puits suivant qu'ils produisent du gaz sec, du gaz humide ou encore du pétrole détermine le nombre, le type et donc la nature des sources pour un opérateur d'une région donnée.

Finalement, la base de données du bassin appalachien ne permet pas de séparer les données d'émissions de GES de la formation d'Utica de celles de la formation de Marcellus, sauf pour les deux opérateurs mentionnés (Cheasepeake Exploration LLC et Hess Corporation). Cependant, comme les hydrocarbures de l'Utica comprendraient plus de 80 % de gaz par rapport à 95-98 % pour le Marcellus, nous considérons ces données comme valables pour une évaluation préliminaire. L'incidence de cet état de fait sur l'incertitude de l'évaluation des émissions de GES est présentée à la section 3.3.2.6.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

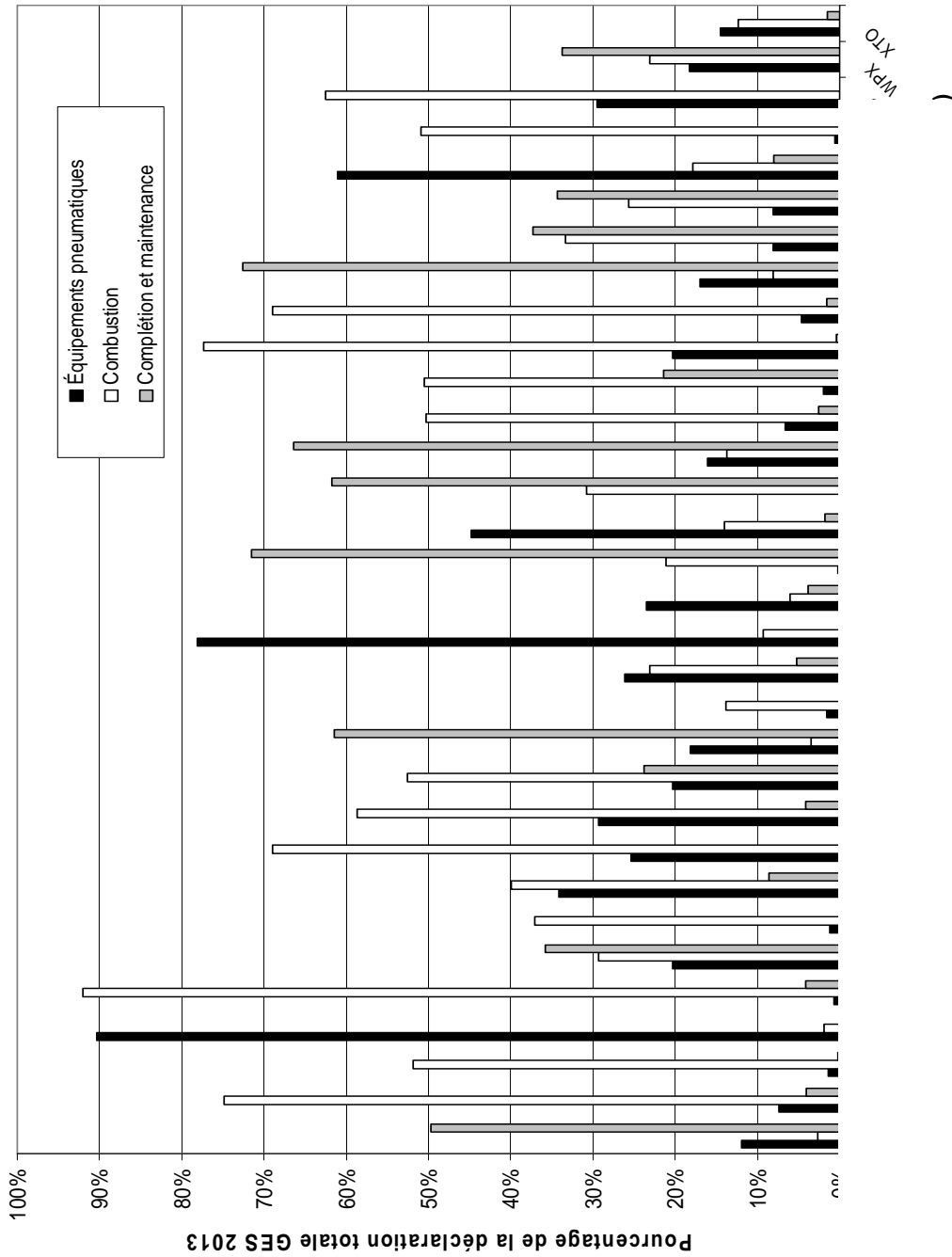


Figure 8c : Pourcentages des émissions (composants pneumatiques, combustion, complétion et maintenance) par opérateur des formations de Marcellus et d'Utica du bassin appalachien aux États-Unis

Les figures 9a et 9b présentent la répartition du dioxyde de carbone et du méthane, respectivement, de l'ensemble des opérateurs de la formation du bassin appalachien. La figure 9a montre que la combustion et la complétion/maintenance des puits représentent à elles seules pour plus de 90 % des émissions de dioxyde de carbone. Encore ici, ce fait permet de déterminer sur quelles sources agir si des mesures de mitigation étaient envisagées. Les émissions de CO<sub>2</sub> de combustion sont relativement incompressibles dans la mesure où ces émissions proviennent en partie de la combustion du diesel des équipements de forage et de complétion.

En contrepartie, certaines émissions de méthane illustrées à la figure 9b sont compressibles. En effet, les composants pneumatiques qui sont alimentés au gaz naturel sont purgés directement à l'atmosphère. Ces émissions à elles seules correspondent à 40 % des émissions de méthane pour le bassin appalachien. L'évaluation des mesures de mitigation des émissions de GES était hors de la portée de la présente étude, mais l'analyse du détail des émissions réelles déclarées des bassins américains d'hydrocarbures non conventionnels constituerait une excellente base aux fins d'une éventuelle étude sur le sujet.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

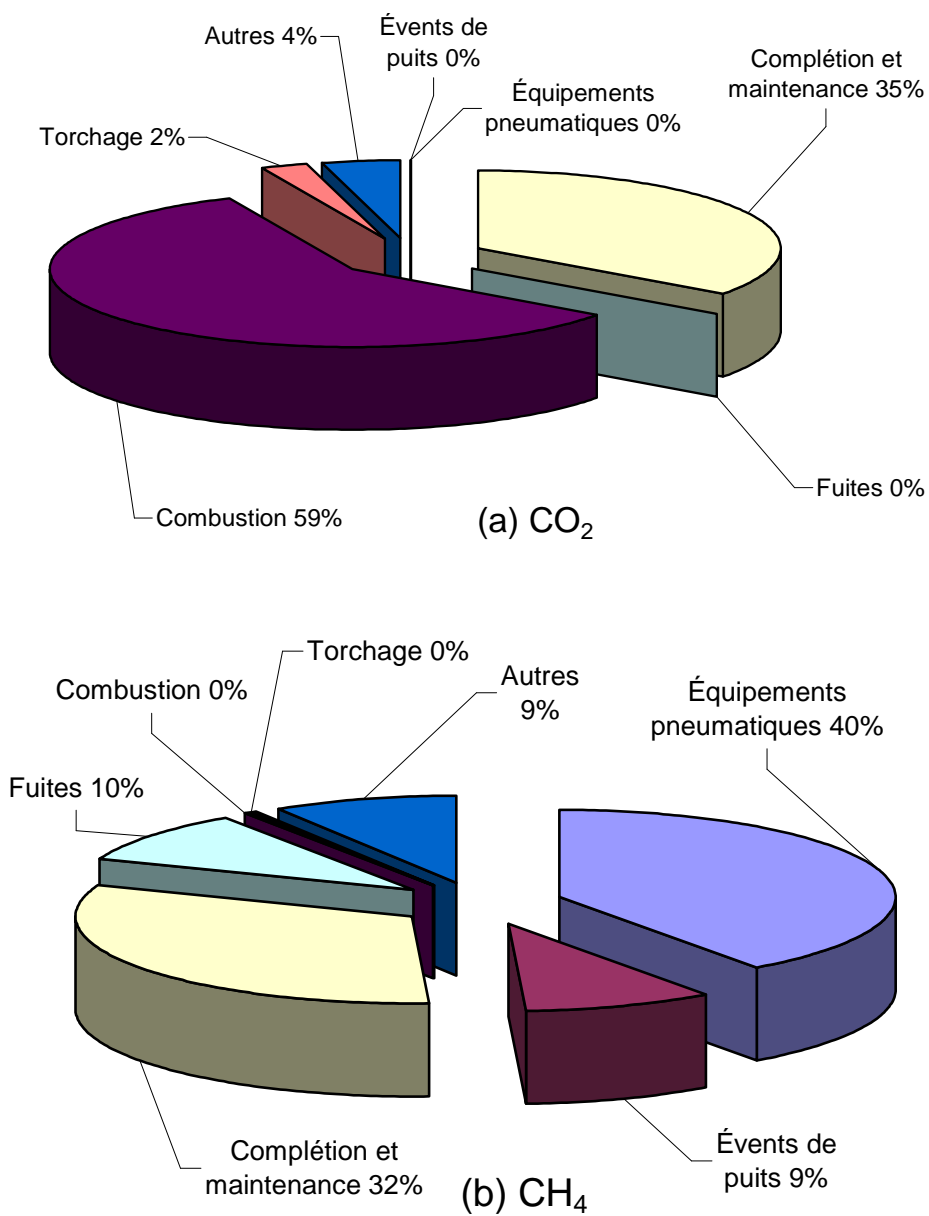


Figure 9 : Distribution des émissions de GES par groupe de sources du CO<sub>2</sub> (a) et du méthane (b) de l'ensemble des opérateurs de la formation du bassin appalachien aux États-Unis



iii) Répartition des émissions de GES des groupes de sources par phase

Aux fins du modèle proposé dans la présente étude, il était requis de connaître la répartition des émissions déclarées entre la phase de développement et la phase de production d'un puits. À l'exception des émissions de combustion, les groupes de sources ont été répartis d'une manière logique, en référence aux définitions et aux méthodologies de calcul des protocoles de l'USEPA. Le tableau 9b présente les émissions de GES en 2013 de tous les puits du bassin appalachien en développement et en production.

