



SNC • LAVALIN

## LIVRABLE 2

### Détermination des taux d'émission

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

Contrat : 999721503

Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs



# ENVIRONNEMENT ET EAU

Décembre 2013

RAPPORT FINAL (RÉVISION 00)

Projet n°614009

Développement durable,  
Environnement,  
Faune et Parcs

Québec 



---

**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**

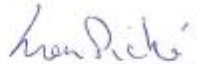
***Livrable 2 : Détermination des taux d'émission***


---

**Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs  
Québec, Québec**

**Décembre 2013  
Rapport final  
Révision 00**

**Projet : 614009  
Contrat : 999721503**

Préparé par :  Date : 19 déc. 2013  
Simon Piché, ing., Ph.D.

Vérfié par :  Date : 19 déc. 2013  
Éric Delisle, B.Sc.A.  
Chargé de projet.



## AVIS AU LECTEUR

Le présent document exprime l'avis professionnel de SNC-Lavalin inc. (SNC-Lavalin) à l'égard des questions aux présentes, formulé au meilleur de son jugement professionnel et avec un soin raisonnable. Il doit être lu dans le contexte du Contrat 999721503 daté du 20 juin 2013 (le Contrat) et conclu entre SNC-Lavalin et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (le Client), ainsi que de la méthodologie, des procédures et des techniques employées, des hypothèses posées par SNC-Lavalin, et enfin, des circonstances et des contraintes qui prévalaient au moment de l'exécution du mandat. Le présent document a été rédigé uniquement aux fins prévues au Contrat, et exclusivement à l'intention du Client, qui en comprend les restrictions et dont les recours se limitent à ceux qui ont été énoncés au Contrat.

Le présent document doit être considéré dans son ensemble, et ses sections ou ses parties ne doivent pas être vues ou comprises hors contexte. Toute tierce partie porte l'entière responsabilité de l'usage qu'elle ferait, de la créance qu'elle attacherait ou de la décision qu'elle prendrait en fonction du contenu du présent document. Sous réserve de la loi, SNC-Lavalin décline toute responsabilité à l'égard de tierces parties en ce qui a trait à la publication, aux références, aux citations ou à la distribution qui seraient faites du présent document ou de son contenu partiel ou complet, et de la créance qu'y attacherait une quelconque tierce partie.

Il est interdit de reproduire ou de distribuer le présent rapport sans l'autorisation écrite du Client et de SNC-Lavalin.

## ASSURANCE QUALITÉ

Dans l'unité d'affaires Environnement et eau (E&E) de SNC-Lavalin, nous tenons en haute estime nos clients ainsi que l'environnement et les communautés au sein desquels nous travaillons.

Nous appliquons rigoureusement et améliorons continuellement notre Système de Gestion de la Qualité, qui a été enregistré par le Bureau de normalisation du Québec (BNQ) selon la norme internationale ISO 9001, afin de répondre et de surpasser les exigences de nos clients. Nous reconnaissons que la qualité de notre prestation est souvent jugée par :

- des travaux de terrain réalisés en toute sécurité ;
- une cueillette d'information (inventaires, relevés, recherches) précise et complète ;
- la qualité technique et linguistique des livrables soumis ;
- le respect des échéanciers ;
- le respect des budgets ;
- une facturation rapide, claire et précise ;
- la compétence de notre personnel.

Tous les documents présentés à nos clients seront révisés par au moins deux professionnels aux fins de contrôle de la qualité et ainsi réduire les efforts et délais de révision par nos clients.

Dans la planification et la réalisation des projets qui nous sont confiés, nous sommes fidèles aux principes du développement durable en incorporant les principes de durabilité à chaque stade du cycle de vie d'un projet.

Chez SNC-Lavalin, nous comprenons que la satisfaction de nos clients est indispensable à la réussite de nos affaires et nous voulons être perçus par eux comme un partenaire privilégié pour réaliser des projets durables.

L'entreprise est membre de diverses associations accréditées dont l'Association québécoise pour l'évaluation d'impacts (AQEI), le Réseau Environnement et l'Association canadienne de réhabilitation des sites dégradés (ACRSD).



## TABLE DES MATIÈRES

	<b>Page</b>
<b>Avis au lecteur</b> .....	<b>i</b>
<b>Assurance qualité</b> .....	<b>ii</b>
<b>Table des matières</b> .....	<b>iii</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>v</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>viii</b>
<b>Liste des abréviations</b> .....	<b>ix</b>
<b>1. Introduction</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Méthodologie</b> .....	<b>3</b>
2.1 Scénario de développement .....	3
2.2 Philosophie d'estimation des émissions atmosphériques .....	4
2.3 Sélection des facteurs ou modèles d'émission .....	5
2.3.1 Moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel .....	5
2.3.2 Moteurs à combustion interne alimentés au gaz de schiste .....	6
2.3.3 Équipements mobiles .....	6
2.3.4 Chaudières et systèmes de chauffage .....	7
2.3.5 Torchères et incinérateurs .....	7
2.3.6 Ventilation ou pertes de gaz de schiste à l'atmosphère .....	8
2.3.7 Bassins d'entreposage des eaux de reflux .....	9
2.3.8 Émissions fugitives des réservoirs de carburant et micro-fuites des procédés .....	9
2.4 Spécifications générales .....	10
2.4.1 Composition du gaz de schiste d'Utica .....	10
2.4.2 Propriétés des carburants fossiles .....	12
2.4.3 Spéciation et quantification des COV .....	12
2.4.4 Spéciation et quantification des HAP .....	15
2.4.5 Spéciation et quantification des aldéhydes .....	16
2.5 Détermination des paramètres d'émission .....	17
<b>3. Phase d'exploration du gaz de schiste</b> .....	<b>19</b>
3.1 Forage .....	20
3.1.1 Groupes électrogènes .....	20
3.1.2 Moteurs à combustion interne .....	21
3.1.3 Chaudières .....	22
3.1.4 Torchère – dégazage de la boue de forage .....	24
3.1.5 Équipements mobiles .....	25
3.1.6 Réservoirs de carburant .....	27
3.1.7 Détail des émissions de COV et d'aldéhydes lors du forage .....	27
3.1.8 Compilation et paramètres des émissions lors du forage .....	30

3.2	Fracturation hydraulique.....	32
3.2.1	Camions-pompes.....	32
3.2.2	Équipements de mélange.....	33
3.2.3	Détail des taux d'émission de COV et d'aldéhydes lors de la fracturation.....	34
3.2.4	Compilation et paramètres des émissions lors de la fracturation hydraulique.....	36
3.3	Essai de production.....	37
3.3.1	Ventilation du gaz à l'atmosphère.....	38
3.3.2	Torchère à flamme invisible.....	39
3.3.3	Bassins d'entreposage des eaux de reflux.....	39
3.3.4	Détail des taux d'émission de COV et d'aldéhydes lors de l'essai de production.....	41
3.3.5	Compilation et paramètres des émissions lors de l'essai de production.....	42
<b>4.</b>	<b>Phase de développement des plates-formes de gaz de schiste.....</b>	<b>43</b>
4.1	Forage.....	43
4.2	Fracturation hydraulique.....	46
4.3	Essai de production.....	46
<b>5.</b>	<b>Phase de production du gaz de schiste.....</b>	<b>49</b>
5.1	Plates-formes de production.....	49
5.1.1	Compresseurs de puits.....	50
5.1.2	Fuites des équipements de procédé.....	52
5.1.3	Événements de coffrage et migration de surface.....	53
5.1.4	Systèmes pneumatiques.....	54
5.1.5	Soupapes de surpression.....	54
5.1.6	Purges d'équipement et de puits.....	55
5.1.7	Détail des émissions de COV et d'aldéhydes d'une plate-forme en exploitation.....	56
5.1.8	Compilation et paramètres des émissions d'une plate-forme en exploitation.....	56
5.2	Traitement du gaz de schiste.....	59
5.2.1	Systèmes de chauffage du gaz.....	60
5.2.2	Événements des régénérateurs de glycol.....	61
5.2.3	Systèmes de chauffage des régénérateurs de glycol.....	63
5.2.4	Stations de compression du gaz.....	64
5.2.5	Fuites des équipements de procédé.....	65
5.2.6	Soupapes de surpression.....	66
5.2.7	Purges d'équipement.....	66
5.2.8	Détail des émissions de COV et d'aldéhydes.....	67
5.2.9	Compilation et paramètres des émissions.....	67
<b>6.</b>	<b>Conclusion et sommaire des émissions.....</b>	<b>71</b>
	<b>Références.....</b>	<b>75</b>



## LISTE DES TABLEAUX

	<b>Page</b>
Tableau 1	Composition chimique du gaz de schiste du shale d'Utica ..... 11
Tableau 2	Propriétés physiques et thermochimiques des carburants fossiles..... 12
Tableau 3	Liste des COV pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé ..... 13
Tableau 4	Liste des HAP pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé..... 16
Tableau 5	Liste des aldéhydes pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé ..... 17
Tableau 6	Facteurs et taux d'émission d'un groupe électrogène de 200 kW lors d'un forage en phase d'exploration ..... 21
Tableau 7	Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 300 kW lors d'un forage en phase d'exploration..... 22
Tableau 8	Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 1 200 kW lors d'un forage en phase d'exploration..... 23
Tableau 9	Facteurs et taux d'émission d'une chaudière de 7 MW alimentée au mazout lors d'un forage en hiver en phase d'exploration..... 23
Tableau 10	Facteurs et taux d'émission d'une torchère durant un forage en phase d'exploration ..... 25
Tableau 11	Facteurs et taux d'émission d'un chargeur frontal lors d'un forage en phase d'exploration..... 26
Tableau 12	Facteurs et taux d'émission d'un camion lors d'un forage en phase d'exploration ..... 26
Tableau 13	Consommation de carburant par les équipements en exploitation lors d'un forage en phase d'exploration ..... 27
Tableau 14	Taux d'émission (en g/s par unité) des COV lors d'un forage en phase d'exploration pour l'étude de dispersion ..... 28
Tableau 15	Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes lors d'un forage en phase d'exploration pour l'étude de dispersion..... 30
Tableau 16	Inventaire des émissions (en kg) pour le forage d'un puits en phase d'exploration ..... 31
Tableau 17	Paramètres des sources d'émission d'un forage pour l'étude de dispersion ..... 31
Tableau 18	Facteurs et taux d'émission d'un camion-pompe de 1 690 kW pour la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration ..... 33
Tableau 19	Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 300 kW associé aux équipements de mélange lors de la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration..... 34
Tableau 20	Taux d'émission (en g/s par unité) de COV lors de la fracturation hydraulique en phase d'exploration pour l'étude de dispersion ..... 35
Tableau 21	Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes lors de la fracturation hydraulique en phase d'exploration pour l'étude de dispersion ..... 36

Tableau 22	Inventaire des émissions (kg) de la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration.....	36
Tableau 23	Paramètres d'émission des sources pour la fracturation hydraulique en phase d'exploration.....	37
Tableau 24	Facteurs et taux d'émission pour la ventilation du gaz de schiste au début de l'essai de production en phase d'exploration.....	38
Tableau 25	Facteurs et taux d'émission d'une torchère à flamme invisible pendant l'essai de production en phase d'exploration.....	39
Tableau 26	Facteurs et taux d'émission d'un bassin de stockage des eaux de reflux en phase d'exploration.....	40
Tableau 27	Taux d'émission (en g/s) des COV lors de l'essai de production en phase d'exploration pour l'étude de dispersion.....	41
Tableau 28	Taux d'émission (en g/s) d'aldéhydes lors de l'essai de production en phase d'exploration pour l'étude de dispersion.....	41
Tableau 29	Inventaire des émissions (en kg) d'un essai de production en phase d'exploration.....	42
Tableau 30	Paramètres d'émission des sources pour l'essai de production en phase d'exploration.....	42
Tableau 31	Inventaire des émissions (en kg) pour le forage d'un puits en phase de développement.....	45
Tableau 32	Inventaire des émissions (en kg) de la fracturation hydraulique d'un puits en phase de développement.....	46
Tableau 33	Inventaire des émissions (en kg) d'un essai de production en phase de développement.....	47
Tableau 34	Facteurs et taux d'émission d'un compresseur de puits de 250 kW (mode production).....	51
Tableau 35	Facteurs et taux d'émission pour les émissions fugitives des équipements de procédé sur une plate-forme de production.....	53
Tableau 36	Facteurs et taux d'émission de l'évent de coffrage d'un puits lors de la production.....	54
Tableau 37	Facteurs et taux d'émission des systèmes pneumatiques d'un puits sur une plate-forme de production.....	55
Tableau 38	Facteurs et taux d'émission d'une soupape de surpression sur une plate-forme de production.....	55
Tableau 39	Facteurs et taux d'émission de la purge d'équipements et de puits sur une plate-forme de production.....	56
Tableau 40	Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion.....	56
Tableau 41	Taux d'émission (en g/s) des COV sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion.....	57
Tableau 42	Inventaire des émissions annuelles (en kg/a) sur une plate-forme de production.....	58
Tableau 43	Paramètres des sources d'émission sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion.....	58

Tableau 44	Facteurs et taux d'émission d'un système de chauffage du gaz d'un centre de traitement du gaz .....	61
Tableau 45	Facteurs et taux d'émission d'un événement d'un régénérateur de glycol d'un centre de traitement du gaz .....	63
Tableau 46	Facteurs et taux d'émission du système de chauffage d'un régénérateur de glycol d'un centre de traitement du gaz.....	64
Tableau 47	Facteurs et taux d'émission d'un compresseur d'un centre de traitement du gaz de schiste .....	65
Tableau 48	Facteurs et taux d'émission des émissions fugitives des équipements de procédé d'un centre de traitement du gaz .....	66
Tableau 49	Facteurs et taux d'émission des purges d'équipements d'un centre de traitement.....	67
Tableau 50	Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes d'un centre de traitement du gaz de schiste pour l'étude de dispersion.....	67
Tableau 51	Taux d'émission (en g/s par unité) des COV d'un centre de traitement du gaz de schiste pour l'étude de dispersion .....	68
Tableau 52	Inventaire des émissions annuelles (en kg/a) d'un centre de traitement du gaz de schiste.....	70
Tableau 53	Paramètres des sources d'émission d'un centre de traitement du gaz pour l'étude de dispersion .....	70
Tableau 54	Inventaire des émissions atmosphériques de contaminants pour chaque phase d'un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec.....	71

## LISTE DES FIGURES

	<b>Page</b>
Figure 1	Activités et sources d'émission associées à la phase d'exploration du gaz de schiste ..... 19
Figure 2	Activités et sources d'émission associées à la phase de projet pilote et de développement du gaz de schiste ..... 44
Figure 3	Activités et sources d'émission à la phase de production du gaz de schiste ..... 50
Figure 4	Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase d'exploration ..... 72
Figure 5	Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase de développement d'une plate-forme ..... 72
Figure 6	Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase d'exploitation du gaz de schiste ..... 73

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

API	<b>American Petroleum Institute</b>
BaP	<b>Benzo(a)pyrène</b>
BTEX	<b>Benzène, Toluène, Éthylbenzène, Xylènes</b>
CAPP	<b>Canadian Association for Petroleum Producers</b>
CATEF	<b>California Air Toxics Emission Factors</b>
CEES	<b>Comité de l'Évaluation Environnementale Stratégique sur le gaz de schiste</b>
CH <sub>4</sub>	Méthane
CIRAIG	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CO	Monoxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
COT	<b>Composés organiques totaux</b>
COV	<b>Composés organiques volatils (photo-chimiquement réactifs)</b>
E&E	SNC-Lavalin inc., <b>Environnement et eau</b>
EES	<b>Évaluation environnementale stratégique</b>
EPA	<b>Environmental Protection Agency (États-Unis)</b>
GES	<b>Gaz à effet de serre</b>
H <sub>2</sub> S	Sulfure d'hydrogène
HAP	<b>Hydrocarbures aromatiques polycycliques</b>
MDDEFP	<b>Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune, et des Parcs</b>
NYSDEC	<b>New York State Department for Environmental Conservation</b>
PMt	Matières particulaires totales
PM <sub>2.5</sub>	Matières particulaires inférieures à 2,5 microns (particules fines)
NOx	Oxydes d'azote
RAA	<b>Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère</b>
SO <sub>2</sub>	Dioxyde de soufre
US-EPA	<b>United States Environmental Protection Agency</b>



## 1. INTRODUCTION

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (EES) sur le gaz de schiste au Québec, plusieurs études visant à mieux comprendre les impacts environnementaux et sociaux reliés à cette industrie ont été réalisées ou sont en cours de réalisation. Suite à un appel d'offres du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), l'unité d'exploitation Environnement et eau de SNC-Lavalin inc. (SNC-Lavalin) a été mandatée pour réaliser une étude sur les impacts sur la qualité de l'air reliés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste au Québec. Cette étude comporte deux volets :

- Évaluation des taux d'émission de contaminants atmosphériques provenant des sources fixes, mobiles et fugitives d'un projet type de gaz de schiste et en fonction des scénarios élaborés qui tiendra compte des activités simultanées.
- Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les sources fixes, mobiles et fugitives d'un projet type dans un milieu type représentatif des basses terres du Saint-Laurent et de l'impact de ces contaminants sur la qualité de l'air ambiant.

Le présent rapport couvre le premier volet de cette étude dont l'objectif est d'abord d'identifier toutes les sources d'émissions atmosphériques associées aux phases d'exploration du gaz de schiste, de développement des plates-formes d'extraction et de production du gaz de schiste, incluant celles qui pourraient éventuellement être négligées lors de l'étape de modélisation de la dispersion atmosphérique. Pour chaque source, un facteur d'émission est identifié pour chaque contaminant, ce qui représente en quelque sorte un taux d'émission relatif (par exemple : gramme par kWh d'énergie moteur ou gramme par m<sup>3</sup> de gaz de schiste) indépendant des paramètres d'exploitation du projet. L'intégration de ces paramètres d'exploitation, qui sont établis et justifiés dans le rapport, permet d'établir les taux d'émission absolus de contaminants atmosphériques (p.ex. gramme par seconde). Ceux-ci seront utilisés lors de l'étape de modélisation de la dispersion atmosphérique. À cette fin, les paramètres d'émission de chaque source sont également estimés dans le présent rapport. Ces paramètres comprennent entre autres le débit et la température des émissions gazeuses ainsi que la hauteur et le diamètre de chaque point d'émission.

La plupart des contaminants atmosphériques d'intérêt tels que les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), le monoxyde de carbone (CO), les particules totales (PMT), les microparticules (PM<sub>2,5</sub>), le sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S), les composés organiques volatils (COV), les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les aldéhydes sont considérés dans cette étude. Les émissions de deux gaz à effet de serre (GES), soit le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et le méthane (CH<sub>4</sub>), sont également estimées.

La méthodologie générale pour l'estimation des émissions atmosphériques est présentée au chapitre 2. Les chapitres 3 et 4 présentent l'évaluation des émissions atmosphériques respectivement pour les étapes d'exploration et de développement d'une plate-forme d'exploitation du gaz de schiste. Les émissions atmosphériques reliées à la production au niveau d'une plate-forme et au centre de traitement du gaz avant son injection dans le réseau de transport existant sont traitées au chapitre 5. Finalement, en guide de conclusion, le chapitre 6 présente un sommaire des émissions et fournit un rappel des principales hypothèses utilisées.





## 2. MÉTHODOLOGIE

Cette section expose l'approche générale qui a été préconisée durant ces travaux. Les résultats qui en découlent sont présentés en trois chapitres distincts, chacun traitant d'une phase d'activité associée à l'industrie du gaz de schiste : exploration, développement et production. Ainsi, au chapitre 3, les émissions atmosphériques associées aux activités d'exploration des gisements de gaz de schiste sont traitées. Cette étape consiste à évaluer la productivité d'un ou deux puits sur un site préétabli et requiert des travaux pour le forage du puits, pour la complétion du puits et pour la fracturation hydraulique avant de procéder à l'essai de production. Les travaux préliminaires associés à la sélection du site (p.ex. levée géophysique) et à l'aménagement du site en vue du forage, bien que générateurs d'émissions atmosphériques, ne font pas partie du cadre de cette étude.

La deuxième phase d'activité (chapitre 4) regroupe les travaux de développement d'une plateforme en vue de sa production. A priori, les mêmes activités qu'à l'exploration (forage, complétion, fracturation, essai de production) sont réalisées, quoique certains paramètres d'opération soient différents. Il est à noter que la phase de projet pilote (préparation d'une plateforme) et la phase de développement (préparation de plusieurs plates-formes avoisinantes) ont la même signification ici, étant donné qu'elles résultent aux mêmes conditions d'émission. Le chapitre 5 s'attardera quant à lui aux activités de production du gaz de schiste partant du point d'extraction du gaz à la tête de puits jusqu'à la station de compression du gaz suivant le centre de traitement du gaz.

### 2.1 SCÉNARIO DE DÉVELOPPEMENT

Certaines données techniques relatives au développement et à l'exploitation du gaz de schiste au Québec sont requises pour estimer les taux d'émission des contaminants atmosphériques. À cet effet, le rapport du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CEES)<sup>1</sup> ainsi que le rapport du Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG)<sup>2</sup> ont servi de base pour la sélection des paramètres d'exploitation d'un projet type pour le Québec.

D'autres études ont été consultées afin de valider et compléter les données techniques issues des rapports du CEES et du CIRAIG. Quoiqu'une majorité de ces études traitent spécifiquement de l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis, plusieurs autres études traitant de l'industrie du gaz naturel en général ont également été consultées en raison des similarités au niveau de certaines activités (p.ex. forage, traitement du gaz, système pneumatique, etc.). Certaines de ces études sont énumérées ci-après alors que la liste complète se retrouve à la fin de ce rapport à la section des références :

- New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program* :

---

<sup>1</sup> Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*, Novembre 2012.

<sup>2</sup> Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services, *Document synthèse : Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, Août 2012.

*Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Version préliminaire révisée, Septembre 2011;

- Al Armendariz, *Emissions from natural gas production in the Barnett shale area and opportunities for cost-effective improvements*, Janvier 2009;
- Arkansas Department of Environmental Quality, *Emissions inventory & ambient air monitoring of natural gas production in the Fayetteville shale region*, Novembre 2011;
- Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008.

Les données d'exploitation qui ont été considérées dans le cadre des calculs sont définies et justifiées dans le présent rapport.

## 2.2 PHILOSOPHIE D'ESTIMATION DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

L'objectif principal de cette étude est de développer des taux d'émission en vue de l'étude de modélisation de dispersion atmosphérique permettant de juger de l'impact du développement de l'exploitation du gaz de schiste sur la qualité de l'air ambiant. Les effets sur la qualité de l'air peuvent être à court ou long terme. Les normes et critères québécois pour la qualité de l'air ambiant<sup>3</sup> sont ainsi spécifiés sur de courtes ou longues durées (4 minutes à une année) selon les effets potentiels de chaque contaminant sur la santé, la qualité de vie (odeurs) ou l'environnement en général. Les taux d'émission utilisés dans un modèle de dispersion doivent donc être sélectionnés en fonction de la durée des normes ou critères d'exposition. À cette fin, il faut donc estimer au moins les taux d'émission maximums à court terme de contaminants pour chaque phase d'implantation d'un projet d'exploitation du gaz de schiste. Pour les estimations des impacts à plus long terme ou pour dresser un inventaire complet sur une base annuelle par exemple, ce sont plutôt les taux d'émission moyens, qui tiennent compte des fluctuations des activités et des émissions, et la durée des activités qu'il faut considérer.

Les émissions atmosphériques ont donc été estimées pour répondre au besoin de l'étude de modélisation de la dispersion atmosphérique (taux d'émission maximums par activité) et au besoin de modélisation à long terme ou pour dresser un inventaire des émissions pour chaque étape d'implantation d'un projet d'exploitation de gaz de schiste (taux d'émission moyens et émissions totales ou annuelles par activité). Dans le reste de ce rapport, les taux d'émission maximums et « pour modélisation » sont synonymes.

Finalement, les taux d'émission ont été estimés sans considération de mesure de contrôle des émissions autres que réglementaires. Dans tous les cas, les facteurs d'émission sélectionnés sont conformes aux normes d'émission applicables du *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère* (RAA). L'utilisation de l'électricité du réseau de distribution existant n'est pas non plus considérée dans l'analyse, c'est-à-dire que l'énergie électrique et l'énergie mécanique

---

<sup>3</sup> MDDEFP, *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère*, Version 2, 2013.

nécessaires au développement et à l'exploitation des plates-formes d'extraction du gaz de schiste doivent être produites sur le site des plates-formes à l'aide de générateurs et de moteurs diesels. Même si le développement du gaz de schiste au Québec pourrait s'étendre sur une trentaine d'années, les émissions ont été évaluées selon les technologies actuellement en exploitation et en considérant les normes d'émission canadiennes ou québécoises actuellement en vigueur.

L'utilisation de niveaux d'activité réalistes et de facteurs d'émission élevés permettra de dresser un portrait prudent des impacts potentiels sur la qualité de l'air lors de l'étape de modélisation de la dispersion atmosphérique. Les mesures de mitigation pourront alors être identifiées au besoin et leur efficacité pourra être évaluée par des modélisations supplémentaires.

### 2.3 SÉLECTION DES FACTEURS OU MODÈLES D'ÉMISSION

Cette section expose la méthode de sélection des facteurs ou modèles d'émission pour chaque catégorie de sources d'émissions atmosphériques abordée dans cette étude, soit :

- les moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel, incluant les groupes électrogènes ;
- les moteurs à combustion interne alimentés au gaz de schiste ;
- les équipements mobiles ;
- les chaudières et les systèmes de chauffage ;
- les torchères et les incinérateurs ;
- la ventilation et la perte de gaz de schiste à l'atmosphère ;
- les émissions fugitives des réservoirs de carburant et les micro-fuites des procédés ;
- les bassins de stockage des eaux de reflux après fracturation hydraulique.

Les caractéristiques du carburant diesel, du mazout léger et du gaz de schiste utilisées dans l'estimation des émissions atmosphériques sont respectivement présentées aux sections 2.4.1 et 2.4.2.

Pour les sources reliées à la combustion (moteurs diesels, chaudières, torchères, incinérateurs), l'approche préconisée pour les émissions de COV, HAP et aldéhydes est présentée aux sections 2.4.3 à 2.4.5.

#### 2.3.1 Moteurs à combustion interne alimentés au carburant diesel

La compilation AP-42<sup>4,5</sup> de l'*Environmental Protection Agency* des États-Unis (US-EPA) est fréquemment utilisée pour estimer les émissions des moteurs stationnaires à combustion interne malgré qu'elle soit basée sur des données obtenues pour des moteurs construits avant le milieu des années 1990. D'autres modèles d'émission ont été développés aux États-Unis corrélant des facteurs d'émission en fonction de la puissance nominale et l'année de

---

<sup>4</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42 : Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5th edition, Section 3.3 Gasoline and diesel industrial engines.

<sup>5</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5th edition, Section 3.4 Large stationary diesel and all stationary dual-fuel engines.

construction du moteur.<sup>6,7</sup> L'examen de ces facteurs d'émission, qui sont d'ordre général moins élevés que les facteurs d'émission AP-42 correspondants, permet de sélectionner un facteur plus représentatif de la puissance de moteur et de l'année de construction du moteur (supérieur à l'année 2000). Afin de demeurer prudent, les facteurs d'émission les plus élevés parmi les références précitées pour chaque contaminant (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, PMt, PM<sub>2.5</sub>) ont été considérés.

Les émissions de SO<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> sont liées de près à la teneur en soufre et en carbone du carburant (tableau 1) et aucun H<sub>2</sub>S ne serait généré lors de la combustion du carburant diesel.

### 2.3.2 Moteurs à combustion interne alimentés au gaz de schiste

Lors de la phase de production, des compresseurs disposant de moteurs à combustion interne fonctionnant au gaz, émettant l'ensemble des contaminants faisant l'objet de cette étude, sont en exploitation à certaines plates-formes et au centre de traitement du gaz. En plus de la compilation AP-42,<sup>8</sup> d'autres références<sup>9,10,11</sup> ont été consultées afin de sélectionner des facteurs d'émission conservateurs. Ces sources d'information exposent des facteurs d'émission développés à partir de bases de données associées à certaines régions d'exploitation du gaz américaines. Les facteurs d'émission les plus élevés parmi ces références ont été considérés pour les NO<sub>x</sub>, le CO, le CH<sub>4</sub>, les PMt et les PM<sub>2.5</sub>.

Pour ce qui est du SO<sub>2</sub>, du CO<sub>2</sub> et du H<sub>2</sub>S, un bilan de matière est appliqué en supposant que la totalité du soufre dans le gaz de schiste est du H<sub>2</sub>S et que 2 % du gaz reste imbrûlé à la sortie du moteur. Ce rendement de combustion est consistant avec l'exploitation d'un moteur fonctionnant avec un mélange pauvre (*lean-burn*), celui-ci émettant en général plus de COV et de méthane, mais moins de NO<sub>x</sub> et de CO que d'autres types de moteurs.

### 2.3.3 Équipements mobiles

Ces équipements consistent en de la machinerie lourde à moteur diesel nécessaire lors du forage et de la complétion d'un puits. Les facteurs d'émission pour les moteurs diesels identifiés à la section 2.3.1 ont été utilisés pour ces sources.

