

**Questions des participants envoyées à la commission  
au cours de la première partie de l'audience publique**

Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste  
dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent  
du 31 mars à 19 h au 24 avril 2014 à 16 h

**1) M. Guy Drudi, citoyen**

L'étude E3-12a mentionne que les résidus de l'un des trois sites de forage ont été acheminés vers un lieu de traitement de sols contaminés qui recevait des déchets spéciaux avant 2006. On mentionne que les résidus des deux autres sites ont été gérés dans un lieu d'enfouissement technique (LET). Les analyses requises pour établir leur admissibilité n'ayant pas été effectuées, les résultats ne pouvaient être consignés. Les boues n'auraient donc pas dû être acceptées dans un LET, leur réception dans un tel lieu contrevenant au REIMR. De plus, ces résidus auraient dû être analysés pour déterminer leur niveau de dangerosité, de manière à faire un choix éclairé relativement à leur gestion.

De plus, l'E4-1 indique qu'actuellement, ni le MDDEFP, ni le MAMROT, ni les municipalités ne peuvent affirmer que les eaux usées provenant des puits de gaz de schiste seront traitées adéquatement par les stations d'épuration municipales, même si plusieurs des intrants utilisés par les entreprises sont facilement dégradables. En fait, l'industrie gazière n'a pas encore démontré la traitabilité des contaminants présents dans les eaux de fracturation par les systèmes de traitement municipaux, et les solutions de gestion proposées comptent sur des effets de dilution pour diminuer les effets néfastes des eaux de fracturation. Les constats suivants ont été faits : Les usines ne sont pas conçues pour le traitement des eaux industrielles; Certains contaminants peuvent affecter la flore microbienne des traitements biologiques (principe de traitement de toutes les usines au Québec); une accumulation des contaminants non habituels dans les boues peut entraîner des problématiques de gestion des boues. Certains contaminants peuvent ne pas être enlevés et rejoindre le milieu naturel.

Devant les incapacités de l'industrie et des municipalités à traiter des boues et des eaux usées issues de la fracturation, comment assurer les populations que les nappes phréatiques ne seront pas contaminées ni que l'eau potable sera affectée?

**2) M. Guy Drudi, citoyen**

L'étude E3-10 mentionne que les résultats de simulation montrent que selon la qualité de l'endommagement du ciment, des fuites notables de gaz pourraient survenir dans une période comprise entre quelques années à près de 200 ans. Le ciment durci est un matériau homogène constitué d'une pâte formée de ciment et d'eau. Le ciment généralement utilisé dans l'industrie du pétrole est de type "Portland". Le rapport entre la quantité de C-S-H et la quantité de portlandite formée dépend beaucoup du rapport eau/ciment lors de l'hydratation et du rapport molaire Ca/Si du

coulis. De plus, l'hydratation du ciment dépend fortement des conditions de pression et de température environnante. Le coulis de ciment au cours de sa mise en place dans le puits, peut atteindre une température élevée (jusqu'à 250°C) et une pression de l'ordre de 150 MPa. Le coulis doit rester suffisamment fluide pendant l'opération de pompage et doit développer rapidement une résistance à la compression. Le ciment doit être aussi suffisamment étanche pour isoler les formations et empêcher l'écoulement de fluides (eau, saumure ou gaz) et cela en résistant à l'action corrosive des fluides. Seule une augmentation de la perméabilité du ciment pourrait permettre une migration suffisante de fluides afin de représenter une problématique de migration vers les aquifères superficiels. Toujours selon eux, cette augmentation n'est possible qu'en raison d'une mauvaise qualité de cimentation de l'espace annulaire entre le coffrage et la formation géologique. Il apparaît que la fracturation hydraulique favorise une augmentation de la vitesse de migration et le volume des fuites, mais de façon marginale par rapport à la qualité de la cimentation des puits. Enfin, les résultats de la simulation montrent que la migration du méthane et de la saumure suivant un épisode de fracturation hydraulique ne devrait pas causer la migration du gaz et des fluides et poser un problème environnemental à long terme pour les aquifères superficiels.

Étant donné que la qualité du ciment importe et compte tenu que le ciment Portland est utilisé et que les conditions de sa durabilité nécessitent des précautions coûteuses pour l'industrie, comment déterminer un scénario pour contrôler la fabrication du ciment ce qui paraît impossible compte tenu du nombre de puits envisagés sur les basses terres du St Laurent?

### **3) M. Jean-Sébastien Marcil, Junex**

Bonjour,

Ceci est une question concernant le rapport final de l'EES.

À la lecture du rapport final de l'EES sur le gaz de schiste, il est indiqué que le taux d'émission fugitive utilisé est de 3% (p. 127). Toutefois, l'étude E3-2 soumise à l'EES par le MDDEFP indique plutôt que les débits d'émanations fugitives actuellement mesurés sur les puits de gaz de schiste au Québec sont presque nuls. En fait dans le rapport de l'EES, il est mentionné que les inspections et les travaux de surveillance indiquent que les fuites sont généralement très faibles et les travaux correctifs ont été réalisés en cas de problèmes (p.37). À la lumière de ces résultats d'échantillonnage, comment l'EES peut-elle justifier l'utilisation du chiffre de 3% d'émissions fugitives de méthane pour estimer les émissions globales de GES du développement gazier des shales d'Utica? Ce chiffre de 3% n'est-il pas surestimé par rapport à la réalité?

### **4) M. Marc Brullemans, citoyen**

Étude P-1

Selon les scénarios 3,4, et 5, j'aimerais savoir quelle période de temps a été utilisée pour calculer L'EUR ("Expected Ultimate Recovery") et pourquoi cette durée serait fixe? Pourquoi ne pas utiliser

une certaine distribution de ces valeurs puisque la productivité des puits de gaz de schiste est très variable, même au sein de la même formation-cible?

**5) M. Marc Brullemans, citoyen**

Étude P-1:

Il existe 3 corridors ciblés par l'industrie du gaz de schiste. En ce qui concerne les scénarios de développement, existe-t-il des données comparatives sur un même corridor géologique? Et pourquoi prendre le même taux de 50% pour tenir compte des contraintes sur le territoire alors que les superficies varient de 1250 à 15000 kilomètres carrés (scénario 3 et 5) et que les densités moyennes de population ne sont pas les mêmes?

**6) M<sup>me</sup> Martine Chatelain, Coalition Eau Secours!**

Plusieurs documents et études font état de 50 à 70 % d'eau injectée qui ne revient à la surface suite à la fracturation.

- Quels sont les impacts à court, moyen et long terme de cette donnée sur le calcul de la consommation d'eau par l'industrie d'extraction du gaz ou du pétrole de schiste de manière spécifique sur chacun des bassins versants visés et de manière cumulative sur l'ensemble du bassin versant du fleuve Saint-Laurent?
- Quels sont les impacts sur les autres activités anthropiques déjà en place et les milieux de vie pour les humains, la faune et la flore?
- Qu'advient-il à court, moyen et long terme, de l'eau injectée sous terre qui ne revient pas à la surface suite à une fracturation?
- Lorsque l'industrie parle de réutiliser potentiellement jusqu'à 80 % de l'eau de rejet pour de nouvelles fracturations, fait-elle ce calcul à partir des 30 % à 50 % d'eau qui reviennent à la surface? Si, oui, quel est le pourcentage réel de réutilisation potentiel à partir des quantités globales d'eau utilisées à toutes les étapes de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste ou du pétrole de schiste.

Merci!

**7) M. Stone Iwaasa de la part de Stuart Myiow Jr, représentant du Clan du Loup  
Conseil Traditionnel Kaienkéhaka (Mohawk) de Kahnawake**

1. Est-ce que le Bape et les citoyens québécois connaissent et peuvent diffuser notre respect du Traité (entre nos deux civilisations) Du Wampum À Deux Voies notamment à travers une présentation à la CAPERN - Enbridge à l'Assemblée Nationale en décembre 2013 ou la Ville de Montréal - résolution anti-transports déchets nucléaires, août 2013 (liens ci-dessous)?

2. Est-ce que le consultant Robert Joly peut nous expliquer sa compréhension des bases de l'identité et responsabilités autochtones? MERCI!

<http://m.assnat.qc.ca/fr/video-audio/AudioVideo-49199.html>

[http://www.ismenetoussaint.ca/ArticleView.php?article\\_id=917](http://www.ismenetoussaint.ca/ArticleView.php?article_id=917)

## 8) M. Guy Pesant, citoyen

Si les opérations de forage et d'exploitation de puits de gaz de schiste devaient être autorisées un jour, dans un espace rural habité et très agricole comme le nôtre, il importe que les citoyens, résidents et exploitants agricoles des lieux, soient vraiment mis au fait de ce que cela supposerait pour eux et elles. Plusieurs questions se posent toujours sans que les réponses nous soient trop données encore à ce jour, dans un contexte comme le nôtre. En voici quelques unes:

- 1- Quelle distance entre les sites d'exploitation des puits de gaz de schiste, chez nous?
- 2- Combien de puits verticaux et horizontaux forés et exploités par site d'exploitation?
- 3- Combien de fracturations hydrauliques par site et à quel rythme?
- 4- Combien de temps par puits pour les opérations de forage et de fracturation?
- 5- Combien de temps pour le testage d'un puits avec le brûlage des gaz à la torchère?
- 6- Combien de décibels générés par le passage des camions devant les maisons?
- 7- Combien de décibels générés par les opérations de forage?
- 8- Combien de décibels générés par les opérations de fracturation?
- 9- Combien de décibels générés par le brûlage du gaz par les torchères?
- 10- Quelle serait la liste des produits chimiques utilisés dans nos environnements?
- 11- Quelle quantité réelle par puits pour chacun des dits produits chimiques?
- 12- Quelles procédés de traitement des eaux usées et boues résiduelles?
- 13- Quelle distance respectée entre les sites d'exploitation et les maisons?
- 14- Quelle distance respectée entre les sites et les bâtiments d'élevage?
- 15- Quelles garanties que nos eaux souterraines ne soient pas contaminées?
- 16- Quelles sources d'approvisionnement en eau pour les opérations prévues?
- 17- Quelle quantité d'eau requise pour chaque type d'opération prévue?
- 18- Quel moyen retenu pour transporter le gaz des puits vers d'autres lieux?
- 19- Si gazoducs il y a, seraient-ils en surface ou enfouis dans le sol?
- 20- Quelle distance entre un gazoduc et les résidences et les chemins?
- 21- Quelles mesures d'urgence prévues en cas d'accident?
- 22- Quelles mesures retenues pour atténuer les impacts visuels?
- 23- Quelles incidences possibles sur la génération de gaz à effet de serre (GES)?
- 24- Quelles retombées réelles pour les communautés locales ainsi visées?

Toutes ces questions ont été maintes fois posées et, malgré le BAPE de 2010, son excellent rapport de 2011, les travaux du comité EES et son rapport synthèse nouvellement produit, personne n'est encore venu pour nous dire ce qu'il en serait vraiment chez nous, très localement parlant. Et c'est là ce que les citoyennes et citoyens sont très légitimement en droit de savoir avant

toute chose dans un dossier aussi important qu'est l'exploitation ou pas de puits de gaz de schiste chez soi.

### **9) M<sup>me</sup> Denise Lamontagne, Comité Non-Schiste La Présentation**

Bonjour,

Toutes nos questions concernent les puits de La Présentation de la compagnie Canbriam et s'adresse sans doute au Ministère des Ressources naturelles. Nous laissons le soin à la Commission d'en juger.

Nous aimerions recevoir les derniers rapports d'inspection des puits A274 et A281 (Canbriam) de La Présentation. Nous souhaitons également connaître l'état de situation actuel de ces forages, les problématiques identifiés, etc.