Tableau 9b : Émissions de GES déclarées en 2013 (kilotonnes en équivalent CO<sub>2</sub>) pour tous les puits du bassin appalachien en développement et en production

| Réf. USEPA    | Types de sources               | Puits en développement |                 |              | Puits en production |                 |             |
|---------------|--------------------------------|------------------------|-----------------|--------------|---------------------|-----------------|-------------|
|               |                                | CH <sub>4</sub>        | CO <sub>2</sub> | GES          | CH <sub>4</sub>     | CO <sub>2</sub> | GES         |
| 98232 (c)(1)  | Équip. pneumatiques            |                        |                 |              | 1140                | 1               | 1141        |
| 98232 (c)(3)  | Pompes pneumatiques            |                        |                 |              | 36                  | 0               | 37          |
| 98232 (c)(4)  | Événements de puits            | 265                    | 0               | 265          |                     |                 |             |
| 98232 (c)(5)  | Complétion et maintenance      | 902                    | 864             | 1766         |                     |                 |             |
| 98232 (c)(9)  | Torchage                       |                        |                 |              | 7                   | 59              | 67          |
| 98232 (c)(10) | Événement des réservoirs d'HC  |                        |                 |              | 27                  | 22              | 49          |
| 98232 (c)(11) | Compresseurs à piston          |                        |                 |              | 2                   | 0               | 2           |
| 98232 (c)(12) | Essais de production           | 7                      | 44              | 51           |                     |                 |             |
| 98232 (c)(13) | Torchage et événement gaz ass. |                        |                 |              | 2                   | 24              | 27          |
| 98232 (c)(14) | Événement de la déshydratation |                        |                 |              | 118                 | 3               | 121         |
| 98232 (c)(17) | Événement de la désulfuration  |                        |                 |              | 0                   | 11              | 11          |
| 98232 (c)(19) | Événement du compresseur cent. |                        |                 |              | 62                  | 0               | 62          |
| 98232 (c)(21) | Fuites (brides, prv, etc...)   |                        |                 |              | 279                 | 0               | 280         |
| 98232 (c)(22) | Combustion                     | 5                      | 1157            | 1162         | 5                   | 289             | 294         |
|               | Hypothèse - combustion         |                        |                 | <b>80,0%</b> |                     |                 | <b>20%</b>  |
|               | <b>Total des GES</b>           | <b>1178</b>            | <b>2066</b>     | <b>3244</b>  | <b>1679</b>         | <b>410</b>      | <b>2089</b> |

Selon le tableau 9b, les émissions totales de GES pour l'ensemble des puits du bassin appalachien en 2013 étaient de 3 244 kilotonnes en équivalent CO<sub>2</sub> pour la phase de développement et de 2 089 kilotonnes en équivalent CO<sub>2</sub> pour la phase de production. De plus, les émissions des composants pneumatiques, des pompes pneumatiques, de la torchère (telle que définie dans le protocole), des événements des réservoirs d'hydrocarbures, du brûlage à la torchère des gaz associés, de la déshydratation (événement de procédé seulement), de la désulfuration, de la purge des compresseurs centrifuges et des fuites sont dues majoritairement à la phase de production des puits. En effet, soit ces composants ne sont pas en place lors du forage, de la fracturation ou des essais de production d'un puits, soit le nombre annuel d'heures d'opération est faible par rapport à l'opération continue du composant (p. ex., torchère).

Pour les émissions de la complétion et de la maintenance, la base de données ne permet pas de séparer clairement ces deux sources d'émissions. Cependant, comme les puits des deux formations sont relativement jeunes (2007 pour les plus anciens), nous avons supposé que les émissions de la complétion dominent, à défaut d'avoir le partage entre ces deux sources.

La principale source pour laquelle nous devons trouver une règle afin de la répartir entre les phases de développement et de production d'un puits est la combustion. Nous avons utilisé la ventilation des données de Piché et Delisle (2013) à cette fin, à savoir que 20 % des émissions de combustion seraient imputables à la production et 80 % au développement d'un puits. Les émissions d'équivalent CO<sub>2</sub> pour le méthane ont été ramenées d'un potentiel de réchauffement planétaire de 25 à 21 afin d'assurer une cohérence avec le présent rapport ainsi qu'avec l'inventaire québécois des émissions de GES le plus récent datant de 2012 (MDDELCC, 2015).

L'ensemble de ces hypothèses permet de constater que pour l'année 2013, 61 % des émissions globales du bassin appalachien seraient issues des activités de forage, des complétions et des essais de production et que 39 % seraient issues de la production de gaz et de condensat.

iv) Nombre de forages des formations de Marcellus et d'Utica

Le tableau 9c présente le nombre de nouveaux forages dans les formations de Marcellus et d'Utica de 2007 à 2013, ainsi que les hypothèses utilisées dans notre modèle aux fins de l'estimation des ratios d'émissions de GES par nouveau puits et par puits en production. Le nombre de forages est utile afin de déterminer les émissions par puits pour le bassin appalachien à partir des émissions totales du tableau 9b précédent, tel qu'il sera explicité en détail à la section 3.3.2.3.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Tableau 9c : Nombre de forages annuels réalisés dans les formations de Marcellus et d'Utica entre 2007 et 2013, d'après la base de données de l'EIA (2014), et estimation des émissions de GES associées

|             | Marcellus        |                 | Utica            |                 | Marcellus+Utica  |                 |                         |
|-------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|-------------------------|
|             | Forages nouveaux | Forages cumulés | Forages nouveaux | Forages cumulés | Forages nouveaux | Forages cumulés | Puits (3) en production |
| <b>2007</b> | 582              | 582             | 95               | 95              | 678              | 678             |                         |
| <b>2008</b> | 600              | 1 183           | 76               | 171             | 677              | 1 354           |                         |
| <b>2009</b> | 770              | 1 953           | 51               | 223             | 821              | 2 175           |                         |
| <b>2010</b> | 1 295            | 3 248           | 60               | 282             | 1 355            | 3 531           |                         |
| <b>2011</b> | 1 577            | 4 825           | 90               | 372             | 1 667            | 5 198           |                         |
| <b>2012</b> | 1 353            | 6 178           | 183              | 555             | 1 536            | 6 733           |                         |
| <b>2013</b> | 1 124            | 7 302           | 280              | 835             | 1 403            | 8 137           | 6 733                   |

Taux de production de gaz 2013

|                                       | GES d'après le modèle du BCC |                    |                     |
|---------------------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------|
|                                       | Puits en Développement       | Déclaration Totale | Puits en Production |
| <b>GES 2013 (4, 5)</b> kt CO2 eq.     | 3 244                        | 5 333              | 2 089               |
| <b>GES2013/puits</b> kt CO2 eq./puits | 2,311                        | 0,655              | 0,310               |
| <b>GES2013/MMscf</b> kg CO2 eq./Mscf  | -                            | -                  | 0,480               |

- (1) Les données de forages sont tirées de la base de données de l'EIA, 2014(<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/>)
- (2) Aux fins du modèle, les forages sont assimilés à des puits.
- (3) Pour l'années 2013, on suppose que les puits en production égalent les forages cumulés - les forages de 2013.
- (4) Les données de GES du bassin appalachien sont tirées de la base de données de l'EPA (<http://ghgdata.epa.gov/ghgp/>)
- (5) Les données de GES du bassin appalachien ont été ramenées avec le PRG de 21 pour le méthane.

Ainsi, selon le tableau 9c, les émissions de GES pour le bassin appalachien sont de 2,311 kilotonnes (2 311 tonnes) en équivalent CO<sub>2</sub> par puits pour la phase de développement et de 0,310 kilotonne (310 tonnes) en équivalent CO<sub>2</sub> par puits pour la phase de production. Ces valeurs obtenues à partir du bassin appalachien sont des intrants essentiels à l'établissement du modèle applicable pour Anticosti, qui fait l'objet de la section 3.3.2.3 suivante.

### 3.3.2.3 MODÈLE D'ESTIMATION DES GES POUR LES PHASES DE DÉVELOPPEMENT ET DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES À ANTICOSTI

À partir des émissions de GES par puits et par phase déterminées précédemment, il est possible d'obtenir une approximation des émissions de GES en fonction du plan de déploiement des puits à Anticosti suivant l'équation (1) ci-dessous :

$$GES^i = P_N^i \cdot (GES_N / P_N)_{MU} + P_P^{i-1} \cdot (GES_P / P_P)_{MU} \quad (\text{Équation 1})$$

Où,

$P_N^i$  . = Nombre de nouveaux puits à Anticosti, à l'an i  
 $(GES_N / P_N)_{MU}$  = GES par puits en développement, kilotonne en équivalent CO<sub>2</sub> par puits, basés sur les formations de Marcellus et d'Utica  
 $P_P^{i-1}$  . = Nombre de puits en production à Anticosti, à l'an i-1  
 $(GES_P / P_P)_{MU}$  = GES par puits en production, kilotonne en équivalent CO<sub>2</sub> par puits basés sur les formations de Marcellus et d'Utica

Les valeurs des paramètres  $(GES_N / P_N)_{MU}$  et  $(GES_P / P_P)_{MU}$  de l'équation 1 proviennent des intrants du bassin appalachien du tableau 9c précédent et sont respectivement de 2,311 kilotonnes et 0,310 kilotonne en équivalent CO<sub>2</sub> par puits, comme mentionné. Ces valeurs ont été obtenues en divisant les émissions de GES par le nombre total de puits forés (3 244 kilotonnes de GES/1 403 puits) pour la phase de développement, et par le nombre de puits en production (2 089 kilotonnes de GES/6 733 puits).

Le tableau 10a, présenté plus loin, donne les facteurs d'émission par puits pour les phases de développement et de production basés sur les déclarations d'émissions de GES du bassin appalachien selon les différents types de sources. Ces valeurs ont été obtenues en divisant les émissions de 2013 par source du tableau 9b par le nombre de puits forés pour la phase de développement (1 403) et par le nombre de puits en production (6 733).

Avant de commenter le tableau 10a, il importe d'expliquer que ce modèle simple obtenu avec la division du nombre de puits comporte des limitations quant à certaines hypothèses implicites, surtout pour l'estimation des émissions de GES associées à la phase de production des puits. En effet, selon les groupes de sources tels que déclarés aux États-Unis, une proportion importante (71 % d'après l'estimation du tableau 9d) des émissions de GES par puits est indépendante du taux de production des puits et est plutôt liée aux détails de la conception mécanique de l'installation. Par exemple, les émissions des composants pneumatiques (principalement les contrôleurs et les actuateurs de vannes) sont déclarées à partir du nombre de composants et des facteurs d'émission imposés dans le règlement de l'USEPA (Federal Register, Subpart W, tableau W1A), exprimés en scf/h/composant. En conséquence, ces

émissions sont définies lors de la construction d'une plateforme donnée, pour la vie de la plateforme, et l'hypothèse que les émissions de ces sources sont indépendantes du taux de production des puits est appropriée.