---

<sup>6</sup> United States Environmental Protection Agency, *Exhaust and crankcase emission factors for nonroad engine modeling – compression-ignition*, EPA-420-R-10-018, Juillet 2010.

<sup>7</sup> Environ International Corporation, *California Emissions Estimator Model (CalEEMod)*, préparé pour South Coast Air Quality Management District, Février 2011.

<sup>8</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5<sup>th</sup> édition, Section 3.2 Natural gas-fired reciprocating engines.

<sup>9</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008.

<sup>10</sup> Armendariz, A., *Emissions from natural gas production in the Barnett shale area and opportunities for cost-effective improvements*, préparé pour Environmental Defense Fund, 2009

<sup>11</sup> Eastern Research Group, *Characterization of oil and gas production equipment and develop a methodology to estimate statewide emissions*, préparé pour Texas Commission on Environmental Quality, 2010.

### 2.3.4 Chaudières et systèmes de chauffage

Pour les chaudières et systèmes de chauffage, les facteurs d'émission AP-42<sup>12</sup> sont utilisés. Les facteurs d'émission pour une chaudière ou appareil de combustion de moins 100 MMBtu/h (29,3 MW) alimentée à l'huile légère sur les sites des plates-formes ou au gaz de schiste aux centres de traitement du gaz sont utilisés pour le SO<sub>2</sub>, le CO, le CO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub>, les PMt et les PM<sub>2.5</sub>. Pour les NOx, les facteurs d'émission correspondant à la norme d'émission du RAA, soit de 40 g/GJ et de 26 g/GJ respectivement pour le mazout léger et le gaz, ont été utilisés. Encore une fois, les émissions de SO<sub>2</sub> et de CO<sub>2</sub> sont liées de près à la composition de soufre et de carbone dans le carburant (tableau 1) et aucun H<sub>2</sub>S ne serait généré lors de la combustion du carburant.

### 2.3.5 Torchères et incinérateurs

La sélection de facteurs d'émission pour la combustion du gaz de schiste dans une torchère ou dans un incinérateur (torchère à flamme invisible) est complexe dans la mesure où l'efficacité de destruction du gaz affecte directement le niveau des émissions, surtout en ce qui concerne le CO, le CH<sub>4</sub>, le H<sub>2</sub>S et les COV et dans une moindre mesure le SO<sub>2</sub> et le CO<sub>2</sub>. Dans l'optique de produire des taux d'émission conservateurs, un taux de destruction de 98 % est appliqué pour les torchères exploitées dans les règles de l'art correspondant à une valeur par défaut selon plusieurs documents.<sup>13,14</sup> Ainsi, 98 % du soufre et du carbone composant le gaz de schiste est converti en SO<sub>2</sub> et en CO<sub>2</sub>, respectivement. À l'inverse, 2 % du CH<sub>4</sub> et du H<sub>2</sub>S contenus dans le gaz n'est pas brûlé et se retrouve dans les gaz de combustion de la torchère. Le facteur d'émission pour le CH<sub>4</sub> doit par contre être corrigé pour prendre en compte la quantité de CO dans les gaz de combustion. La même procédure est appliquée pour les incinérateurs ou torchères à flamme invisible (*enclosed flare*) sauf que dans ce cas-ci le taux de destruction est fixé à 99 %<sup>15</sup>, ce type d'appareil étant un système de destruction plus efficace.

La concentration de CO dans les gaz d'échappement est également liée au taux de destruction sans toutefois être liée directement par bilan de matière. D'après une analyse de Smith et Pettys,<sup>16</sup> le facteur d'émission pour le CO pour un taux de destruction de 98 % serait de 25 à 30 g par Nm<sup>3</sup> de gaz brûlé, ce qui est beaucoup plus élevé que le taux d'émission AP-42 correspondant (6 g/Nm<sup>3</sup>).<sup>17</sup> Ainsi, des facteurs d'émission maximums de 26,4 g CO/Nm<sup>3</sup> et de 12,7 g CO/Nm<sup>3</sup> sont considérés respectivement pour les torchères et les incinérateurs (torchères à flamme invisible) en vue de la modélisation, alors qu'une valeur moyenne de

---

<sup>12</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5<sup>th</sup> edition, Section 1.3 Fuel oil combustion.

<sup>13</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5<sup>th</sup> edition, Section 13.5 Industrial flares.

<sup>14</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *A recommended approach to completing the National Pollutant Release Inventory (NPRI) for the upstream oil and gas industry*, Mars 2007, p. 5-3.

<sup>15</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *A recommended approach to completing the National Pollutant Release Inventory (NPRI) for the upstream oil and gas industry*, Mars 2007, p. 5-3.

<sup>16</sup> Zeeco inc., *Basis for emission calculation from flare systems*.

<sup>17</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5<sup>th</sup> edition, Section 13.5 Industrial flares.

7,3 g/Nm<sup>3</sup> proposée par le Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP)<sup>18</sup> est considérée pour l'inventaire.

Le facteur d'émission pour les NO<sub>x</sub> est de 1 à 4 g NO<sub>x</sub> par Nm<sup>3</sup> de gaz de schiste selon des documents AP-42 (section 13.5 – *industrial flares* et section 1.4 – *natural gas combustion*) et le CAPP. De plus, il est reconnu que le type de torchère n'affecte pas ou peu les émissions de NO<sub>x</sub>. Le même facteur d'émission est donc appliqué autant pour les torchères et les incinérateurs.

À l'inverse, des facteurs d'émission distincts pour les particules (PMt et PM<sub>2,5</sub>) ont été considérés pour les deux types de torchère. Selon un rapport du CAPP,<sup>19</sup> les torchères à flamme nue émettraient l'équivalent de 57 ng de PMt et PM<sub>2,5</sub> par joule (2,56 g par Nm<sup>3</sup> de gaz brûlé), un facteur d'émission conservateur dans la mesure où ce facteur d'émission a été développé au début des années 1990 pour le torchage d'un gaz d'enfouissement. La même source propose un facteur d'émission inférieur pour les incinérateurs à gaz (0,8 ng/J ou 0,04 g par Nm<sup>3</sup> de gaz brûlé), soit pour un système de combustion plus efficace similaire à une chaudière à gaz.

### 2.3.6 Ventilation ou pertes de gaz de schiste à l'atmosphère

Certaines activités d'exploration ou d'exploitation du gaz de schiste peuvent mener à des pertes de gaz à l'atmosphère, soit par ventilation directe ou par émissions fugitives par les équipements de procédé. Ces activités sont des sources de CH<sub>4</sub>, de CO<sub>2</sub>, de H<sub>2</sub>S et de COV puisque ces contaminants se retrouvent dans le gaz de schiste. Par contre, ces activités ne contribuent pas aux émissions des autres contaminants à l'étude, puisque le gaz de schiste en est exempt.

La méthode de calcul des émissions consiste à multiplier le flux de gaz perdu à l'atmosphère par la concentration du contaminant dans le gaz de schiste.

---

<sup>18</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *A recommended approach to completing the National Pollutant Release Inventory (NPRI) for the upstream oil and gas industry*, Mars 2007, p. 5-18.

<sup>19</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *A national inventory of greenhouse gas (GHG), criteria air contaminant (CAC) and hydrogen sulphide (H<sub>2</sub>S) emissions by the upstream oil and gas industry: Volume 4 – Methodology for CAC and H<sub>2</sub>S emissions*, Septembre 2004, p. 31.

### 2.3.7 Bassins d'entreposage des eaux de reflux

Pour les bassins d'entreposage des eaux de reflux suite à la fracturation hydraulique, un modèle d'émission simple basé sur la concentration de contaminant dans l'eau, la surface et le coefficient global de transfert de masse d'un plan d'eau calme a été utilisé.<sup>20</sup> L'équation de base de ce modèle, dans lequel la concentration du contaminant dans l'eau demeure constante, est la suivante :

$$E_{\alpha} = K_{\alpha} A C_{\alpha,L} \quad (1)$$

où :

- $E_{\alpha}$  : taux d'émission de la substance  $\alpha$  en g/s
- $K_{\alpha}$  : coefficient de transfert de masse global pour la substance  $\alpha$  en m/s
- $A$  : surface du plan d'eau en m<sup>2</sup>
- $C_{\alpha,L}$  : concentration de la substance  $\alpha$  dans l'eau en g/m<sup>3</sup>

En l'absence de mesures de la qualité de l'eau de reflux à la sortie du séparateur gaz-liquide, la concentration de chaque contaminant présent dans le gaz de schiste a été estimée en supposant que chaque substance a atteint l'équilibre gaz-liquide dans le séparateur en utilisant la constante d'Henry à 25 °C pour de l'eau pure (voir tableau 1) et une pression de 200 psi (13,5 atm) dans le séparateur. Cette estimation de la concentration dans l'eau de reflux est amplement conservatrice puisque l'eau de reflux contient beaucoup d'électrolytes qui réduisent grandement la solubilité des gaz dans l'eau (*salting-out effect*) et que l'équilibre n'est pas nécessairement atteint dans le séparateur.

Tout comme pour la ventilation ou la perte de gaz de schiste à l'air, cette source d'émission ne contribue qu'aux émissions de CH<sub>4</sub>, de CO<sub>2</sub>, de H<sub>2</sub>S et de COV.

### 2.3.8 Émissions fugitives des réservoirs de carburant et micro-fuites des procédés

Les émissions de COV des réservoirs de carburant sur le site ont été estimées à l'aide du modèle TANKS de l'US-EPA. Les émissions fugitives reliées aux micro-fuites des joints des équipements de procédés ont été estimées en dressant un inventaire des pièces en suivant les recommandations de l'API<sup>21</sup> et du CAPP<sup>22</sup> et les taux d'émission par joint d'équipement et par type de fluide<sup>23</sup> de l'US-EPA pour l'industrie du gaz naturel ont été considérés.

<sup>20</sup> United States Environmental Protection Agency, *Air emissions models for waste and wastewater*, EPA-453/R-94-080A, Novembre 1994, Chapitre 5.

<sup>21</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-75.

<sup>22</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *Guide for calculating greenhouse gas emissions*, 2003.

<sup>23</sup> United States Environmental Protection Agency, *1995 Protocol for equipment leak emission estimates*, EPA-453/R-95-017, 1995, p. 2-15.

## 2.4 SPÉCIFICATIONS GÉNÉRALES

Certaines caractéristiques et valeurs reviennent constamment lors du développement des taux d'émission. Celles-ci sont présentées dans cette section.

### 2.4.1 Composition du gaz de schiste d'Utica

La composition chimique du gaz de schiste est requise pour quantifier les rejets de CH<sub>4</sub>, de CO<sub>2</sub>, de H<sub>2</sub>S et de COV issus des sources d'émissions fugitives et de manœuvres de ventilation du gaz de schiste. D'ailleurs, aucunes émissions de NO<sub>x</sub>, de SO<sub>2</sub>, de CO, de PMt, de PM<sub>2,5</sub>, de HAP, et d'aldéhydes ne sont reliées à la perte de gaz de schiste à l'atmosphère. Les concentrations présentées au tableau 1 ont été établies à partir de quelques analyses du gaz de schiste d'Utica fournies par le MDDEFP.<sup>24</sup> Les concentrations molaires de CH<sub>4</sub>, de CO<sub>2</sub> et de COV sont respectivement de 98,2 %, 0,05 % et 1,8 %. En vertu de cette composition chimique, le pourcentage massique de carbone dans le gaz de schiste est de 75,2 %.

Le gaz de schiste d'Utica est reconnu pour être « propre » comparé à d'autres gaz de schistes du sud des États-Unis par exemple. D'ailleurs, les quelques analyses indiquent que le gaz de schiste d'Utica au Québec comporte aucun sinon très peu de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S). Ceci dit, il n'est pas improbable que le gaz contienne du H<sub>2</sub>S à certains endroits non répertoriés dans le bassin d'Utica. Cette possibilité est prise en compte en vue de la modélisation de la dispersion atmosphérique en considérant une concentration de 100 ppmv, ce qui demeure relativement faible comparée à d'autres schistes des États-Unis.<sup>25</sup> La même approche doit être considérée pour les COV alors que la concentration globale n'est que de 0,3 %mol (excluant l'éthane), ce qui est faible lorsque comparés à d'autres schistes. En fait, des concentrations dépassant 5 %mol (excluant l'éthane) ont souvent été mesurées avec en prime une grande variation entre des mesures d'un même bassin de schiste.<sup>26</sup> Dans cette optique, une concentration globale de près de 9 %mol (soit 5 × 1,8 %mol incluant l'éthane) est appliquée aux fins de modélisation gardant la même distribution entre espèces COV tel que mesurée.

---

<sup>24</sup> MDDEFP, Courriel d'Yvon Couture, 4 juillet 2013.

<sup>25</sup> Merichem Company, *Comparative H<sub>2</sub>S economics for shale gas*.

<sup>26</sup> American Petroleum Institute, *Proposed rulemaking – oil and gas sector regulations*, préparé à l'attention de l'United States Environmental Protection Agency, mars 2011.



**Tableau 1 Composition chimique du gaz de schiste du shale d'Utica**

Espèces chimiques	COV <sup>a</sup>	Concentrations (ppmv)		Constantes d'Henry (mg/L par atm) <sup>d</sup>
		Inventaire <sup>b</sup>	Modélisation <sup>c</sup>	
<b>Alcanes</b>				
Méthane		981 600		24
Éthane	✓	14 900	74 500	57
Propane	✓	1 100	5 500	62
2-méthylpropane (isobutane)	✓	150	750	49
Butane	✓	200	1 000	64
2-méthylbutane (isopentane)	✓	80	400	53
Pentane	✓	100	500	58
Hexanes <sup>e</sup>	✓	362	1 810	52
Octanes <sup>e</sup>	✓	460	2 300	35
Nonanes <sup>e</sup>	✓	14	70	26
<b>Cycloalcanes</b>				
Cyclopentane	✓	27	135	385
Méthylcyclopentane	✓	14	70	235
Cyclohexane	✓	25	125	470
Méthylcyclohexane	✓	27	135	921
<b>Hydrocarbures aromatiques monocycliques</b>				
Benzène	✓	20	100	14 040
Éthylbenzène	✓	10	50	13 780
Toluène	✓	400	2 000	14 720
Xylènes <sup>e</sup>	✓	10	50	19 080
<b>Autres</b>				
Dioxyde de carbone		500		1 540
Sulfure d'hydrogène		0	100	3 400

**a** Indique si l'espèce chimique est un COV d'après la définition du MDDEFP. Les COV composent environ 18 000 ppmv (ou 1,8 mol%) du gaz de schiste.

**b** Concentrations obtenues à partir de quelques mesures du gaz de schiste d'Utica.

**c** Concentrations qui sont appliquées en vue de la modélisation de la dispersion atmosphérique.

**d** Constante de la loi de Henry définissant la solubilité du contaminant dans de l'eau pure à une température de 25 °C.<sup>27</sup>

**e** Cette dénomination inclut plusieurs isomères.

<sup>27</sup> Sander, R., Compilation of Henry's law constants for inorganic and organic species of potential importance in environmental chemistry, 1999.

## 2.4.2 Propriétés des carburants fossiles

Il est prévu que les moteurs à combustion interne soient alimentés en carburant diesel à l'exception des compresseurs qui seront alimentés en gaz de schiste lors des activités de production. Les paramètres physiques et thermochimiques de ces deux carburants utilisés dans les calculs sont présentés au tableau 2. La concentration en soufre du carburant diesel pour les moteurs correspond à la concentration maximale admissible selon le Règlement sur le soufre dans le diesel<sup>28</sup> s'il est utilisé dans des moteurs stationnaires de moins de 30 000 cm<sup>3</sup> à partir du 1<sup>er</sup> juin 2014. Il est prévu que sera le cas pour tous les moteurs en cause. Pour les chaudières au mazout léger, la teneur maximale de soufre dans le carburant prévue au RAA (0,5 %) est considérée dans l'analyse. Par ailleurs, la concentration de soufre dans le gaz de schiste est la même qu'à la section précédente.

**Tableau 2 Propriétés physiques et thermochimiques des carburants fossiles**

Paramètres	Carburant diesel ou mazout léger	Gaz de schiste	
		Inventaire	Modélisation
Masse volumique (densité)	0,85 kg/L	0,714 kg/Nm <sup>3</sup>	0,714 kg/Nm <sup>3</sup>
Pouvoir calorifique	36,2 MJ/L	38,0 MJ/Nm <sup>3</sup>	38,0 MJ/Nm <sup>3</sup>
Composition en soufre	15 ppm pour les moteurs 0,5 % (5000 ppm) pour les chaudières	0 ppm	100 ppm
Composition en COV	300 000 ppm <sup>29</sup>	17 900 ppm	89 500 ppm
Composition en carbone	87,25 %	75,2 %	76,1 %

## 2.4.3 Spéciation et quantification des COV

Les COV sont des espèces chimiques réputées à engendrer des réactions photochimiques menant à la formation de l'ozone troposphérique dans l'air et donc à la création du smog. Le MDDEFP maintient une liste de 163 COV qui sont considérés dans la présente étude. Le tableau 3 présente les COV de cette liste qui ont pu être quantifiés pour au moins une source d'émissions atmosphériques considérée dans cette étude. Hormis les émissions de COV liées à la perte de gaz de schiste à l'atmosphère (se référer au tableau 1), les autres COV répertoriés proviennent de la combustion du carburant diesel ou du gaz de schiste.

<sup>28</sup> Gouvernement du Canada, *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*, Juin 2012.

<sup>29</sup> Gentner et al., *Elucidating secondary organic aerosol from diesel and gasoline vehicles through detailed characterization of organic carbon emissions*, Proceedings of the National Academy Sciences of the United States of America, 109 (45), 2012, 18318-18323.

**Tableau 3 Liste des COV pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé**

COV	Règlement québécois <sup>a</sup>		COV	Règlement québécois <sup>a</sup>	
	Norme	Critère		Norme	Critère
1,1,1,-trichloroéthane			cis-2-butène		
1,1,2,2-tétrachloroéthane	✓		cis-2-hexène		
1,1,2-trichloroéthane	✓		Crotonaldéhyde		
1,1-dichloroéthane			Cyclohexane		
1,2,4-triméthylbenzène			Cyclopentane		
1,3-butadiène		✓	Cyclopentène		
1,2,3-triméthylbenzène		✓	Dichlorométhane	✓	
1,2-dichloroéthane		✓	Dodécane		
1,2-dichloropropane	✓		Éthane		
1,3,5-triméthylbenzène		✓	Éthylbenzène	✓	
2,2-diméthylbutane			Éthylène		
2,2,4-triméthylpentane			Éthyltoluène		
2,3-diméthylbutane			Formaldéhyde	✓	
2,3-diméthylpentane			Isobutane		✓
2,3,4-triméthylpentane			Isobutène		
2,4-diméthylhexane			Isopentane		
2,4-diméthylpentane			Méthylcyclohexane		
2,5-déméthylhexane			Méthylcyclopentane		
2-méthyl-1-butène			n-heptane		✓
2-méthyl-2-pentène			n-hexane	✓	
2-méthylheptane			n-nonane		
2-méthylhexane			n-octane		
2-méthylpentane			n-pentane		✓
3-méthylhexane			n-propylbenzène		
3-méthylpentane			Naphtalène	✓	
Acétone	✓		Propanal		
Acétaldéhyde			Propane		
Acétylène			Propylène		✓
Acroléine			Tétrachlorure de carbone		
Benzaldéhyde	✓		Toluène	✓	
Benzène	✓		trans-2-butène		
Butane			trans-2-hexène		
Chlorobenzène	✓		trans-2-pentène		
Chloroforme		✓	Styrène	✓	
Chlorure de vinyle	✓		Xylènes	✓	

<sup>a</sup> Plusieurs COV sont associés à une norme ou un critère de qualité d'air ambiant au Québec.<sup>30</sup>

<sup>30</sup> MDDEFP, Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère, version 2, 2013.

### Quantification – Moteur et chaudière

La caractérisation des émissions de COV issues de la combustion de diesel ou gaz naturel provient principalement des sources suivantes :

- United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, Volume I, 5<sup>e</sup> édition : document listant des facteurs d'émission pour certains COV ;
- California Environmental Protection Agency, *California air toxics emissions factors (CATEF)* : base de données regroupant des facteurs d'émission de plusieurs COV par type d'appareil de combustion et de carburant ;
- California Environmental Protection Agency, *Characterization and control of organic compounds emitted from air pollution sources*, Avril 1998 : étude de caractérisation des gaz d'échappement de camions diesel de classe moyenne.

Pour chaque COV, le taux d'émission le plus élevé parmi ceux calculés selon les sources précédentes a été retenu en vue de la modélisation de la dispersion atmosphérique. D'autre part, la somme de ces taux d'émission pourra être utilisée pour des fins d'inventaire si elle est plus élevée que le taux d'émission de COV maximum calculé selon les facteurs d'émission spécifiés dans les sources suivantes :

- United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, Volume I, 5<sup>e</sup> édition : ce document contient des facteurs d'émission pour les composés organiques totaux (COT). La fraction de COV des COT est calculée selon la méthode proposée par le NYSDEC<sup>31</sup>, soit en multipliant le facteur d'émission par la fraction de COV contenu dans le carburant diesel ;
- United States Environmental Protection Agency, *Exhaust and crankcase emission factors for nonroad engine modeling – compression-ignition*, EPA-420-R-10-018, Juillet 2010 : ce document fournit une liste de facteurs d'émission pour les hydrocarbures (HC). La même méthode de conversion en COV est appliquée (voir référence précédente) ;
- Environ International Corporation, *California Emissions Estimator Model (CalEEMod), préparé pour South Coast Air Quality Management District*, Février 2011 : ce document contient une liste de facteurs d'émission pour les composés organiques réactifs (COR), ce qui équivaut à des COV pour les équipements de combustion.

### Quantification – Torchère

Suivant la même approche que pour les moteurs, des taux d'émission ont été calculés pour chaque COV et le taux d'émission le plus élevé par COV a été retenu pour la modélisation ainsi

---

<sup>31</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program : Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, p. 6-100.

que pour l'inventaire des émissions. Les sources ou méthodes suivantes ont été utilisées à cet effet :

- bilan de matière selon le taux de destruction de la torchère ou de l'incinérateur et la concentration du COV dans le gaz de schiste ;
- United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, Volume I, 5<sup>e</sup> édition : la section 1.4 fournit une liste de facteurs d'émission pour la combustion du gaz naturel, qui est considéré similaire au gaz de schiste ;
- California Environmental Protection Agency, *California air toxics emissions factors (CATEF)* : une base de données regroupant des facteurs d'émission de plusieurs COV par type d'appareil de combustion et de carburant. En absence de données sur le torchage du gaz naturel, les données sur la combustion du gaz naturel dans une chaudière (ou équivalent) sont utilisées.

#### Quantification – Perte de gaz de schiste à l'atmosphère

La méthode de calculs des émissions consiste à combiner le débit de gaz perdu à l'atmosphère (qui sera établi dans la section correspondante) avec la concentration du COV dans le gaz de schiste.

#### **2.4.4 Spéciation et quantification des HAP**

Les HAP sont des espèces chimiques réputées toxiques et/ou cancérigènes qui sont émises lors d'activités de combustion. Le tableau 4 énumère les HAP qui ont pu être quantifiés pour au moins un type de source d'émission. De cette liste, seuls le naphthalène et le benzo(a)pyrène (BaP) sont associés à une norme de qualité d'air ambiant. Ainsi, les taux d'émission de chaque HAP ont été ramenés sous une base de toxicité équivalente au BaP en utilisant les facteurs d'équivalence du tableau 4 dans l'équation suivante :

$$HAP = \sum f_n \times I_n \quad (2)$$

où :  $f_n$  : facteur d'équivalence de toxicité du HAP  $n$ .

$I_n$  : taux d'émission du HAP  $n$  en g/s.

#### Quantification – Moteur et chaudière

La même approche de quantification pour les COV est utilisée pour les HAP se basant sur des facteurs d'émission provenant des mêmes sources (voir section 2.4.3). La somme des taux d'émission de chaque HAP pondérée en équivalent BaP est calculée à partir des valeurs les plus élevées parmi les valeurs calculées selon chaque source. Cette somme sera utilisée lors des travaux de modélisation. Cette valeur pourra être également utilisée pour l'inventaire si elle est plus élevée que le taux d'émission de HAP totaux calculés selon le facteur d'émission AP-42.

**Tableau 4 Liste des HAP pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé**

HAP	Facteurs d'équivalent toxique <sup>a</sup>	HAP	Facteurs d'équivalent toxique <sup>a</sup>
Acénaphène	0,001	Chrysène	0,01
Acénaphthylène	0,001	Dibenz(a,h)anthracène	5
Anthracène	0,01	Fluoranthène	0,001
Benz(a)anthracène	0,1	Fluorène	0,001
Benzo(a)pyrène	1	Indeno(1,2,3-cd)pyrène	0,1
Benzo(e)pyrène	0,01	Naphtalène	0,001
Benzo(b)fluoranthène	0,1	Pérylène	0,001
Benzo(g,h,i)pérylène	0,01	Phénanthène	0,001
Benzo(k)fluoranthène	0,1	Pyrène	0,001

a Les facteurs d'équivalence toxique ont été spécifiés par le MDDEFP.<sup>32</sup>

### Quantification – Torchère

En absence de données caractérisant les émissions de HAP pour le torchage de gaz de schiste ou même de gaz naturel, il a été décidé d'utiliser des facteurs d'émission liés à la combustion du gaz naturel supposant ainsi que le contenu en HAP du gaz naturel est équivalent à celui du gaz de schiste. Cette initiative a pour but d'établir un taux d'émission qu'il soit réaliste ou pas, mais qui permet d'analyser l'impact potentiel sur la qualité de l'air ambiant lors de la modélisation. Les sources d'information sont la compilation AP-42 et le CATEF.

### **2.4.5 Spéciation et quantification des aldéhydes**

La liste des aldéhydes qui ont pu être quantifiés pour au moins une source d'émission couverte par l'étude est donnée au tableau 5.

### Quantification – Moteur et chaudière

La même approche de quantification pour les COV est utilisée pour les aldéhydes se basant sur des facteurs d'émission provenant des mêmes sources (voir section 2.4.3). Pour chaque aldéhyde, le taux d'émission le plus élevé parmi ceux calculés selon chacune des sources a été retenu afin d'intégrer des taux d'émission contraignants en vue de la modélisation de la dispersion atmosphérique. D'autre part, la somme de ces taux d'émission pourra être utilisée pour des fins d'inventaire si elle est plus élevée que le taux d'émission d'aldéhydes totaux calculés selon les facteurs d'émission AP-42 s'ils existent.

<sup>32</sup> Centre de Services Partagés du Québec, Addenda #2 de l'appel d'offres public du présent mandat, 23 avril 2013.

Quantification – Torchère et incinérateur

La même approche de quantification pour les HAP est utilisée pour les aldéhydes se basant sur des facteurs d'émission provenant des mêmes sources (voir section 2.4.3 et 2.4.4 sous la rubrique torchère et incinérateur).

**Tableau 5 Liste des aldéhydes pour lesquels au moins un taux d'émission a été calculé**

Aldéhydes	Règlement québécois <sup>a</sup>		Aldéhydes	Règlement québécois <sup>a</sup>	
	Norme	Critère		Norme	Critère
Formaldéhyde <sup>b</sup>	✓		Undécanal		
Acétaldéhyde <sup>b</sup>			Dodécanal		
Propanal <sup>b</sup>			Tridécanal		
Butanal			Crotonaldéhyde <sup>b</sup>		
Hexanal			Acroléine <sup>b</sup>		
Heptanal			Méthacroléine		
Octanal			Benzaldéhyde <sup>b</sup>	✓	
Nonanal			Acétophénone	✓	
Décanal			2,5-diméthylbenzaldéhyde		

<sup>a</sup> Certains aldéhydes sont associés à une norme ou un critère de qualité d'air ambiant au Québec.<sup>33</sup>

<sup>b</sup> Également inclus dans la catégorie COV.

## 2.5 DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES D'ÉMISSION

Les paramètres d'émission tels que la hauteur, le diamètre, la vitesse et la température des gaz des sources ponctuelles (moteurs, torchères, chaudières) ou les dimensions des sources de surface (bassins, aires de procédés) sont des intrants au modèle de dispersion atmosphérique.

La hauteur ou la surface des sources ont été estimées selon la dimension des équipements ou à partir de photographies de plates-formes en développement ou en exploitation. Les températures des gaz d'échappement des moteurs, chaudières et incinérateurs sélectionnées sont des valeurs typiques par type d'appareil, soit 150°C pour les chaudières, 400 à 450°C pour les moteurs et 800°C pour les incinérateurs.

Pour les chaudières, systèmes de chauffage et incinérateurs, les débits de gaz de combustion par appareil ont été estimés à partir des taux de consommation de carburant en considérant de 10 à 15 % d'air en excès. Les diamètres ont été calculés à partir des débits tout en fixant la vitesse des gaz à 15 m/s.

<sup>33</sup> MDDEFP, Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère, version 2, 2013.

Pour les moteurs, les débits de gaz de combustion par appareil ont été estimés en sélectionnant des valeurs typiques<sup>34</sup> par puissance de moteur. Les diamètres ont été calculés à partir des débits tout en fixant la vitesse des gaz à 25 m/s.

