

PAR COURRIEL

Québec, le 13 août 2014

Madame Marie-Josée Harvey

Coordonnatrice

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

Édifice Lomer-Gouin

575, rue Saint-Amable, bureau 2.10

Québec (Québec) G1R 6A6

Objet : Mandat portant sur *Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*

Questions complémentaires du 6 août 2014 (DQ32, n^{os} 30 à 33)

Madame,

Veillez trouver les réponses du Ministère à la suite des questions.

Question 30

Le ministère souligne (au DQ16.1, p. 13) qu'une entreprise gazière « devra déclarer les émissions de GES de toutes ses sources, incluant les puits fermés ». Par contre, le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* mentionne que lorsqu'un émetteur procède à la fermeture définitive d'un établissement il doit « transmettre au ministre une déclaration d'émissions pour la période au cours de laquelle l'établissement était en exploitation [...] » (art. 6.1).

- A. Veuillez préciser si les émissions de GES pour un puits fermé définitivement doivent être comptabilisées par les entreprises gazières pour la période après sa fermeture. D'autre part, qu'advient-il si l'entreprise a fermé définitivement tous ses puits ?

Selon l'article 6.1 (2^e et 3^e alinéas) du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCÉCA), les entreprises effectuant l'exploration ou l'exploitation gazière ou pétrolière sont visées en tant qu'entreprise pour ce qui est de la déclaration des gaz à effet de serre (GES). Cela fait en sorte que du moment où l'entreprise est encore en activité, elle doit déclarer les émissions de GES des puits, qu'ils soient en activité ou fermés définitivement.

- B. Dans l'affirmative, veuillez préciser pendant combien de temps, après la fermeture définitive d'un puits, les entreprises gazières doivent-elles réaliser des déclarations d'émissions de GES.

Tant qu'il y a émission dans l'atmosphère, l'entreprise doit quantifier et déclarer ses émissions de GES, pourvu qu'elles soient au-dessus du seuil de déclaration (10 000 t éq. CO₂).

- C. Est-ce que le *suivi et la déclaration des émissions diffuses fugitives et des fuites liquides* demandés dans les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière s'appliquent après la fermeture définitive des puits ?
Si oui, pendant combien de temps ?

Réponse : Les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière (LD) ne précisent pas pendant combien de temps doit s'effectuer le suivi des émissions diffuses fugitives et des fuites liquides. Lors de la fermeture définitive d'un site gazier ou pétrolier, les LD précisent, à la section 2.5.1, que toutes les infrastructures d'entreposage d'eaux usées, de boues ou de solides de forage doivent être vidées et démantelées dans les 30 jours suivant la fermeture du puits. En phase exploratoire, le seul suivi prévu après la fermeture du site concernerait le puits comme tel. Dans ce cas, le MDDELCC s'appuie sur la procédure « migration de gaz » pour détecter les fuites éventuelles à partir du puits. Les dispositions mentionnées à la section 2.5.1 (scénario #3), mentionnent qu'« un puits ne peut être considéré comme définitivement fermé s'il présente une problématique de migration de gaz susceptible d'affecter la qualité de l'environnement ». On y ajoute qu'un test de migration de gaz doit être effectué dans les 90 jours suivant la fin des travaux de fermeture. La procédure pour réaliser les essais est présentée à la section 2.4.3.3 des LD alors que la section 2.4.3.4 fournit des précisions sur les actions à réaliser en cas de dépassements de seuils.

De manière générale, on se base sur les résultats des essais de migration de gaz pour déterminer si la fréquence des essais doit être révisée à la hausse. Aucune durée limite de ces essais n'est mentionnée dans les LD. Il est probable cependant que l'entreprise responsable d'un puits fermé définitivement demande au MDDELCC l'abandon des tests de migration de gaz sur son puits. Le MDDELCC pourrait donner son accord suite à l'examen des résultats de suivi au cours du temps. Les modalités d'abandon de suivi des puits ne sont cependant pas mentionnées dans les LD.

Précisons également que le permis de fermeture de puits émis par le MERN ne libère pas l'entreprise de ses responsabilités environnementales envers ce puits même si les essais de migration de gaz requis dans les 90 jours suivant la fin des travaux de fermeture démontrent que le puits ne fuit pas.

En fait, en vertu de l'article 21 de la LQE, quiconque est responsable de la présence accidentelle dans l'environnement d'un contaminant visé à l'article 20 doit en aviser le ministre sans délai. La même obligation est reprise dans le Règlement sur les matières dangereuses (art.9), lorsqu'il s'agit du rejet accidentel d'une matière dangereuse au sens de ce règlement. Cette responsabilité n'est assujettie à aucune durée précisée dans la LQE.

À noter que le Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection contient également des obligations de suivi de qualité des eaux souterraines qui doivent se poursuivre jusqu'à 10 ans après la fermeture définitive du puits (art.47).

D. De manière générale, quelles sont les obligations des entreprises ayant fermé leurs puits et cessé leurs activités ?

En ce qui concerne le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (RDOCÉCA), tant que le puits émet des GES dans l'atmosphère, l'entreprise doit quantifier les émissions et produire une déclaration.

...2

2

Question 31

Le ministère mentionnait au DQ16.1 que « les certificats d'autorisation seront émis en fonction de l'intention du promoteur. Ainsi, si le forage est réalisé dans l'intention d'être fracturé, le certificat d'autorisation émis tiendra compte à la fois du forage et de la fracturation». Les nouvelles lignes directives provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière mentionnent que le promoteur doit décrire les constructions et les aménagements prévus et, s'il y a lieu, des directives d'exploitation. De plus, il doit transmettre une description des programmes de forage ou de complétion, le cas échéant. Et si une fracturation hydraulique est projetée, il doit soumettre son programme de fracturation (p. 59 et 65).

A. Si une entreprise demande un certificat d'autorisation pour faire un forage dans le shale et qu'elle l'obtient, doit-elle ensuite faire une nouvelle demande de certificat d'autorisation pour procéder à la fracturation ? Doit-elle aussi faire une demande de certificat d'autorisation distincte pour mettre en production le puits ?

Le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (RRALQE) assujettit à l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) les forages autorisés en vertu de la Loi sur les mines destinés à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel dans le shale, ainsi que toute opération de fracturation destinée à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel.

Ainsi, si l'entreprise obtenait un CA pour forer dans le shale sans avoir inclus la fracturation dans son projet, elle devra effectivement demander un nouveau certificat d'autorisation pour la fracturation. Soulignons cependant que cette situation est hypothétique car selon la littérature, il ne serait pas possible d'extraire les hydrocarbures contenus dans le shale sans recourir à la méthode de fracturation. Une bonne évaluation de la productivité d'un puits exploratoire dans le shale requiert également une opération préalable de fracturation.

Par ailleurs, un certificat d'autorisation distinct est requis lorsque l'on souhaite mettre en production le puits. En effet, tel que précisé au point 6 du tableau de l'annexe XI des lignes directrices, un CA est requis pour la mise en production. Soulignons cependant que, tel que le suggère le titre des lignes directrices « *lignes directrices provisoires sur l'exploration ...* », celles-ci encadrent spécifiquement les étapes 1 à 5 de ce tableau, c'est-à-dire de l'exploration au développement (ou mise en valeur) du gisement, mais n'encadrent pas la mise en production.

- B. Sachant que l'EES mentionnait que des puits pourraient être forés et complétés durant la phase d'exploitation (PR3.5.3, p. 7), veuillez préciser comment les nouvelles lignes directrices du ministère couvrent cette phase.

Une fois le gisement mis en valeur (c.à.d. son potentiel avéré), de nouveaux puits seront forés et complétés pour passer à l'étape d'exploitation. Les mesures et exigences véhiculées dans les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière seront utilisées afin d'encadrer le développement du site nécessaire pour la phase d'exploitation. Toutefois, de nouvelles exigences n'apparaissant pas aux lignes directrices seront aussi mentionnées au nouveau CA puisque ces dernières ne couvrent pas certains aspects de la mise en production, notamment l'installation d'infrastructures permanentes de traitement, de stockage et de transport des fluides extraits du sous-sol. En somme, les lignes directrices actuelles contiennent les exigences minimalement applicables aux phases d'exploration et d'exploitation.

Question 32

L'article 39 du *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection*, adopté récemment, exige que le responsable d'un site de forage aménage un ou des puits d'observation des eaux souterraines permettant le prélèvement d'échantillons d'eau représentatifs de la qualité des eaux souterraines. L'article précise également comment ce ou ces puits doivent être aménagés (un seul puits à niveau multiple à l'aval hydraulique, ou un minimum de trois puits, dont un à l'amont hydraulique et 2 à l'aval).

- A. La commission désire savoir qui établit le nombre de puits à aménager et sur la base de quels critères ? Peut-on s'abstenir d'établir un puits à l'amont et si oui, dans quelles conditions ?

Les dispositions du RPEP s'appliquent à l'ensemble du territoire québécois, donc à une grande diversité de contextes hydrogéologiques. La caractérisation initiale exigée à la section III du chapitre V du RPEP, plus particulièrement l'étude hydrogéologique dont le contenu est décrit à l'article 38, vise à définir le contexte hydrogéologique du territoire visé par l'aménagement du site de forage et à établir son état initial, particulièrement en ce qui a trait à la qualité des eaux.

Les contextes hydrogéologiques étant variables (un seul aquifère ou plus d'un aquifère séparés par une formation géologique peu perméable), l'article 39 du RPEP vient préciser l'objectif du dispositif de suivi des eaux souterraines à aménager à proximité du site de forage soit : « *aménager un ou des puits*

d'observation des eaux souterraines permettant le prélèvement d'échantillons d'eau représentatifs de la qualité des eaux souterraines exploitées ou susceptibles d'être exploitées à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire, notamment celles des portions inférieure et supérieure des aquifères relevés dans l'étude hydrogéologique visée à l'article 38. »

Le paragraphe 10° de l'article 38 précise que l'étude hydrogéologique doit comprendre : « *la localisation des puits d'observation aménagés ou à aménager et les motifs justifiant le choix de leur emplacement et de leur aménagement.* » C'est donc le professionnel qui signe l'étude hydrogéologique qui détermine le nombre de puits d'observation, ainsi que leur aménagement. Il doit justifier la conception de son dispositif de suivi de la qualité des eaux souterraines.

Le 2° alinéa de l'article 39 vient préciser la composition « minimale » d'un dispositif de suivi de la qualité des eaux souterraines. L'utilisation d'un puits à niveaux multiples (ex. : le système Westbay de Schlumberger) se fera probablement dans le cas d'un site où le contexte hydrogéologique présente plusieurs aquifères. Or, dans un tel cas, le sens d'écoulement des eaux souterraines n'est pas nécessairement le même d'un aquifère à l'autre.

Bien qu'un puits d'observation soit aménagé en amont, dans le cas de l'aménagement de puits d'observation simple, c'est plutôt la qualité initiale de l'eau (état zéro) établie lors de la caractérisation initiale et ses variations dans le temps qui servent véritablement de référence pour déceler une éventuelle contamination des eaux issue du puits pétrolier ou gazier. À cet effet, le 2° alinéa de l'article 48 du RPEP précise : « *Le professionnel tient compte, dans l'élaboration de son avis, des résultats d'analyse obtenus à la suite de la caractérisation initiale du site de forage et des résultats d'analyse des échantillons d'eau obtenus lors du prélèvement et lors de prélèvements antérieurs.* » Ainsi, les résultats de suivi doivent être analysés plus en fonction de l'historique des résultats des échantillonnages précédents, qu'en fonction d'une simple comparaison entre puits d'observation des résultats d'une campagne d'échantillonnage.

Il convient de rappeler que ces exigences de suivi de la qualité des eaux souterraines viennent combler, sur le territoire québécois, une lacune relevée par la communauté scientifique (voir par exemple : R. Jackson, 2012, Monitoring wells and network design for shale-gas development areas, International Association of Hydrogeologist, Congrès de 2012 à Niagara Falls) et qui est présente sur l'ensemble du continent américain.

Question 33

L'article 43 du *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection*, adopté récemment, porte sur la fracturation hydraulique et les éléments que le responsable du programme de fracturation doit envoyer au ministère, notamment sur les paramètres du suivi de l'opération. Il établit notamment que :

La description du suivi prévue au paragraphe 8 du premier alinéa doit comprendre la réalisation d'un suivi microsismique ou, lorsque de tels suivis ont déjà été réalisés au sein

de la même formation géologique lors d'une opération de fracturation dans des puits similaires, une analyse des données recueillies dans le cadre de ces suivis.

...3

3

B. Le ministère peut-il éclairer la commission quant aux critères qui seraient utilisés pour déterminer si un tel suivi est nécessaire ou non ?

À propos du suivi microsismique, mais également d'autres méthodes de suivi, King (2012; voir la page 29) précise :

« These technologies are most actively applied during the exploratory drilling and early development, where fracturing treatments are refined and observations can be made about local geologic impacts that optimize wellbore and fracture placement. Once the well construction, lateral placement and fracture dynamics are understood in an area, the development phase is entered and well costs can be optimized with learnings generated on the first few wells. Microseismic and tracers are rarely used in later stages of development. »

Référence: King, G.E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells, Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, États-Unis, du 6 au 8 février 2012, SPE 152596, 80 p.

En somme, un suivi microsismique est réalisé lors des premières opérations de fracturation de puits dans un nouveau champ pétrolier ou gazier afin de documenter et de comprendre le comportement géomécanique des formations géologiques ciblées et de celles encaissantes. Une fois ce comportement documenté et compris, le suivi microsismique devient moins pertinent puisque les données recueillies deviennent, dans une certaine mesure, redondantes. Naturellement, le coût élevé d'un suivi microsismique est également un facteur qui incite l'industrie à ne pas l'effectuer systématiquement à tous les puits.

Pour ces motifs, l'article 43 du RPEP n'exige pas un suivi microsismique systématique. Toutefois, pour omettre le suivi microsismique, l'article 43 du RPEP indique que le programme de fracturation doit pouvoir s'appuyer sur les résultats de plus d'un suivi microsismique réalisés dans la même formation géologique et pour des puits similaires (ex. : de profondeur similaire). De plus, les paragraphes 5° et 6° de l'article 43 du RPEP, de part leurs exigences, impliquent une connaissance préalable du comportement géomécanique des formations géologiques en cause. En conséquence, si le suivi microsismique est omis, le programme de fracturation exigé à l'article 43 devra démontrer que ce

comportement géomécanique est bien compris, notamment, grâce aux données de suivis microsismiques antérieurs.

L'article 43 ne précise pas un nombre minimum de suivis microsismique sur lesquels devraient s'appuyer la conception du programme de fracturation. La variabilité des divers environnements géologiques du Québec rend hasardeux le choix d'un nombre minimum de suivis à réaliser. L'article 43 accorde à cet égard une certaine latitude au professionnel chargé de concevoir le programme de fracturation. Toutefois, celle-ci est tempérée par l'obligation de démontrer, dans le programme de fracturation, que le comportement géomécanique des formations géologiques en cause est bien compris.

Je vous prie d'agréer, Madame, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Georges Gangbazo, ing. ; Ph.D.

Direction générale des évaluations environnementales et stratégiques