De plus, certaines sources, comme l'évent du système de déshydratation ou de désulfuration, sont directement proportionnelles aux taux de production de gaz d'une plateforme. L'équation 1 ne permet pas de prendre en compte l'effet du déclin du taux de production des puits pour ces sources, de sorte que le facteur d'émission par puits pour ces sources doit être vu comme un facteur moyen. Ci-après, nous en avons évalué l'impact sur notre modèle d'équation.

Le tableau 9d permet de distinguer les sources indépendantes du taux de production des puits de celles qui sont directement proportionnelles aux taux de production de gaz ou directement proportionnelles aux taux de production d'hydrocarbures liquides. On a indiqué quels poids représentent les sources indépendantes des taux de production, suivant le détail des exigences déclaratoires de ces sources.

Tableau 9d : Détermination des sources d'émissions de GES indépendantes du taux de production de puits de pétrole et de gaz selon les prescriptions déclaratoires aux États-Unis (en kilotonnes)

| Réf. USEPA           | Types de sources               | Puits en production |                 |             | Source indépendante du taux de production des puits |
|----------------------|--------------------------------|---------------------|-----------------|-------------|---|
|                      |                                | CH <sub>4</sub>     | CO <sub>2</sub> | GES         |   |
| 98232 (c)(1)         | Équip. pneumatiques            | 1140                | 1               | 1141        | Oui   |
| 98232 (c)(3)         | Pompes pneumatiques            | 36                  | 0               | 37          | Non   |
| 98232 (c)(4)         | Événements de puits            | 0                   | 0               | 0           |   |
| 98232 (c)(5)         | Complétion et maintenance      | 0                   | 0               | 0           |   |
| 98232 (c)(9)         | Torchage                       | 7                   | 59              | 67          | Non   |
| 98232 (c)(10)        | Événement des réservoirs d'HC  | 27                  | 22              | 49          | Non   |
| 98232 (c)(11)        | Compresseurs à piston          | 2                   | 0               | 2           | Non   |
| 98232 (c)(12)        | Essais de production           | 0                   | 0               | 0           |   |
| 98232 (c)(13)        | Torchage et événement gaz ass. | 2                   | 24              | 27          | Non   |
| 98232 (c)(14)        | Événement de la déshydratation | 118                 | 3               | 121         | Non   |
| 98232 (c)(17)        | Événement de la désulfuration  | 0                   | 11              | 11          | Non   |
| 98232 (c)(19)        | Événement du compresseur cent. | 62                  | 0               | 62          | Oui   |
| 98232 (c)(21)        | Fuites (brides, prv, etc...)   | 279                 | 0               | 280         | Oui   |
| 98232 (c)(22)        | Combustion                     | 5                   | 289             | 294         | Non   |
| <b>Total des GES</b> |                                | <b>1679</b>         | <b>410</b>      | <b>2089</b> | <b>71%</b>  |

Nous avons raffiné notre modèle afin d'évaluer l'impact sur les résultats de calculs d'émissions de GES en considérant un ratio d'émissions de GES par taux de production de gaz pour les sources indiquées au tableau 9d. Nos résultats nous ont montré que pour le scénario particulier de développement considéré dans la présente étude, les émissions de GES du modèle raffiné étaient de 15 % inférieures à celles de l'équation 1. Compte tenu du niveau d'incertitude élevé des bases de la présente étude

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

quant aux nombreuses hypothèses qui restent à confirmer, comme la nature des ressources en place (pétrole ou gaz) et les taux de récupération réels de ces ressources, nous avons conservé notre modèle, par souci de simplicité. Il serait possible de raffiner le modèle au fur et à mesure de l'évolution de la connaissance.

Tableau 10a : Facteurs d'émission de GES par puits pour les phases de développement et de production, d'après la base de données de GES de l'USEPA pour le bassin appalachien en 2014, selon les différents types de sources

| Déclarations GES 2013 Bassin Appalachien - tm CO2 eq./ puits |                                |                        |                 |             |                     |                 |            |
|--|--------------------------------|------------------------|-----------------|-------------|---------------------|-----------------|------------|
| Réf. USEPA   | Types de sources               | Puits en développement |                 |             | Puits en production |                 |            |
|  |                                | CH <sub>4</sub>        | CO <sub>2</sub> | GES         | CH <sub>4</sub>     | CO <sub>2</sub> | GES        |
| 98232 (c)(1)   | Équipements pneumatiques       |                        |                 |             | 169                 | 0               | 169        |
| 98232 (c)(3)   | Pompes pneumatiques            |                        |                 |             | 5                   | 0               | 5          |
| 98232 (c)(4)   | Événements de puits            | 189                    | 0               | 189         |                     |                 |            |
| 98232 (c)(5)   | Complétion et maintenance      | 642                    | 615             | 1258        |                     |                 |            |
| 98232 (c)(9)   | Torchage                       |                        |                 |             | 1                   | 9               | 10         |
| 98232 (c)(10)  | Événements des réservoirs d'HC |                        |                 |             | 4                   | 3               | 7          |
| 98232 (c)(11)  | Compresseurs à piston          |                        |                 |             | 0,3                 | 0,0             | 0,3        |
| 98232 (c)(12)  | Essais de production           | 5                      | 32              | 36          |                     |                 |            |
| 98232 (c)(13)  | Torchage et événement gaz ass. |                        |                 |             | 0                   | 4               | 4          |
| 98232 (c)(14)  | Événement de la déshydratation |                        |                 |             | 17                  | 0               | 18         |
| 98232 (c)(17)  | Événement de la désulfuration  |                        |                 |             | 0                   | 2               | 2          |
| 98232 (c)(19)  | Événement du compresseur cent. |                        |                 |             | 9                   | 0               | 9          |
| 98232 (c)(21)  | Fuites                         |                        |                 |             | 41                  | 0               | 41         |
| 98232 (c)(22)  | Combustion                     | 3                      | 824             | 828         | 1                   | 43              | 44         |
| <b>Émissions/puits</b>                                       |                                | <b>839</b>             | <b>1471</b>     | <b>2310</b> | <b>249</b>          | <b>61</b>       | <b>309</b> |

a) Adaptation des facteurs de Piché et Delisle (2013) au modèle d'estimation des émissions de GES

Aux fins de comparaison, nous avons adapté les facteurs d'émissions de Piché et Delisle (2013). Le tableau 10b montre les facteurs d'émission par puits pour les émissions des phases de développement et de production, selon ces auteurs, en tenant compte des éléments suivants :

- les données ont été réparties par groupes de sources, tels que définis par l'USEPA, afin d'avoir la même base que pour le bassin appalachien;
- les données ont été corrigées afin de prendre en compte la différence de capacité des plateformes du projet d'Anticosti pour les émissions des sources qui sont directement proportionnelles au taux de production des puits;
- les données de compression du système de traitement des gaz ne seront pas prises en compte, puisqu'aucun scénario de récupération des gaz n'avait été défini au moment de rédiger la présente étude.

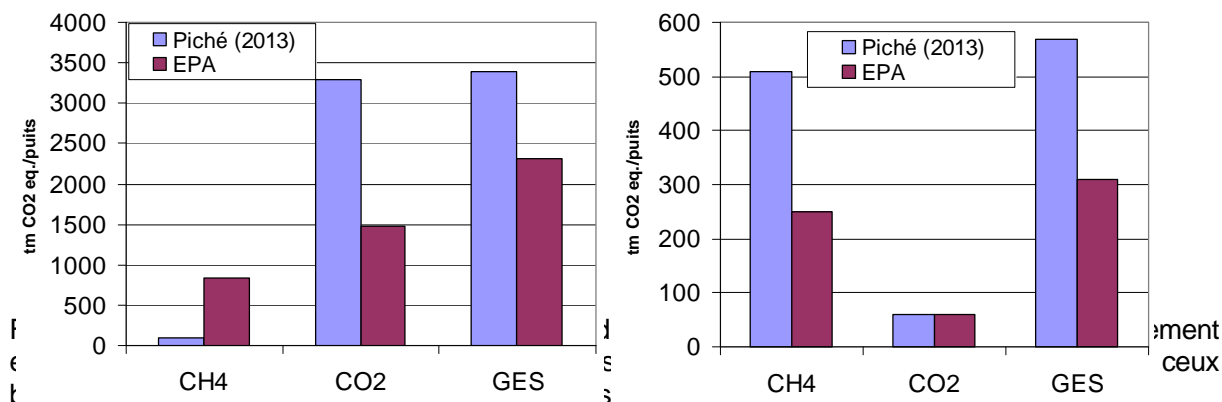
**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

Selon le tableau 10b, les émissions seraient de 3 397 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par puits en phase de développement et de 569 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par puits en phase de production, d'après les données adaptées de Piché et Delisle (2013).

Tableau 10b : Facteurs d'émission de GES par puits pour les phases de développement et de production, d'après les données adaptées de Piché et Delisle (2013)

| Adaptation Piché (2013) - tm CO <sub>2</sub> eq./ puits |                                |                        |                 |             |                     |                 |            |
|---|--------------------------------|------------------------|-----------------|-------------|---------------------|-----------------|------------|
| Réf. USEPA  | Types de sources               | Puits en développement |                 |             | Puits en production |                 |            |
|   |                                | CH <sub>4</sub>        | CO <sub>2</sub> | GES         | CH <sub>4</sub>     | CO <sub>2</sub> | GES        |
| 98232 (c)(1)  | Équipements pneumatiques       |                        |                 |             | 409                 | 0               | 409        |
| 98232 (c)(3)  | Pompes pneumatiques            |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(4)  | Événements de puits            | 5,1                    | 0,001           | 5,1         |                     |                 |            |
| 98232 (c)(5)  | Complétion et maintenance      |                        |                 |             | 22                  | 0               | 22         |
| 98232 (c)(9)  | Torchage                       | 3,4                    | 32              | 36          |                     |                 |            |
| 98232 (c)(10)   | Événements des réservoirs d'HC |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(11)   | Compresseurs à piston          |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(12)   | Essais de production           | 78,4                   | 129             | 207         |                     |                 |            |
| 98232 (c)(13)   | Torchage et événement gaz ass. |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(14)   | Événement de la déshydratation |                        |                 |             | 27                  | 0               | 27         |
| 98232 (c)(17)   | Événement de la désulfuration  |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(19)   | Événement du compresseur cent. |                        |                 |             |                     |                 |            |
| 98232 (c)(21)   | Fuites                         |                        |                 |             | 39                  | 0               | 39         |
| 98232 (c)(22)   | Combustion                     | 9,2                    | 3140            | 3149        | 12                  | 59              | 71         |
| <b>Émissions/puits</b>                                  |                                | <b>96</b>              | <b>3301</b>     | <b>3397</b> | <b>510</b>          | <b>59</b>       | <b>569</b> |

La figure 10 compare les facteurs d'émission par puits pour les émissions des phases de développement et de production basés sur les données adaptées du bassin appalachien aux États-Unis avec ceux basés sur les données adaptées de Piché et Delisle (2013).



Selon la figure 10, les facteurs d'émission de la phase de production sont plus conservateurs dans le cas de Piché et Delisle (2013), malgré que la distribution des sources soit différente d'après les tableaux 10a et 10b. Les facteurs d'émission de la phase de développement sont plus conservateurs pour les émissions de combustion (CO<sub>2</sub>) dans le cas de Piché et Delisle (2013), et les émissions de méthane sont fortement au dessus des données d'émissions de GES des déclarations américaines.

Il importe de mentionner que c'est uniquement aux fins de comparaison que nous avons utilisé les données de Piché et Delisle, qui sont fondées sur des intrants, des hypothèses et un contexte différents de ceux sur lesquels est basée notre analyse. On conclut donc de cette comparaison que malgré les différences évoquées, notre modèle demeure adéquat étant donné, notamment, qu'il a été établi à partir de milliers (plus de 1 400 puits) de données réelles déclarées pour le bassin appalachien.

#### 3.3.2.4 AUTRES FACTEURS D'ÉMISSION ISSUS DE LA LITTÉRATURE

La littérature qui fait état des émissions de GES par puits donne relativement peu d'information quant aux données d'émissions de GES pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Aux fins de la comparaison des émissions liées à la complétion des puits avec fracturation hydraulique basée sur les déclarations d'émissions de GES de 2013 des 32 opérateurs du bassin appalachien, nous présentons au tableau 11 les données mesurées et publiées par Allen et coll. (2013) pour cinq puits situés dans le même bassin.



Tableau 11 : Facteurs d'émission de GES des activités de complétion avec fracturation hydraulique du bassin appalachien déclarées en 2013 comparés aux données d'Allen et coll. (2013)

|                           | CH <sub>4</sub>    | CO <sub>2</sub>    | GES                | Références   |
|---------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------|
|                           | tm CH <sub>4</sub> | tm CH <sub>4</sub> | tm CH <sub>4</sub> |              |
| Complétion (médiane)      | 2                  | -                  | 2                  | Allen et al. |
| Complétion (minimum)      | 0,1                | -                  | 0,1                |              |
| Complétion (maximum)      | 21                 | -                  | 21                 |              |
| Complétion et maintenance | 31                 | 224                | 254                | EPA (2013)   |

D'après le tableau 11, on peut voir que les émissions de méthane (CH<sub>4</sub>) par puits de la phase de complétion sont du même ordre de grandeur que la donnée maximale mesurée par Allen et coll. (2013) pour un seul des cinq puits du bassin appalachien. Si nous avons utilisé la valeur médiane rapportée par Allen et coll., nous aurions sous-estimé d'un ordre de grandeur les émissions de méthane associées à cette contribution importante aux émissions totales de GES. Par conséquent, nous considérons que les données de l'USEPA (2013) couvrant plus de 1 400 puits pour le bassin appalachien sont plus représentatives que les relevés de terrain réalisés par Allen et coll. (2013).

### 3.3.2.5 FORCES ET FAIBLESSES DU MODÈLE D'ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES PROPOSÉ

Le modèle développé basé sur les facteurs d'émission comporte des forces et des faiblesses présentées brièvement ci-après.

i) Les principales faiblesses sont les suivantes :

- Les données d'émissions de GES des formations de shale d'Utica et de Marcellus sont toutes déclarées dans le bassin appalachien et il est impossible de les séparer, sauf pour deux des trente-deux opérateurs (Cheasepeake Exploration LLC et HESS Corporation).

Nous émettons cette réserve parce que la formation de Marcellus est une formation qui comporte la production de gaz de schiste dit « sec » principalement (95 à 98 %), d'après les données de production de l'EIA (2014), alors que la formation de l'Utica-Point Pleasant contient surtout du gaz dit « humide », d'après la même source. Cependant, malgré cette réserve, les données de production de l'Utica-Point Pleasant correspondent majoritairement à du gaz de schiste (plus de 80 %) et, étant donné que plus de 71 % des émissions de la phase de production sont indépendantes du taux de production de gaz (tableau 9d), cet effet ne devrait affecter qu'une fraction de 29 % des émissions de GES de la phase de production.

- L'estimation des ratios d'émissions de GES est fondée sur deux sources d'information différentes. En effet, la base de données des déclarations d'émissions de GES de l'USEPA ne contient pas de données de production. Pour cette raison, nous avons combiné les données de forage et de production de l'EIA (2014) à celles de la base de données de l'USEPA pour l'année 2013. Comme les obligations déclaratoires des émissions de GES aux États-Unis s'appliquent aux émetteurs de 25 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> et plus, il est possible que le nombre de puits déclarés par les émetteurs soit inférieur au nombre de puits forés.

Sur cette base, il est possible que les émissions des nouveaux puits et des puits cumulés soient sous-estimées. C'est pour cette raison que nous avons utilisé les données de Piché et Delisle (2013) afin de corroborer l'ordre de grandeur de nos estimations. Dans tous les cas, des données déclaratoires récentes demeurent les meilleures valeurs publiques que nous avons pour établir des ordres de grandeur.

- Nous avons assimilé les quantités produites de gaz de schiste à du méthane pur, ce qui ne reflète pas la réalité. Cependant, après le conditionnement du gaz, quelle que soit l'approche de récupération des gaz, il est raisonnable de supposer que la composition du gaz serait la même que celle exigée par les

distributeurs gaziers (plus de 95 % de méthane) aux fins d'une potentielle intégration au réseau (Gaz Métro, 2015). L'impact de l'erreur résultant de cette hypothèse est relativement bas, compte tenu des niveaux d'incertitude de notre modèle.

ii) Les principales forces sont les suivantes :

- L'approche est transparente et explicite par rapport aux groupes de sources incluses ou exclues de la portée du modèle. En effet, il existe de nombreux modèles dans la littérature ouverte basés sur l'analyse du cycle de vie. Les approches proposées sont souvent complexes et suivent une méthodologie différente de celle des facteurs d'émission décrite dans la présente étude et l'inclusion ou l'exclusion des sources n'est pas toujours explicite, ce qui rend difficile la comparaison avec d'autres données ou avec la méthode des facteurs d'émission.
- La crédibilité des déclarations d'émissions de GES des bassins d'hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis est appuyée. Le fait d'utiliser des données déclaratoires d'un bassin situé aux États-Unis constitue une approche indépendante de l'approche des facteurs calculés et basés sur des hypothèses quant aux performances des équipements ou encore de la configuration de la tuyauterie. Il s'agit de simples ratios d'émissions de GES déclarées par l'ensemble des émetteurs d'un bassin sur un nombre de puits. Les données d'émissions de GES sont brutes et ne subissent aucun traitement pouvant donner lieu à des erreurs.
- Les détails de la répartition des GES par composé et par type de source sont disponibles. L'approche permet d'établir non seulement la quantité totale d'émissions de GES pour un scénario de déploiement donné, mais aussi d'estimer les quantités de CO<sub>2</sub> et de méthane pour chacun des groupes de sources.
- Le modèle est simple, adaptable et évolutif. En effet, seule la distinction des nouveaux puits et des puits en production est requise pour établir l'ordre de grandeur des émissions potentielles par l'approche décrite dans la présente étude.

En résumé, l'approche de quantification basée sur des émissions déclarées dans le bassin appalachien (USEPA, 2013) utilisée dans le présent rapport comporte des avantages et des inconvénients, comme tout modèle. Nous avons privilégié la crédibilité des déclarations des émetteurs d'une formation analogue à celle d'Anticosti. Cette facilité d'utilisation pourra notamment permettre d'intégrer le modèle d'évaluation des émissions de GES au modèle économique nécessaire à l'établissement de la rentabilité du projet.

La section suivante vise à préciser et quantifier les incertitudes des estimations d'émissions de GES de la présente étude.

### 3.3.2.6 ÉVALUATION DES INCERTITUDES

Afin d'établir un ordre de grandeur réaliste des incertitudes de l'approche proposée dans la présente étude, nous avons comparé le modèle basé sur les données des déclarations du bassin appalachien avec les émissions totales de GES en 2012 et 2013 de quatre autres formations géologiques aux États-Unis (Bakken, Eagle Ford, Niobara et Permien). Ces formations géologiques font partie de l'étude de Bertrand et Malo (2015).

De la même manière que pour le bassin appalachien (formation Marcellus-Utica), nous avons extrait des données de la base de données de GES 2012 et 2013 de l'USEPA pour quatre autres bassins comportant des quantités variables d'hydrocarbures liquides et de gaz. Cependant, nous avons compilé seulement les données totales déclarées pour chaque bassin.

Par ailleurs, nous avons extrait (EIA, 2014) les quantités totales de puits forés, de puits cumulés et de production d'hydrocarbures liquides et de gaz pour chacune des formations afin d'obtenir le ratio global émissions de GES/puits cumulé. Ces données sont explicitées au tableau 12 et illustrées à la figure 11. On peut voir que les pourcentages d'écarts entre les ratios de la formation Marcellus-Utica (0,75 kilotonne en équivalent CO<sub>2</sub>/puits totaux) sont de l'ordre de 50 %. À noter que ce pourcentage ne doit pas être considéré comme un pourcentage d'erreur, mais seulement comme un pourcentage d'écart avec les données globales d'émissions de GES des autres formations considérées. Nous considérons ce pourcentage comme une valeur majorée des incertitudes potentielles du modèle développé dans le présent rapport.