Les torchères à flamme visible sont modélisées comme des sources ponctuelles (cheminée) en utilisant des pseudo-paramètres d'émission déterminés selon la méthode de l'US-EPA<sup>35</sup> :

- la vitesse est fixée à 20 m/s ;
- la température est fixée à 1 000°C ;
- le diamètre effectif ( $d_{eff}$ , m) et la hauteur effective ( $h_{eff}$ , m) sont calculés en fonction du taux de chaleur dégagée par la combustion du gaz ( $Q$ , cal/s) et de la hauteur de la torchère ( $h_s$ , m) de la façon suivante :

$$d_{eff} = 0,000663\sqrt{Q} \quad (3)$$

$$h_{eff} = h_s + 0,00456 Q^{0,478} \quad (4)$$

---

<sup>34</sup> Donaldson, *Engine Horsepower & Exhaust Flow Guide*,  
[www.asia.donaldson.com/en/exhaust/support/datalibrary/1053747.pdf](http://www.asia.donaldson.com/en/exhaust/support/datalibrary/1053747.pdf).

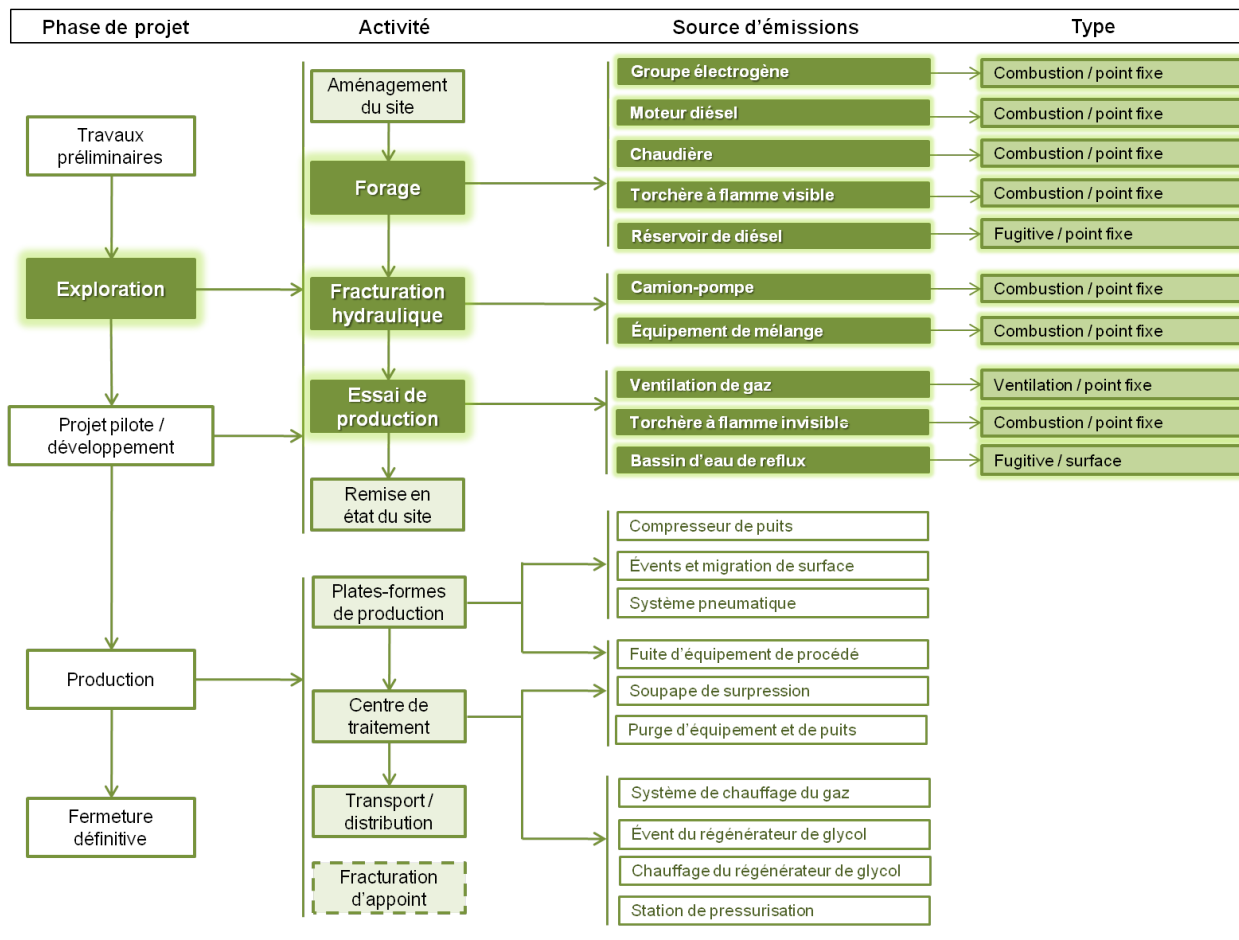
<sup>35</sup> United States Environmental Protection Agency, *SCREEN3 Model User's Guide*, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA-454/B-95-004, Septembre 1995.



### 3. PHASE D'EXPLORATION DU GAZ DE SCHISTE

Les travaux d'exploration comportent une première étape de forage du puits vertical suivi par le forage d'une section horizontale, puis des travaux de coffrage et cimentation et de complétion du puits. Par la suite, la fracturation hydraulique du puits et l'essai de production permettent d'évaluer la productivité du site. Ces activités sont effectuées successivement, ce qui permet de regrouper les sources d'émissions en trois jeux de données (forage, fracturation hydraulique et essai de production) qui pourront être intégrés séparément dans le modèle de dispersion atmosphérique afin d'évaluer l'impact de l'activité sur la qualité de l'air de chaque étape. Le forage de deux puits d'exploration, tel qu'établi par le CEES, ne change pas le fait que les étapes sont successives (p.ex. forage ou fracturation hydraulique d'un puits à la fois). Les travaux préliminaires associés à la sélection du site (p.ex. levée géophysique) ainsi que l'aménagement du site en vue du forage ne font pas partie du cadre de cette étude tout comme la remise en état du site à la fin des travaux (figure 1).

**Figure 1 Activités et sources d'émission associées à la phase d'exploration du gaz de schiste**



### 3.1 FORAGE

Cette étape consiste à forer deux puits verticaux d'une profondeur moyenne de 2 000 m chacun suivi d'une section horizontale de 900 m.<sup>36</sup> Cette longueur horizontale est plus courte que celle préconisée pour le forage en mode développement (2 000 m). D'après le rapport du CIRAIG, la durée de forage s'étendrait de 6 à 62 jours (38 jours en moyenne) durant lesquels la foreuse serait au travail pendant l'équivalent de 30 jours (720 heures). Il n'est toutefois pas spécifié si cette durée est applicable pour le forage en mode exploration qui devrait être plus courte que le forage en mode développement. Lorsque mise en contexte avec d'autres études, la durée de forage de 720 heures est plus représentative du forage en mode développement.<sup>37,38</sup> Ainsi, pour le calcul de l'inventaire des contaminants, une durée de 525 heures (22 jours) est considérée pour cette étape selon le prorata des longueurs totales de forages, soit 2 900 m versus 4 000 m en moyenne. Ceci n'aura par contre aucun impact sur les taux d'émission maximaux établis pour la modélisation.

Des moteurs électriques ou à allumage par compression au diesel sont nécessaires pour apporter la puissance mécanique nécessaire au forage. Cette énergie permet notamment d'extraire la roche, mais également d'activer les pompes qui injectent la boue de forage dans le trou afin de lubrifier et refroidir le puits tout en extrayant les déblais à l'extérieur du puits. En présence d'équipements à alimentation électrique et en absence d'un accès au réseau d'électricité, des groupes électrogènes sont requis sur le site. Les émissions atmosphériques de ces générateurs et de ces moteurs diesels de même que d'autres équipements connexes sont évaluées dans les sous-sections suivantes par type de sources. Le détail des émissions de COV et d'aldéhydes est présenté dans sa propre sous-section.

#### 3.1.1 Groupes électrogènes

Un groupe électrogène comporte un moteur à allumage par compression dont la puissance mécanique générée est transformée en électricité par un alternateur. L'analyse des facteurs d'émission applicables a été effectuée en supposant que chaque groupe électrogène a une puissance nominale de 200 kW (pour un total de 400 kW)<sup>39</sup> et que l'année de construction est 2000 ou après. En vertu de cette analyse, les facteurs d'émission du tableau 6 correspondent à des niveaux d'émissions plutôt élevés restant toutefois inférieurs aux facteurs d'émission AP-42 et, le cas échéant, aux normes du RAA.

---

<sup>36</sup> Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*, Novembre 2012.

<sup>37</sup> Eastern Research Group Inc, *Drilling rig emission inventory for the State of Texas*, préparé pour Texas Commission on Environmental Quality, 2009, p. 6-14.

<sup>38</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008, p. 34.

<sup>39</sup> Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services, *Document synthèse : Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, Août 2012.

**Tableau 6 Facteurs et taux d'émission d'un groupe électrogène de 200 kW lors d'un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	10,86	0,40	764	0,60
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,007	0,0002	< 1	0,00036
CO <sup>f</sup>	4,96	0,18	349	0,28
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	710	26,4	49 966	
CH <sub>4</sub>	0,10	0,004	7	
PMt	0,50	0,019	35	0,028
PM <sub>2,5</sub>	0,48	0,018	34	0,027
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV <sup>g</sup>	1,07	0,04	76	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	$1,93 \times 10^{-4}$	$7,20 \times 10^{-6}$	0,014	$1,07 \times 10^{-5}$
Aldéhydes	0,28	0,010	20	voir tableau 15

a Basé sur une puissance nominale de 200 kW et un facteur de charge typique de 67 %<sup>40</sup> pendant l'opération.

b Basé sur une durée d'exploitation de 525 heures pendant les activités de forage en mode exploration.

c Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale (67 %→100 %).

d Norme RAA : 20,9 g/kWh (équivalent à 2,2 g/MJ).

e Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

f Norme RAA : 6,2 g/kWh (équivalent à 0,65 g/MJ).

g Norme RAA : 2,66 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

### 3.1.2 Moteurs à combustion interne

Les moteurs à combustion interne fonctionnant au diesel alimentent la foreuse et les pompes en énergie mécanique. D'après l'étude du CIRAIG, la puissance mécanique requise par la foreuse est de 5 000 kW, ce qui inclut les moteurs électriques qui n'émettent pas de contaminants. Plusieurs études américaines dont celles du NYSDEC situent plutôt la puissance globale issue des moteurs au diesel (incluant les génératrices) entre 2 000 et 4 000 kW.<sup>41,42,43</sup> Une puissance mécanique d'environ 4 000 kW pour cette catégorie est amplement suffisante. La différence en puissance avec la valeur du CIRAIG proviendrait de moteurs électriques. Hormis pour une catégorie de moteur (2 × 320 kW), le nombre et la puissance des autres moteurs ne sont pas spécifiés dans le rapport du CIRAIG. Ainsi, comme hypothèse, le reste de la puissance mécanique requise est fourni par trois (3) autres moteurs. En résumé, le scénario considéré pour le forage comprend :

<sup>40</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008.

<sup>41</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, p. 6-100.

<sup>42</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008, p. 34.

<sup>43</sup> Eastern Research Group Inc, *Drilling rig emission inventory for the State of Texas*, préparé pour Texas Commission on Environmental Quality, 2009, p. 6-14.

- deux groupes électrogènes de 200 kW chacun (section précédente) ;
- deux moteurs de 300 kW chacun fonctionnant au diesel ;
- trois moteurs de 1 200 kW chacun fonctionnant au diesel ;
- moteur(s) électrique(s).

Les facteurs d'émission et les taux d'émission des moteurs de 300 kW et 1 200 kW sont présentés respectivement aux tableaux 7 et 8.

### 3.1.3 Chaudières

Les travaux de forage peuvent s'effectuer en l'hiver nécessitant du même coup un système de chauffage afin de prévenir le gel des fluides dans des conditions froides. D'après le rapport du CIRAIG, deux chaudières de 7 MW chacune alimentée au mazout léger sont exploitées pendant l'équivalent de 24 heures chacune pour les conditions hivernales québécoises. Toutefois, en absence de plus de détails, il est supposé que les chaudières fonctionnent à plein régime pendant ce laps de temps avec un faible rendement thermique de 75 % pour l'estimation des taux d'émission maximums en vue de la modélisation. Pour l'inventaire cependant, un rendement thermique de 90 % est considéré une valeur plus représentative des chaudières modernes. Les facteurs et taux d'émission sont présentés au tableau 9.

**Tableau 7 Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 300 kW lors d'un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	9,37	0,52	989	0,78
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,007	0,0004	<1	0,0005
CO <sup>f</sup>	2,32	0,13	244	0,19
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	711	39,7	74 998	
CH <sub>4</sub>	0,07	0,004	8	
PMt	0,40	0,022	42	0,033
PM <sub>2.5</sub>	0,38	0,021	41	0,032
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV <sup>g</sup>	0,83	0,046	87	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	1,93 × 10 <sup>-4</sup>	1,08 × 10 <sup>-6</sup>	0,020	1,61 × 10 <sup>-5</sup>
Aldéhydes	0,28	0,016	30	voir tableau 15

**a** Basé sur une puissance nominale de 300 kW et un facteur de charge typique de 67 %<sup>44</sup> pendant l'opération.

**b** Basé sur une durée d'exploitation de 525 heures pendant les activités de forage en mode exploration (voir section 3.1).

**c** Correspond aux taux d'émission moyens ramenés à la conditions de charge maximale du moteur (67 %→100 %).

**d** Norme RAA : 20,9 g/kWh (équivalent à 2,2 g/MJ).

**e** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

**f** Norme RAA : 6,2 g/kWh (équivalent à 0,65 g/MJ).

**g** Norme RAA : 2,66 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

<sup>44</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008.

**Tableau 8 Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 1 200 kW lors d'un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	10,73	2,40	4 528	3,58
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,007	0,0015	3	0,0022
CO <sup>f</sup>	3,66	0,82	1 544	1,22
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	710	158,6	299 839	
CH <sub>4</sub>	0,10	0,022	41	
PMt	0,38	0,085	161	0,127
PM <sub>2.5</sub>	0,37	0,083	157	0,124
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV <sup>g</sup>	1,08	0,242	457	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	$1,93 \times 10^{-4}$	$4,32 \times 10^{-5}$	0,082	$6,45 \times 10^{-5}$
Aldéhydes	0,13	0,028	53	voir tableau 15

**a** Basé sur une puissance nominale de 1 200 kW et un facteur de charge typique de 67 % pendant l'opération.

**b** Basé sur une durée d'exploitation de 525 heures pendant les activités de forage en mode exploration (voir section 3.1).

**c** Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale du moteur (67 % → 100 %).

**d** Norme RAA : 23,8 g/kWh (équivalent à 2,5 g/MJ pour un nouveau moteur).

**e** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

**f** Norme RAA : 17,1 g/kWh (équivalent à 1,8 g/MJ).

**g** Norme RAA : 2,66 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

**Tableau 9 Facteurs et taux d'émission d'une chaudière de 7 MW alimentée au mazout lors d'un forage en hiver en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/L)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	1,45	0,31	27	0,37
SO <sub>2</sub>	8,51	1,83	158	2,19
CO	0,60	0,13	11	0,15
CO <sub>2</sub>	2 672	574	49 610	
CH <sub>4</sub>	0,006	0,001	< 1	
PMt <sup>e</sup>	0,40	0,085	7	0,102
PM <sub>2.5</sub>	0,19	0,040	3	0,048
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV	0,036	0,008	< 1	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	$4,33 \times 10^{-5}$	$9,30 \times 10^{-6}$	< 0,001	$1,12 \times 10^{-5}$
Aldéhydes	0,018	0,004	< 1	voir tableau 15

**a** Basé sur une puissance thermique nominale de 7 MW et un rendement thermique typique de 90 % pendant l'exploitation.

**b** Basé sur une durée d'exploitation de 24 heures pendant les activités de forage.

**c** Correspond aux taux d'émission moyens ramenés à des conditions de rendement thermique modique (90 % → 75 %).

**d** Norme RAA : 1,45 g/L (équivalent à 40 g/GJ pour un nouvel appareil de combustion).

**e** Norme RAA : 2,17 g/L (équivalent à 60 g/GJ).

### 3.1.4 Torchère – dégazage de la boue de forage

Pendant le forage, des poches de gaz peuvent être entraînées à la surface avec la boue et les déblais. Pour des raisons de sécurité, ce gaz devra être collecté et brûlé à la torchère. La quantité de gaz qui remonte à la surface demeure toutefois très spécifique au puits et il est donc très difficile d'établir avec confiance un débit de gaz représentatif du bassin d'Utica en général. Dans son protocole de quantification de GES, l'*American Petroleum Institute* (API) propose d'utiliser un taux de dégazage de 400 kg par jour en absence de données spécifiques par rapport au puits.<sup>45</sup> Cette quantité s'applique à une boue de forage à base d'eau qui cause a priori plus de pertes de gaz que la boue synthétique ou à base d'huile. Elle a également été développée spécifiquement pour l'industrie du gaz naturel dont les bassins sont différents des bassins de gaz de schiste. Il n'y a toutefois aucune raison de croire que ce taux de dégazage serait systématiquement supérieur lors du forage d'un puits de gaz de schiste (en absence de fracturation hydraulique).

Ce taux de dégazage représente une quantité moyenne sur la durée du forage. Or, il est plus probable que le dégazage ne soit pas régulier et qu'un volume significatif soit brûlé sur un court laps de temps (p.ex. *gas kicks*) ayant un impact direct sur le taux d'émission. En absence d'information précise sur la fréquence et l'ampleur des *gas kicks*, il est difficile d'établir avec confiance des taux d'émission représentatifs en vue de la modélisation. Comme hypothèse, il est considéré que la totalité du gaz issu du dégazage de la boue (p.ex. 16,66 kg/h × 525 heures = 8 747 kg) est brûlée sur une période restreinte de 105 heures au lieu de 525 heures, ce qui équivaut à multiplier par cinq (5) les taux d'émission moyens calculés selon les facteurs d'émission (modélisation) du tableau 10.

---

<sup>45</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-75.

**Tableau 10 Facteurs et taux d'émission d'une torchère durant un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/Nm <sup>3</sup> )		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub>	1,35	3,40	0,0087	16	0,11
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0	0,266	0	0	0,0086
CO <sup>e</sup>	7,32	26,4	0,047	90	0,854
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	1 930		12,5	23 648	
CH <sub>4</sub> <sup>d</sup>	9,5		0,062	116	
PMt	2,56	2,56	0,017	31	0,083
PM <sub>2.5</sub>	2,56	2,56	0,017	31	0,083
H <sub>2</sub> S <sup>d</sup>	0	0,0027	0	0	8,80 × 10 <sup>-5</sup>
COV <sup>d</sup>	0,655		0,0042	8	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	9,65 × 10 <sup>-10</sup>	< 0,001	4,82 × 10 <sup>-9</sup>
Aldéhydes	0,002		1,20 × 10 <sup>-5</sup>	< 1	voir tableau 15

a Basé sur un taux de production de gaz de 400 kg/jr réparti uniformément pendant le forage et envoyé à la torchère ayant un taux de destruction de 98 %.

b Basé sur une durée de forage de 525 heures.

c Calculé à partir du facteur d'émission (modélisation) et une quantité de gaz totale de 8 750 kg (16,66 kg/h × 525 heures) brûlée sur une période de 105 heures.

d Taux d'émission basés sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S), de carbone (CO<sub>2</sub>), de méthane (CH<sub>4</sub>) ou de COV (COV) dans le gaz de schiste selon les concentrations établies au tableau 1 et le taux de destruction de la torchère.

e Taux d'émission de CO est corrélé avec le taux de destruction du gaz. Le facteur d'émission sélectionné pour la modélisation correspond au taux de destruction minimum de 98 % selon les données de Smith et Petty.<sup>46</sup>

### 3.1.5 Équipements mobiles

Certains équipements mobiles sont requis lors des travaux de forage et de complétion du puits. À cet effet, le rapport du CIRAIG indique qu'un chargeur frontal ainsi qu'une panoplie de camions interviennent lors de la cimentation du puits et autres activités connexes (p.ex. diagraphie, carottage, etc.). D'après ce même rapport, chaque type de camion (6) œuvre sur une relativement courte période (12–24 heures chacun) comparée à la durée d'un forage. Un moteur de puissance nominale de 350 kW (véhicule muni d'un moteur C15 ACERT de Caterpillar) typique d'un camion-benne de 10 roues a été considéré pour représenter ces équipements mobiles en exploitation durant 21 heures. Pour les travaux de modélisation, un facteur de charge de 100 % est considéré, alors que l'inventaire considère un facteur de charge de 59 %, tel que suggéré dans un document de l'US-EPA.<sup>47</sup>

D'autre part, le modèle CAT 980H de Caterpillar est utilisé comme référence pour le chargeur frontal pouvant générer une puissance nette de 260 kW. Selon le CIRAIG, le chargeur frontal est en fonction 9 heures par jour.

<sup>46</sup> Zeeco inc., B., *Basis for emission calculation from flare systems*.

<sup>47</sup> United States Environmental Protection Agency, *Median Life, annual activity and load factor values for nonroad engine emissions modeling*, EPA-420-R-10-016, Juillet 2010.

**Tableau 11 Facteurs et taux d'émission d'un chargeur frontal lors d'un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub>	11,75	0,50	355	0,85
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0,006	0,0003	< 1	0,0005
CO	6,43	0,27	194	0,46
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	698	29,7	21 076	
CH <sub>4</sub>	0,12	0,0049	3	
PMt	0,51	0,022	15	0,037
PM <sub>2.5</sub>	0,51	0,022	15	0,037
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV	1,28	0,055	39	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	1,90 × 10 <sup>-4</sup>	8,09 × 10 <sup>-6</sup>	0,006	1,37 × 10 <sup>-5</sup>
Aldéhydes	0,28	0,012	8	voir tableau 15

- a Basé sur une puissance nominale de 260 kW et un facteur de charge typique de 59 % pendant l'opération.  
b Basé sur une durée d'exploitation d'environ 196 heures (9 h/jr) pendant les activités de forage.  
c Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale du chargeur frontal (59 %→100 %).  
d Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

**Tableau 12 Facteurs et taux d'émission d'un camion lors d'un forage en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub>	11,62	0,67	50	1,13
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0,007	0,00037	< 1	0,00064
CO	5,65	0,32	24	0,55
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	711	40,8	3 034	
CH <sub>4</sub>	0,11	0,006	< 1	
PMt	0,50	0,029	2	0,049
PM <sub>2.5</sub>	0,50	0,029	2	0,049
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV	1,26	0,072	5	voir tableau 14
HAP (équivalent BaP)	1,93 × 10 <sup>-4</sup>	1,11 × 10 <sup>-5</sup>	< 0,001	1,88 × 10 <sup>-5</sup>
Aldéhydes	0,28	0,016	1	voir tableau 15

- a Basé sur une puissance nominale de 350 kW et un facteur de charge typique de 59 % pendant l'opération.  
b Basé sur une durée d'exploitation de 21 heures pendant les activités de forage.  
c Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale du chargeur frontal (59 %→100 %).  
d Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.



### 3.1.6 Réservoirs de carburant

Les moteurs et chaudières consomment du carburant en quantité suffisante pendant le forage pour nécessiter un réservoir sur le site et la livraison régulière de mazout par camion-citerne. D'après le rapport du CIRAIG, le scénario de base inclurait un seul réservoir sur le site sans en spécifier les dimensions. Un réservoir d'une capacité de 50 m<sup>3</sup> requérant une dizaine de remplissages pendant la durée totale des travaux serait adéquat pour les besoins estimés à presque 500 000 litres selon le taux de consommation des équipements (tableau 13).

Des émanations de COV surviennent principalement lors du remplissage du réservoir de carburant. Ces émanations ont été estimées à l'aide du modèle d'émission TANKS 4.0.9d de l'US-EPA et des conditions climatiques pour le sud du Québec. Ainsi, d'après les volumes et conditions mentionnées ci-dessus, une perte de 1 kg de COV a été calculée pour la durée du forage, une quantité jugée négligeable qui ne requiert pas d'en établir la composition détaillée.

**Tableau 13 Consommation de carburant par les équipements en exploitation lors d'un forage en phase d'exploration**

Équipements	Nombres	Taux de consommation moyens par unité (L/h) <sup>a</sup>	Périodes d'activité (h)	Consommation totale (L) <sup>b</sup>
Groupe électrogène	2	35	525	36 750
Moteur 300 kW	2	53	525	55 650
Moteur 1 200 kW	3	211	525	332 325
Chaudière	2	773	24	37 104
Chargeur frontal	1	40	200	8 000
Camion	6	54	21	6 804
<b>TOTAL</b>				<b>476 633</b>

**a** Un taux de consommation spécifique (*brake-specific fuel consumption* ; BSFC) de 0,367 lb/hp-hr (ou 0,262 L/kWh) est appliqué (sauf pour les chaudières), ce qui est typique pour des moteurs stationnaires de grosses puissances.<sup>48</sup>

**b** Basé sur les résultats développés pour l'inventaire des émissions et ceux qui seront utilisés pour la modélisation.

### 3.1.7 Détail des émissions de COV et d'aldéhydes lors du forage

Les tableaux 14 et 15 présentent le détail des taux d'émission maximums des COV et aldéhydes identifiés dans les gaz de combustion des moteurs et chaudières.

<sup>48</sup> United States Environmental Protection Agency, *Exhaust and crankcase emission factors for nonroad engine modeling – compression-ignition*, EPA-420-R-10-018, Juillet 2010.