Le véritable rapport de forage, celui qui décrit le forage, le déroulement des opérations, etc. comme pour tous les autres de la banque SIGPEG, n'est pas présent sur le site. On a deux documents (2010A281-01 & 2010A281-03), mais ce ne sont que deux documents géologiques et non par le rapport de forage standard exigé par la loi. Pourriez-vous vérifier si Canbriam a bel et bien déposé un rapport de forage conforme pour le puits A281?

Nous voulons obtenir la liste des produits et quantité injectés lors de la fracturation hydraulique à La Présentation.

A combien de mètres est située la nappe phréatique à l'endroit des forages ?

Quelle est la longueur, la profondeur et la direction du puits horizontal A281?

Merci de l'attention que vous porterez à notre demande.

### **10) M. Vincent Perron, Talisman Energy**

Dans l'analyse avantage-coûts du développement de la filière du gaz de schiste au Québec, il y a deux paramètres qui ont un poids considérable et qui influencent grandement les résultats. La source des externalités la plus importante provient des coûts sociétaux du carbone qui représentent plus de 90% des coûts liés aux externalités. Dans l'analyse, les coûts sociétaux du carbone sont établis à partir de taux d'émissions fugitives de 1% et 3%. Or, dans le rapport synthèse de l'ÉES, il est mentionné à la page 128 d'études récentes qui précisent des taux d'émissions fugitives par puits qui sont plutôt de l'ordre de 0,5%.

Du côté des avantages, les redevances d'exploitation constituent le paramètre ayant le plus d'influence. Tel que précisé dans l'analyse, le volume total de production influence grandement les redevances d'exploitation (de même que le prix du gaz). Les volumes totaux de gaz produit par puits sélectionné dans l'analyse sont de 2,5 bcf et 3 bcf sur 25 ans. Or, les chiffres de l'EIA (U.S.

Energy Information Administration) sont deux fois, voire même trois plus élevés dans des secteurs comparables au Québec (Marcellus, Montney, Duvernay, etc.).

Mes questions sont les suivantes :

1) En assumant un taux d'émissions fugitives de 0,5 % (reflétant plus la réalité) et un volume total de gaz naturel produit par puits de 5-6 bcf (reflétant plus la réalité), serait-il plus pertinent d'un point de vue socio-économique d'exploiter le gaz de schiste au Québec?

2) Pourquoi avoir choisi un régime de redevances fantôme (5% à 35%) quand le régime de redevances actuel est établi à 10 à 12,5% selon la valeur au puits. Quels auraient été les résultats de l'analyse avantage-coûts avec le régime de redevances présentement en vigueur au Québec, en utilisant des volumes totaux de gaz produit par puits et des taux d'émissions fugitives plus représentatifs de la réalité?

### **11) M<sup>me</sup> Marie-Ève Ouellet, citoyenne**

Q1) J'aimerais savoir pourquoi dans l'analyse avantages-coûts de Monsieur Jean-Thomas Bernard, il n'a pas considéré le fait que la productivité d'un puits varie dans le temps quand on sait que les techniques d'extraction évoluent rapidement et que le rendement des puits s'accroît au fil de la connaissance acquise dans la phase de développement? La productivité de 2,5 bcf utilisée est statique et très faible contrairement à ce qui est produit dans le shale de Marcellus par exemple. La productivité d'un puits de gaz de shale dans le Marcellus en 2007 versus la productivité d'un puits en 2009 dans le Marcellus a plus que doublé en deux ans. Pourquoi est-ce que ce serait statique et aussi faible dans le shale de l'Utica?

Q2) J'aimerais savoir pour quelles raisons dans l'étude avantages-coûts le pourcentage d'émissions de GES utilisé est de 3% alors que dans la littérature scientifique sur le gaz de schiste, il est reconnu par les chercheurs que les taux d'émissions fugitives sont de l'ordre de 0,5% dans les formations géologiques comparables au shale de l'Utica. Cette discordance a une influence plus que considérable sur les résultats des scénarios avantages-coûts puisque les GES représentent 99% des externalités utilisées dans son étude pour déterminer les coûts de cette filière. N'aurait-il pas été préférable d'utiliser le taux de 0,5 plutôt que 3%. Monsieur Bernard a-t-il vérifié quels auraient été les résultats avec un taux de GES davantage conforme à la réalité? Quels auraient alors été les résultats des différents scénarios?