Tableau 12 : Facteurs d'émission de GES totaux en 2012 et 2013 par formation géologique par nouveau puits et puits en production d'après l'EIA (2014) et la base de données de l'USEPA (2015)

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

| Formations               | Taux de Production      |                    | Puits Nouveaux | Puits Cumulés | GES tot par bassin<br>kt CO2 eq./an | GES tot par puits totaux<br>kt CO2 eq./an | Ratios Puits Nouveaux /Puits cumulés |
|--------------------------|-------------------------|--------------------|----------------|---------------|-------------------------------------|---|--------------------------------------|
|                          | HC Liquides<br>bbl/jour | HC Gaz<br>Mcf/jour |                |               |                                     |   |                                      |
| <b>Déclarations 2013</b> |                         |                    |                |               |                                     |   |                                      |
| Bakken                   | 890 503                 | 976 227            | 2 187          | 8 034         | 12 800                              | 1,25                                      | 0,21                                 |
| Eagle Ford               | 1 040 101               | 5 242 798          | 3 435          | 9 517         | 12 627                              | 0,97                                      | 0,27                                 |
| Niobrara                 | 257 127                 | 4 353 994          | 1 063          | 6 059         | 2 978                               | 0,42                                      | 0,15                                 |
| Marcellus-Utica          | 50 310                  | 11 926 483         | 1 403          | 6 733         | 5 880                               | 0,72                                      | 0,17                                 |
| Permian                  | 1 344 053               | 4 874 608          | 5 562          | 21 701        | 9 550                               | 0,35                                      | 0,20                                 |
| <b>Déclarations 2012</b> |                         |                    |                |               |                                     |   |                                      |
| Bakken                   | 685 474                 | 722 827            | 2 463          | 5 571         | 9 500                               | 1,18                                      | 0,31                                 |
| Eagle Ford               | 628 573                 | 3 956 066          | 3 578          | 5 939         | 13 544                              | 1,42                                      | 0,38                                 |
| Niobrara                 | 186 955                 | 4 641 234          | 974            | 5 085         | 2 288                               | 0,38                                      | 0,16                                 |
| Marcellus-Utica          | 28 854                  | 7 867 519          | 1 536          | 5 198         | 5 023                               | 0,75                                      | 0,23                                 |
| Permian                  | 1 188 047               | 4 427 644          | 5 951          | 15 750        | 10 949                              | 0,50                                      | 0,27                                 |

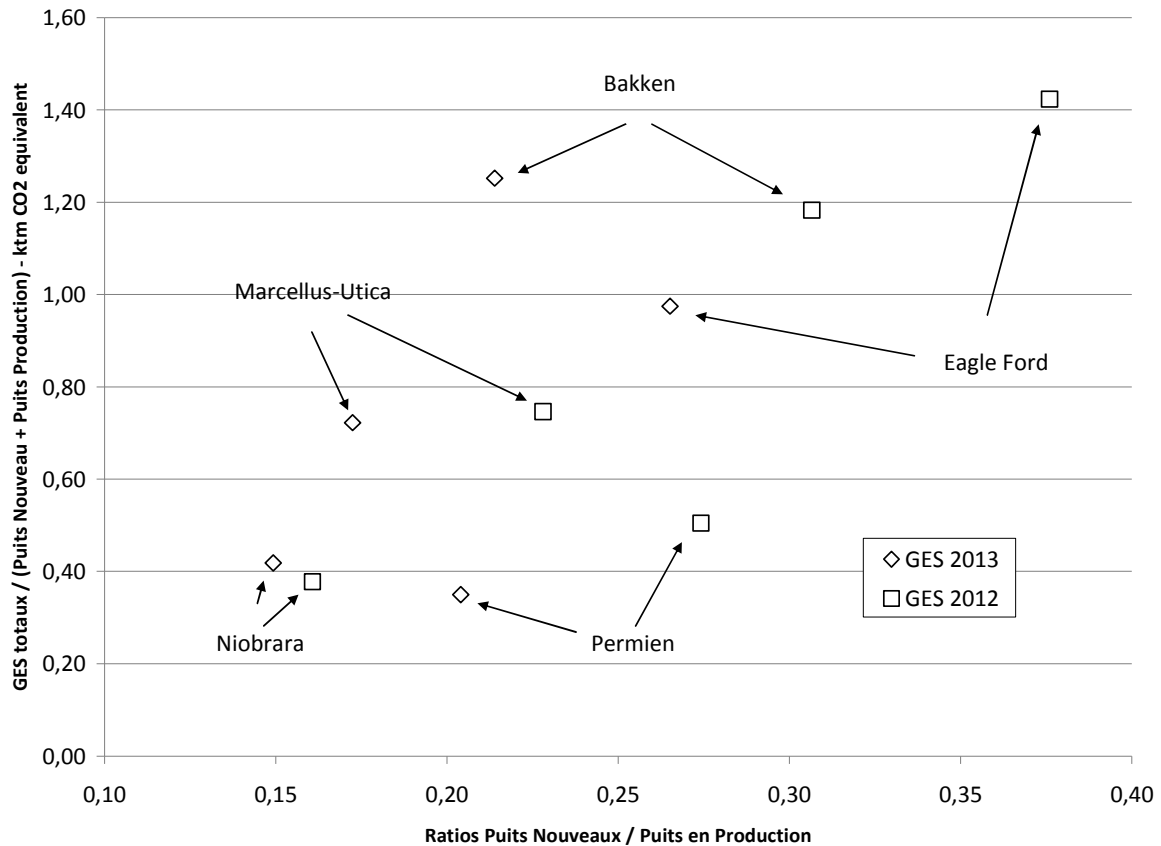


Figure 11 : Facteurs d'émission de GES totaux en 2012 et 2013 par formation géologique par nouveau puits et puits en production d'après l'EIA (2014) et la base de données de l'USEPA (2015)

### 3.3.3 ESTIMATIONS DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI POUR UN SCÉNARIO DE BASE SUPPOSANT LA PRÉSENCE D'INFRASTRUCTURES

## DE RÉCUPÉRATION DES GAZ AU DÉBUT DE L'EXPLOITATION

Le modèle d'équation décrit à la section 3.3.2.3 (équation 1) a été utilisé pour estimer les émissions à Anticosti en fonction du scénario de déploiement des puits présenté par le chantier Économie au moment de rédiger le présent rapport. Rappelons que le scénario de base du chantier Économie suppose la présence d'infrastructures de récupération des gaz dès le début de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti en 2020.

La figure 12 illustre donc l'évaluation des émissions de GES potentielles de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti qui a été réalisée à partir de cette équation basée sur les déclarations des émissions de GES des opérateurs du bassin appalachien. Aux fins de comparaison, nous avons estimé les émissions de GES à partir des données adaptées de Piché et Delisle (2013) dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste ainsi que des données d'émissions issues de la littérature présentées à la section précédente.

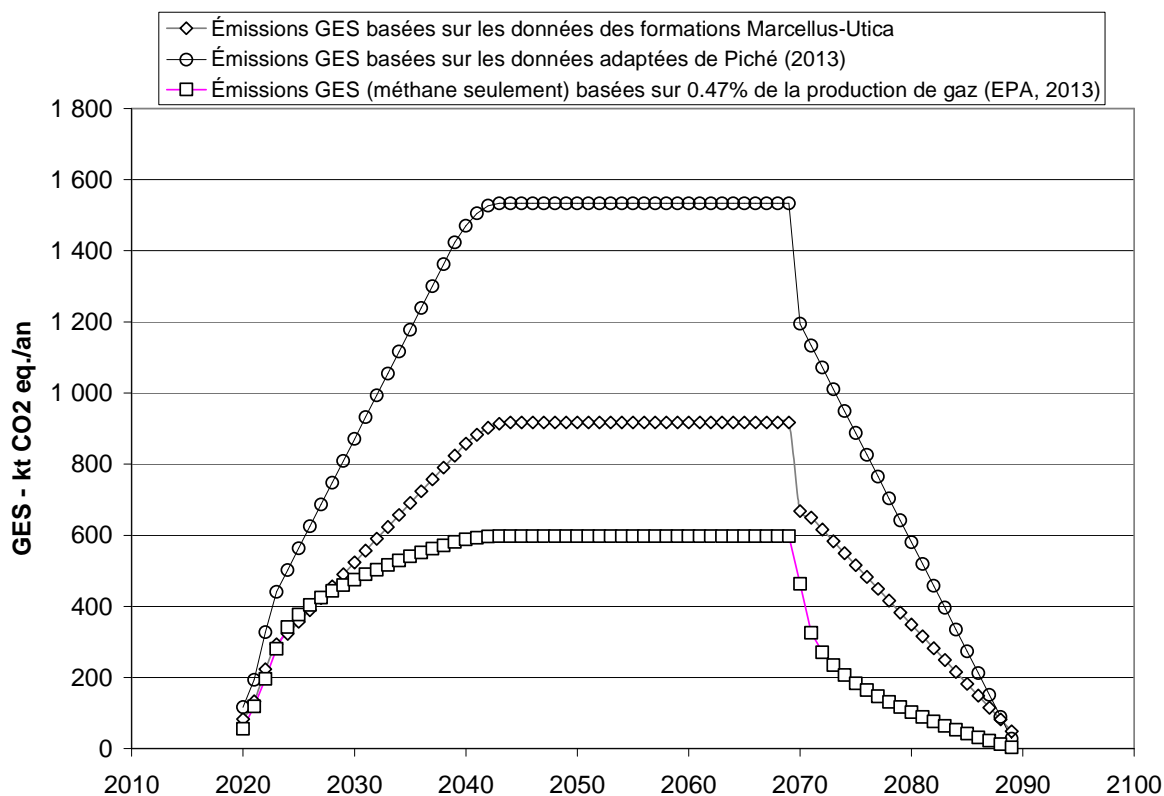


Figure 12 : Comparaison des émissions de GES de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, basée sur les données des déclarations d'émissions de GES du bassin appalachien aux États-Unis, sur les

facteurs d'émission de Piché et Delisle (2013) et sur les données de l'USEPA (2013)

Selon la figure 12, il appert que les émissions annuelles de GES du scénario de base seraient de l'ordre de 900 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> au maximum du développement, d'après le modèle de l'équation 1. Ces émissions représenteraient un peu plus de 1 % de la cible des émissions de GES de 67 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> du Québec pour 2020. Cette évaluation tient notamment compte des éléments suivants :