**Tableau 14 Taux d'émission (en g/s par unité) des COV lors d'un forage en phase d'exploration pour l'étude de dispersion**

COV	Groupe électrogène	Moteur 300 kW	Moteur 1 200 kW	Chaudière	Torchère	Chargeur frontal	Camion
1,1,1-Trichloroéthane				7,29 × 10 <sup>-6</sup>			
1,2,4-Triméthylbenzène	4,58 × 10 <sup>-5</sup>	6,87 × 10 <sup>-5</sup>	2,75 × 10 <sup>-4</sup>			5,85 × 10 <sup>-5</sup>	8,02 × 10 <sup>-5</sup>
1,3,5-Triméthylbenzène	1,35 × 10 <sup>-5</sup>	2,03 × 10 <sup>-5</sup>	8,12 × 10 <sup>-5</sup>			1,73 × 10 <sup>-5</sup>	2,37 × 10 <sup>-5</sup>
1,3-Butadiène	1,61 × 10 <sup>-5</sup>	2,42 × 10 <sup>-5</sup>	9,69 × 10 <sup>-5</sup>			2,06 × 10 <sup>-5</sup>	2,82 × 10 <sup>-5</sup>
2,2,4-Triméthylpentane	6,46 × 10 <sup>-5</sup>	9,69 × 10 <sup>-5</sup>	3,87 × 10 <sup>-4</sup>		1,65 × 10 <sup>-4</sup>	8,24 × 10 <sup>-5</sup>	1,13 × 10 <sup>-4</sup>
2,2-Diméthylbutane	1,61 × 10 <sup>-5</sup>	2,42 × 10 <sup>-5</sup>	9,69 × 10 <sup>-5</sup>			2,06 × 10 <sup>-5</sup>	2,82 × 10 <sup>-5</sup>
2,3,4-Triméthylpentane	1,61 × 10 <sup>-5</sup>	2,42 × 10 <sup>-5</sup>	9,69 × 10 <sup>-5</sup>			2,06 × 10 <sup>-5</sup>	2,82 × 10 <sup>-5</sup>
2,3-Diméthylbutane	2,97 × 10 <sup>-5</sup>	4,45 × 10 <sup>-5</sup>	1,78 × 10 <sup>-4</sup>			3,79 × 10 <sup>-5</sup>	5,19 × 10 <sup>-5</sup>
2,3-Diméthylpentane	3,75 × 10 <sup>-5</sup>	5,62 × 10 <sup>-5</sup>	2,25 × 10 <sup>-4</sup>			4,78 × 10 <sup>-5</sup>	6,56 × 10 <sup>-5</sup>
2,4-Diméthylhexane	2,60 × 10 <sup>-6</sup>	3,91 × 10 <sup>-6</sup>	1,56 × 10 <sup>-5</sup>			3,32 × 10 <sup>-6</sup>	4,56 × 10 <sup>-6</sup>
2,4-Diméthylpentane	2,13 × 10 <sup>-5</sup>	3,20 × 10 <sup>-5</sup>	1,28 × 10 <sup>-4</sup>			2,72 × 10 <sup>-5</sup>	3,74 × 10 <sup>-5</sup>
2,5-Diméthylhexane	2,60 × 10 <sup>-6</sup>	3,91 × 10 <sup>-6</sup>	1,56 × 10 <sup>-5</sup>			3,32 × 10 <sup>-6</sup>	4,56 × 10 <sup>-6</sup>
2-Méthyl-1-butène	1,35 × 10 <sup>-5</sup>	2,03 × 10 <sup>-5</sup>	8,12 × 10 <sup>-5</sup>			1,73 × 10 <sup>-5</sup>	2,37 × 10 <sup>-5</sup>
2-Méthyl-2-pentène	1,09 × 10 <sup>-5</sup>	1,64 × 10 <sup>-5</sup>	6,56 × 10 <sup>-5</sup>			1,40 × 10 <sup>-5</sup>	1,91 × 10 <sup>-5</sup>
2-Méthylheptane	5,21 × 10 <sup>-6</sup>	7,81 × 10 <sup>-6</sup>	3,12 × 10 <sup>-5</sup>			6,65 × 10 <sup>-6</sup>	9,11 × 10 <sup>-6</sup>
2-Méthylhexane	2,97 × 10 <sup>-5</sup>	4,45 × 10 <sup>-5</sup>	1,78 × 10 <sup>-4</sup>			3,79 × 10 <sup>-5</sup>	5,19 × 10 <sup>-5</sup>
2-Méthylpentane	4,84 × 10 <sup>-5</sup>	7,26 × 10 <sup>-5</sup>	2,91 × 10 <sup>-4</sup>			6,18 × 10 <sup>-5</sup>	8,47 × 10 <sup>-5</sup>
3-Méthylhexane	1,61 × 10 <sup>-5</sup>	2,42 × 10 <sup>-5</sup>	9,69 × 10 <sup>-5</sup>			2,06 × 10 <sup>-5</sup>	2,82 × 10 <sup>-5</sup>
3-Méthylpentane	3,49 × 10 <sup>-5</sup>	5,23 × 10 <sup>-5</sup>	2,09 × 10 <sup>-4</sup>			4,45 × 10 <sup>-5</sup>	6,11 × 10 <sup>-5</sup>
Acétaldéhyde	2,18 × 10 <sup>-3</sup>	3,26 × 10 <sup>-3</sup>	1,31 × 10 <sup>-2</sup>		7,27 × 10 <sup>-6</sup>	2,78 × 10 <sup>-3</sup>	3,81 × 10 <sup>-3</sup>
Acétylène (éthyne)	2,40 × 10 <sup>-4</sup>	3,59 × 10 <sup>-4</sup>	1,44 × 10 <sup>-3</sup>			3,06 × 10 <sup>-4</sup>	4,19 × 10 <sup>-4</sup>
Acétone	1,15 × 10 <sup>-3</sup>	1,72 × 10 <sup>-3</sup>	6,87 × 10 <sup>-3</sup>			1,46 × 10 <sup>-3</sup>	2,00 × 10 <sup>-3</sup>
Acétophénone	2,66 × 10 <sup>-4</sup>	3,98 × 10 <sup>-4</sup>	1,59 × 10 <sup>-3</sup>			3,39 × 10 <sup>-4</sup>	4,65 × 10 <sup>-4</sup>
Acroléine	1,77 × 10 <sup>-4</sup>	2,66 × 10 <sup>-4</sup>	1,06 × 10 <sup>-3</sup>		2,51 × 10 <sup>-6</sup>	2,26 × 10 <sup>-4</sup>	3,10 × 10 <sup>-4</sup>
Benzaldéhyde	1,98 × 10 <sup>-4</sup>	2,97 × 10 <sup>-4</sup>	1,19 × 10 <sup>-3</sup>			2,53 × 10 <sup>-4</sup>	3,46 × 10 <sup>-4</sup>
Benzène	2,36 × 10 <sup>-4</sup>	3,54 × 10 <sup>-4</sup>	1,42 × 10 <sup>-3</sup>	3,49 × 10 <sup>-4</sup>	2,26 × 10 <sup>-4</sup>	3,01 × 10 <sup>-4</sup>	4,13 × 10 <sup>-4</sup>
Butane	1,99 × 10 <sup>-4</sup>	2,99 × 10 <sup>-4</sup>	1,20 × 10 <sup>-3</sup>		1,68 × 10 <sup>-3</sup>	2,55 × 10 <sup>-4</sup>	3,49 × 10 <sup>-4</sup>
cis-2-Butène	1,35 × 10 <sup>-5</sup>	2,03 × 10 <sup>-5</sup>	8,12 × 10 <sup>-5</sup>			1,73 × 10 <sup>-5</sup>	2,37 × 10 <sup>-5</sup>
cis-2-Hexène	5,21 × 10 <sup>-6</sup>	7,81 × 10 <sup>-6</sup>	3,12 × 10 <sup>-5</sup>			6,65 × 10 <sup>-6</sup>	9,11 × 10 <sup>-6</sup>
Crotonaldéhyde	6,98 × 10 <sup>-4</sup>	1,05 × 10 <sup>-3</sup>	4,19 × 10 <sup>-3</sup>			8,91 × 10 <sup>-4</sup>	1,22 × 10 <sup>-3</sup>
Cyclohexane	1,09 × 10 <sup>-5</sup>	1,64 × 10 <sup>-5</sup>	6,56 × 10 <sup>-5</sup>		3,04 × 10 <sup>-4</sup>	1,40 × 10 <sup>-5</sup>	1,91 × 10 <sup>-5</sup>
Cyclopentane	2,13 × 10 <sup>-5</sup>	3,20 × 10 <sup>-5</sup>	1,28 × 10 <sup>-4</sup>		2,73 × 10 <sup>-4</sup>	2,72 × 10 <sup>-5</sup>	3,74 × 10 <sup>-5</sup>
Cyclopentène	1,09 × 10 <sup>-5</sup>	1,64 × 10 <sup>-5</sup>	6,56 × 10 <sup>-5</sup>			1,40 × 10 <sup>-5</sup>	1,91 × 10 <sup>-5</sup>
Dodécane	2,62 × 10 <sup>-5</sup>	3,93 × 10 <sup>-5</sup>	1,57 × 10 <sup>-4</sup>			3,34 × 10 <sup>-5</sup>	4,58 × 10 <sup>-5</sup>
Éthane					6,47 × 10 <sup>-2</sup>		
Éthylbenzène	2,45 × 10 <sup>-5</sup>	3,67 × 10 <sup>-5</sup>	1,47 × 10 <sup>-4</sup>	4,60 × 10 <sup>-5</sup>	1,53 × 10 <sup>-4</sup>	3,12 × 10 <sup>-5</sup>	4,28 × 10 <sup>-5</sup>
Éthylène (éthène)	4,46 × 10 <sup>-4</sup>	6,69 × 10 <sup>-4</sup>	2,67 × 10 <sup>-3</sup>			5,69 × 10 <sup>-4</sup>	7,80 × 10 <sup>-4</sup>
Éthyltoluène	3,80 × 10 <sup>-5</sup>	5,70 × 10 <sup>-5</sup>	2,28 × 10 <sup>-4</sup>			4,85 × 10 <sup>-5</sup>	6,65 × 10 <sup>-5</sup>
Formaldéhyde	1,16 × 10 <sup>-3</sup>	1,74 × 10 <sup>-3</sup>	6,97 × 10 <sup>-3</sup>	4,65 × 10 <sup>-3</sup>	3,89 × 10 <sup>-5</sup>	1,48 × 10 <sup>-3</sup>	2,03 × 10 <sup>-3</sup>
Isobutane					1,26 × 10 <sup>-3</sup>		

COV	Groupe électrogène	Moteur 300 kW	Moteur 1 200 kW	Chaudière	Torchère	Chargeur frontal	Camion
Isobutène	$5,94 \times 10^{-5}$	$8,90 \times 10^{-5}$	$3,56 \times 10^{-4}$			$7,58 \times 10^{-5}$	$1,04 \times 10^{-4}$
Isopentane	$1,43 \times 10^{-4}$	$2,14 \times 10^{-4}$	$8,56 \times 10^{-4}$		$8,33 \times 10^{-4}$	$1,82 \times 10^{-4}$	$2,50 \times 10^{-4}$
Méthylcyclohexane	$2,71 \times 10^{-5}$	$4,06 \times 10^{-5}$	$1,62 \times 10^{-4}$		$3,83 \times 10^{-4}$	$3,46 \times 10^{-5}$	$4,74 \times 10^{-5}$
Méthylcyclopentane	$3,23 \times 10^{-5}$	$4,84 \times 10^{-5}$	$1,94 \times 10^{-4}$		$1,70 \times 10^{-4}$	$4,12 \times 10^{-5}$	$5,65 \times 10^{-5}$
Naphtalène	$6,23 \times 10^{-5}$	$9,35 \times 10^{-5}$	$3,74 \times 10^{-4}$	$3,90 \times 10^{-3}$	$3,17 \times 10^{-7}$	$7,96 \times 10^{-5}$	$1,09 \times 10^{-4}$
n-Heptane	$2,45 \times 10^{-5}$	$3,67 \times 10^{-5}$	$1,47 \times 10^{-4}$			$3,12 \times 10^{-5}$	$4,28 \times 10^{-5}$
n-Hexane	$2,43 \times 10^{-6}$	$3,64 \times 10^{-6}$	$1,46 \times 10^{-5}$	$3,74 \times 10^{-5}$	$4,50 \times 10^{-3}$	$3,10 \times 10^{-6}$	$4,25 \times 10^{-6}$
n-Nonane	$8,33 \times 10^{-6}$	$1,25 \times 10^{-5}$	$5,00 \times 10^{-5}$		$2,59 \times 10^{-4}$	$1,06 \times 10^{-5}$	$1,46 \times 10^{-5}$
n-Octane	$1,35 \times 10^{-5}$	$2,03 \times 10^{-5}$	$8,12 \times 10^{-5}$		$7,41 \times 10^{-3}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$2,37 \times 10^{-5}$
n-Pentane	$9,69 \times 10^{-5}$	$1,45 \times 10^{-4}$	$5,81 \times 10^{-4}$		$1,35 \times 10^{-3}$	$1,24 \times 10^{-4}$	$1,69 \times 10^{-4}$
n-Propylbenzène	$5,21 \times 10^{-6}$	$7,81 \times 10^{-6}$	$3,12 \times 10^{-5}$			$6,65 \times 10^{-6}$	$9,11 \times 10^{-6}$
Propanal (propioaldéhyde)	$7,29 \times 10^{-4}$	$1,09 \times 10^{-3}$	$4,37 \times 10^{-3}$			$9,30 \times 10^{-4}$	$1,28 \times 10^{-3}$
Propane					$7,00 \times 10^{-3}$		
Propylène	$6,06 \times 10^{-4}$	$9,50 \times 10^{-4}$	$3,80 \times 10^{-3}$	$5,28 \times 10^{-5}$	$1,22 \times 10^{-4}$	$7,73 \times 10^{-4}$	$1,06 \times 10^{-3}$
Toluène	$2,07 \times 10^{-4}$	$3,11 \times 10^{-4}$	$1,24 \times 10^{-3}$	$1,92 \times 10^{-4}$	$5,31 \times 10^{-3}$	$2,64 \times 10^{-4}$	$3,63 \times 10^{-4}$
trans-2-Butène	$2,71 \times 10^{-5}$	$4,06 \times 10^{-5}$	$1,62 \times 10^{-4}$			$3,46 \times 10^{-5}$	$4,74 \times 10^{-5}$
trans-2-Hexène	$8,33 \times 10^{-6}$	$1,25 \times 10^{-5}$	$5,00 \times 10^{-5}$			$1,06 \times 10^{-5}$	$1,46 \times 10^{-5}$
trans-2-Pentène	$2,60 \times 10^{-6}$	$3,91 \times 10^{-6}$	$1,56 \times 10^{-5}$			$3,32 \times 10^{-6}$	$4,56 \times 10^{-6}$
Xylènes	$1,65 \times 10^{-4}$	$2,47 \times 10^{-4}$	$9,87 \times 10^{-4}$	$4,60 \times 10^{-5}$	$1,53 \times 10^{-4}$	$2,10 \times 10^{-4}$	$2,88 \times 10^{-4}$

**Tableau 15 Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes lors d'un forage en phase exploration pour l'étude de dispersion**

Aldéhydes	Groupe électrogène	Moteur 300 kW	Moteur 1 200 kW	Chaudière	Torchère	Chargeur frontal	Camion
2,5-Diméthylbenzaldéhyde	$2,13 \times 10^{-4}$	$3,20 \times 10^{-4}$	$1,28 \times 10^{-3}$			$2,72 \times 10^{-4}$	$3,74 \times 10^{-4}$
Acétaldéhyde	$2,18 \times 10^{-3}$	$3,26 \times 10^{-3}$	$1,31 \times 10^{-2}$		$7,27 \times 10^{-6}$	$2,78 \times 10^{-3}$	$3,81 \times 10^{-3}$
Acétophénone	$2,66 \times 10^{-4}$	$3,98 \times 10^{-4}$	$1,59 \times 10^{-3}$			$3,39 \times 10^{-4}$	$4,65 \times 10^{-4}$
Acroléine	$1,77 \times 10^{-4}$	$2,66 \times 10^{-4}$	$1,06 \times 10^{-3}$		$2,51 \times 10^{-6}$	$2,26 \times 10^{-4}$	$3,10 \times 10^{-4}$
Benzaldéhyde	$1,98 \times 10^{-4}$	$2,97 \times 10^{-4}$	$1,19 \times 10^{-3}$			$2,53 \times 10^{-4}$	$3,46 \times 10^{-4}$
Butanal	$6,77 \times 10^{-5}$	$1,02 \times 10^{-4}$	$4,06 \times 10^{-4}$			$8,64 \times 10^{-5}$	$1,18 \times 10^{-4}$
Crotonaldéhyde	$6,98 \times 10^{-4}$	$1,05 \times 10^{-3}$	$4,19 \times 10^{-3}$			$8,91 \times 10^{-4}$	$1,22 \times 10^{-3}$
Décanal	$1,46 \times 10^{-4}$	$2,19 \times 10^{-4}$	$8,75 \times 10^{-4}$			$1,86 \times 10^{-4}$	$2,55 \times 10^{-4}$
Dodécanal	$6,25 \times 10^{-5}$	$9,37 \times 10^{-5}$	$3,75 \times 10^{-4}$			$7,97 \times 10^{-5}$	$1,09 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$1,16 \times 10^{-3}$	$1,74 \times 10^{-3}$	$6,97 \times 10^{-3}$	$4,65 \times 10^{-3}$	$3,89 \times 10^{-5}$	$1,48 \times 10^{-3}$	$2,03 \times 10^{-3}$
Heptanal	$1,67 \times 10^{-4}$	$2,50 \times 10^{-4}$	$1,00 \times 10^{-3}$			$2,13 \times 10^{-4}$	$2,92 \times 10^{-4}$
Hexanal	$1,15 \times 10^{-4}$	$1,72 \times 10^{-4}$	$6,87 \times 10^{-4}$			$1,46 \times 10^{-4}$	$2,00 \times 10^{-4}$
Méthacroléine	$2,08 \times 10^{-4}$	$3,12 \times 10^{-4}$	$1,25 \times 10^{-3}$			$2,66 \times 10^{-4}$	$3,64 \times 10^{-4}$
Nonanal	$2,29 \times 10^{-4}$	$3,44 \times 10^{-4}$	$1,37 \times 10^{-3}$			$2,92 \times 10^{-4}$	$4,01 \times 10^{-4}$
Octanal	$1,61 \times 10^{-4}$	$2,42 \times 10^{-4}$	$9,69 \times 10^{-4}$			$2,06 \times 10^{-4}$	$2,82 \times 10^{-4}$
Propanal	$7,29 \times 10^{-4}$	$1,09 \times 10^{-3}$	$4,37 \times 10^{-3}$			$9,30 \times 10^{-4}$	$1,28 \times 10^{-3}$
Tridécanal	$1,04 \times 10^{-4}$	$1,56 \times 10^{-4}$	$6,25 \times 10^{-4}$			$1,33 \times 10^{-4}$	$1,82 \times 10^{-4}$
Undécanal	$1,35 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-4}$	$8,12 \times 10^{-4}$			$1,73 \times 10^{-4}$	$2,37 \times 10^{-4}$

### 3.1.8 Compilation et paramètres des émissions lors du forage

Une synthèse de l'inventaire des contaminants pour le forage d'un puits en mode exploration est présentée au tableau 16 alors que les paramètres d'émission associés à chaque source (p.ex. température du gaz, débit du gaz, etc.) à inclure dans le modèle de dispersion atmosphérique des contaminants sont spécifiés au tableau 17.

**Tableau 16 Inventaire des émissions (en kg) pour le forage d'un puits en phase d'exploration**

Contaminants	Groupes électrogènes	Moteurs 300 kW	Moteurs 1 200 kW	Chaudières	Torchère	Chargeur frontal	Camions	Réservoir diesel	Totaux
Nombre	2	2	3	2	1	1	6	1	
NO <sub>x</sub>	1 528	1 978	13 583	54	16	355	298	0	17 811
SO <sub>2</sub>	< 1	1	8	316	0	< 1	< 1	0	327
CO	698	489	4 632	22	90	194	145	0	6 269
CO <sub>2</sub>	99 933	149 996	899 517	99 221	23 648	21 076	18 202	0	1 311 591
CH <sub>4</sub>	14	16	122	< 1	116	3	3	0	274
PMt	70	84	484	15	31	15	13	0	712
PM <sub>2.5</sub>	68	81	470	7	31	15	13	0	685
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COV	151	174	1 371	1	8	39	32	1	1 777
HAP (éq. BaP)	0,027	0,041	0,245	0,002	< 0,001	0,006	0,005	0	0,325
Aldéhydes	40	59	160	< 1	< 1	8	7	0	275

**Tableau 17 Paramètres des sources d'émission d'un forage pour l'étude de dispersion**

Paramètres d'émission	Groupes électrogènes	Moteurs 300 kW	Moteurs 1 200 kW	Chaudières	Torchère <sup>d</sup>	Chargeur frontal	Camions
Nombre de sources	2	2	3	2	1	1	1 <sup>e</sup>
Température du gaz (°C) <sup>a</sup>	400	400	450	150	1 000	400	425
Débit du gaz (m <sup>3</sup> /min) <sup>a</sup>	40	65	260	200	15	50	80
Vitesse du gaz (m/s) <sup>b</sup>	25	25	40	15	20	25	40
Diamètre (cm)	18,4	23,5	37,1	53,2	36,0	20,6	20,6
Hauteur du point d'émission (m) <sup>a</sup>	2	3	4	6	11,9	3,7	4
Direction initiale du gaz <sup>c</sup>	H/V	H/V	H/V	V	V	H/V	H/V

<sup>a</sup> Valeur plutôt basse parmi la gamme possible.

<sup>b</sup> Valeur fixée selon ce qui est typiquement rencontré au niveau industriel.

<sup>c</sup> V – échappement vertical; H/V – échappement qui peut être soit horizontal ou vertical selon la configuration.

<sup>d</sup> La hauteur de la torchère correspond à la hauteur effective de la flamme (torchère de 10 m + 1,9 m pour la flamme).

<sup>e</sup> Bien que six types de camion pourraient être présents sur le site, ils ne le seraient pas simultanément. De plus, plusieurs types de camion ne seraient pas présents ou actifs en même temps que l'exploitation de la foreuse (camions de ciment par exemple).

## 3.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE

À la fin des travaux de forage et de complétion, le puits est fermé temporairement avant l'arrivée du matériel nécessaire à la fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique consiste à injecter sous haute pression un fluide dans le puits pour créer des fractures dans les formations rocheuses et de libérer le gaz en prévision de l'essai de production. Plusieurs cycles de fracturation sont effectués sur un puits afin d'en stimuler les différentes sections. Selon le CIRAIG, un cycle de fracturation dure environ 4 heures et est effectué une fois par jour. De plus, selon le scénario de développement du CEES, la phase exploratoire d'un puits nécessiterait seulement quatre (4) cycles de fracturation puisque l'objectif est de vérifier le potentiel du puits et non de maximiser sa productivité. La durée totale des travaux de fracturation hydraulique en mode exploration est donc fixée à 76 heures (4 cycles de 4 heures + 3 temps d'attente de 20 heures), ce qui exclut le temps d'installation et de désinstallation des équipements durant lequel les émissions atmosphériques sont jugées marginales.

Les exigences en pression nécessitent plusieurs pompes puissantes fonctionnant en parallèle pendant la fracturation. D'autres équipements affectés au mélange du fluide de fracturation sont également requis (p.ex. unité d'hydratation, camion-mélangeur). Dans l'ensemble, ils génèrent moins d'émissions atmosphériques que les camions-pompes, mais ils sont tout de même considérés dans l'analyse.

### 3.2.1 Camions-pompes

D'après le rapport du CIRAIG, une flotte de 13 camions-pompes disposant chacun d'un moteur de 1 690 kW serait exploitée pendant la fracturation, ce qui correspond aux scénarios décrits dans d'autres études.<sup>49,50</sup> Pour l'étude, il est considéré que les camions-pompes fonctionnent à plein régime pendant chaque cycle de fracturation, tel que spécifié dans le rapport du CIRAIG, quoiqu'il y a des indications que le facteur de charge soit inférieur pendant le pompage. Entre les cycles de fracturation, les camions-pompes sont mis en attente avec les moteurs fonctionnant à bas régime. Ainsi, pour la période d'attente de 20 heures par jour, un facteur de charge de 5 % est appliqué<sup>51</sup> résultant à une charge moyenne de 25 % sur la durée totale des travaux de fracturation (4 cycles de 4 heures à 100 % + 3 temps d'attente de 20 heures à 5 %). Ce facteur de charge est appliqué uniquement pour les calculs de l'inventaire des émissions alors que pour la modélisation, un facteur de charge de 100 % est considéré.

---

<sup>49</sup> Rodriguez, G., Ouyang, C., *Air emission characterization and management for natural gas hydraulic fracturing operations in the United States*, University of Michigan, Avril 2013.

<sup>50</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, p. 6-101.

<sup>51</sup> Rodriguez, G., Ouyang, C., *Air emission characterization and management for natural gas hydraulic fracturing operations in the United States*, University of Michigan, Avril 2013.

**Tableau 18 Facteurs et taux d'émission d'un camion-pompe de 1 690 kW pour la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	11,76	1,38	378	5,52
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,007	0,00077	< 1	0,0031
CO <sup>f</sup>	6,07	0,71	195	2,85
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	710	83,4	22 809	
CH <sub>4</sub>	0,11	0,013	4	
PMt	0,47	0,055	15	0,221
PM <sub>2.5</sub>	0,47	0,055	15	0,221
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV <sup>g</sup>	1,25	0,147	40	voir tableau 20
HAP (équivalent BaP)	1,93 × 10 <sup>-4</sup>	2,27 × 10 <sup>-5</sup>	0,006	9,08 × 10 <sup>-5</sup>
Aldéhydes	0,13	0,015	4	voir tableau 21

**a** Basé sur une puissance de 1 690 kW et un facteur de charge moyen de 25 % pendant la durée totale des opérations.

**b** Basé sur une durée de 76 heures englobant les 4 cycles de fracturation.

**c** Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale de la pompe (25 %→100 %).

**d** Norme RAA : 23,8 g/kWh (équivalent à 2,5 g/MJ pour un nouveau moteur).

**e** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

**f** Norme RAA : 17,1 g/kWh (équivalent à 1,8 g/MJ).

**g** Norme RAA : 2,66 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

### 3.2.2 Équipements de mélange

Comme mentionné précédemment, d'autres équipements sont affectés au mélange du fluide de fracturation. Ceux-ci ne sont pas spécifiés dans le rapport du CIRAIG mais il est reconnu qu'en plus des camions-pompes, des convoyeurs de sable, des unités d'hydratation et des camions-mélangeurs sont requis pour la préparation du fluide de fracturation avant injection. Pour les calculs, les équipements de mélange spécifiés dans le rapport de Rodriguez et Ouyang<sup>52</sup> sont considérés comme applicables pour les travaux de fracturation hydraulique au Québec, soit :

- 1 camion-mélangeur disposant de deux moteurs de 520 hp chacun (388 kW) ;
- 1 unité d'hydratation disposant d'un moteur de 475 hp (354 kW) ;
- 1 convoyeur de sable disposant d'un moteur de 127 hp (95 kW) ;
- 1 pompe de transfert d'eau de 384 hp (287 kW).

La puissance nominale des cinq (5) moteurs serait donc de 1 500 kW, ce qui demeure faible comparativement à la puissance nominale de la flotte de 13 camions-pompes (21 970 kW). Afin de simplifier les calculs, cinq moteurs de 300 kW avec des facteurs de charge similaire à ceux des camions-pompes sont considérés.

<sup>52</sup> Rodriguez, G., Ouyang, C., *Air emissions characterization and management for natural gas hydraulic fracturing operations in the United States*, University of Michigan, Avril 2013.

**Tableau 19 Facteurs et taux d'émission d'un moteur de 300 kW associé aux équipements de mélange lors de la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	10,97	0,23	63	0,91
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,007	0,00014	< 1	0,00055
CO <sup>f</sup>	5,30	0,11	30	0,44
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	711	14,8	4 052	
CH <sub>4</sub>	0,10	0,0021	< 1	
PMt	0,42	0,0087	2	0,0347
PM <sub>2.5</sub>	0,42	0,0087	2	0,0347
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV <sup>g</sup>	1,10	0,023	6	voir tableau 20
HAP (équivalent BaP)	$1,93 \times 10^{-4}$	$4,03 \times 10^{-6}$	0,001	$1,61 \times 10^{-5}$
Aldéhydes	0,28	0,0059	2	voir tableau 21

a Basé sur une puissance de 300 kW et un facteur de charge moyen de 25 % pendant la durée totale des opérations.

b Basé sur une durée de 76 heures englobant les 4 cycles de fracturation.

c Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale de la pompe (25 %→100 %).

d Norme RAA : 20,9 g/kWh (équivalent à 2,2 g/MJ pour un nouveau moteur).

e Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub>) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le diesel.

f Norme RAA : 6,2 g/kWh (équivalent à 0,65 g/MJ).

g Norme RAA : 2,66 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

### 3.2.3 Détail des taux d'émission de COV et d'aldéhydes lors de la fracturation

Les tableaux 20 et 21 présentent le détail des taux d'émission maximums des COV et aldéhydes identifiés dans les gaz de combustion des moteurs utilisés lors de la fracturation en mode d'exploration.



