

**BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES  
SUR L'ENVIRONNEMENT**

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

6212-09-002

ÉTAIENT PRÉSENTS : M. DENIS BERGERON, président  
M. JOHN HAEMMERLI, commissaire  
Mme GISÈLE GRANDBOIS, commissaire

**ENQUÊTE ET AUDIENCE PUBLIQUE  
SUR LES ENJEUX LIÉS À L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION  
DU GAZ DE SCHISTE DANS LE SHALE D'UTICA  
DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT**

---

**PREMIÈRE PARTIE**

---

**VOLUME 3**

---

Séance tenue le 1<sup>er</sup> avril 2014 à 19 h  
Salle Théâtre La Scène  
300, rue de la Concorde Nord  
Saint-Hyacinthe

## TABLE DES MATIÈRES

SÉANCE DU 1<sup>er</sup> AVRIL 2014

SÉANCE DE LA SOIRÉE

MOT DU PRÉSIDENT ..... 1

PRÉSENTATIONS

HYDROGÉOLOGIE DES FORMATIONS PROFONDES..... 5

M. Denis Lavoie

Mme Christine Rivard

RISQUES DE CONTAMINATION DES EAUX SOUTERRAINES

MODÉLISATION NUMÉRIQUE DE LA MIGRATION DU MÉTHANE

DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT ..... 13

M. Jean-Michel Lemieux

CONCENTRATIONS, SOURCES ET MÉCANISMES DE MIGRATION

PRÉFÉRENTIELLE DES GAZ D'ORIGINE NATURELLE DANS LES EAUX

SOUTERRAINES DES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT ..... 26

M. Daniele Pinti

REPRISE DE LA SÉANCE

M. JACQUES TÉTRAULT ..... 37

M. RICHARD CHARTIER ..... 50

M. MARC BRULLEMANS ..... 62

M. LOUIS CASAVANT ..... 65

REPRISE DE LA SÉANCE

M. RICHARD E. LANGELIER ..... 71

Mme MYLÈNE BOLDUC ..... 80

M. LOUIS CASAVANT ..... 89

M. RICHARD CHARTIER ..... 93

M. MARC BRULLEMANS ..... 96

M. GUY ROCHEFORT ..... 99

QUESTIONS DE LA COMMISSION ..... 103

MOT DE LA FIN ..... 113

---

**SÉANCE DU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2014**  
**SÉANCE DE LA SOIRÉE**  
**MOT DU PRÉSIDENT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Mesdames et messieurs bonsoir, la Commission va reprendre ses travaux.

Alors nous allons procéder aux trois (3) présentations qui sont prévues à la programmation, soit hydrologie des formations profondes, avec monsieur Denis Lavoie et madame Christine Rivard de la Commission géologique du Canada.

Nous avons aussi une présentation sur la modélisation numérique de la migration du méthane dans les basses-terres du Saint-Laurent par monsieur Jean-Michel Lemieux du Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval.

Ainsi qu'une présentation sur les risques de contamination des eaux souterraines par monsieur Daniele Pinti et monsieur Yves Gélinas. Nous sommes aussi accompagnés de personnes-ressources.

Alors compte tenu que les joueurs ont changé, dépendamment des responsabilités de chacun, ça fait que je demanderais au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs de se présenter à nouveau et de nous présenter les collègues qui vous accompagnent.

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Bonjour monsieur le Président. Charles Lamontagne, je suis le directeur par intérim du Bureau de coordination des évaluations stratégiques.

J'ai avec moi ce soir Michel Ouellet, le chef d'équipe des eaux souterraines du MDDEFP, et monsieur Dick Mc Collough, économiste chez nous.

Et j'ai une réponse à une question qu'on a eue auparavant.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Une réponse verbale?

40

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Oui.

45

**PAR LE PRÉSIDENT :**

On va y revenir, le temps de faire les présentations.

Alors pour le Centre, à ma connaissance, c'est le Centre d'expertise hydrique du Québec, c'est bien ça, c'est monsieur Ouellet qui vous accompagne?

50

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Non. Monsieur Ouellet est à la Direction des politiques de l'eau.

55

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors pour le ministère des Ressources naturelles?

60

**PAR M. RENAUD PATRY :**

Pour le ministère des Ressources naturelles, Renaud Patry de la Direction du bureau des hydrocarbures. Je suis accompagné de monsieur Pascal Perron, de monsieur Robert Thériault, de monsieur Normand Beauregard et de madame Isabelle Leclerc.

65

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup monsieur Patry.

Alors pour le ministère de la Santé et des Services sociaux?

70

**PAR Mme LUCIE LAFLAMME :**

Lucie Laflamme de la Direction de la protection de la santé publique. J'ai avec moi le docteur Gaétan Carrier de l'Institut national de santé publique.

75

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci madame Laflamme.

80 Et pour la Commission géologique du Canada, le porte-parole?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

85 Bonjour. Denis Lavoie, Commission géologique du Canada. Ici ce soir, je suis avec madame Christine Rivard de la Commission géologique, aussi du bureau de Québec comme moi, et monsieur Maurice Lamontagne ici en arrière qui est du bureau d'Ottawa.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

90 Merci beaucoup. Est-ce qu'il y a des documents à déposer ou des documents qui ont été déposés par les différents ministères?

95 Est-ce que vous pourriez nous confirmer qu'est-ce qui a été déposé? Je vois pour le ministère de la Santé et des Services sociaux?

**PAR Mme LUCIE LAFLAMME :**

100 Oui, on a deux (2) documents qui ont été déposés. