

Addenda à DM-153

**Gaz de shale d'Utica**  
**Estimation des émissions de Gaz à effet de serre (GES)**

Fondé sur les données de:

"Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program", New York State Department of Environmental Conservation (DEC), Division of Mineral Resources. Sept 2009.

<http://www.dec.ny.gov/energy/58440.html>

Appendices Part 3. Appendix 19. *Greenhouse Gas (GHG) emissions*

[http://www.dec.ny.gov/docs/materials\\_minerals\\_pdf/ogsgeisapp3.pdf](http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/ogsgeisapp3.pdf)

**Notes à lire avec le tableur Excel**

1. La donnée du tableau GHG-4 de l'Appendix 19 est fondée sur une consommation de diesel de 50 galUS/hr pendant 168 heures (7 jours), ce qui est une sous-estimation important.

Le document A p. 4 fournit des chiffres plus crédibles provenant des projets réels, soient une consommation de 1 400 galUS/jour pour 25 jours (4 000 HP (Horse Power) capacité en puissance travaillant en moyen à 1 200 HP).

Cependant la période de 25 jours est moins que les périodes mentionnées dans les documents déposés, soit: 39 (DB-16.1), 30 - 40 (DB-61)<sup>1</sup> et 46 (DB-21)<sup>2</sup> pour une moyenne de 40 jours.

Notre estimation est fondée donc sur 1 400 galUS/jour pendant 40 jours.

GES du forage d'un puits =  $1\,400 \times 3,8 \text{ (L/galUS)} \times 2,73 \text{ (kgCO}_2\text{/L)} \times 40 = 581 \text{ t CO}_2$

2. Le document A p. 10 est la référence, soit 29 000 galUS pour la fracturation d'un puits, en 14 étapes,.

Pour le Québec il semble que des fracturations d'environ 8 étapes seraient réalisées (réf?)

GES provenant de la fracturation d'un puits en 8 étapes  
=  $29\,000 \times 3,8 \times 2,73 \times 8/14 = 172 \text{ t CO}_2$

<sup>1</sup> DB-61 Présentation M. Bohm p. 10. 90-120 divisé par 3.

"Typically a rig is on [...] a well pad from 90 to 120 days. In that time, they may drill 2 to 3 wells" DT-11. pdf p. 10

<sup>2</sup> DB-21 Analyse de boue, p. 29. Forage Talisman, Ste-Gertrude, Cutting disposal 5 juillet au 19 août 2010

### 3. Débit du gaz

Il est difficile de choisir le bon chiffre puisque la production varie de puits en puits et dans le temps avec un déclin important la première année (DB-19). Nous utilisons donc la courbe de production théorique moyenne du MRNF du document DB-49 p. 8 qui vise un potentiel total de 2 Bcf (milliard de pieds cube) sur 50 ans (même hypothèse que l'étude SECOR (DB-35, p. 14)) avec une production initiale de 1,6 mmcf/d.

Il faut modifier les données des tableaux GHG-8 et GHG-10 de l'Appendix 19 puisque ils sont calculées pour un débit de 10 mmcf/d.

Nous regardons 3 scénarios :

G1. Première année de production

G2. Exploitation de 50% du potentiel, soit jusqu'à 1 Bcf, ce qui prendrait environ 7 ans.

G3. Exploitation de 75% du potentiel, soit jusqu'à 1,5 Bcf, ce qui prendrait environ 21 ans.

Afin de simplifier les calculs nous prenons un débit journalier constant sur la période d'exploitation d'un puits pour calculer les émissions de méthane. En réalité ces émissions seront beaucoup plus fortes les premières années.

G1. débit moyen par jour =  $280 / 365 = 0,767$  mmcf/d (7,93 Mm<sup>3</sup>/an)

G2. débit moyen par jour =  $1\ 000 / (7 \times 365) = 0,391$  mmcf/d (4,05 Mm<sup>3</sup>/an)

G3. débit moyen par jour =  $1\ 500 / (21 \times 365) = 0,196$  mmcf/d (2,02 Mm<sup>3</sup>/an)

Ces 3 scénarios sont réalisés pour deux cas:

a) un puits seul

b) un "pad" de 10 puits

### 4. Torchère

Référence Document B, pdf p. 30:

Exhibit 2.5.2: Methane Emissions from Flaring (combustion incomplète)  
= 4,1 tonUS/jr pour 10 mmcf/d (million de pieds cube par jour) de gaz  
pour 1,6 mmcf/d, CO<sub>2</sub> =  $4,1 \times 1,6/10 \times 0,907 = 0,595$  t/jr

Exhibit 2.5.3: Carbon Dioxide Emissions from Flaring (combustion du CH<sub>4</sub>)  
= 576 tonUS/jr pour 10 mmcf/d de gaz  
pour 1,6 mmcf/d, CO<sub>2</sub> =  $576 \times 1,6/10 \times 0,907 = 83,6$  t/jr

Quant à la durée d'opération de la torchère, l'Appendix 19, GHG-5 utilise 3 jours tandis que le Document B suggère 7 jours, ce qui augmenterait les émissions totales d'environ 400 t (tableur feuille 3, 1 714 t moins tableur feuille 1, 1 320 t).

## 5. Compresseur

Nous prenons le pire cas où le débit du compresseur serait égal au débit initial et il fonctionne pour toute la période d'exploitation. (En réalité il est probable qu'au début la pression du gaz sortant du puits serait assez élevé sans compresseur. De plus, un compresseur pourrait servir plus d'un puits.)

La puissance du compresseur est donc estimée à  $1,6 \times 55 \text{ HP (Horse Power)} = 88 \text{ HP}^3$   
Le gaz du puits serait le carburant du moteur du compresseur.

Émissions de CO<sub>2</sub> =  $(88 / 1775) \times 1\,400 \text{ (lb/hr)} \times 8760 \text{ (hr)} / 2\,200 \text{ (lb/t)} = 276 \text{ t/an}^4$

Selon le tableau GHG-8 de l'Appendix 19, les fuites du compresseur (128 tonUS/année CH<sub>4</sub>) dominent sur d'autres émissions. Ne trouvant pas la référence originale pour vérification, nous avons choisi un facteur d'émission moyen d'une source plus récente<sup>5</sup> soit de 1,07 kg/hr par cylindre de compresseur alternatif ("reciprocating"). En présumant 4 cylindres, le facteur d'émission serait de 4,28 kg/hr (par rapport à  $29,3 / 2,2 = 13,3 \text{ kg/hr}$  dans GHG-8) ce qui est indépendant du débit du gaz et la puissance du compresseur.  
Émissions annuelles =  $4,28 \times 8760 = 37,5 \text{ t CH}_4$

-----  
Document A

= référence 11 du tableau GHG-5 Appendix 19: *Horizontally Drilled/High-Volume Hydraulically Fractured Wells Air Emissions Data*. ALL Consulting, 2009.  
(obtenu du NYS DEC)

Document B

*Technical Assistance for dSGEIS ...* ICF Incorporated, LLC. August 2009  
[http://www.nyserda.org/publications/ICF%20Task%202020Report\\_Final.pdf](http://www.nyserda.org/publications/ICF%20Task%202020Report_Final.pdf)

### Émissions de GES dus à la production de gaz de shale d'Utica par rapport aux émissions de combustion.

Selon les premières analyses (DQ-4.1, pdf p. 6, Q-6a), le gaz de shale d'Utica est très propre, donc nous présumons qu'il n'y aurait pas de traitement supplémentaire nécessaire au delà de la déshydratation. Les GES de l'installation de(s) puits sont repartis sur la durée d'exploitation.

3 De Document B pdf p. 37. Pipeline Rules of Thumb Handbook, 4th edition. Horsepower selection chart, page 262. Assume 55 horsepower required per MMcf of wellpad compression.

4 De l'Appendix 19 Tableau GHG-1, CO<sub>2</sub> d'un compresseur de 1 775 HP = 1 400 lb/hr

5 <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=8693>

Comments Regarding the [EPA] Proposed Rule, Mandatory Reporting of Greenhouse Gases (Proposed Rule) dated April 10, 2009 (74 FR 16448)

[submitted by Interstate Natural Gas Association of America, 9 June 2009]

Attachment A

*Measurement of Natural Gas Emissions from the Canadian Natural Gas Transmission and Distribution Industry*. Prepared by Clearstone Engineering Ltd. for Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI), April 16, 2007, Table 3-1, pdf p. 104

### Cas a), un seul puits:

#### GES dus à la combustion (utilisation finale) par année:

Scénario:

$$G1a): (280 \text{ mmcf} / 35,3) \times 1,89 \text{ (kgCO}_2\text{/m}^3) = 15,0 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G2a): (1\ 000 / 7 \times 35,3) \times 1,89 = 7,65 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G3a): (1\ 500 / 21 \times 35,3) \times 1,89 = 3,82 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

#### GES dus à la production par année + installation (tiré du tableur Excel):

Scénario:

$$G1a): 1,40 + 1,32 = 2,72 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G1a) \text{ sans compression: } 0,191 + 1,32 = 1,51 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G2a): 1,31 + 1,32 / 7 = 1,50 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G3a): 1,27 + 1,32 / 21 = 1,33 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