**Tableau 20 Taux d'émission (en g/s par unité) de COV lors de la fracturation hydraulique en phase d'exploration pour l'étude de dispersion**

COV	Camions-pompes	Équipements de mélange	COV	Camions-pompes	Équipements de mélange
1,2,4-Triméthylbenzène	$3,87 \times 10^{-4}$	$6,87 \times 10^{-5}$	Crotonaldéhyde	$5,90 \times 10^{-3}$	$1,05 \times 10^{-3}$
1,3,5-Triméthylbenzène	$1,14 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-5}$	Cyclohexane	$9,24 \times 10^{-5}$	$1,64 \times 10^{-5}$
1,3-Butadiène	$1,36 \times 10^{-4}$	$2,42 \times 10^{-5}$	Cyclopentane	$1,80 \times 10^{-4}$	$3,20 \times 10^{-5}$
2,2,4-Triméthylpentane	$5,46 \times 10^{-4}$	$9,69 \times 10^{-5}$	Cyclopentène	$9,24 \times 10^{-5}$	$1,64 \times 10^{-5}$
2,2-Diméthylbutane	$1,36 \times 10^{-4}$	$2,42 \times 10^{-5}$	Dodécane	$2,21 \times 10^{-4}$	$3,93 \times 10^{-5}$
2,3,4-Triméthylpentane	$1,36 \times 10^{-4}$	$2,42 \times 10^{-5}$	Éthylbenzène	$2,07 \times 10^{-4}$	$3,67 \times 10^{-5}$
2,3-Diméthylbutane	$2,51 \times 10^{-4}$	$4,45 \times 10^{-5}$	Éthylène (éthène)	$3,77 \times 10^{-3}$	$6,69 \times 10^{-4}$
2,3-Diméthylpentane	$3,17 \times 10^{-4}$	$5,62 \times 10^{-5}$	Éthyltoluène	$3,21 \times 10^{-4}$	$5,70 \times 10^{-5}$
2,4-Diméthylhexane	$2,20 \times 10^{-5}$	$3,91 \times 10^{-6}$	Formaldéhyde	$9,81 \times 10^{-3}$	$1,74 \times 10^{-3}$
2,4-Diméthylpentane	$1,80 \times 10^{-4}$	$3,20 \times 10^{-5}$	Isobutène	$5,02 \times 10^{-4}$	$8,90 \times 10^{-5}$
2,5-Diméthylhexane	$2,20 \times 10^{-5}$	$3,91 \times 10^{-6}$	Isopentane	$1,21 \times 10^{-3}$	$2,14 \times 10^{-4}$
2-Méthyl-1-butène	$1,14 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-5}$	Méthylcyclohexane	$2,29 \times 10^{-4}$	$4,06 \times 10^{-5}$
2-Méthyl-2-pentène	$9,24 \times 10^{-5}$	$1,64 \times 10^{-5}$	Méthylcyclopentane	$2,73 \times 10^{-4}$	$4,84 \times 10^{-5}$
2-Méthylheptane	$4,40 \times 10^{-5}$	$7,81 \times 10^{-6}$	Naphtalène	$5,27 \times 10^{-4}$	$9,35 \times 10^{-5}$
2-Méthylhexane	$2,51 \times 10^{-4}$	$4,45 \times 10^{-5}$	n-Heptane	$2,07 \times 10^{-4}$	$3,67 \times 10^{-5}$
2-Méthylpentane	$4,09 \times 10^{-4}$	$7,26 \times 10^{-5}$	n-Hexane	$2,05 \times 10^{-5}$	$3,64 \times 10^{-6}$
3-Méthylhexane	$1,36 \times 10^{-4}$	$2,42 \times 10^{-5}$	n-Nonane	$7,04 \times 10^{-5}$	$1,25 \times 10^{-5}$
3-Méthylpentane	$2,95 \times 10^{-4}$	$5,23 \times 10^{-5}$	n-Octane	$1,14 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-5}$
Acétaldéhyde	$1,84 \times 10^{-2}$	$3,26 \times 10^{-3}$	n-Pentane	$8,18 \times 10^{-4}$	$1,45 \times 10^{-4}$
Acétylène (éthyne)	$2,02 \times 10^{-3}$	$3,59 \times 10^{-4}$	n-Propylbenzène	$4,40 \times 10^{-5}$	$7,81 \times 10^{-6}$
Acétone	$9,68 \times 10^{-3}$	$1,72 \times 10^{-3}$	Propanal (propioaldéhyde)	$6,16 \times 10^{-3}$	$1,09 \times 10^{-3}$
Acétophénone	$2,24 \times 10^{-3}$	$3,98 \times 10^{-4}$	Propylène	$5,35 \times 10^{-3}$	$9,09 \times 10^{-4}$
Acroléine	$1,50 \times 10^{-3}$	$2,66 \times 10^{-4}$	Toluène	$1,75 \times 10^{-3}$	$3,11 \times 10^{-4}$
Benzaldéhyde	$1,67 \times 10^{-3}$	$2,97 \times 10^{-4}$	trans-2-Butène	$2,29 \times 10^{-4}$	$4,06 \times 10^{-5}$
Benzène	$2,00 \times 10^{-3}$	$3,54 \times 10^{-4}$	trans-2-Hexène	$7,04 \times 10^{-5}$	$1,25 \times 10^{-5}$
Butane	$1,69 \times 10^{-3}$	$2,99 \times 10^{-4}$	trans-2-Pentène	$2,20 \times 10^{-5}$	$3,91 \times 10^{-6}$
cis-2-Butène	$1,14 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-5}$	Xylènes	$1,39 \times 10^{-3}$	$2,47 \times 10^{-4}$
cis-2-Hexène	$4,40 \times 10^{-5}$	$7,81 \times 10^{-6}$			

**Tableau 21 Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes lors de la fracturation hydraulique en phase d'exploration pour l'étude de dispersion**

Aldéhydes	Camions-pompes	Équipements de mélange	Aldéhydes	Camions-pompes	Équipements de mélange
2,5-Diméthylbenzaldéhyde	$1,80 \times 10^{-3}$	$3,20 \times 10^{-4}$	Formaldéhyde	$9,81 \times 10^{-3}$	$1,74 \times 10^{-3}$
Acétaldéhyde	$1,84 \times 10^{-2}$	$3,26 \times 10^{-3}$	Heptanal	$1,41 \times 10^{-3}$	$2,50 \times 10^{-4}$
Acétophénone	$2,24 \times 10^{-3}$	$3,98 \times 10^{-4}$	Hexanal	$9,68 \times 10^{-4}$	$1,72 \times 10^{-4}$
Acroléine	$1,50 \times 10^{-3}$	$2,66 \times 10^{-4}$	Méthacroléine	$1,76 \times 10^{-3}$	$3,12 \times 10^{-4}$
Benzaldéhyde	$1,67 \times 10^{-3}$	$2,97 \times 10^{-4}$	Nonanal	$1,94 \times 10^{-3}$	$3,44 \times 10^{-4}$
Butanal	$5,72 \times 10^{-4}$	$1,02 \times 10^{-4}$	Octanal	$1,36 \times 10^{-3}$	$2,42 \times 10^{-4}$
Crotonaldéhyde	$5,90 \times 10^{-3}$	$1,05 \times 10^{-3}$	Propanal	$6,16 \times 10^{-3}$	$1,09 \times 10^{-3}$
Décanal	$1,23 \times 10^{-3}$	$2,19 \times 10^{-4}$	Tridécanal	$8,80 \times 10^{-4}$	$1,56 \times 10^{-4}$
Dodécanal	$5,28 \times 10^{-4}$	$9,37 \times 10^{-5}$	Undécanal	$1,14 \times 10^{-3}$	$2,03 \times 10^{-4}$

### 3.2.4 Compilation et paramètres des émissions lors de la fracturation hydraulique

Une synthèse de l'inventaire des contaminants pour la fracturation hydraulique d'un puits en mode exploration est présentée au tableau 22 alors que les paramètres d'émission associés à chaque source (p.ex. température du gaz, débit du gaz, etc.) à inclure dans le modèle de dispersion atmosphérique sont spécifiés au tableau 23.

**Tableau 22 Inventaire des émissions (kg) de la fracturation hydraulique d'un puits en phase d'exploration**

Contaminants	Camions-pompes	Équipements de mélange	Totaux
Nombre de sources	13	5	
NO <sub>x</sub>	4 908	313	5 221
SO <sub>2</sub>	3	< 1	3
CO	2 536	151	2 687
CO <sub>2</sub>	296 522	20 259	316 780
CH <sub>4</sub>	47	3	50
PMt	196	12	208
PM <sub>2.5</sub>	196	12	208
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	524	31	555
HAP (éq. BaP)	0,081	0,006	0,086
Aldéhydes totaux	53	8	61

**Tableau 23 Paramètres d'émission des sources pour la fracturation hydraulique en phase d'exploration**

Paramètres d'émission	Camions-pompes (moteurs de 1 690 kW)	Équipements de mélange (moteurs de 300 kW)
Nombre de sources	13	5
Température du gaz (°C) <sup>a</sup>	450	400
Débit du gaz (m <sup>3</sup> /min) <sup>a</sup>	360	65
Vitesse du gaz (m/s) <sup>b</sup>	50	25
Diamètre (cm)	39,1	23,5
Hauteur du point d'émission (m) <sup>a</sup>	4	4
Direction initiale du gaz <sup>c</sup>	H/V	H/V

<sup>a</sup> Valeur plutôt basse parmi la gamme possible.

<sup>b</sup> Valeur fixée selon ce qui est typiquement rencontré au niveau industriel.

<sup>c</sup> H : échappement horizontal, V : échappement vertical.

### 3.3 ESSAI DE PRODUCTION

L'essai de production a pour objectif d'évaluer l'efficacité de la fracturation hydraulique qui vient d'être effectuée quoiqu'en phase d'exploration, ce test permet avant tout d'évaluer le rendement potentiel du site en gaz de schiste. L'essai consiste tout d'abord à retirer une importante quantité d'eau ayant été injectée dans le puits à l'aide d'équipements de pompage spécialisés réduisant graduellement la pression hydrostatique de l'eau sur le gaz. Celui-ci peut alors jaillir du puits avec l'eau de reflux vers un séparateur gaz-liquide. Le débit du gaz est mesuré à la sortie du séparateur avant d'être ventilé à l'atmosphère ou éliminé à la torchère alors que l'eau de reflux est acheminée dans des bassins ouverts construits à même le site. L'eau de reflux peut être réutilisée pour réaliser une autre fracturation, mais sera éventuellement pompée dans des camions-citernes pour y d'être acheminée vers une usine de traitement. À la fin de l'essai de production, le puits doit être fermé temporairement ou définitivement puisqu'en phase d'exploration, il n'y a normalement pas de gazoduc en place pour la collecte du gaz.

La durée de l'essai de production varie selon les conditions du site allant de 7 à 134 jours d'après le CIRAIG avec une moyenne de 41 jours. Ceci dit, plusieurs autres études indiquent une période d'essai plus courte allant de 5 à 15 jours.<sup>53,54,55</sup> Il est toutefois possible qu'un exploitant laisse brûler le gaz sur une plus longue période que nécessaire. Dans cette optique, un essai de production de 30 jours durant lequel le gaz est envoyé à la torchère avant que le puits soit fermé est considéré comme scénario pour l'essai de production. L'impact ponctuel à court terme des émissions restera le même, que l'essai dure 5 jours ou 30 jours, en supposant que le débit du gaz (en Nm<sup>3</sup>/hr) soit comparable.

<sup>53</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, Appendix 19, p. 6-7.

<sup>54</sup> Howarth, R. et al., *Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations*, Climate Change, 106, 2001, p. 679.

<sup>55</sup> Jiang, M. et al., *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*, Environmental Research Letters, 6, 2011, p. 1

Les émissions issues de la ventilation du gaz, de la torchère et des bassins de reflux sont évaluées ci-dessous. Pour les équipements de pompage utilisés au début de l'essai, il ne semble pas exister d'informations techniques spécifiques à cette activité. Il est clair cependant que la puissance totale des moteurs de ces sources potentielles serait inférieure à la puissance requise lors du forage ou de la fracturation hydraulique.

### 3.3.1 Ventilation du gaz à l'atmosphère

Le scénario de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec implique l'utilisation d'une torchère (incinérateur) à flamme invisible lors de l'essai de production contrairement à ce qui peut se faire aux États-Unis (p.ex. ventilation directe à l'atmosphère, torchère à flamme visible). A priori, aucune ventilation directe du gaz à l'atmosphère n'y est associée sauf possiblement pour un court laps de temps au début de l'essai quand le débit du gaz n'est pas suffisant pour soutenir la flamme à la torchère.<sup>56</sup> La quantité exacte est toutefois difficile à établir en absence de données concrètes sur cet aspect. Une perte de gaz totale de 350 Nm<sup>3</sup> correspondant au quart du volume journalier minimum d'un essai de production spécifié par le CIRAIG est considérée pour l'inventaire des émissions de CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et COV. Cette source est exclue des travaux de modélisation étant d'une courte période, mais également parce qu'elle ne survient pas en même temps que les émissions de la torchère. Les facteurs et taux d'émission retenus sont présentés au tableau 24.

**Tableau 24 Facteurs et taux d'émission pour la ventilation du gaz de schiste au début de l'essai de production en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (kg/essai)	Inventaire	
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>
CO <sub>2</sub>	0,3	0,016	< 1
CH <sub>4</sub>	245,4	11,4	245
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	10,3	0,48	10

**a** Basé sur la composition du gaz de schiste (tableau 1) et un débit de gaz de 1 400 Nm<sup>3</sup>/jr au début de l'essai.

**b** Basé sur une période de ventilation de 6 heures au début de l'essai.

<sup>56</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, p. 6-103.

### 3.3.2 Torchère à flamme invisible

Suivant la courte période de ventilation, le gaz est acheminé vers la torchère à flamme invisible pour environ 30 jours consécutifs. Le débit de gaz sortant du puits évolue toutefois avec le temps et selon le site. Le rapport du CIRAIG révèle une gamme de débit allant de 1 400 à 85 000 Nm<sup>3</sup> par jour, ce qui est confirmé ailleurs.<sup>57</sup> Dans la perspective de l'inventaire, le débit moyen de 22 000 Nm<sup>3</sup> par jour établi par le CIRAIG est considéré alors que pour la modélisation, un débit de 85 000 Nm<sup>3</sup> est considéré comme représentatif d'une situation extrême à court terme. Les résultats de l'analyse sont présentés au tableau 25.

**Tableau 25 Facteurs et taux d'émission d'une torchère à flamme invisible pendant l'essai de production en phase d'exploration**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/Nm <sup>3</sup> )		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>c</sup>
NO <sub>x</sub>	1,35	3,40	0,342	888	3,343
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0	0,269	0	0	0,264
CO <sup>e</sup>	7,32	12,69	1,863	4 829	12,48
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	1 950		496,5	1 286 897	
CH <sub>4</sub> <sup>d</sup>	2,66		0,678	1 757	
PMt	0,03	0,03	0,008	20	0,03
PM <sub>2,5</sub>	0,03	0,03	0,008	20	0,03
H <sub>2</sub> S <sup>d</sup>	0	0,0014	0	0	0,00133
COV <sup>d</sup>	0,386		0,098	255	voir tableau 27
HAP (équivalent BaP)	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	3,79 × 10 <sup>-8</sup>	< 0,001	1,46 × 10 <sup>-7</sup>
Aldéhydes	0,0019		0,00047	1	voir tableau 28

**a** Basé sur un taux de production de gaz de 22 000 Nm<sup>3</sup>/jr envoyé à la torchère avec un taux de destruction de 99 %.

**b** Basé sur un essai de production de 30 jours.

**c** Calculé à partir du facteur d'émission (modélisation) et un taux de production de gaz de 85 000 Nm<sup>3</sup>/jr.

**d** Taux d'émission basés sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S), de carbone (CO<sub>2</sub>), de méthane (CH<sub>4</sub>) ou de COV (COV) dans le gaz de schiste selon les concentrations établies au tableau 1 et le taux de destruction de la torchère (99 %).

**e** Taux d'émission de CO est corrélé avec le taux de destruction du gaz. Le facteur d'émission sélectionné pour la modélisation correspond au taux de destruction minimum de 99 % selon les données de Smith et Petty.<sup>58</sup>

### 3.3.3 Bassins d'entreposage des eaux de reflux

Durant la phase d'exploration, le CEES précise le nombre de fracturations par puits à quatre (4), avec un maximum de deux (2) puits par plate-forme. De plus, le CIRAIG estime qu'en moyenne, le volume de fluide de fracturation injecté dans un puits est d'environ 1 670 m<sup>3</sup> par fracturation, dont environ 44 % est récupéré lors du reflux. Ces eaux de reflux sont collectées et entreposées dans un bassin. La durée du reflux ainsi que le temps de résidence de l'eau de reflux dans le bassin sont estimés à 20 jours en moyenne.<sup>59</sup> L'eau de reflux est éventuellement

<sup>57</sup> Howarth, R. et al., *Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations*, Climate Change, 106, 2001, p. 679.

<sup>58</sup> Zeeco inc., *Basis for emission calculation from flare systems*.

<sup>59</sup> Accenture, *Water and Shale Gas Development*, 2012.

pompée dans des camions-citernes pour y d'être acheminée vers une usine de traitement adapté, une fois que les analyses de la qualité de l'eau sont complétées.

Les taux d'émission pour modélisation par substance chimique calculés selon la méthode de la section 2.3.7 sont donnés au tableau 26 pour une vitesse du vent de 4 m/s correspondant à la vitesse moyenne du vent selon les normales climatiques d'Environnement Canada aux aéroports de Montréal, de Québec et de St-Hubert. Cette méthode ne tient pas compte de la baisse de concentration des substances dans l'eau à mesure qu'elles se diffusent vers l'atmosphère.

L'hypothèse conservatrice que tous les COV possiblement présents dans l'eau sont éventuellement émis à l'atmosphère a été considérée pour l'inventaire des émissions.

Il est important de préciser que ces valeurs sont purement théoriques et certainement beaucoup plus élevées que la réalité. Ceci est évident lorsque la concentration des BTEX dans l'eau de reflux à la sortie du séparateur selon la méthode de calcul (> 400 mg/L) est comparée aux quelques analyses disponibles de BTEX dans l'eau de reflux (0,02–0,03 mg/L).<sup>60</sup> Ces mesures de BTEX dans l'eau de reflux n'ont pas été utilisées car les provenances et les conditions de prélèvement des échantillons ne sont pas spécifiées. Par exemple, il est possible que les échantillons aient été prélevés dans le bassin après une longue période de stagnation, c'est-à-dire après que les contaminants volatils aient migré vers l'atmosphère.

**Tableau 26 Facteurs et taux d'émission d'un bassin de stockage des eaux de reflux en phase d'exploration**

Contaminants	Inventaire		Modélisation
	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	0,048	31	
CH <sub>4</sub>	1,96	962	
H <sub>2</sub> S	0	0	0,0233
COV	0,36	307	voir tableau 27

**a** Basé sur la méthode de calculs présentée à la section 2.3.6. Le taux de COV correspond à la somme des taux d'émissions de chaque COV.

**b** Bilan de masse en considérant la teneur de COV estimée.

<sup>60</sup> MDDEFP, Courriel d'Yvon Couture, 3 juillet 2013.

### 3.3.4 Détail des taux d'émission de COV et d'aldéhydes lors de l'essai de production

Les tableaux 27 et 28 présentent le détail des taux d'émission maximums des COV et aldéhydes identifiés lors des essais de production en phase d'exploration.

**Tableau 27 Taux d'émission (en g/s) des COV lors de l'essai de production en phase d'exploration pour l'étude de dispersion**

COV	Torchère à flamme invisible	Bassin d'eau de reflux
2,2,4-Triméthylpentane	$2,50 \times 10^{-3}$	$6,71 \times 10^{-5}$
Acétaldéhyde	$2,02 \times 10^{-4}$	
Acroléine	$1,83 \times 10^{-4}$	
Benzaldéhyde	$2,58 \times 10^{-4}$	
Benzène	$3,43 \times 10^{-3}$	$6,57 \times 10^{-2}$
Butane	$3,31 \times 10^{-2}$	$5,30 \times 10^{-3}$
Cyclohexane	$4,61 \times 10^{-3}$	$2,54 \times 10^{-3}$
Cyclopentane	$4,15 \times 10^{-3}$	$2,67 \times 10^{-3}$
Éthane	$9,81 \times 10^{-1}$	$3,53 \times 10^{-1}$
Éthylbenzène	$2,33 \times 10^{-3}$	$2,83 \times 10^{-2}$
Formaldéhyde	$1,18 \times 10^{-3}$	
Isobutane	$1,91 \times 10^{-2}$	$3,04 \times 10^{-3}$
Isopentane	$1,26 \times 10^{-2}$	$8,87 \times 10^{-4}$
Méthylcyclohexane	$5,81 \times 10^{-3}$	$5,72 \times 10^{-3}$
Méthylcyclopentane	$2,58 \times 10^{-3}$	$7,87 \times 10^{-4}$
Naphtalène	$9,61 \times 10^{-6}$	
n-Hexane	$6,84 \times 10^{-2}$	$3,75 \times 10^{-3}$
n-Nonane	$3,93 \times 10^{-3}$	$7,22 \times 10^{-5}$
n-Octane	$1,13 \times 10^{-1}$	$2,91 \times 10^{-3}$
n-Pentane	$4,10 \times 10^{-2}$	$1,22 \times 10^{-3}$
Propane	$1,06 \times 10^{-1}$	$2,81 \times 10^{-2}$
Propylène	$2,71 \times 10^{-3}$	
Toluène	$8,06 \times 10^{-2}$	$1,28 \times 10^0$
Xylènes	$2,33 \times 10^{-3}$	$4,35 \times 10^{-2}$

**Tableau 28 Taux d'émission (en g/s) d'aldéhydes lors de l'essai de production en phase d'exploration pour l'étude de dispersion**

Aldéhydes	Torchère à flamme invisible
Acétaldéhyde	$2,02 \times 10^{-4}$
Acroléine	$1,83 \times 10^{-4}$
Benzaldéhyde	$2,58 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$1,18 \times 10^{-3}$

### 3.3.5 Compilation et paramètres des émissions lors de l'essai de production

Une synthèse de l'inventaire des contaminants pour l'essai de production d'un puits en mode exploration est présentée au tableau 29 alors que les paramètres d'émission associés à chaque source (p.ex. température du gaz, débit du gaz, etc.) à inclure dans le modèle de dispersion atmosphérique des contaminants sont spécifiés au tableau 30.

**Tableau 29 Inventaire des émissions (en kg) d'un essai de production en phase d'exploration**

Contaminants	Ventilation du gaz avant torchage	Torchère à flamme invisible	Bassin de reflux	Totaux
NO <sub>x</sub>	0	888	0	888
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0
CO	0	4 829	0	4 829
CO <sub>2</sub>	< 1	1 286 897	31	1 286 928
CH <sub>4</sub>	245	1 757	962	2 964
PMt	0	20	0	20
PM <sub>2.5</sub>	0	20	0	20
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV	10	255	307	572
HAP (éq. BaP)	0	< 0,001	0	< 0,001
Aldéhydes totaux	0	1	0	1

**Tableau 30 Paramètres d'émission des sources pour l'essai de production en phase d'exploration**

Paramètres d'émission	Torchère à flamme invisible	Bassin d'eau de reflux
Nombre de sources	1	1
Température du gaz (°C) <sup>a</sup>	800	s.o.
Débit du gaz (m <sup>3</sup> /min) <sup>a</sup>	2 300	s.o.
Vitesse du gaz (m/s) <sup>b</sup>	50	s.o.
Diamètre (cm)	98,8	s.o.
Surface (m <sup>2</sup> )	s.o.	30 m × 40 m (ou 30 m × 90 m <sup>d</sup> )
Hauteur du point d'émission (m) <sup>a</sup>	10	0
Direction initiale du gaz <sup>c</sup>	V	V

**a** Valeur plutôt basse parmi la gamme possible.

**b** Valeur fixée selon ce qui est typiquement rencontré au niveau industriel.

**c** V – échappement vertical.

**d** Surface du bassin plus élevée lorsqu'en phase de projet pilote ou développement des plates-formes.



#### 4. PHASE DE DÉVELOPPEMENT DES PLATES-FORMES DE GAZ DE SCHISTE

Suite aux travaux d'exploration, un promoteur peut décider de passer à l'étape de projet pilote ce qui implique le développement d'une plate-forme de plusieurs puits afin d'optimiser les coûts de forage et de fracturation hydraulique. Le projet pilote permet ainsi de vérifier si la construction d'une plate-forme de six (6) puits, tel que prescrit par le CEES, est rentable et qu'il est possible de développer plusieurs sites autour du site initial pour la production à grande échelle.

Les travaux associés au développement d'une ou de plusieurs plates-formes comprennent les mêmes activités qu'en phase d'exploration, soit le forage, la fracturation hydraulique et l'essai de production. Les sources et les taux d'émission maximums par étape de la phase de développement sont similaires à ceux de la phase d'exploration. Pour les émissions des bassins des eaux de reflux, les taux d'émission seraient plus importants, mais les taux d'émission par unité de surface demeurent identiques.

Bien que les taux d'émission maximums soient équivalents pour les phases d'exploration et de développement, ce n'est pas le cas pour les émissions totales de chaque activité qui dure généralement plus longtemps à la phase de développement.

Encore une fois, les travaux associés à l'aménagement du site (renforcement des routes, construction des conduites d'eau et de gaz) avant le début des travaux ainsi que la remise en état du site à la fin des travaux ne font pas partis du cadre de cette étude, bien que ces activités génèrent aussi des émissions atmosphériques (figure 2).

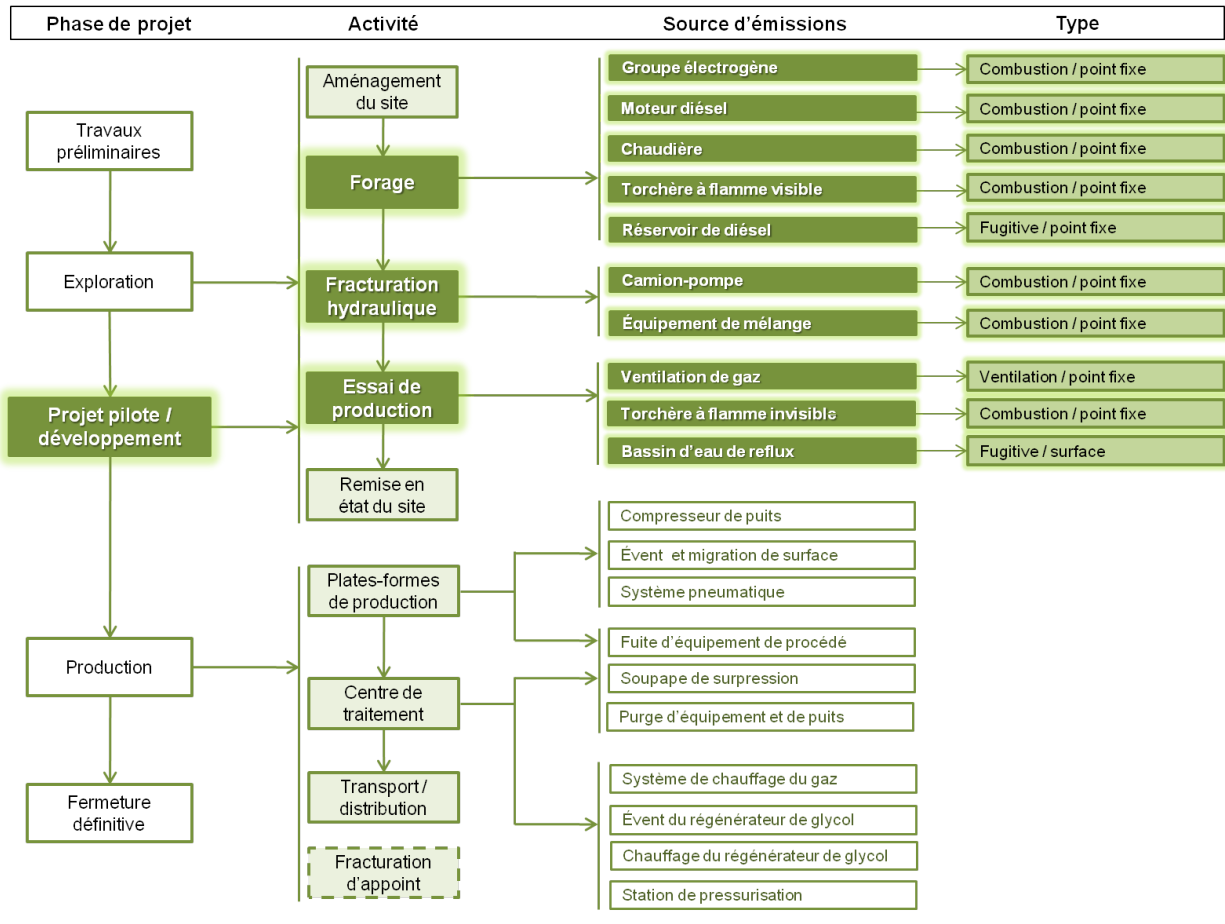
##### 4.1 FORAGE

Le scénario de développement du CEES pour l'industrie du gaz de schiste québécois établit la longueur du puits horizontal à 2 000 m en mode exploitation, ce qui est près de deux fois la longueur du puits désignée pour le mode exploration (900 m).<sup>61</sup> Par conséquent, la période de forage sera plus longue, 30 jours selon le CIRIAG au lieu de 22 jours, et les émissions totales augmentent proportionnellement à la durée de forage. D'autre part, les émissions issues des chaudières et des camions sont considérées équivalentes puisque la durée d'utilisation de ces équipements est spécifique à des sous-activités qui sont peu influencées par la longueur et la durée de forage. Le tableau 31 présente l'inventaire des émissions atmosphériques pour le forage d'un puits pour exploitation.

---

<sup>61</sup> Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*, Novembre 2012.

**Figure 2 Activités et sources d'émission associées à la phase de projet pilote et de développement du gaz de schiste**



**Tableau 31 Inventaire des émissions (en kg) pour le forage d'un puits en phase de développement**

Contaminants	Groupes électrogènes	Moteurs 300 kW <sup>a</sup>	Moteurs 1 200 kW <sup>a</sup>	Chaudières <sup>b</sup>	Torchères <sup>a</sup>	Chargeur frontal <sup>a</sup>	Camions <sup>b</sup>	Réservoir diesel	Totaux
Nombre	2	2	3	2	1	1	6	1	
NO <sub>x</sub>	2 095	2 712	18 628	54	23	487	298	0	24 296
SO <sub>2</sub>	1	2	11	316	0	< 1	< 1	0	331
CO	957	670	6 353	22	123	266	145	0	8 536
CO <sub>2</sub>	137 050	205 709	1 233 623	99 221	32 431	28 904	18 202	0	1 755 140
CH <sub>4</sub>	19	21	168	< 1	160	5	3	0	375
PMt	96	115	664	15	43	21	13	0	967
PM <sub>2.5</sub>	93	111	644	1	43	21	13	0	927
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COV	207	239	1 880	1	11	53	32	1	2 425
HAP (éq. BaP)	0,037	0,056	0,336	0,002	< 0,001	0,008	0,005	0	0,444
Aldéhydes	54	81	219	< 1	< 1	12	7	0	375

**a** Basé sur une durée totale de forage de 720 heures.

**b** Équivalentes aux émissions calculées pour la phase d'exploration.

## 4.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE

L'ensemble des équipements requis pour la fracturation hydraulique définis à la section 3.2 intervient de nouveau lors de la phase de développement. Le scénario de développement du CEES stipule par contre qu'un puits en phase de développement devrait subir quinze (15) cycles de fracturation au lieu de quatre (4) lors de l'exploration. Les émissions atmosphériques totales pour la fracturation d'un puits sont proportionnelles au nombre de cycles de fracturation. Le tableau 32 présente l'inventaire des émissions atmosphériques calculées pour la fracturation d'un puits en phase de développement.

**Tableau 32 Inventaire des émissions (en kg) de la fracturation hydraulique d'un puits en phase de développement**

Contaminants	Camions-pompes	Équipements de mélange	Totaux
Nombre	13	5	
NO <sub>x</sub>	21 958	1 399	23 357
SO <sub>2</sub>	12	< 1	13
CO	11 343	676	12 019
CO <sub>2</sub>	1 326 544	90 632	1 417 176
CH <sub>4</sub>	210	13	223
PMt	878	53	931
PM <sub>2.5</sub>	878	53	931
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	2 342	140	2 482
HAP (éq. BaP)	0,361	0,025	0,386
Aldéhydes	236	36	272

## 4.3 ESSAI DE PRODUCTION

En phase de développement, l'essai de production est effectué pour vérifier que la fracturation hydraulique a donné les résultats escomptés et pour disposer de la majorité de l'eau de reflux revenant à la surface. Le gaz de schiste séparé de l'eau de reflux peut alors être éliminé à la torchère suivant une courte période initiale de ventilation. Toutefois, contrairement à la phase d'exploration, il n'est pas nécessaire de brûler le gaz sur une longue durée puisqu'en temps normal, un réseau de collecte du gaz rattaché à l'usine de traitement du gaz devrait déjà être en place. Dans ces conditions, l'élimination à la torchère n'est requise que pour permettre la transition vers le réseau de collecte en gérant l'énorme quantité d'eau initiale et en atteignant un débit de gaz stable.