- des infrastructures de récupération des gaz seraient en place dès le début du déploiement des puits en 2020. Actuellement, de telles infrastructures sont inexistantes à Anticosti;
- selon le scénario de base de déploiement des puits du chantier Économie, les émissions de GES augmentent proportionnellement au nombre de forages pour atteindre un maximum lorsque le taux de forage atteint 108 puits par année;
- nous avons comparé ces données à celles du modèle adapté de Piché et Delisle (2013) développé dans le cadre de l'ÉES sur le gaz de schiste. La figure 12 permet de voir que les émissions de GES sont dans les mêmes ordres de grandeur. À noter que cette comparaison est à titre de référence seulement afin de donner un ordre de grandeur des émissions, puisque le modèle de Piché et Delisle (2013) a été développé dans un contexte différent, avec des intrants différents quant à certaines des sources d'émissions de GES, et dans l'objectif de modéliser la dispersion des contaminants, ce qui n'était pas l'objet de la présente étude;
- la relation avec les sources d'émissions de GES décrites dans la section précédente (tableau 8);
- l'analogie entre la formation de Macasty, à Anticosti, et celle de Point Pleasant, en Ohio et dans les États limitrophes (section 2.2);
- le scénario de déploiement des puits et des hypothèses portant sur une productivité constante des puits (section 3.1) du chantier Économie;
- des hypothèses explicites du traitement des données déclarées d'émissions de GES en 2013 du bassin appalachien.

Malgré l'ensemble des réserves évoquées, l'analyse des forces et des faiblesses de l'approche utilisée et des incertitudes de ces résultats (sections 3.3.2.5 et 3.3.2.6) indique que cette évaluation a une marge d'erreur de plus ou moins 50 %.

Enfin, l'hypothèse que des infrastructures de récupération des gaz sont en place en 2020 est optimiste et s'avère la meilleure situation souhaitée, tant du point de vue de l'impact sur les émissions de GES que du point de vue de la rentabilité du projet pour l'entreprise.

La section suivante met en perspective l'évaluation des émissions de GES avec deux autres scénarios dans lesquels les infrastructures de récupération des gaz ne sont pas

en place dès le début et que les gaz sont brûlés à la torchère pendant les premières années de la phase de déploiement.

#### 3.3.4 ESTIMATIONS DES ÉMISSIONS DE GES À ANTICOSTI POUR DES SCÉNARIOS IMPLIQUANT LE BRÛLAGE DES GAZ À LA TORCHÈRE

La figure 13 présente l'évaluation des émissions de GES potentielles de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti et la comparaison pour trois scénarios. Le premier scénario est le cas de base décrit à la section précédente, soit la présence d'infrastructures de récupération des gaz dès le début de l'exploitation en 2020. À noter que le scénario de base correspond à la pratique dans le bassin appalachien, où des infrastructures de récupération des gaz sont existantes. Dans le second scénario, il a été supposé qu'il faudrait trois ans (2020 à 2022) pour mettre en place les infrastructures de récupération des gaz et trois ans pour raccorder les puits existants aux nouvelles infrastructures de récupération de gaz en même temps que les nouveaux puits seraient forés et mis en production. Pour ce second scénario, on suppose donc que 100 % des gaz seraient brûlés à la torchère pendant la mise en place des infrastructures et que le pourcentage des puits raccordés serait de 34 %, 67 % et 100 % en 2023, 2024 et 2025 respectivement. Le troisième scénario est le même que le deuxième à la différence que les puits seraient raccordés plus tardivement aux infrastructures de récupération des gaz, soit entre 2025 et 2027.

Il importe de rappeler qu'au moment de rédiger le présent rapport, aucun scénario n'était établi quant à la mise en place des infrastructures de récupération des gaz. Les scénarios doivent être vus comme des hypothèses et visent uniquement à avoir un aperçu de l'incidence de l'absence ou de la présence d'infrastructures de récupération de gaz sur les émissions de GES par rapport au cas de base optimiste précédent.



**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

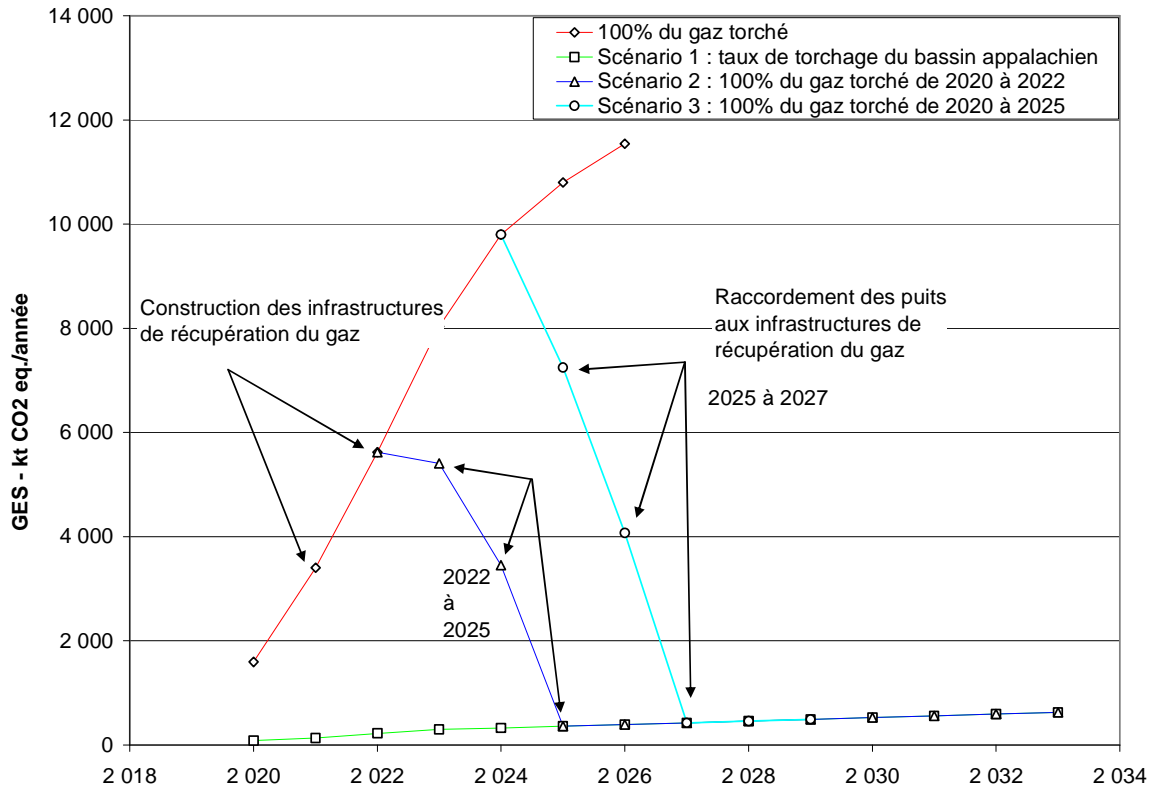


Figure 13 : Comparaison des émissions de GES entre un scénario où les infrastructures de récupération des gaz seraient en place en 2020 et des scénarios où ces infrastructures seraient construites après le début de l'exploitation à Anticosti

Selon la figure 13, il appert que les deux scénarios impliquant le brûlage à la torchère avec un calendrier plus tardif de mise en place des infrastructures de récupération des gaz généreraient des émissions de GES beaucoup plus élevées que le cas de base. Ces émissions pourraient atteindre entre 6 et 10 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> par année pour les scénarios 2 et 3 respectivement. Ces émissions pourraient représenter respectivement entre 9 % et 15 % de la cible de réduction des émissions du Québec en 2020.

Ainsi, indépendamment des scénarios qui seront envisagés pour la mise en place des infrastructures de récupération des gaz, les données de la figure 13 illustrent sans équivoque que l'échéancier de mise en place de ces infrastructures est de loin le facteur technologique qui aura le plus d'impact sur les émissions de GES de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti.

Sous les mêmes réserves que celles décrites pour le cas de base à la section précédente, les évaluations de la figure 13 découlent des intrants du modèle et sont sujettes à toute modification du chantier Économie de l'ÉES Anticosti.

### 3.3.5 IMPACTS DU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GES

La figure 14 présente l'évaluation des obligations de couverture des émissions de GES qui pourraient hypothétiquement être exigibles dans le cadre du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE), si les obligations des exploitants d'activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures étaient les mêmes que celles du Règlement actuel.

Il importe de mentionner qu'à l'annexe A du Règlement, le SPEDE actuel vise les secteurs de l'extraction de pétrole et de gaz ainsi que de la distribution et du transport du gaz naturel par gazoduc. Cependant, le Règlement ne prévoit aucune allocation gratuite de droits d'émission, selon les activités admissibles de l'annexe C. En effet, pour ces secteurs, les émetteurs doivent couvrir la totalité des émissions de GES résultant de leurs activités.

En conséquence et selon les dispositions du SPEDE, les émetteurs visés déclarant des émissions supérieures au seuil de 25 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> doivent couvrir chaque tonne émise. Les prescriptions déclaratoires pour ce secteur d'activités sont celles du protocole QC.33 du RDOCECA.

Afin d'avoir un aperçu de l'impact du SPEDE, nous avons évalué les obligations de couverture des émissions en nous basant sur les règles présentement en vigueur, étant donné qu'il n'est pas possible de prédire quelles seront les dispositions du SPEDE après 2020. La figure 14 ne vise qu'à présenter un ordre de grandeur du nombre de droits nécessaire (en millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub>) en vertu des obligations de couverture actuelles pour le scénario de base et le scénario 1. Nous n'avons pas fait d'extrapolation au-delà de 2030, en raison du nombre important de facteurs qui pourraient influencer les modalités du Règlement au-delà de cet horizon et du fait que toute tentative de représenter cette évolution serait hautement spéculative.

**Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre  
de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti**

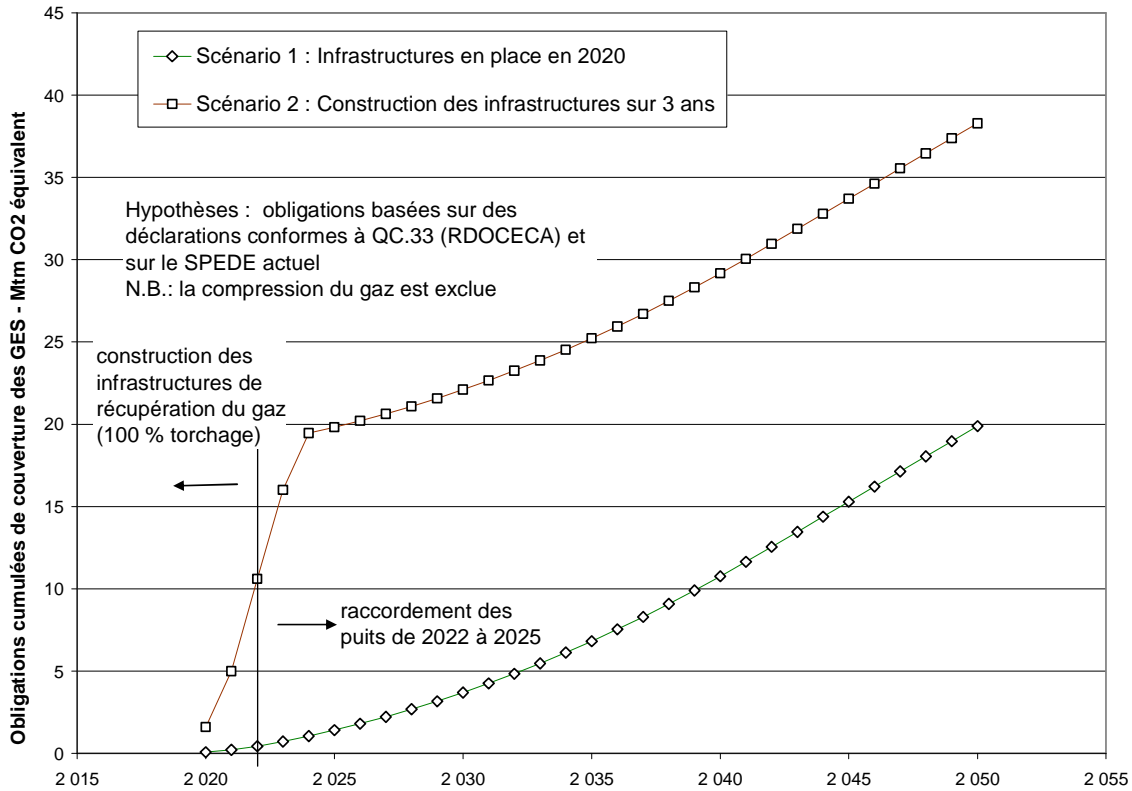


Figure 14 : Comparaison des émissions de GES sur l'obligation de couverture des droits d'émission de GES du marché du carbone entre le scénario avec présence d'infrastructures de récupération des gaz dès le début de l'exploitation et le scénario de brûlage des gaz à la torchère durant les trois premières années d'exploitation

Ainsi, sur la base des hypothèses qui précèdent, les droits cumulés exigibles en 2030 pourraient être de 4 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si des infrastructures de récupération des gaz sont en place dès le début de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, et de 22 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si les gaz sont captés et brûlés à la torchère durant les trois premières années d'exploitation, le temps que soient mises en place les infrastructures de récupération des gaz (scénario 2).

## **4.0 CONCLUSION**

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, la présente étude portait sur l'évaluation des émissions potentielles de GES qui pourraient être générées par l'exploitation des hydrocarbures dans la formation géologique du shale de Macasty, à Anticosti.

La présente étude a été réalisée dans le contexte où il n'y a pas d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti et où les données issues des travaux d'exploration de 2014 sont parcellaires. En l'absence d'informations suffisantes sur Anticosti, nous avons utilisé une approche basée sur l'analogie géologique du shale de Macasty avec une autre formation géologique, le shale de l'Utica-Point Pleasant, en Ohio, pour laquelle nous avons eu confirmation de l'analogie (Bertrand et Malo, 2015) et disponons de données déclaratoires d'émissions de GES. Selon cette approche, nous avons développé un modèle de calcul des émissions de GES simple qui permet d'intégrer d'éventuels changements aux diverses hypothèses et ainsi d'apporter des modifications aux estimations d'émissions de GES au fur et à mesure de l'avancement de la connaissance. La suite de cette section résume les conclusions en fonction des différents enjeux soulevés dans la présente étude.

### **4.1 HYPOTHÈSES ET DONNÉES DE BASE À L'ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES**

La quantité d'émissions de GES des activités d'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dépend de plusieurs paramètres :

#### **a) Quantités d'hydrocarbures en place et exploitables**

La présente étude a permis de constater que les quantités d'hydrocarbures (gaz et pétrole) en place seraient de l'ordre de 46,1 milliards de barils équivalent pétrole selon deux études provenant de promoteurs (Sproule, 2011, et NSAI, 2011). Environ 48 % de ces hydrocarbures seraient exploitables (chantier Économie, 23 décembre 2014) et, sur cette base, les quantités d'hydrocarbures exploitables seraient alors de l'ordre de 22 milliards de barils équivalent pétrole. Cette évaluation, basée sur des données fragmentaires, pourrait changer en fonction des résultats des travaux exploratoires entrepris par Hydrocarbure Anticosti S.E.C. à l'été 2014 et des travaux qui devraient se dérouler en 2015.

#### **b) Nature des hydrocarbures incluant les pourcentages de gaz et de pétrole et leurs pourcentages de récupération respectifs**

À défaut de disposer de données permettant d'établir la quantité et la nature des hydrocarbures à Anticosti, comme des données d'essais de production même exploratoires, nous avons utilisé les données de la formation géologique américaine

analogue, d'après les promoteurs (Martel, 2012, et Marcil, 2012) et une étude indépendante de l'Institut national de recherche scientifique (INRS) commandée pour le compte du MDDELCC (Bertrand et Malo, 2015). L'étude de l'INRS conclut que le shale de Macasty, à Anticosti, serait comparable à celui de la formation géologique de l'Utica-Point Pleasant présente en Ohio et dans certains États limitrophes, pour laquelle des données de production et d'émission de GES sont disponibles.

En prenant comme base cette analogie et les données de production du département américain de l'énergie concernant l'Utica, les hydrocarbures en place seraient principalement composés de gaz (80 %) et la portion restante (20 %) serait sous forme d'hydrocarbures liquides (EIA, 2013 et 2014). Les pourcentages de récupération de gaz et d'hydrocarbures liquides en place, qui dépendent des ratios de gaz et de pétrole, seraient de l'ordre de 12,1 % et 3,5 % respectivement d'après les données et hypothèses préliminaires sur la productivité des puits soumises par le chantier Économie. Ces données étaient encore en révision au moment de la rédaction de la présente étude.

Avec des quantités d'hydrocarbures exploitables estimées à 22 milliards de barils équivalent pétrole, les quantités de gaz de shale et d'hydrocarbures liquides récupérables seraient alors de l'ordre de 2,7 et 0,8 milliards de barils équivalent pétrole sur la base des hypothèses citées précédemment.

Il importe de mentionner que les pourcentages de récupération des hydrocarbures représentent de loin la plus grande source d'incertitude sur laquelle se fonde notre évaluation de GES. À cet effet, des hypothèses quant aux taux de récupération ont dû être posées en l'absence de données réelles de production. La détermination des pourcentages de récupération est un des objectifs des travaux prévus par Pétrolia et Hydrocarbures Anticosti S.E.C.

- c) Techniques et technologies d'extraction et de conditionnement des hydrocarbures avant leur transport vers les raffineries (liquides) ou un gazoduc

Comme il est impossible de prédire quelles seront les pratiques d'extraction des hydrocarbures sur l'horizon 2020-2090 et que la seule information que nous avons est celle des pratiques actuelles, nous avons fait l'hypothèse que les techniques seraient celles qui sont actuellement utilisées dans les formations du bassin appalachien aux États-Unis pour estimer les émissions de GES à Anticosti.

- d) Proximité ou absence d'infrastructures de récupération des gaz

Actuellement, il n'existe aucune infrastructure pour la récupération des gaz à Anticosti. Dans l'éventualité où 80 % des hydrocarbures étaient sous forme de gaz, comme semblent indiquer les données du département américain de l'énergie (EIA, 2014), le projet d'exploitation des hydrocarbures à Anticosti comporterait un enjeu important en matière d'émissions de GES. En effet, en l'absence d'infrastructures de récupération des gaz, ceux-ci devraient vraisemblablement être brûlés à une torchère.

Comme aucun scénario n'avait encore été établi au moment de rédiger le présent rapport, il serait pertinent que l'évaluation des émissions potentielles de GES soit mise à jour lorsque des scénarios de récupération des gaz seront envisagés dans le cadre de l'ÉES.

e) Législation encadrant l'exploitation des hydrocarbures aux États-Unis

Actuellement, notre compréhension de la consultation de différentes références de la littérature indique que les règlements encadrant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels varient selon les différents États américains. Ainsi, dans certains États, le contrôle des émissions de méthane de la complétion des puits est réglementé, alors que ce n'est pas le cas dans d'autres États. Cette situation fait en sorte que les émissions de GES de mêmes groupes de sources changent d'un État à l'autre.

Aux fins du développement de notre modèle de calcul des émissions de GES, nous avons considéré les règles en vigueur dans les États d'où proviennent les données déclarées du bassin appalachien.

La revue détaillée des législations nord-américaines était hors de la portée de la présente étude.

#### 4.2 ÉVALUATION DES ÉMISSIONS DE GES

Selon le scénario de base du chantier Économie supposant que des infrastructures de récupération des gaz seraient en place dès le début de l'exploitation en 2020, les émissions annuelles de GES seraient de l'ordre de 900 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub>, soit un peu plus de 1 % de la cible des émissions de GES de 67 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> du Québec pour 2020. La période de 2024 à 2070 a été estimée comme étant celle où les émissions seraient maximales.

Cependant, si des infrastructures n'étaient pas en place au début de l'exploitation, ces émissions seraient nettement plus élevées, car il faudrait brûler à la torchère la totalité des gaz. Comme la mise en place des infrastructures de récupération des gaz n'était pas établie de façon définitive au moment de rédiger le présent rapport et qu'elle pourrait être sujette à changement, des estimations de GES ont été réalisées pour deux autres scénarios en sus du scénario de base. Le deuxième scénario suppose que les gaz seraient captés et brûlés à la torchère pendant les trois premières années d'exploitation à compter de 2020. Le troisième scénario est le même que le deuxième à la différence que les puits seraient raccordés plus tardivement aux infrastructures de récupération des gaz, soit entre 2024 et 2027.