### **12) M. Marc Brullemans, citoyen**

Madame Harvey,

Lors de la séance de cet après-midi, j'ai posé une question qui n'a pu être convenablement transmise ou comprise par l'expert invité, M. Jean-Thomas Bernard. La voici de nouveau avec données à l'appui afin de la rendre parfaitement claire.

## QUESTION:

Dans l'étude avantage-coûts de Genivar, Groupe Ageco et Jean-Thomas Bernard, nous retrouvons au tableau 5.17 \* une valeur qui m'apparaît erronée.

Tableau 5.17 Analyse de sensibilité - Émissions fugitives, scénario 5

Analyse de sensibilité Émissions fugitives	Scénario 5		
	Référence	Élevé	Prix cible
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	5 379 078 692 \$	21 612 000 922 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(26 034 663 407 \$)	(20 612 675 034 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	(20 655 584 715 \$)	999 325 888 \$
Prix cible	-	7,842 \$ /kp <sup>3</sup>	-

Il est indiqué, dans le cas d'une exploitation avec 9000 puits, des émissions fugitives de 3% et un prix du gaz de 7,84\$ le millier de pieds cubes, que les externalités sont de 20,6 milliards de dollars alors que le chiffre qui devrait être dans la colonne est de 26 milliards, le même que celui apparaissant dans la colonne du centre. Cela change complètement la conclusion à l'effet que la valeur sociale nette est positive.

Cependant, en utilisant le prix cible qui permettrait l'exploitation du schiste par le secteur privé en générant des profits et en utilisant les estimations les plus élevées en matière d'émissions fugitives, l'exploitation du gaz de schiste présente malgré tout une valeur sociale positive selon les deux scénarios de déploiement (tableaux 5.16 et 5.17).

Au lieu de cela, elle serait en fait négative de 5 milliards de dollars environ. Je constate toutefois ne pas avoir vu les mêmes chiffres dans la présentation d'aujourd'hui. Que faut-il y penser? Est-ce que les données du rapport sont justes?

---

J'ai je crois mentionné le tableau \*5.7 lors des audiences, probablement suite à une erreur de transcription de ma part; cela pourrait expliquer que monsieur Bernard ne retrouvait pas les chiffres que je formulais dans mon interrogation.

Si la commission pouvait considérer ma question de nouveau, cela serait apprécié car je crois qu'elle est importante pour l'appréciation de cet important rapport.

Veuillez recevoir, madame, l'expression de mes meilleurs sentiments,

### 13) M. Jean Baril, Centre québécois du droit de l'environnement

Qu'arrive-t-il avec la question DQ1 et les documents exigés du MRN par la Commission en date du 14 avril dernier?

Le MRN a-t'il fait parvenir une réponse à la Commission?

Est-ce que la Commission envisage d'envoyer un sub poena duces tecum au MRN pour exiger et obtenir ces documents, comme elle en a le pouvoir?

**14) M. Marc Durand, professeur retraité du département des Sciences de la terre de l'UQAM**

La liste des documents du BAPE comporte les rapports d'inspections des puits, inspections faites par le MRN (document DB59). Or il y a aussi eu des rapports d'inspection de ces mêmes puits faites par le MDDEFP. Dans le rapport Étude E3-2a fait par l'ÉES Gaz de schiste, on indique p. 6 que 306 inspections des puits de gaz dans le shale ont été effectuées, mais ce rapport de l'ÉES ne contient absolument pas, ni même en annexe, ces rapports d'inspections. J'ai tenté d'obtenir ces rapports par la loi d'accès à l'information, mais les frais de photocopie qu'on m'exige sont exorbitants (143\$ pour deux des 28 puits!). Comme ce sont des documents qui peuvent être plus simplement mis en ligne, je demande au BAPE de rendre les rendre disponibles comme il l'a fait avec le document DB59.