La période d'élimination à la torchère en phase de développement n'est pas fixée dans le rapport du CIRAIG, mais selon le rapport du NYSDEC<sup>62</sup>, une durée de 72 heures est suffisante. Une autre référence considère une durée de 12 à 24 heures comme typique de l'industrie.<sup>63</sup>

L'impact ponctuel des émissions de la torchère reste le même qu'à la phase d'exploration puisque le débit du gaz à brûler serait du même ordre de grandeur que lors de l'essai de production à la phase d'exploration.

Les émissions de contaminants provenant de la ventilation initiale du gaz avant l'envoi à la torchère sont considérées équivalentes à celles de la phase d'exploration.

Pour les bassins de stockage des eaux de reflux, la surface des bassins serait plus grande qu'à la phase d'exploration, mais les taux d'émission par unité de surface ne changeraient pas significativement et les émissions totales augmenteraient en fonction des quantités d'eau à traiter.

Le tableau 33 présente l'inventaire des émissions estimées durant l'essai de production d'un puits en phase d'exploitation.

**Tableau 33 Inventaire des émissions (en kg) d'un essai de production en phase de développement**

Contaminants	Ventilation du gaz avant la torchère	Torchère à flamme invisible	Bassin d'eau de reflux	Totaux
NO <sub>x</sub>	0	89	0	89
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0
CO	0	483	0	483
CO <sub>2</sub>	< 1	128 690	116	128 806
CH <sub>4</sub>	245	176	3 558	3 979
PMt	0	2	0	2
PM <sub>2.5</sub>	0	2	0	2
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0
COV	10	25	1 135	1 171
HAP (éq. BaP)	0	< 0,001	0	< 0,001
Aldéhydes	0	< 1	0	< 1

<sup>62</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, Appendix 19, p. 6-7.

<sup>63</sup> Jiang, M. et al., *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*, Environmental Research Letters, 6, 2011, p. 5.



## 5. PHASE DE PRODUCTION DU GAZ DE SCHISTE

Le gaz de schiste brut d'une plate-forme de production est canalisé vers le réseau de collecte d'un centre de traitement du gaz. Le CIRAIG prévoit un centre de traitement du gaz par 400 km<sup>2</sup>, ce qui équivaut à environ un centre de traitement pour 50 plates-formes comportant six puits en production chacune. Le centre de traitement peut se retrouver à bonne distance de la plate-forme et un compresseur de gaz au site de production sera parfois nécessaire pour acheminer le gaz vers le centre de traitement, surtout en phase finale de production d'un puits, lorsque la pression du gaz dans le puits chute et devient insuffisante pour le transport.

Le centre de traitement comporterait un ensemble de séparateurs gaz-liquide, des unités de déshydratation du gaz et des compresseurs pour transporter et injecter le gaz sec dans le réseau de transport de gaz existant. A priori, le gaz de schiste du bassin d'Utica ne requerrait pas d'autres traitements (p.ex. élimination du CO<sub>2</sub>, d'hydrocarbures liquides ou de H<sub>2</sub>S).

Plusieurs sources d'émissions atmosphériques ont été identifiées pour les activités de manutention et de traitement du gaz et sont évaluées dans ce chapitre. Les émissions associées à la distribution du gaz en aval vers les utilisateurs finaux (p.ex. branchement au gazoduc, entretien du réseau de distribution) ne sont pas considérées dans cette étude puisqu'elles sont identiques à celles de l'utilisation actuelle du gaz et sous la responsabilité du distributeur de gaz et non de l'exploitant des gisements. Les émissions associées à la fermeture définitive du puits et à la remise en état finale du site d'exploitation ne font pas partie du cadre de cette étude (figure 3). La fracturation d'appoint est également exclue puisqu'elle est effectuée de façon exceptionnelle de nos jours.<sup>64</sup>

### 5.1 PLATES-FORMES DE PRODUCTION

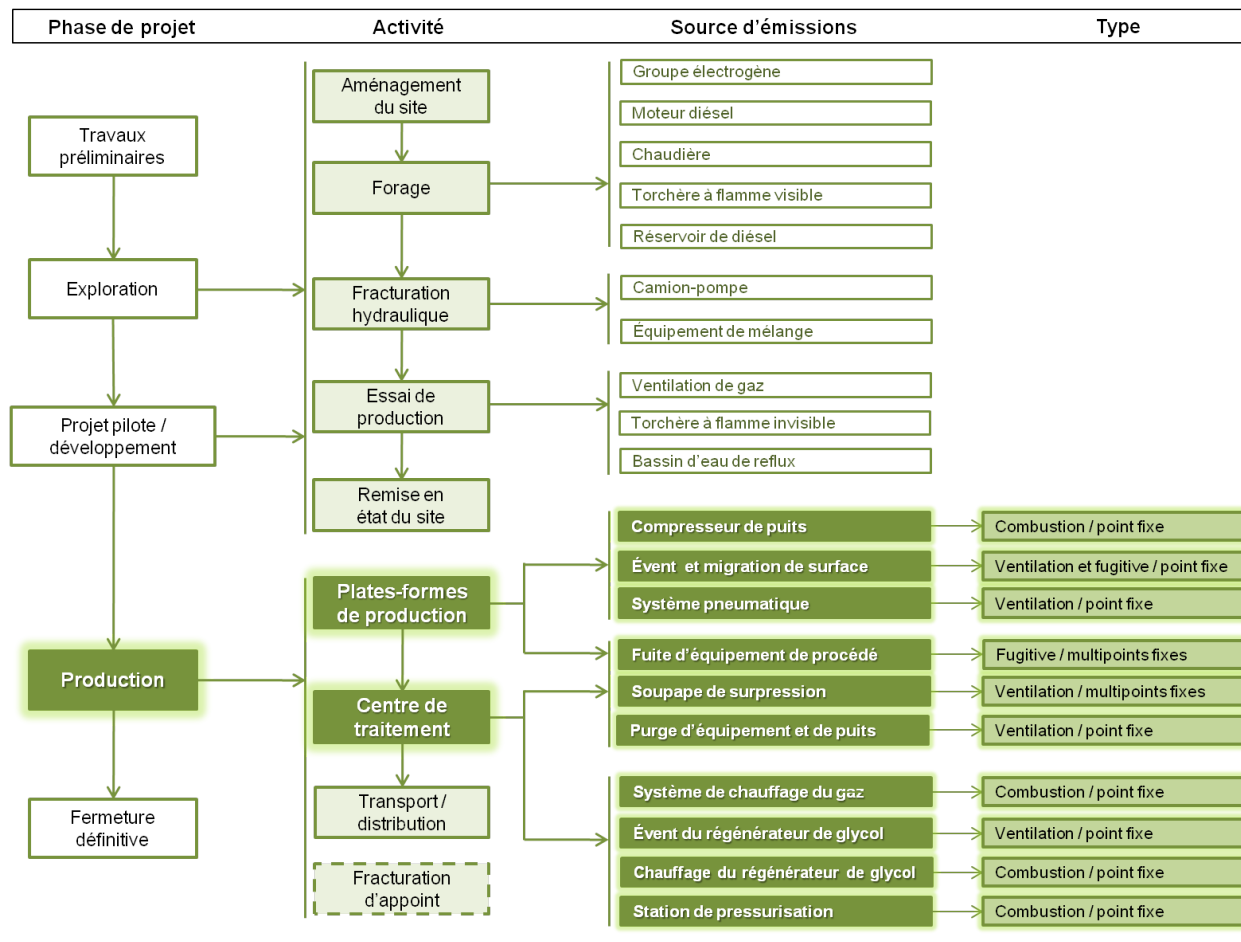
Les sources d'émissions sur une plate-forme en production peuvent être continues ou épisodiques. Les sources d'émissions continues incluent les moteurs de compresseur ainsi que les émissions fugitives des équipements de procédé (compresseur, vanne, connecteur) et de la tête de puits. Les émissions périodiques correspondent à la perte de gaz de schiste lors d'événements prévus (activation des systèmes pneumatiques fonctionnant au gaz, purge du puits, du compresseur ou du réseau de collecte) et d'événements imprévus (soupape de surpression). Pour les séparateurs gaz-liquide, ceux-ci sont situés aux centres de traitement aux fins de l'étude, quoique l'option d'avoir des séparateurs aux sites des plates-formes est également envisageable selon le CIRAIG.

Hormis les compresseurs de puits qui émettent tous les contaminants considérés dans cette étude, les autres sources reliées à la manutention du gaz émettent principalement du gaz de schiste. L'approche préconisée pour le développement des taux d'émission du compresseur a été présentée à la section 2.3.2 alors que les rejets de gaz de schiste à l'atmosphère sont déterminés selon l'approche de la section 2.3.6.

---

<sup>64</sup> Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services, *Document synthèse : Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, Août 2012.

**Figure 3 Activités et sources d'émission à la phase de production du gaz de schiste**



### 5.1.1 Compresseurs de puits

Les moteurs de ces compresseurs, alimentés au gaz de schiste, représentent une source importante de NO<sub>x</sub> et de gaz de combustion puisqu'ils sont en exploitation continue. Ces moteurs à combustion interne à 2 temps ou à 4 temps peuvent être configurés pour fonctionner avec un mélange riche ou pauvre en carburant, ce qui influence les profils d'émission et le choix du facteur d'émission (p.ex. augmentation des quantités de NO<sub>x</sub> et de CO pour un mélange riche en carburant, mais réduction des quantités de COV et vice versa). Puisque le type et la configuration de moteur ne sont pas précisés dans le scénario de développement du CEES, et afin de représenter une situation de pire cas, les facteurs d'émission sélectionnés et présentés au tableau 34 représentent des valeurs élevées (p.ex. moteur sans système de contrôle des NO<sub>x</sub>) indépendamment de la configuration du moteur (2 vs. 4 temps, mélange riche vs pauvre).



La puissance moyenne du moteur de compresseur choisie pour les calculs est 250 kW (333 hp). La majorité des compresseurs de puits ont une puissance de 50 à 250 hp<sup>65</sup>, mais ils peuvent à l'occasion atteindre des puissances supérieures à 1 000 hp.<sup>66</sup> Le facteur de charge du moteur est un autre paramètre qui évolue selon les besoins actuels du puits (p.ex. charge faible au début de la vie d'un puits, mais augmentant avec le temps). En vue des travaux de modélisation, un facteur de charge de 100 % est considéré. Toutefois, pour l'inventaire des émissions, un facteur de charge moyen de 65 % est considéré selon les références mentionnées plus tôt.

Les facteurs et taux d'émission pour les compresseurs de puits sont présentés au tableau 34. Pour le détail des émissions de COV et d'aldéhydes, se référer aux tableaux 40 et 41.

**Tableau 34 Facteurs et taux d'émission d'un compresseur de puits de 250 kW (mode production)**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s)
NO <sub>x</sub> <sup>d</sup>	19,1	0,86	27 239	1,33
SO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	0,085 <sup>f</sup>	0	0	0,0059
CO <sup>g</sup>	6,2	0,28	8 832	0,43
CO <sub>2</sub> <sup>e</sup>	610,3	27,5	868 725	
CH <sub>4</sub>	6,4	0,29	9 156	
PMT	0,27	0,012	390	0,019
PM <sub>2.5</sub>	0,27	0,012	390	0,019
H <sub>2</sub> S <sup>e</sup>	2,28 × 10 <sup>-4</sup> <sup>f</sup>	0	0	1,58 × 10 <sup>-5</sup>
COV <sup>h</sup>	2,14	0,097	3 052	voir tableau 41
HAP (équivalent BaP)	3,70 × 10 <sup>-6</sup>	1,67 × 10 <sup>-7</sup>	0,005	2,57 × 10 <sup>-7</sup>
Aldéhydes	0,40	0,018	574	voir tableau 40

**a** Basé sur une puissance nominale de 250 kW et un facteur de charge de 65 % pendant l'opération.

**b** Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

**c** Correspond aux taux d'émission moyens ramenés aux conditions de charge maximale du moteur (65 % → 100 %).

**d** Norme RAA : 26,44 g/kWh (équivalent à 2,2 g/MJ).

**e** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le gaz de schiste.

**f** Applicable pour la modélisation seulement. Correspond à zéro pour l'inventaire (aucun soufre dans le gaz de schiste).

**g** Norme RAA : 7,8 g/kWh (équivalent à 0,65 g/MJ).

**h** Norme RAA : 3,36 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 0,28 g/MJ).

<sup>65</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008.

<sup>66</sup> Eastern Research Group Inc, *Natural gas compressor engine survey and engine NOx emissions at gas production facilities*, préparé pour Houston Advanced Research Center, 2005, p. 2-7.

### 5.1.2 Fuites des équipements de procédé

Les équipements de procédé neufs et bien installés en contact avec le gaz de schiste n'occasionneront pas ou très peu de fuites de gaz à l'atmosphère au début d'un projet. Avec le temps, des micro-fuites aux jonctions et garnitures des équipements peuvent survenir. Pour l'industrie du gaz, ce problème affecte principalement les connecteurs et brides de tuyaux, les vannes, les joints de compresseur, les soupapes de surpression et les lignes ouvertes. L'US-EPA propose plusieurs facteurs d'émission (taux d'émission moyen) par type d'industrie, par équipement et par type de fluide manipulé.<sup>67</sup> À partir de ces facteurs et d'un inventaire des points de fuite potentielle, il est alors possible d'estimer les émissions totales d'une installation.

L'inventaire des points d'émission a été réalisé à partir d'inventaires génériques développés par l'API<sup>68</sup> et le CAPP<sup>69</sup> pour l'industrie de production du gaz pour une plate-forme comportant six puits, un compresseur, un système de filtration et un système de mesure. Les résultats de cet inventaire et les taux d'émission par type de point d'émission sont présentés ci-après :

Connecteurs (brides) : Facteur d'émission = 0,3 g par heure par connecteur;  
Nombre = 800 connecteurs.

Vannes : Facteur d'émission = 4,5 g par heure par vanne;  
Nombre = 200 vannes.

Joints de compresseur : Facteur d'émission = 8,8 g par heure par joint;  
Nombre = 2 joints de compresseur.

Soupapes de sûreté : Facteur d'émission = 8,8 g par heure par soupape;  
Nombre = 5 soupapes de sûreté.

Lignes ouvertes : Facteur d'émission = 2,0 g par heure par ligne ouverte;  
Nombre = 30 lignes ouvertes.

Le taux d'émission par contaminant a été déterminé selon le facteur d'émission pondéré de 1,217 g par heure par équipement de procédé et la concentration du contaminant dans le gaz de schiste. Les résultats sont présentés au tableau 35 (au tableau 41 pour les émissions de chaque COV).

---

<sup>67</sup> United States Environmental Protection Agency, *1995 Protocol for equipment leak emission estimates*, EPA-453/R-95-017, 1995, p. 2-15.

<sup>68</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-75.

<sup>69</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *Guide for calculating greenhouse gas emissions*, 2003.

**Tableau 35 Facteurs et taux d'émission pour les émissions fugitives des équipements de procédé sur une plate-forme de production**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/a/équipement)		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>a</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	14		0,00047	15	
CH <sub>4</sub>	10 212		0,34	10 590	
H <sub>2</sub> S	0	2	0	0	6,66 × 10 <sup>-5</sup>
COV	431		0,014	446	voir tableau 41

a Basé sur une plate-forme comportant 1 037 composantes et une opération de 8 760 heures par année.

### 5.1.3 Événements de coffrage et migration de surface

Les émissions de l'événement de coffrage et la migration de surface sont deux sources d'émission distinctes, mais qui peuvent être combinées puisqu'elles proviennent de la tête de puits. Le gaz de schiste qui s'accumule dans l'espace entre le coffrage de production et le coffrage de surface sous terre peut être ventilé à la surface par un événement de coffrage. Ce gaz peut aussi être canalisé vers le réseau de collecte. Le taux de ventilation à l'atmosphère dépend des conditions du site, mais selon des mesures en Alberta spécifiques à l'industrie du gaz naturel, le taux moyen de ventilation du gaz non récupéré serait de 37,1 Nm<sup>3</sup> par jour par puits.<sup>70</sup>

La deuxième source implique la migration du gaz par le sol à l'extérieur du coffrage de surface. Cette migration est souvent associée à l'infiltration de zones gazières peu profondes lors du forage ou à certains processus naturels formant du gaz (méthane). Peu d'information est toutefois disponible concernant l'ampleur des émissions qui sont difficiles à mesurer. Une étude a mesuré un taux de 3,85 Nm<sup>3</sup> par jour par puits et c'est ce que le CAPP et l'API proposent à leurs membres pour leurs calculs d'émissions.<sup>71,72</sup>

Les facteurs d'émission et taux d'émission correspondant à une perte totale de 41 Nm<sup>3</sup> de gaz par jour en tête de puits sont présentés au tableau 36 (au tableau 41 pour les émissions de chaque COV).

<sup>70</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *Guide for estimation of flaring and venting volumes from upstream oil and gas facilities*, 2002, p. 36.

<sup>71</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-79.

<sup>72</sup> Canadian Association of Petroleum Producers, *Guide for estimation of flaring and venting volumes from upstream oil and gas facilities*, 2002, p. 37.

**Tableau 36 Facteurs et taux d'émission de l'évent de coffrage d'un puits lors de la production**

Contaminants	Facteurs d'émission (kg/a/puits)		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a)	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	15		0,00047	15	
CH <sub>4</sub>	10 491		0,33	10 491	
H <sub>2</sub> S	0	2,3	0	0	7,20 × 10 <sup>-5</sup>
COV	442		0,014	442	voir tableau 41

a Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

#### 5.1.4 Systèmes pneumatiques

En absence d'électricité, une plate-forme de production de gaz doit avoir recours à des systèmes de contrôle pneumatique afin d'activer mécaniquement certaines composantes d'appareils, tirant ainsi avantage du gaz de schiste sous pression. Les systèmes pneumatiques ont cependant le désavantage de libérer du gaz à l'atmosphère lors de la détente. Il existe plusieurs types de système pneumatique occasionnant soit une perte intermittente de gaz, une perte continue à petit débit (*low-bleed*) ou une perte continue à grand débit (*high-bleed*). Cette dernière catégorie implique tout système pneumatique qui libère plus de 6 scfh (0,17 Nm<sup>3</sup>/h) pouvant même monter jusqu'à 100 scfh (2,8 Nm<sup>3</sup>/h) dans certains cas.

Pour demeurer conservateur, le facteur d'émission proposé par l'API de 896 scfd par système pneumatique (1,06 Nm<sup>3</sup>/h) a été considéré.<sup>73</sup> Le nombre de systèmes pneumatiques par puits a été estimé à trois (3) par Environ International Corporation (2 pour le contrôle du niveau liquide et 1 pour le contrôle de la pression)<sup>74</sup>, ce qui a également été considéré par le NYSDEC.<sup>75</sup> Le tableau 37 présente les facteurs d'émission sélectionnés et taux d'émission calculés pour cette source.

#### 5.1.5 Soupapes de surpression

Les soupapes de surpression sont des systèmes de sûreté qui purgent une ligne de gaz pour laquelle la pression est trop élevée. Ces événements surviennent rarement, mais sont responsables de grandes émissions de gaz sur un très court laps de temps (note: ne pas confondre cette source avec les émissions fugitives des soupapes de la section 5.1.2).

<sup>73</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-68.

<sup>74</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008, p. 56.

<sup>75</sup> New York State of Department of Environmental Conservation, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program : Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Septembre 2011, Appendix 19, p. 13.

L'intensité des émissions dépend de la pression du gaz et la dimension de la soupape de surpression. L'API propose un facteur d'émission moyen de 43 scfy par soupape (1,3 Nm<sup>3</sup>/an) ce qui correspond aux facteurs et taux d'émission présentés au tableau 38. Vu la nature épisodique de cette source, celle-ci ne sera pas considérée lors de l'étude de dispersion.

**Tableau 37 Facteurs et taux d'émission des systèmes pneumatiques d'un puits sur une plate-forme de production**

Contaminants	Facteurs d'émission (kg/a/système)		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>a</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	9		0,00086	27	
CH <sub>4</sub>	6 491		0,62	19 474	
H <sub>2</sub> S	0	1,4	0	0	1,34 × 10 <sup>-4</sup>
COV	274		0,026	821	voir tableau 41

a Basé sur une un total de 3 systèmes pneumatiques par puits et une opération de 8 760 heures par année.

**Tableau 38 Facteurs et taux d'émission d'une soupape de surpression sur une plate-forme de production**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/a/soupape)	Inventaire	
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	1	3,80 × 10 <sup>-8</sup>	< 1
CH <sub>4</sub>	856	2,72 × 10 <sup>-5</sup>	1
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	36	1,14 × 10 <sup>-6</sup>	< 1

a Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

### 5.1.6 Purges d'équipement et de puits

Il arrive à l'occasion que des équipements doivent être purgés pour cause d'entretien, de réparation, ou de mise hors service. Pour une plate-forme de production, une purge peut être réalisée sur le compresseur de puits et le réseau de collecte du gaz. Pour ces deux composantes, l'API propose des taux annuels de perte de gaz de 15 500 scfy (ou 440 Nm<sup>3</sup>/a) pour la purge et le redémarrage du compresseur de puits, et de 392 scfy/mile (ou 7 Nm<sup>3</sup>/a/km) pour la purge du réseau de collecte.<sup>76</sup> Pour ce dernier, une distance de 1 km est considérée comme étant la distance maximale applicable pour une plate-forme.

La purge du puits (« *well blowdown* ») peut également être requise à l'occasion lorsqu'une intervention est nécessaire afin d'éliminer une accumulation d'eau ou tout autre type d'obstruction. D'après une étude, ce type d'intervention peut survenir de 0 à 3 fois par année

<sup>76</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-91.

pour chaque puits, avec un taux de perte allant de 50 à 1 400 Nm<sup>3</sup> par intervention, selon la pression du puits et la durée de la purge.<sup>77</sup> En faisant l'hypothèse qu'une purge soit requise par puits annuellement, le taux d'émission de gaz de schiste associé à cette section devrait atteindre tout au plus 9 000 Nm<sup>3</sup>/a par plate-forme. Quoique ce taux d'émission semble élevé, les purges sont circonstancielles et ne seront pas considérées dans l'étude de dispersion. Les facteurs d'émission retenus et les estimations des émissions annuelles par plate-forme sont présentés au tableau 39.

**Tableau 39 Facteurs et taux d'émission de la purge d'équipements et de puits sur une plate-forme de production**

Contaminants	Facteurs d'émission (kg/a/plate-forme)	Inventaire	
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a)
CO <sub>2</sub>	9	0,00028	9
CH <sub>4</sub>	6 309	0,20	6 309
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	266	0,0084	266

a Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

### 5.1.7 Détail des émissions de COV et d'aldéhydes d'une plate-forme en exploitation

Les tableaux 40 et 41 présentent le détail des taux d'émission maximums des aldéhydes et des COV des sources d'une plate-forme en exploitation.

### 5.1.8 Compilation et paramètres des émissions d'une plate-forme en exploitation

Une synthèse de l'inventaire annuel des contaminants concernant la manutention du gaz de schiste brut sur une plate-forme de production est présentée au tableau 42 alors que les paramètres d'émission de chaque source sont spécifiés au tableau 43.

**Tableau 40 Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion**

Aldéhydes	Compresseurs de puits
Acétaldéhyde	$3,05 \times 10^{-3}$
Acroléine	$3,06 \times 10^{-3}$
Butanal	$1,72 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$2,17 \times 10^{-2}$

<sup>77</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008, p. 51.

**Tableau 41 Taux d'émission (en g/s) des COV sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion**

COV	Compresseurs de puits	Équipements de procédé	Coffrage et migration	Systèmes pneumatiques
Taux d'émission par :	compresseur	plate-forme	puits	puits
1,1,2,2-Tetrachloroéthane	$2,61 \times 10^{-5}$			
1,1,2-Trichloroéthane	$2,07 \times 10^{-5}$			
1,1-Dichloroéthane	$1,54 \times 10^{-5}$			
1,2,3-Triméthylbenzène	$1,39 \times 10^{-5}$			
1,2,4-Triméthylbenzène	$4,37 \times 10^{-5}$			
1,2-Dichloroéthane	$1,66 \times 10^{-5}$			
1,2-Dichloropropane	$1,76 \times 10^{-5}$			
1,3,5-Triméthylbenzène	$1,16 \times 10^{-5}$			
1,3-Butadiène	$3,23 \times 10^{-4}$			
2,2,4-Triméthylpentane	$3,33 \times 10^{-4}$	$1,12 \times 10^{-4}$	$1,21 \times 10^{-4}$	$2,24 \times 10^{-4}$
Acétaldéhyde	$3,05 \times 10^{-3}$			
Acroléine	$3,06 \times 10^{-3}$			
Benzène	$7,64 \times 10^{-4}$	$1,53 \times 10^{-4}$	$1,65 \times 10^{-4}$	$3,07 \times 10^{-4}$
Butane	$1,86 \times 10^{-3}$	$1,14 \times 10^{-3}$	$1,23 \times 10^{-3}$	$2,28 \times 10^{-3}$
Chlorobenzène	$1,75 \times 10^{-5}$			
Chloroforme	$1,85 \times 10^{-5}$			
Chlorure de vinyle	$9,72 \times 10^{-6}$			
Cyclohexane	$1,21 \times 10^{-4}$	$2,06 \times 10^{-4}$	$2,22 \times 10^{-4}$	$4,13 \times 10^{-4}$
Cyclopentane	$7,76 \times 10^{-5}$	$1,85 \times 10^{-4}$	$2,00 \times 10^{-4}$	$3,72 \times 10^{-4}$
Dibromure d'éthylène	$2,89 \times 10^{-5}$			
Dichlorométhane	$5,79 \times 10^{-5}$			
Éthane	$3,59 \times 10^{-2}$	$4,38 \times 10^{-2}$	$4,73 \times 10^{-2}$	$8,79 \times 10^{-2}$
Éthylbenzène	$4,25 \times 10^{-5}$	$1,04 \times 10^{-4}$	$1,12 \times 10^{-4}$	$2,08 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$2,17 \times 10^{-2}$			
Isobutane	$1,48 \times 10^{-3}$	$8,52 \times 10^{-4}$	$9,21 \times 10^{-4}$	$1,71 \times 10^{-3}$
Isopentane		$5,64 \times 10^{-4}$	$6,10 \times 10^{-4}$	$1,13 \times 10^{-3}$
Méthanol	$1,05 \times 10^{-3}$			
Méthylcyclohexane	$4,21 \times 10^{-4}$	$2,59 \times 10^{-4}$	$2,80 \times 10^{-4}$	$5,20 \times 10^{-4}$
Méthylcyclopentane		$1,15 \times 10^{-4}$	$1,25 \times 10^{-4}$	$2,31 \times 10^{-4}$
Naphtalène	$3,79 \times 10^{-5}$			
n-Hexane	$3,80 \times 10^{-4}$	$3,05 \times 10^{-3}$	$3,30 \times 10^{-3}$	$6,12 \times 10^{-3}$
n-Nonane	$3,76 \times 10^{-5}$	$1,75 \times 10^{-4}$	$1,90 \times 10^{-4}$	$3,52 \times 10^{-4}$
n-Octane	$1,20 \times 10^{-4}$	$5,02 \times 10^{-3}$	$5,43 \times 10^{-3}$	$1,01 \times 10^{-2}$
n-Pentane	$8,89 \times 10^{-4}$	$7,05 \times 10^{-4}$	$7,63 \times 10^{-4}$	$1,42 \times 10^{-3}$
Phénol	$1,66 \times 10^{-5}$			
Propane	$1,43 \times 10^{-2}$	$4,74 \times 10^{-3}$	$5,13 \times 10^{-3}$	$9,51 \times 10^{-3}$
Propylène	$3,44 \times 10^{-3}$			
Styrène	$2,16 \times 10^{-5}$			
Tétrachlorure de carbone	$2,39 \times 10^{-5}$			
Toluène	$3,79 \times 10^{-4}$	$3,59 \times 10^{-3}$	$3,89 \times 10^{-3}$	$7,22 \times 10^{-3}$
Xylènes	$1,54 \times 10^{-4}$	$1,04 \times 10^{-4}$	$1,12 \times 10^{-4}$	$2,08 \times 10^{-4}$

**Tableau 42 Inventaire des émissions annuelles (en kg/a) sur une plate-forme de production**

Contaminants	Compresseurs de puits	Équipements de procédé	Coffrage et migration	Systèmes pneumatiques	Soupapes de surpression	Purges	Totaux
Activité par plate-forme	1 compresseur (voir note)	1 ensemble de 1 037 composantes	6 puits	6 puits	15 soupapes	1 ensemble de purge	
NO <sub>x</sub>	27 239	0	0	0	0	0	27 239
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0
CO	8 832	0	0	0	0	0	8 832
CO <sub>2</sub>	868 725	15	88	164	< 1	9	869 001
CH <sub>4</sub>	9 156	10 590	62 947	116 843	13	6 309	205 858
PMt	390	0	0	0	0	0	390
PM <sub>2,5</sub>	390	0	0	0	0	0	390
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0
COV	3 052	446	2 654	4 926	< 1	266	11 345
HAP (éq. BaP)	0,005	0	0	0	0	0	0,005
Aldéhydes	574	0	0	0	0	0	574

**Note :** Il est impossible de déterminer les besoins précis au niveau des compresseurs. Il est possible qu'un compresseur soit suffisant pour couvrir de deux à trois plates-formes ou plus. Un compresseur par plate-forme (ou 1 par 6 puits) représente une situation conservatrice, au niveau de l'étude de dispersion atmosphérique.