#### Pourcentage de GES supplémentaires en amont pour la production

Scénario:

$$G1a): 2,72 / 15,0 = 18\%$$

$$G1a) \text{ sans compression: } 1,51 / 15 = 10\%$$

$$G2a): 1,50 / 7,65 = 20\%$$

$$G3a): 1,33 / 3,82 = 35\%$$

### Cas b) 10 puits sur un "pad"

#### GES dus à la combustion (utilisation finale) par année:

Scénario:

$$G1b): (2800 \text{ mmcf} / 35,3) \times 1,89 \text{ (kgCO}_2\text{/m}^3) = 150,0 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G2b): (10\ 000 / 7 \times 35,3) \times 1,89 = 76,5 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G3b): (15\ 000 / 21 \times 35,3) \times 1,89 = 38,2 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

#### GES dus à la production par année + installation (tiré du tableur Excel):

Scénario:

$$G1b): 7,53 + 11,71 = 19,24 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G1b) \text{ sans compression: } 1,86 + 11,71 = 13,57 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G2b): 6,62 + 11,71 / 7 = 8,29 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$G3b): 6,14 + 11,71 / 21 = 6,70 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

#### Pourcentage de GES supplémentaires en amont pour la production

Scénario:

$$G1b): 19,24 / 150,0 = 13\%$$

$$G1b) \text{ sans compression: } 13,57 / 150,0 = 9\%$$

$$G2b): 8,29 / 76,5 = 11\%$$

$$G3b): 6,70 / 38,2 = 18\%$$

## Effet sur le bilan des GES du Québec

La consommation de gaz au Québec  $\pm$  5 130 Mm<sup>3</sup>/an en 2009 (DB-43, Gaz Métro).

Prenant le scénario G2b) (groupes de 10 puits, exploitation 7 ans, débit par puits de 4,05 Mm<sup>3</sup>/an (note 4 en haut)) comme plausible, il y aurait besoin de  $5130 / 4,05 = 1\ 267$  puits en opération pour combler cette consommation.

Donc les émissions de GES de la production du gaz de schiste seraient d'environ  $1\ 267 \times 8,29/10 = 1,05$  Mt CO<sub>2</sub>e, ce qui représente  $1,05 / 88,3 = 1,2$  % des émissions du Québec en 2007.

## Discussion

Le déclin temporel rapide de la production d'un puits (DB-19) fait en sorte que les émissions fixes des GES sont supportées par moins en moins de production de gaz.

L'étude SECOR prévoit qu'au début le taux de réussite des puits serait de 50% seulement, ce qui doublerait effectivement les émissions de GES d'installation par puits productif.

Dans la même veine, la re-fracturation d'un puits augmenterait les GES effectifs.

Notre analyse ne tient pas compte des GES intrinsèques dans les biens utilisés pour installer le puits et livrer le gaz, notamment dans l'acier du tubage, le ciment, les produits chimiques, l'équipement de production et le gazoduc de collecte.

De plus, la dépréciation des équipements de transport, de forage, de fracturation et de production ont un certain coût en termes de GES.

Il faut aussi essayer de comptabiliser les fuites fugitives remarquées lors des inspections du MDDEP (DQ-10.2)

## Commentaires sur d'autres analyses des GES

### 1. Mémoire d'Équiterre, DM-167 Annexel pdf p. 44

Approche du bilan GES du Canada pour déduire les émissions actuelles imputables à la production des besoins en gaz naturel du Québec = 1,5 Mt

Nos calculs et références:

Canada production total de gaz naturel 2008: 6 661 PJ  
<http://www40.statcan.gc.ca/l02/cst01/PRIM72-fra.htm>

Importation Québec 2007:  $5\ 903\ \text{Mm}^3 \times 37,5 = 221,4$  PJ  
<http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-gaz.jsp>

% Québec  $221,4 / 6\ 661 = 3,32\%$

Canada GES production et transformation gaz naturel 2008: **56,4 Mt**  
[http://unfccc.int/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/items/5270.php](http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5270.php) Table 2-18, p. 89

Québec partie des GES production et transformation =  $56,4 \times 3,32\% = 1,87 \text{ Mt}$

Approche SGEIS NYS pour produire les besoins en gaz naturel du Québec  
= **1,2 Mt** en 2014, **5,7 Mt** en 2020

Tel que montré dans notre estimation des émissions de GES, il y a des erreurs dans la méthodologie de calcul du dSGEIS de New York et, de plus, il faut adapter les calculs aux paramètres québécois.

## **2. Mémoire de Nature Québec/STOP, DM-166 section 6.2 pdf p. 27**

Approche SGEIS NYS:

Puits simple: « Pour 500 puits en activité, **6,13** mégatonnes (Mt) de GES seront émis, ou encore **61 %** des GES émis lors de la combustion seule. »

Pads de 10 puits: « Pour 500 puits ou 50 PAD, **2,34** Mt ou environ **23 %** des GES émis lors de la combustion seule. »

Encore, tel que montré dans notre estimation des émissions de GES, il y a des erreurs dans la méthodologie de calcul du dSGEIS de New York et, de plus, il faut adapter les calculs aux paramètres québécois.

JB, Mouvement Au Courant

23nov10