Selon les scénarios 2 et 3, les émissions annuelles de GES s'avèreraient beaucoup plus élevées et pourraient atteindre de 6 à 10 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> et

pourraient représenter respectivement de 9 % à 15 % de la cible de réduction des émissions du Québec en 2020.

Il importe de spécifier que les évaluations du présent rapport sont basées sur un grand nombre d'hypothèses et que les quantités de GES estimées sont tributaires de ces hypothèses et des informations mises à notre disposition. De plus, en référence à la portée de l'étude, certaines sources d'émissions n'ont pu être documentées et ont été exclues en l'absence d'information. Les estimations de GES pourront être précisées au fur et à mesure de l'évolution de la connaissance. Par exemple, l'enjeu soulevé lors de l'ÉES sur le gaz de schiste en 2013 concernant les émissions de GES à court et à long terme en lien avec la fermeture des puits pourrait faire partie des questions à approfondir dans le cadre de la phase II de l'évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures.

Pour la suite des travaux devant être réalisés à Anticosti, il sera de la responsabilité d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C. de répertorier toutes les sources d'émissions de GES et de quantifier les émissions annuellement, conformément au Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère et de transmettre ces informations au MDDELCC, et ce, dès la reprise des travaux en 2015.

#### 4.3 ÉVALUATION DES OBLIGATIONS DU SPEDE APRÈS 2020

Le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de GES (SPEDE) actuel vise les secteurs de l'extraction de pétrole et gaz, de la distribution du gaz naturel et du transport du gaz naturel par gazoduc. Le Règlement concernant le SPEDE ne prévoit aucune allocation gratuite de droits d'émission pour ces secteurs d'activité. Dans ces cas, le seuil d'assujettissement s'applique à l'ensemble des activités de l'entreprise et les émetteurs doivent couvrir la totalité des émissions de GES qui résultent de leurs activités. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, le SPEDE vise également la distribution des carburants et combustibles.

Selon les dispositions du SPEDE, les émetteurs visés déclarant des émissions annuelles supérieures au seuil de 25 000 tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> doivent couvrir chaque tonne de GES émise. Ce seuil s'applique à l'ensemble des activités d'une même entreprise et non à chaque établissement comme c'est le cas pour l'industrie en général. Afin d'avoir un aperçu de l'impact du SPEDE, nous avons évalué les obligations de couverture des droits d'émission en nous basant sur les règles présentement en vigueur étant donné qu'il n'est pas possible de prédire quelles seront les dispositions du SPEDE après 2020. Il importe de mentionner que nos estimations ne visent qu'à présenter un ordre de grandeur du nombre de droits d'émission nécessaires (exprimés en tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>) en vertu des obligations de couverture actuelles pour l'ensemble de la période 2020-2030. Nous n'avons pas fait d'extrapolation au-delà de 2030 en raison du nombre important de facteurs qui pourraient influencer les modalités du Règlement au-delà de cet horizon et du fait que

toute tentative de représenter cette évolution serait hautement spéculative.

Ainsi, sur la base des hypothèses qui précèdent, les émissions totales à couvrir en 2030 pourraient être de l'ordre de 4 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si des infrastructures de récupération des gaz sont en place dès le début de l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti, et de 22 millions de tonnes en équivalent CO<sub>2</sub> si les gaz sont captés et brûlés à la torchère durant les trois premières années d'exploitation.



## 5.0 RÉFÉRENCES

ALLEN, D.T., ET COLL. 2013. *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*. Susan L. Brantley [éd.], Pennsylvania State University, University Park, PA.

BERTRAND, R. 1987. « Maturation thermique et potentiel pétrologène des séries post-taconiennes du nord-est de la Gaspésie et de l'île d'Anticosti ». Thèse de doctorat ès sciences, Université de Neuchâtel, Suisse.

BERTRAND, R., ET M. Malo. 2015. *Comparaison entre la Formation de Macasty, l'Île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord*. INRS-ETE, version finale, INRS.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (CAPP). 2015.  
<http://www.capp.ca/library/glossary>

CIRAIG (Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services). 2013. *Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec*.

JEFFERIES LLC. 2013. « Utica / Point Pleasant Shale Play Update - November 2013 ».  
<http://www.jefferies.com/CMSFiles/Jefferies.com/files/Conferences/Utica%20Shale%20Point%20Pleasant%20Play%20Update%20vF.pdf>

JUNEX INC. 2010. « Junex dévoile un rapport indépendant d'évaluation sur le potentiel pétrolier de ses permis d'Anticosti », 28 septembre 2010.

GAZ MÉTRO. 2015. <http://www.toutsurlegaznaturel.com/>.

GAZETTE OFFICIELLE DU QUÉBEC. 2014. « Arrêté concernant les conditions et obligations auxquelles sont subordonnés les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sur les terrains de l'Île d'Anticosti qui sont réservés à l'État ».

GOVERNEMENT DU QUÉBEC. 2014. « Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière ».  
<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/Industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf>.

GOVERNEMENT DU QUÉBEC. 2014. « Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbure ».  
<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/ententes-anticosti-petrolia-maurel.asp>.

GOVERNEMENT DU QUÉBEC. 2015. *Règlement concernant le système de plafonnement*

et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, *Loi sur la qualité de l'environnement*.

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm#reglementation>.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. 2015. *Règlement sur la déclaration obligatoire de certains contaminants, Loi sur la qualité de l'environnement*.

[http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/declar\\_contaminants/index.htm](http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/declar_contaminants/index.htm).

HYDROCARBURES ANTICOSTI S.E.C. 2014. « Signature d'une entente stratégique entre Hydrocarbures Anticosti et Gaz Métro pour valoriser le gaz naturel associé provenant de l'Île d'Anticosti ». Communiqué de presse.

LACOURSIÈRE, J.-P., ET S. LACOURSIÈRE. 2013. *Étude des risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste*. Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.

MARCIL, J.S., ET L. MASSÉ. 2012. « Propane Frac in the Liquid Rich Utica Shale of Québec ». Utica Shale Congress 2012, American Business Conferences, Ohio.

MARKWEST ENERGY PARTNER LTD. 2013. *Annual Report, 2013*.

<http://investor.markwest.com/phoenix.zhtml?c=135034&p=irol-reportsannual>

MARKWEST ENERGY PARTNER LTD. 2014a. « Material and safety datasheet, Natural Gas Liquids ». [http://www.markwest.com/media/53618/natural\\_gas\\_liquids.pdf](http://www.markwest.com/media/53618/natural_gas_liquids.pdf)

MARKWEST ENERGY PARTNER LTD. 2014b. « Material and safety datasheet, Natural Gas Condensate ».

[http://www.markwest.com/media/53615/natural\\_gas\\_condensate\\_sweet.pdf](http://www.markwest.com/media/53615/natural_gas_condensate_sweet.pdf)

MARTEL, T. 2012. « A Comparison of Two Utica Shales: Eastern Ohio Versus Anticosti, Quebec ». Corridor Resources inc.

[http://www.corridor.ca/investors/documents/Martel\\_Anticosti\\_NAPE\\_2012.pdf](http://www.corridor.ca/investors/documents/Martel_Anticosti_NAPE_2012.pdf)

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDÉLCC). 2015. *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2012 et évolution depuis 1990*.

<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2012/inventaire-1990-2012.pdf>

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (MERN). 2015. « Liste des permis en vigueur sur Anticosti, 2015 ». Direction du bureau des hydrocarbures.

[http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/pdf/liste\\_des\\_permis\\_en\\_vigueur.pdf](http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/pdf/liste_des_permis_en_vigueur.pdf)

NIKHANJ, M., R. HORVAT, G. SURBEY ET A. LJUBOJEVIK. 2013. « Utica Shale : A glimpse into the future ». *Energy Research*.

[http://www.itg.com/wp-content/themes/itg-decode/energy-2013/19-Manuj\\_Nikhanj\\_Utica\\_Shale\\_a\\_Glimpse\\_Into\\_the\\_Future.pdf](http://www.itg.com/wp-content/themes/itg-decode/energy-2013/19-Manuj_Nikhanj_Utica_Shale_a_Glimpse_Into_the_Future.pdf)

OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES (ODNR). 2014. « Oil and Gas Well Production, Production Archive ».

<http://oilandgas.ohiodnr.gov/production#http://oilandgas.ohiodnr.gov/production>

PÉTROLIA. 2014. « Mise à jour sur les travaux de Pétria ». Communiqué du 3 novembre 2014.

<http://www.marketwired.com/press-release/mise-a-jour-sur-les-travaux-de-petrolia-tsx-croissance-pea-1963619.htm>.

PICHÉ, S., ET É. DELISLE. 2013. *Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec*. Étude de SNC-Lavalin dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.

SPROULE. 2011. *Resource assessment of the Macasty formation in certain petroleum and natural gas holdings on Anticosti Island for Petrolia Inc. and Corridor Resources Inc.* <http://www.petroliagaz.com/imports/medias/pdf/rapports-financiers/2011-rapport-51-101-anticosti-en.pdf>

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2014. « Drilling Productivity Report for key tight oil and shale gas regions ».

<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). 2013. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*.

<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). 2013. « Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks ».

<http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport/archive.html>

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). 2015. « Federal Register, Title 40, Chapter I, Subchapter C, Part 98, Subpart W, Petroleum and Natural Gas Systems.

<http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=be09bfc255d3d98c55b05cbc02c117e4&node=sp40.21.98.w&rqn=div6>

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). 2015. « Facility Level information on GHG Tool »

<http://ghgdata.epa.gov/ghgp/main.do#/facilityDetail/?q=Find>.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (USEPA). 2015. « Federal Register, Title 40, Chapter I, Subchapter C, Part 98, Subpart W, Petroleum and Natural Gas Systems.

[http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr98\\_main\\_02.tpl](http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?tpl=/ecfrbrowse/Title40/40cfr98_main_02.tpl).

WESTERN CLIMATE INITIATIVE (WCI). 2011. *Final Essential Requirements of Mandatory Reporting – 2011 Amendments for Harmonization of Reporting in Canadian Jurisdictions* (21 décembre 2011).