**Tableau 43 Paramètres des sources d'émission sur une plate-forme de production pour l'étude de dispersion**

Paramètres d'émission	Compresseurs de puits	Équipements de procédé	Coffrage et migration	Systèmes pneumatiques
Nombre de sources	1	1	6	1
Température du gaz (°C) <sup>a</sup>	550	s.o.	ambient	s.o.
Débit du gaz (m <sup>3</sup> /min) <sup>a</sup>	60	s.o.	0,028	s.o.
Vitesse du gaz (m/s) <sup>b</sup>	25	s.o.	0,1	s.o.
Diamètre (cm)	22,6	s.o.	7,8	s.o.
Volume (L×L×H) (m)	s.o.	15×15×1	s.o.	15×15×1
Hauteur du point d'émission (m) <sup>a</sup>	3	0,5	0	0,5
Direction initiale du gaz <sup>c</sup>	H/V	s.o.	H/V	s.o.

**a** Valeur plutôt basse parmi la gamme possible.

**b** Valeur fixée selon ce qui est typiquement rencontré au niveau industriel.

**c** H/V – échappement qui peut être soit horizontal ou vertical selon la configuration.



## 5.2 TRAITEMENT DU GAZ DE SCHISTE

Selon le rapport du CIRAIG, un centre de traitement collecterait le gaz de toutes les plates-formes de production se situant à l'intérieur d'un périmètre de 400 km<sup>2</sup>. Ainsi, un maximum de 50 plates-formes de six puits pourrait être relié par gazoduc vers le centre de traitement en considérant que :

- chaque plate-forme couvrirait l'équivalent de 3,87 km<sup>2</sup> au niveau du sous-sol ;
- 50 % du territoire est libre de contraintes, tant sur le plan géomatique que sur le plan des refus du droit d'accès.<sup>78</sup>

En considérant une production totale de 3 milliards de pi<sup>3</sup> (85 millions de m<sup>3</sup>) par puits sur 25 ans, le centre de traitement devra avoir une capacité de traitement d'environ un milliard de m<sup>3</sup> par année. Les calculs des taux d'émission sont basés sur ces paramètres de production.

Dans un centre de traitement du gaz, les procédés et sources générateurs d'émissions atmosphériques sont les suivants :

- séparateur gaz-liquide: système de chauffage ;
- unité de déshydratation du gaz: évent du régénérateur de glycol, chaudière du régénérateur de glycol ;
- station de pressurisation : compresseurs ;
- ensemble du centre de traitement: équipement de procédé, soupape de surpression, purge d'équipement.

La possible utilisation d'une torchère ou de groupes électrogènes au centre de traitement est exclue de l'analyse.

Pour cette analyse, le traitement du gaz inclurait tout d'abord une étape de séparation de l'eau liquide suivie d'une étape de déshydratation au glycol. Le gaz sec serait ensuite pressurisé en vue de sa distribution dans le gazoduc du distributeur local. L'étape de séparation de l'eau liquide est intégrée au centre de traitement dans cette analyse, mais selon les conditions sur le terrain et la quantité d'eau dans le gaz, il se peut que la séparation doive être effectuée sur chaque plate-forme. Les systèmes de chauffage des séparateurs seraient alors aussi déplacés vers les plates-formes. Globalement cependant, les émissions totales de la séparation demeurerait similaires dans les deux cas.

Le nombre de procédés en exploitation au centre de traitement est un aspect important à déterminer en prévision de certains calculs. Avec le caractère évolutif d'un tel projet (p.ex. les 50 plates-formes seront construites sur plusieurs années), le centre de traitement pourrait être agrandi au fur et à mesure que la production augmente. Ceci impliquerait la construction de

---

<sup>78</sup> Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*, Novembre 2012.

plusieurs unités de séparation gaz-liquide, de déshydratation et de compression. D'ailleurs, aucun de ces procédés ne serait capable, du moins efficacement, de traiter le volume de gaz en une seule unité. Plusieurs compresseurs et unités de déshydratation devront être installés. Un ensemble de 10 unités de déshydratation et 10 compresseurs serait en mesure de traiter efficacement un milliard de mètres cubes de gaz par année.

Contrairement aux plates-formes de production, il est prévu que le centre de traitement du gaz ait accès au réseau électrique. Ceci permettrait d'installer de petits compresseurs électriques produisant de l'air comprimé pour l'activation des systèmes pneumatiques en place. En fait, il est rare pour une usine de grande taille d'utiliser du gaz sous pression pour cette fonction,<sup>79</sup> ce qui permet de négliger les systèmes pneumatiques comme sources d'émission.

Un accès électrique pourrait également permettre l'utilisation de compresseurs électriques pour la pressurisation du gaz de schiste vers le gazoduc, mais il est impossible de conclure que toutes les stations de pressurisation fonctionneront à l'électricité. En utilisant une approche de pire cas, l'utilisation de moteurs alimentés au gaz de schiste pour la compression du gaz est considérée afin d'évaluer l'impact potentiel du centre de traitement sur la qualité de l'air.

### 5.2.1 Systèmes de chauffage du gaz

La chaleur requise pour maintenir la température et prévenir le gel de certains dispositifs (p.ex. séparateurs, réservoirs) est généralement obtenue à partir de la combustion du gaz naturel dans une chaudière ou un système équivalent. Bien que les séparateurs gaz-liquide et les systèmes de chauffage puissent aussi être exploités au niveau des plates-formes en raison des conditions hivernales du Québec, l'analyse porte sur les besoins thermiques globaux et sont considérés uniquement au centre de traitement du gaz. Les taux d'émission résultants plus élevés en un même point permettront de vérifier leurs impacts sur la qualité de l'air dans la perspective où les séparateurs gaz-liquide pourraient être situés au centre de traitement et non sur les plates-formes.

En absence de données précises sur les besoins en chauffage du gaz au Québec, un taux de consommation du gaz naturel égal à 0,005 Nm<sup>3</sup> par Nm<sup>3</sup> de gaz de schiste à chauffer (ou 0,5 %), fondé sur l'expérience d'un fournisseur pour un projet en Saskatchewan<sup>80</sup> est utilisé. Aux fins de l'inventaire, la période de chauffage s'étend sur six mois.

Les facteurs d'émission retenus et l'estimation des émissions atmosphériques des systèmes de chauffage du gaz à un centre de traitement sont donnés au tableau 44.

---

<sup>79</sup> Canadian Association for Petroleum Producers, *Estimation of flaring and venting volumes from upstream oil and gas facilities*, 2002.

<sup>80</sup> Weatherford, *GRIT natural-gas-line heater: Your best line of defense against freezing*.

**Tableau 44 Facteurs et taux d'émission d'un système de chauffage du gaz d'un centre de traitement du gaz**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/Nm <sup>3</sup> )	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>c</sup>	0,99	0,16	2 519	0,16
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0,269 <sup>e</sup>	0	0	0,043
CO	1,35	0,22	3 432	0,22
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	1 950	315,3	4 972 102	
CH <sub>4</sub>	6,1	0,98	15 491	
PMt	0,12	0,020	310	0,020
PM <sub>2.5</sub>	0,12	0,020	310	0,020
H <sub>2</sub> S <sup>d</sup>	0,0014 <sup>e</sup>	0	0	2,33 × 10 <sup>-4</sup>
COV	0,386	0,062	984	voir tableau 51
HAP (équivalent BaP)	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	2,41 × 10 <sup>-8</sup>	< 0,001	2,41 × 10 <sup>-8</sup>
Aldéhydes	0,0019	3,00 × 10 <sup>-4</sup>	5	voir tableau 50

**a** Basé sur un taux de consommation de 0,005 Nm<sup>3</sup> par Nm<sup>3</sup> chauffé pour le chauffage d'environ 117 000 Nm<sup>3</sup>/h de gaz de schiste.

**b** Basé sur une opération de 6 mois par année (4 380 h/a).

**c** Norme RAA : 0,99 g/Nm<sup>3</sup> (équivalent à 26 g/GJ pour un nouvel appareil de combustion).

**d** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le gaz de schiste. Le taux de destruction du gaz est fixé à 99 %.

**e** Applicable pour la modélisation seulement. Correspond à zéro pour l'inventaire (aucun soufre dans le gaz de schiste).

## 5.2.2 Événements des régénérateurs de glycol

Le procédé de déshydratation consiste à éliminer l'humidité du gaz de schiste en le combinant sous pression à une solution concentrée en glycol (p.ex. triéthylène glycol) qui absorbe l'eau et d'autres composés chimiques (p.ex. méthane, benzène, etc.). À la sortie de la colonne d'absorption, la solution de glycol riche en eau est pompée vers un régénérateur dont la fonction est de chasser l'eau en chauffant la solution qui pourra être réutilisée. La vapeur d'eau et les autres composés chimiques qui avaient été absorbés sont alors ventilés à l'atmosphère ou envoyés vers un système de contrôle des émissions. Toutefois, dans l'optique où il n'est pas requis d'installer un système de contrôle (p.ex. torchère ou incinérateur), seules les émissions liées à la ventilation des gaz du régénérateur à l'atmosphère sont considérées dans cette section.

Un procédé de déshydratation peut également intégrer un réservoir de détente (*flash tank*) entre la colonne d'absorption et le régénérateur avec objectif de dépressuriser la solution de glycol avant le chauffage causant ainsi la volatilisation d'une majorité des hydrocarbures légers qui avaient été absorbés. Ce gaz peut ensuite être utilisé comme carburant secondaire à la chaudière du régénérateur qui est une autre source d'émissions atmosphériques du procédé de déshydratation. Le réservoir de détente permet de réduire considérablement les émissions de méthane et d'autres gaz à l'événement du régénérateur à l'exception des BTEX qui demeurent majoritairement dans la phase liquide lors de la dépressurisation. Le réservoir de détente est exclus du procédé dans le cadre de cette analyse, afin d'établir des taux d'émission conservateurs.

La capacité de traitement d'une unité de déshydratation typique est relativement faible comparée à la quantité de gaz à traiter selon les spécifications de la section 5.1. Ainsi, pour un débit de gaz maximal de 2 800 000 Nm<sup>3</sup>/jr, le centre de traitement pourrait nécessiter dix (10) unités de déshydratation indépendantes. Cette hypothèse s'appuie sur le fait qu'une minorité des unités de déshydratation répertoriées aux États-Unis a une capacité de traitement supérieure à 10 MMscfd (ou environ 285 000 Nm<sup>3</sup>/jr).<sup>81</sup>

Les émissions de CH<sub>4</sub> de l'évent du régénérateur ont été déterminées à l'aide du protocole de quantification des GES de l'API<sup>82</sup> procurant un facteur d'émission pour les unités de déshydratation sans réservoir de détente (0,233 g CH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> gaz traité) et un facteur d'émission pour les pompes de glycol fonctionnant au gaz (0,837 g CH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> gaz traité). Ce dernier peut devenir nul si des pompes électriques sont utilisées à la place. L'API propose également d'utiliser le facteur d'émission combiné (1,07 g CH<sub>4</sub>/Nm<sup>3</sup> gaz traité) pour estimer les émissions de CO<sub>2</sub> au prorata de la concentration de CO<sub>2</sub> dans le gaz de schiste (0,00055 g CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> gaz traité). La même approche est appliquée pour le H<sub>2</sub>S, l'éthane et le propane en absence de facteurs d'émission concrets, étant tous des gaz dans des conditions de pression et température ambiante. Prendre note que les facteurs d'émission de l'API ont été ajustés en fonction de la composition en méthane du gaz de schiste d'Utica.

De l'ensemble des COV contenus dans le gaz de schiste, le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes (BTEX) sont ceux qui sont le plus propices à être absorbés par la solution de glycol. Ils sont donc les principaux COV à être rejetés à l'atmosphère lors de l'étape de régénération du glycol. D'après des données de l'US-EPA, les BTEX représentent plus de 50 % des COV émis par l'évent du régénérateur.<sup>83</sup> Cette même source procure un facteur d'émission de 0,15 g/Nm<sup>3</sup> traité pour les COV (excluant éthane) qui a été ajusté pour tenir compte de l'éthane selon la méthode mentionnée ci-dessus (+0,02 g éthane/Nm<sup>3</sup> traité). Par ailleurs, le facteur d'émission pour les BTEX (0,082 g BTEX/Nm<sup>3</sup> traité) a été partagé selon la composition de ces composés chimiques dans le gaz de schiste.

Les facteurs d'émission retenus et l'estimation des émissions atmosphériques des événements des régénérateurs de glycol sont donnés au tableau 45. Les détails des émissions de COV sont présentés au tableau 51.

---

<sup>81</sup> United States Environmental Protection Agency, *Locating and estimating air toxic emissions from sources, Benzene – Part 2*, EPA 454/R-98-011, p. 6-6.

<sup>82</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009.

<sup>83</sup> United States Environmental Protection Agency, *Locating and estimating air toxic emissions from sources, Benzene – Part 2*, EPA 454/R-98-011, p. 6-9.

**Tableau 45 Facteurs et taux d'émission d'un événement d'un régénérateur de glycol d'un centre de traitement du gaz**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/Nm <sup>3</sup> traité)		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	5,45 × 10 <sup>-4</sup>		0,0018	56	
CH <sub>4</sub>	1,07		3,46	109 103	
H <sub>2</sub> S	0	1,09 × 10 <sup>-4</sup>	0	0	3,52 × 10 <sup>-4</sup>
COV	0,17		0,535	16 875	voir tableau 51

a Basé sur un débit de gaz total à traiter d'environ 117 000 Nm<sup>3</sup>/h et l'exploitation de 10 unités de déshydratation au glycol au centre de traitement.

b Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

### 5.2.3 Systèmes de chauffage des régénérateurs de glycol

Les régénérateurs de glycol nécessitent une source de chaleur afin d'atteindre les températures de 150 à 200°C requises par le procédé. Du gaz naturel est donc brûlé dans un système de chauffage à contact indirect et les gaz de combustion sont rejetés à l'atmosphère. La consommation de gaz naturel est proportionnelle à la quantité d'eau dans le gaz de schiste qui peut varier jusqu'à un facteur 100 selon les conditions de transport du gaz.<sup>84</sup>

Afin d'établir un taux de consommation de gaz naturel par volume de gaz à déshydrater, le facteur d'émission d'Environ International Corporation<sup>85</sup> pour les NO<sub>x</sub> correspondant au procédé de déshydratation, soit 0,052 lb/MMscf (ou 0,833 mg NO<sub>x</sub>/Nm<sup>3</sup> gaz traité), a été divisée par le facteur d'émission des NO<sub>x</sub> pour la combustion du gaz naturel selon la compilation AP-42 de l'US-EPA (1,6 g/Nm<sup>3</sup>)<sup>86</sup> pour obtenir un taux de consommation de 0,0005 Nm<sup>3</sup> de gaz naturel par Nm<sup>3</sup> de gaz de schiste traité (ou 0,05 %). Cette valeur se situe dans la plage supérieure des taux de consommation potentiels lorsque mise en contexte avec les caractéristiques typiques d'un procédé de déshydratation, tel qu'établi dans un document du CAPP :<sup>87</sup>

- 0,003 à 0,008 Nm<sup>3</sup> gaz naturel brûlé par litre de glycol circulé ;
- 16 à 33 litres de glycol circulé par kg H<sub>2</sub>O dans le gaz de schiste ;
- 0,0003 à 0,003 kg H<sub>2</sub>O par Nm<sup>3</sup> de gaz de schiste selon la pression et température de transport.

<sup>84</sup> Canadian Association for Petroleum Producers, *Fuel gas best management practices, Efficient use of fuel gas in glycol dehydrators*, Mai 2008, Annexe D.

<sup>85</sup> Environ International Corporation, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, Novembre 2008, p. 47.

<sup>86</sup> United States Environmental Protection Agency, *Emission factors & AP-42: Compilation of air pollutant emission factors*, volume I, 5<sup>th</sup> édition, Section 1.4 Natural gas combustion.

<sup>87</sup> Canadian Association for Petroleum Producers, *Fuel gas best management practices, Efficient use of fuel gas in glycol dehydrators*, Mai 2008.

Les mêmes facteurs d'émission que ceux utilisés pour le système de chauffage du gaz (section 5.2.1) sont considérés pour le système de chauffage des régénérateurs de glycol. Ces facteurs et les taux d'émission résultants sont présentés au tableau 46 et aux tableaux 50 et 51 pour les COV et les aldéhydes.

**Tableau 46 Facteurs et taux d'émission du système de chauffage d'un régénérateur de glycol d'un centre de traitement du gaz**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/Nm <sup>3</sup> )	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>c</sup>	0,99	0,0017	52	0,0017
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0,269 <sup>e</sup>	0	0	0,00045
CO	1,35	0,0023	71	0,0023
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	1 950	3,28	103 420	
CH <sub>4</sub>	6,1	0,01	322	
PMt	0,12	0,0002	7	0,0002
PM <sub>2,5</sub>	0,12	0,0002	7	0,0002
H <sub>2</sub> S <sup>d</sup>	0,0014 <sup>e</sup>	0	0	2,28 × 10 <sup>-6</sup>
COV	0,386	0,0007	21	voir tableau 51
HAP (équivalent BaP)	1,49 × 10 <sup>-7</sup>	2,50 × 10 <sup>-10</sup>	< 0,001	2,50 × 10 <sup>-10</sup>
Aldéhydes	0,0019	3,12 × 10 <sup>-6</sup>	< 1	voir tableau 50

a Basé sur un taux de consommation de 0,0005 Nm<sup>3</sup> de gaz naturel par Nm<sup>3</sup> de gaz à déshydrater pour environ 117 000 Nm<sup>3</sup>/h de gaz de schiste au total et l'exploitation de 10 unités de déshydratation au glycol au centre de traitement.

b Basé sur une opération de 8 760 h/a.

c Norme RAA : 0,99 g/Nm<sup>3</sup> (équivalent à 26 g/GJ pour un nouvel appareil de combustion).

d Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le gaz de schiste. Le taux de destruction du gaz lors de la combustion est fixé à 99 %.

e Applicable pour la modélisation seulement. Correspond à zéro pour l'inventaire (aucun soufre dans le gaz de schiste).

## 5.2.4 Stations de compression du gaz

À la sortie de l'unité de déshydratation, le gaz sec doit être compressé en vue de sa distribution dans le gazoduc du distributeur local. La puissance requise pour ce travail dépend de plusieurs facteurs, dont le débit de gaz à compresser, la pression d'entrée, la pression de livraison et le rendement des compresseurs. Seul le débit est connu pour le moment. Une puissance mécanique de 1 kW permettrait une livraison d'un débit de 225 Nm<sup>3</sup>/jr en moyenne à une pression supérieure à 20 atm<sup>88</sup> ou 35 atm<sup>89</sup> selon la référence. Pour un débit maximum de 2 800 000 Nm<sup>3</sup> par jour selon le scénario établi à la section 5.2, la puissance totale requise pour les compresseurs atteindrait environ 12 400 kW.

Il est réaliste de croire qu'une dizaine de compresseurs d'une puissance de l'ordre de 1 240 kW chacun seraient installés. Le choix des facteurs d'émission pour ces compresseurs suit la même approche expliquée à la section 5.1.1, sélectionnant une valeur conservatrice dans la

<sup>88</sup> Eastern Research Group Inc, *Natural gas compressor engine survey and engine NOx emissions at gas production facilities*, préparé pour Houston Advanced Research Center, 2005, p. 2-7.

<sup>89</sup> Hickman, D.A., *Improving the process for sizing reciprocating compressors*, 2013.

mesure où le type de configuration des moteurs est inconnu (p.ex. 2 vs. 4 temps, mélange pauvre vs riche, contrôle ou non des NO<sub>x</sub>). Les facteurs d'émission retenus et les taux d'émission de contaminants pour la compression du gaz sont présentés au tableau 47. Le détail pour les émissions des aldéhydes et des COV sont respectivement présentés aux tableaux 50 et 51.

**Tableau 47 Facteurs et taux d'émission d'un compresseur d'un centre de traitement du gaz de schiste**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/kWh)	Inventaire		Modélisation
		Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>b</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
NO <sub>x</sub> <sup>c</sup>	15,8	5,45	171 756	5,45
SO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	0,085 <sup>e</sup>	0	0	0,029
CO <sup>f</sup>	18,7	6,44	203 217	6,44
CO <sub>2</sub> <sup>d</sup>	610,3	210	6 629 044	
CH <sub>4</sub>	6,4	2,22	69 867	
PMt	0,27	0,094	2 974	0,094
PM <sub>2.5</sub>	0,27	0,094	2 974	0,094
H <sub>2</sub> S <sup>d</sup>	2,28 × 10 <sup>-4</sup> <sup>e</sup>	0	0	7,85 × 10 <sup>-5</sup>
COV <sup>g</sup>	2,32	0,80	25 181	voir tableau 51
HAP (équivalent BaP)	3,70 × 10 <sup>-6</sup>	1,27 × 10 <sup>-6</sup>	0,040	1,27 × 10 <sup>-6</sup>
Aldéhydes	0,40	0,139	4 382	voir tableau 50

**a** Basé sur une puissance appliquée de 1 240 kW par compresseur.

**b** Basé sur une opération de 8 760 heures par année.

**c** Norme RAA : 30,0 g/kWh (équivalent à 2,5 g/MJ).

**d** Taux d'émission basés principalement sur un bilan de soufre (SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S) ou de carbone (CO<sub>2</sub>) dans le gaz de schiste.

**e** Applicable pour la modélisation seulement. Correspond à zéro pour l'inventaire (aucun soufre dans le gaz de schiste).

**f** Norme RAA : 21,6 g/kWh (équivalent à 1,8 g/MJ).

**g** Norme RAA : 26,4 g d'hydrocarbures par kWh (équivalent à 2,2 g/MJ).

## 5.2.5 Fuites des équipements de procédé

Des émissions fugitives de procédé peuvent également survenir au centre de traitement du gaz. Les mêmes facteurs d'émission par type d'équipement que pour la plate-forme (section 5.1.2) sont considérés. L'inventaire générique par type d'équipement pour un centre de traitement comportant un système de chauffage du gaz, dix (10) séparateurs gaz-liquide, dix (10) unités de mesure du gaz, dix (10) unités de déshydratation et dix (10) compresseurs est le suivant :

- 4 500 connecteurs ;
- 1 100 vannes ;
- 30 joints de compresseur ;
- 80 soupapes de sûreté ;
- 210 lignes ouvertes.

Le taux d'émission total par contaminant a été déterminé selon le facteur d'émission pondéré de 1,367 g par heure par équipement de procédé et la concentration du contaminant dans le gaz de schiste. Les facteurs d'émission et les taux d'émission sont présentés au tableau 48 alors que le détail des émissions de COV est présenté au tableau 50.

**Tableau 48 Facteurs et taux d'émission des émissions fugitives des équipements de procédé d'un centre de traitement du gaz**

Contaminants	Facteurs d'émission (g/a/équipement)		Inventaire		Modélisation
	Inventaire	Modélisation	Taux moyens (g/s) <sup>a</sup>	Totaux (kg/a) <sup>a</sup>	Taux maximums (g/s) <sup>a</sup>
CO <sub>2</sub>	16		0,0030	95	
CH <sub>4</sub>	11 476		2,15	67 935	
H <sub>2</sub> S	0	2,28	0	0	4,27 × 10 <sup>-4</sup>
COV	484		0,091	2 864	voir tableau 51

<sup>a</sup> Basé sur une usine comprenant 5 920 composantes et une opération de 8 760 heures par année.

### 5.2.6 Soupapes de surpression

La même approche de calculs exposée à la section 5.1.5 est appliquée pour les soupapes de surpression d'un centre de traitement de gaz. Ainsi, les facteurs et taux d'émission par soupape présentés au tableau 38 sont aussi applicables aux centres de traitement du gaz.

### 5.2.7 Purges d'équipement

Les purges de gaz peuvent être requises au centre de traitement, notamment pour les compresseurs et le réseau de collecte, mais également pour les séparateurs gaz-liquide et les unités de déshydratation. Comme mentionné à la section 5.1.6, l'API propose des taux annuels de perte de gaz de 15 500 scfy (ou 440 Nm<sup>3</sup>/a) pour la purge et le redémarrage d'un compresseur et de 392 scfy/mile (ou 7 Nm<sup>3</sup>/a/km) pour la purge du réseau de collecte. Pour ce dernier, une distance maximale de 2 km est considérée pour un centre de traitement. Pour chaque séparateur et récipient de l'unité de déshydratation (colonne d'absorption et régénérateur), un taux d'émission de 99 scfy (3 Nm<sup>3</sup>/a) est suggéré.<sup>90</sup> Donc au total, les émissions annuelles de gaz de schiste à l'atmosphère des purges d'équipement atteignent environ 4 500 Nm<sup>3</sup> selon la distribution suivante :

- 4 400 Nm<sup>3</sup> pour les dix compresseurs ;
- 14 Nm<sup>3</sup> pour le réseau de distribution au centre de traitement ;
- 90 Nm<sup>3</sup> pour les trente récipients (dix séparateurs, dix colonnes, et dix régénérateurs).

Ces émissions de gaz de schiste se traduisent par les facteurs et taux d'émission de GES et de COV présentés au tableau 49.

<sup>90</sup> American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industries*, Août 2009, p. 5-91.



**Tableau 49 Facteurs et taux d'émission des purges d'équipements d'un centre de traitement**

Contaminants	Facteurs d'émission (kg/a/centre)	Inventaire	
		Taux moyens (g/s)	Totaux (kg/a)
CO <sub>2</sub>	4	0,00014	4
CH <sub>4</sub>	3 155	0,10	3 155
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	133	0,0042	133

### 5.2.8 Détail des émissions de COV et d'aldéhydes

Les tableaux 50 et 51 présentent le détail des taux d'émission maximums des aldéhydes et des COV des sources d'un centre de traitement du gaz en exploitation.

**Tableau 50 Taux d'émission (en g/s par unité) d'aldéhydes d'un centre de traitement du gaz de schiste pour l'étude de dispersion**

Aldéhydes	Chauffage du gaz	Chauffage du régénérateur de glycol	Compression du gaz
Acétaldéhyde	$3,32 \times 10^{-5}$	$3,46 \times 10^{-7}$	$1,51 \times 10^{-2}$
Acroléine	$3,01 \times 10^{-5}$	$3,13 \times 10^{-7}$	$1,52 \times 10^{-2}$
Benzaldéhyde	$4,25 \times 10^{-5}$	$4,42 \times 10^{-7}$	
Butanal			$8,53 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$1,94 \times 10^{-4}$	$2,02 \times 10^{-6}$	$1,08 \times 10^{-1}$

### 5.2.9 Compilation et paramètres des émissions

Une synthèse de l'inventaire annuel des contaminants concernant le traitement du gaz de schiste brut est présentée au tableau 52 alors que les paramètres d'émission associés à chaque source (p.ex. température du gaz, débit du gaz, etc.) sont spécifiés au tableau 53.

**Tableau 51 Taux d'émission (en g/s par unité) des COV d'un centre de traitement du gaz de schiste pour l'étude de dispersion**

COV	Chauffage du gaz	Évent du régénérateur de glycol	Chauffage du régénérateur de glycol	Compression du gaz	Équipements de procédé (centre de traitement)
1,1,2,2-Tétrachloroéthane				$1,29 \times 10^{-4}$	
1,1,2-Trichloroéthane				$1,03 \times 10^{-4}$	
1,1-Dichloroéthane				$7,63 \times 10^{-5}$	
1,2,3-Triméthylbenzène				$6,91 \times 10^{-5}$	
1,2,4-Triméthylbenzène				$2,17 \times 10^{-4}$	
1,2-Dichloroéthane				$8,24 \times 10^{-5}$	
1,2-Dichloropropane				$8,71 \times 10^{-5}$	
1,3,5-Triméthylbenzène				$5,73 \times 10^{-5}$	
1,3-Butadiène				$1,60 \times 10^{-3}$	
2,2,4-Triméthylpentane	$4,11 \times 10^{-4}$		$4,28 \times 10^{-6}$	$1,65 \times 10^{-3}$	$7,16 \times 10^{-4}$
Acétaldéhyde	$3,32 \times 10^{-5}$		$3,46 \times 10^{-7}$	$1,51 \times 10^{-2}$	
Acroléine	$3,01 \times 10^{-5}$		$3,13 \times 10^{-7}$	$1,52 \times 10^{-2}$	
Benzaldéhyde	$4,25 \times 10^{-5}$		$4,42 \times 10^{-7}$		
Benzène	$5,63 \times 10^{-4}$	$1,02 \times 10^{-2}$	$5,86 \times 10^{-6}$	$3,79 \times 10^{-3}$	$9,80 \times 10^{-4}$
Butane	$5,44 \times 10^{-3}$	$3,52 \times 10^{-3}$	$5,66 \times 10^{-5}$	$9,23 \times 10^{-3}$	$7,29 \times 10^{-3}$
Chlorobenzène				$8,67 \times 10^{-5}$	
Chloroforme				$9,19 \times 10^{-5}$	
Chlorure de vinyle				$4,82 \times 10^{-5}$	
Cyclohexane	$7,58 \times 10^{-4}$		$7,88 \times 10^{-6}$	$6,01 \times 10^{-4}$	$1,32 \times 10^{-3}$
Cyclopentane	$6,82 \times 10^{-4}$		$7,09 \times 10^{-6}$	$3,85 \times 10^{-4}$	$1,19 \times 10^{-3}$
Dibromure d'éthylène				$1,43 \times 10^{-4}$	
Dichlorométhane				$2,87 \times 10^{-4}$	
Éthane	$1,61 \times 10^{-1}$	$2,63 \times 10^{-1}$	$1,68 \times 10^{-3}$	$1,78 \times 10^{-1}$	$2,81 \times 10^{-1}$

COV	Chauffage du gaz	Évent du régénérateur de glycol	Chauffage du régénérateur de glycol	Compression du gaz	Équipements de procédé (centre de traitement)
Éthylbenzène	$3,83 \times 10^{-4}$	$6,96 \times 10^{-3}$	$3,98 \times 10^{-6}$	$2,11 \times 10^{-4}$	$6,66 \times 10^{-4}$
Formaldéhyde	$1,94 \times 10^{-4}$		$2,02 \times 10^{-6}$	$1,08 \times 10^{-1}$	
Isobutane	$3,14 \times 10^{-3}$	$2,64 \times 10^{-3}$	$3,27 \times 10^{-5}$	$7,32 \times 10^{-3}$	$5,46 \times 10^{-3}$
Isopentane	$2,08 \times 10^{-3}$	$1,41 \times 10^{-3}$	$2,16 \times 10^{-5}$		$3,62 \times 10^{-3}$
Méthanol				$5,19 \times 10^{-3}$	
Méthylcyclohexane	$9,55 \times 10^{-4}$		$9,93 \times 10^{-6}$	$2,09 \times 10^{-3}$	$1,66 \times 10^{-3}$
Méthylcyclopentane	$4,24 \times 10^{-4}$		$4,41 \times 10^{-6}$		$7,39 \times 10^{-4}$
Naphtalène	$1,58 \times 10^{-6}$		$1,64 \times 10^{-8}$	$1,88 \times 10^{-4}$	
n-Hexane	$1,12 \times 10^{-2}$	$6,38 \times 10^{-3}$	$1,17 \times 10^{-4}$	$1,88 \times 10^{-3}$	$1,96 \times 10^{-2}$
n-Nonane	$6,47 \times 10^{-4}$		$6,73 \times 10^{-6}$	$1,87 \times 10^{-4}$	$1,13 \times 10^{-3}$
n-Octane	$1,85 \times 10^{-2}$	$7,92 \times 10^{-3}$	$1,92 \times 10^{-4}$	$5,95 \times 10^{-4}$	$3,22 \times 10^{-2}$
n-Pentane	$6,74 \times 10^{-3}$	$1,76 \times 10^{-3}$	$7,01 \times 10^{-5}$	$4,41 \times 10^{-3}$	$4,52 \times 10^{-3}$
Phénol				$8,22 \times 10^{-5}$	
Propane	$1,75 \times 10^{-2}$	$1,94 \times 10^{-2}$	$1,82 \times 10^{-4}$	$7,11 \times 10^{-2}$	$3,04 \times 10^{-2}$
Propylène	$4,46 \times 10^{-4}$		$4,63 \times 10^{-6}$	$1,70 \times 10^{-2}$	
Styrène				$1,07 \times 10^{-4}$	
Tétrachlorure de carbone				$1,18 \times 10^{-4}$	
Toluène	$1,32 \times 10^{-2}$	$2,41 \times 10^{-1}$	$1,38 \times 10^{-4}$	$1,88 \times 10^{-3}$	$2,31 \times 10^{-2}$
Xylènes	$3,83 \times 10^{-4}$	$6,96 \times 10^{-3}$	$3,98 \times 10^{-6}$	$7,63 \times 10^{-4}$	$6,66 \times 10^{-4}$

**Tableau 52 Inventaire des émissions annuelles (en kg/a) d'un centre de traitement du gaz de schiste**

Contaminants	Chauffage du gaz	Événements du régénérateur	Chauffage du régénérateur	Compression du gaz	Équipements de procédé	Soupapes de surpression	Purges d'équipements	Totaux
Activité par centre de traitement	1	10	10	10	1 ensemble de 5 920 composantes	80 soupapes	1 ensemble de purge	
NO <sub>x</sub>	2 519	0	524	1 717 563	0	0	0	1 720 606
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
CO	3 432	0	714	2 032 174	0	0	0	2 036 319
CO <sub>2</sub>	4 972 102	556	1 034 197	66 290 438	95	< 1	4	72 297 392
CH <sub>4</sub>	15 491	1 091 028	3 222	698 670	67 935	69	3 155	1 879 569
PMt	310	0	65	29 740	0	0	0	30 115
PM <sub>2,5</sub>	310	0	65	29 740	0	0	0	30 115
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
COV	984	168 751	205	251 812	2 864	3	133	424 752
HAP (éq. BaP)	< 0,001	0	< 0,001	0,401	0	0	0	0,402
Aldéhydes	5	0	1	43 817	0	0	0	43 823

**Tableau 53 Paramètres des sources d'émission d'un centre de traitement du gaz pour l'étude de dispersion**

Paramètres d'émission	Chauffage du gaz	Événement du régénérateur de glycol	Chauffage du régénérateur de glycol	Compression du gaz	Équipements de procédé
Nombre de sources	1	10	10	10	1
Température du gaz (°C) <sup>a</sup>	150	150	150	550	s.o.
Débit du gaz (m <sup>3</sup> /min) <sup>a</sup>	130	0,6	2	200	s.o.
Vitesse du gaz (m/s) <sup>b</sup>	15	0,2	1	40	s.o.
Diamètre (cm)	42,9	25,3	20,6	32,6	s.o.
Volume (L×L×H) (m)	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	60 × 60 × 5
Hauteur du point d'émission (m) <sup>a</sup>	6	10	10	5	2,5
Direction initiale du gaz <sup>c</sup>	V	V	V	H/V	s.o.

<sup>a</sup> Valeur plutôt basse de la gamme possible.

<sup>b</sup> Valeur fixée selon ce qui est typiquement rencontré au niveau industriel.

<sup>c</sup> V – échappement vertical; H/V – échappement qui peut être soit horizontal ou vertical selon la configuration.

## 6. CONCLUSION ET SOMMAIRE DES ÉMISSIONS

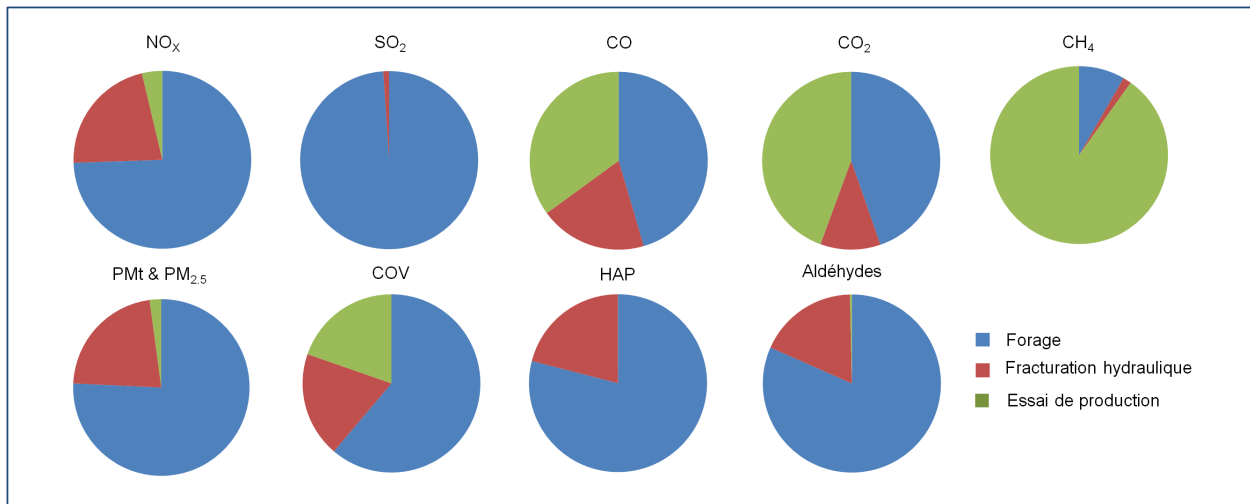
La présente étude a pour but d'établir des taux d'émission pour les principaux contaminants atmosphériques individuels (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, PMt et PM<sub>2,5</sub>) et groupes de contaminants (70 COV, 18 HAP et 18 aldéhydes) liés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. Les émissions de deux gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub> et CH<sub>4</sub>) ont également été évaluées. Les taux d'émission établis dans ce rapport seront considérés lors des travaux de modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants permettant d'évaluer l'impact des émissions sur la qualité de l'air ambiant (deuxième volet du présent mandat). À cet égard, les taux d'émission ont été développés afin de représenter des conditions d'exploitation plutôt pessimistes, ce qui permettra de vérifier si les différentes activités (forage, fracturation hydraulique, compression, etc.) pourraient éventuellement mener à des dépassements des normes et critères de qualité de l'air ambiant québécois. Cette approche a donc nécessité la collecte de facteurs d'émission plutôt élevés qui n'intègrent pas les meilleures technologies de réduction des émissions atmosphériques disponibles ou les meilleures pratiques de travail. Des conditions d'exploitation maximales (p.ex. moteur à plein régime) ont également été appliquées pour le calcul de taux d'émission en vue de la modélisation.

Les facteurs d'émission ont également été utilisés pour calculer des émissions totales pour les trois phases associées à l'industrie du gaz de schiste (exploration de sites, développement de plates-formes, et production). Pour cette tâche, des conditions d'exploitation et durées de travail typiques pour chaque activité et équipement en cause ont été considérées. Les émissions totales par phase d'activité et contaminant sont présentées au tableau 54. Il faut toutefois préciser que ces estimations sont pessimistes pour les raisons évoquées plus tôt. La répartition des émissions par activités principales (p.ex. forage, fracturation hydraulique, etc.) est illustrée aux figures 4 à 6.

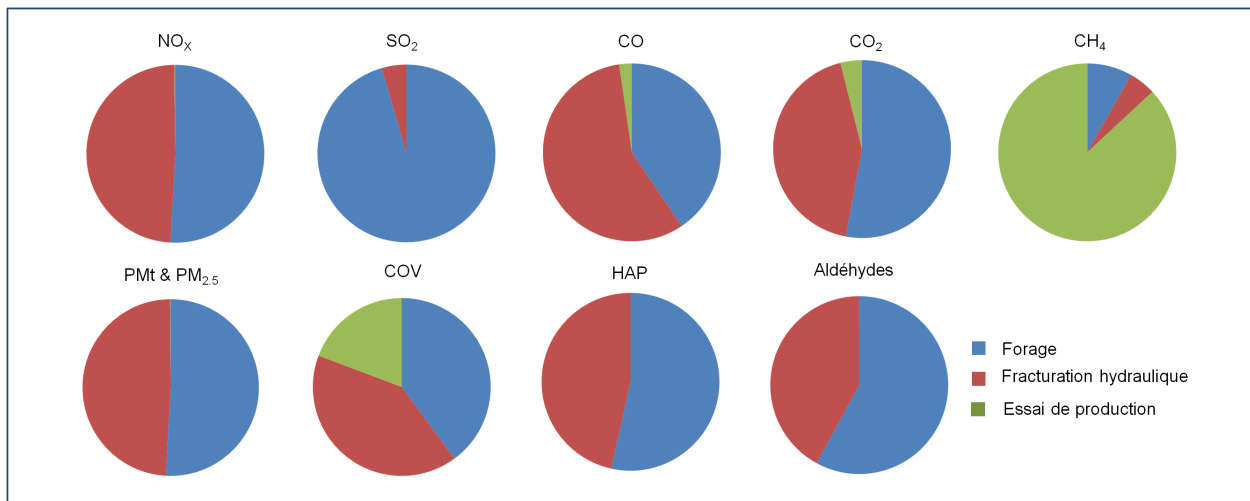
**Tableau 54 Inventaire des émissions atmosphériques de contaminants pour chaque phase d'un projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec**

Contaminant	Phase d'exploration (2 puits) (kg)	Phase de développement d'une plate-forme (6 puits) (kg)	Phase d'exploitation (50 plates-formes (300 puits) et un centre de traitement du gaz) (kg/an)
NO <sub>x</sub>	47 840	286 453	3 082 554
SO <sub>2</sub>	659	2 063	0
CO	27 570	126 228	2 477 903
CO <sub>2</sub>	5 830 601	19 806 731	115 747 443
CH <sub>4</sub>	6 577	27 461	12 172 059
PMt	1 881	11 401	49 602
PM <sub>2,5</sub>	1 827	11 162	49 602
H <sub>2</sub> S	0	0	0
COV	5 809	36 471	991 993
HAP (éq. BaP)	0,823	4,977	0,665
Aldéhydes	674	3 878	72 534

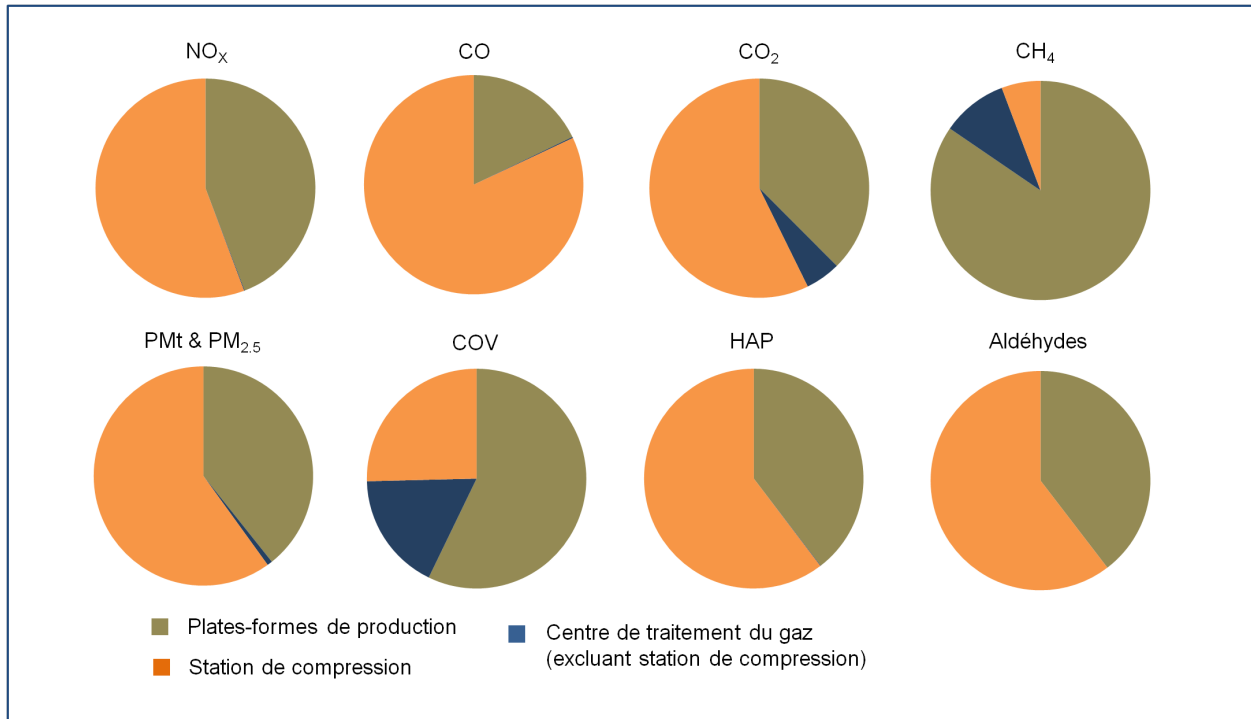
**Figure 4 Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase d'exploration**



**Figure 5 Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase de développement d'une plate-forme**



**Figure 6 Répartition des émissions atmosphériques de contaminants selon les activités pour la phase d'exploitation du gaz de schiste**







## RÉFÉRENCES

- ACCENTURE, *Water and shale gas development*, [www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Water-And-Shale-Gas-Development.pdf](http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/PDF/Accenture-Water-And-Shale-Gas-Development.pdf).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry*, août 2009, [www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009\\_ghg\\_compendium.pdf](http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_ghg_compendium.pdf).
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, *Proposed rulemaking – oil and gas sector regulations*, préparé à l'attention de United States Environmental Protection Agency, mars 2011, [www.whitehouse.gov/sites/default/files/omb/assets/oira\\_2060/2060\\_03222012-2.pdf](http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/omb/assets/oira_2060/2060_03222012-2.pdf).
- ARKANSAS DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL QUALITY, *Emissions inventory & ambient air monitoring of natural gas production in the Fayetteville shale region*, novembre 2011, [www.adeq.state.ar.us/air/](http://www.adeq.state.ar.us/air/).
- ARMENDARIZ, AI, *Emissions from natural gas production in the Barnett shale area and opportunities for cost-effective improvements*, préparé pour Environmental Defense Fund, janvier 2009, [www.edf.org/sites/default/files/9235\\_Barnett\\_Shale\\_Report.pdf](http://www.edf.org/sites/default/files/9235_Barnett_Shale_Report.pdf).
- CALIFORNIA AIR POLLUTION CONTROL OFFICERS ASSOCIATION, *California Emissions Estimator Model (CalEEMod)*, développé par Environ International Corporation, [www.caleemod.com/](http://www.caleemod.com/).
- CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY AIR RESOURCES BOARD, *California air toxics emission factor (CATEF) database*, <http://www.arb.ca.gov/ei/catef/catef.htm>.
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, *A national inventory of greenhouse gas (GHG), criteria air contaminant (CAC) and hydrogen sulphide (H<sub>2</sub>S) emissions by the upstream oil and gas industry, Volume 4: Methodology for CAC and H<sub>2</sub>S emissions*, septembre 2004, [www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=86224&DT=NTV](http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=86224&DT=NTV).
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, *A recommended approach to completing the National Pollutant Release Inventory (NPRI) for the upstream oil and gas industry*, mars 2007, [www.capp.ca/library/publications/policyRegulatory/pages/pubInfo.aspx?DocId=119572](http://www.capp.ca/library/publications/policyRegulatory/pages/pubInfo.aspx?DocId=119572).
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, *Calculating greenhouse gas emissions – Guide*, avril 2003, [www.capp.ca/library/publications/climateChange/pages/pubInfo.aspx?DocId=55904](http://www.capp.ca/library/publications/climateChange/pages/pubInfo.aspx?DocId=55904).
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, *Estimation of flaring and venting volumes from upstream oil and gas facilities – Guide*, mai 2002, [www.capp.ca/library/publications/sourGasFlaringVenting/pages/pubInfo.aspx?DocId=38234](http://www.capp.ca/library/publications/sourGasFlaringVenting/pages/pubInfo.aspx?DocId=38234).
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, *Fuel gas best management practices: Efficient use of fuel gas in glycol dehydrators*, mai 2008, [www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocId=137317](http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocId=137317).

- CATERPILLAR, *980H wheel loader specifications*, [www.cat.com/cda/layout?x=7&m=686343](http://www.cat.com/cda/layout?x=7&m=686343).
- CENTRE INTERUNIVERSITAIRE DE RECHERCHE SUR LE CYCLE DE VIE DES PRODUITS, PROCÉDÉS ET SERVICES (CIRAIG), *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, document synthèse préparé pour le CEES, août 2012.
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE (CEES), *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*, novembre 2012.
- DONALDSON, *Engine horsepower & exhaust flow guide*, [www.asia.donaldson.com/en/exhaust/support/datalibrary/1053747.pdf](http://www.asia.donaldson.com/en/exhaust/support/datalibrary/1053747.pdf).
- EASTERN RESEARCH GROUP, INC., *Characterization of oil and gas production equipment and develop a methodology to estimate statewide emissions – final report*, préparé pour Texas Commission on Environmental Quality, novembre 2010, [www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/ei/5820784003FY1026-20101124-ergi-oilGasEmissionsInventory.pdf](http://www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/ei/5820784003FY1026-20101124-ergi-oilGasEmissionsInventory.pdf).
- EASTERN RESEARCH GROUP, INC., *Drilling rig emission inventory for the state of Texas*, préparé pour Texas Commission on Environmental Quality, juillet 2009, [www.tceq.state.tx.us/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/ei/5820783985FY0901-20090715-ergi-Drilling\\_Rig\\_EI.pdf](http://www.tceq.state.tx.us/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/ei/5820783985FY0901-20090715-ergi-Drilling_Rig_EI.pdf).
- EASTERN RESEARCH GROUP, INC., *Natural gas compressor engine survey and engine NOx emissions at gas production facilities*, préparé pour Houston Advanced Research Center, 2005, [www.utexas.edu/research/ceer/GHG/files/ConfCallSupp/H40T121FinalReport.pdf](http://www.utexas.edu/research/ceer/GHG/files/ConfCallSupp/H40T121FinalReport.pdf).
- EASTERN RESEARCH GROUP, INC., *Natural gas compressor engine survey for gas production and processing facilities*, préparé pour Houston Advanced Research Center, octobre 2006, [www.utexas.edu/research/ceer/GHG/files/ConfCallSupp/H068FinalReport.pdf](http://www.utexas.edu/research/ceer/GHG/files/ConfCallSupp/H068FinalReport.pdf).
- ENGINEERING-SCIENCE INC., *Flare efficiency study*, préparé pour United States Environmental Protection Agency, EPA-600/2-83-052, 1983, [www.epa.gov/ttn/chieff/ap42/ch13/related/ref\\_01c13s05\\_jan1995.pdf](http://www.epa.gov/ttn/chieff/ap42/ch13/related/ref_01c13s05_jan1995.pdf).
- ENVIRON INTERNATIONAL CORPORATION, *Recommendations for improvements to the CENRAP states' oil and gas emissions inventories*, préparé pour Central States Regional Air Partnership, 2008, [www.wrapair.org/forums/ogwg/documents/2008-11\\_CENRAP\\_O&G\\_Report\\_11-13.pdf](http://www.wrapair.org/forums/ogwg/documents/2008-11_CENRAP_O&G_Report_11-13.pdf).
- GENTNER, Drew R., Gabriel ISAACMAN, David R. WORTON, Arthur W. H. CHAN, Timothy R. DALLMANN, Laura DAVIS, Shang LIU, Douglas A. DAY, Lynn M. RUSSELL, Kevin R. WILSON, Robin WEBER, Abhinav GUHA, Robert A. HARLEY, Allen H. GOLDSTEIN, *Elucidating secondary organic aerosol from diesel and gasoline vehicles through detailed characterization of organic carbon emissions*, Proceedings of the National Academy Sciences of the United States of America, vol. 109 (45), 2012, 18318–18323.
- GOUVERNEMENT DU CANADA, *Règlement modifiant le Règlement sur le soufre dans le carburant diesel*, juin 2012, [www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2011/2011-12-03/html/reg1-fra.html](http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2011/2011-12-03/html/reg1-fra.html).

- HICKMAN, Dwayne, *Improving the process for sizing reciprocating compressors*, 2013, [www.ctssnet.net/pdf/TB\\_ImprovTheProcess.pdf](http://www.ctssnet.net/pdf/TB_ImprovTheProcess.pdf).
- HOWARTH, Robert, Renee SANTORO, Anthony INGRAFFEA, *Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations – A letter*, *Climatic Change*, vol. 106, 2011, 679-690.
- JIANG, Mohan, Michael GRIFFIN, Chris HENDRICKSON, Paulina JARAMILLO, Jeanne VANBRIESEN, Aranya VENKATESH, *Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas*, *Environmental Research Letters*, vol. 6, 2011, <http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/034014>.
- LIANG, Fuyan, Mingming LU, Tim C. KEENER, Zifei LIUA, Soon-Jai KHANG, *The organic composition of diesel particulate matter, diesel fuel and engine oil of a non-road diesel generator*, *J. Environ. Monit.*, vol. 7, 2005, 983–988.
- MERICHEM COMPANY, *Comparative H<sub>2</sub>S economics for shale gas*, [www.merichem.com/resources/technical\\_papers/Comparative%20H2S%20Economics.pdf](http://www.merichem.com/resources/technical_papers/Comparative%20H2S%20Economics.pdf).
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, ENVIRONNEMENT, FAUNE ET PARCS, *Règlement sur l'Assainissement de l'Atmosphère*, juin 2011.
- MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, ENVIRONNEMENT, FAUNE ET PARCS, *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère*, version 2, 2013.
- NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION, *Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program: Well permit issuance for horizontal drilling and high-volume hydraulic fracturing to develop the Marcellus shale and other low-permeability gas reservoirs*, Version préliminaire révisée, septembre 2011.
- RODRIGUEZ, Ginna, Chenchen OUYANG, *Air emissions characterization and management for natural gas hydraulic fracturing operations in the United States*, School of Natural Resources and Environment, University of Michigan, avril 2013, [http://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/97418/Air%20Emissions%20Hydraulic%20Fracturing\\_04-23-2013.pdf?sequence=1](http://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/97418/Air%20Emissions%20Hydraulic%20Fracturing_04-23-2013.pdf?sequence=1).
- SANDER, Rolf, *Compilation of Henry's law constants for inorganic and organic species of potential importance in environmental chemistry*, avril 1999, [www.ceset.unicamp.br/~mariaacm/ST405/Lei%2520de%2520Henry.pdf](http://www.ceset.unicamp.br/~mariaacm/ST405/Lei%2520de%2520Henry.pdf).
- SCHAUER, James J., Mike J. KLEEMAN, Glen R. CASS, Bernd R. T. SIMONEIT, *Characterization and control of organic compounds emitted from air pollution sources*, préparé pour California Air Resources Board Research Division, avril 1998, [www.arb.ca.gov/research/apr/past/93-329a.pdf](http://www.arb.ca.gov/research/apr/past/93-329a.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Emission factors & AP-42, Compilation of air pollutant emission factors*, [www.epa.gov/ttnchie1/ap42/](http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/).

- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY CLIMATE CHANGE DIVISION, *Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry: Background technical support document*, [www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W\\_TSD.pdf](http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Exhaust and crankcase emission factors for nonroad engine modeling - Compression-ignition*, EPA-420-R-10-018 NR-009d, juillet 2010, [www.epa.gov/otaq/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10018.pdf](http://www.epa.gov/otaq/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10018.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Median life, annual activity, and load factor values for nonroad engine emissions modeling*, EPA-420-R-10-016 NR-005d, 2010, [www.epa.gov/otaq/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10016.pdf](http://www.epa.gov/otaq/models/nonrdmdl/nonrdmdl2010/420r10016.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Options for reducing methane emissions from pneumatic devices in the natural gas industry*, Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners, 2006, [www.epa.gov/gasstar/documents/ll\\_pneumatics.pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_pneumatics.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Locating and estimating air toxic emissions from sources – Benzene*, EPA 454/R-98-011, [www.epa.gov/ttnchie1/le/](http://www.epa.gov/ttnchie1/le/).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Air pollution control technology fact sheet – Flare*, EPA 452/F-03-019, [www.epa.gov/ttn/catc/dir1/fflare.pdf](http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/fflare.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *User's guide to TANKS, Storage tank emissions calculation software*, Version 4.0, septembre 1999, [www.epa.gov/ttnchie1/software/tanks/tank4man.pdf](http://www.epa.gov/ttnchie1/software/tanks/tank4man.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Methane emissions from the natural gas industry – Volume 14: Glycol dehydrators*, EPA 600/R-96-080n, juin 1996, [www.epa.gov/gasstar/documents/emissions\\_report/14\\_glycol.pdf](http://www.epa.gov/gasstar/documents/emissions_report/14_glycol.pdf).
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, 1995, *Protocol for equipment leak emission estimates*, EPA-453/R-95-017, novembre 1995, [www.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equiplks.pdf](http://www.epa.gov/ttnchie1/efdocs/equiplks.pdf)
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *SCREEN3 Model User's Guide*, Office of Air Quality Planning and Standards, EPA-454/B-95-004, September 1995.
- UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, 1994, *Air emissions models for waste and wastewater*, EPA 453/R-94-080A, novembre 1994, [www.epa.gov/ttnchie1/software/water/air\\_emission\\_models\\_waste\\_wastewater.pdf](http://www.epa.gov/ttnchie1/software/water/air_emission_models_waste_wastewater.pdf).
- WEATHERFORD, *GRIT™ Natural-gas-line heater: Your best line of defense against freezing*, [www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT075697.pdf](http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT075697.pdf).
- ZEECO INC, *Basis for emission calculation from flare systems*, <http://content.lib.utah.edu/utills/getfile/collection/AFRC/id/14139/filename/14153.pdf>.







**SNC • LAVALIN**

2271, boul. Fernand-Lafontaine  
Longueuil Qc Canada J4G 2R7  
514-393-8000 - 450-651-0885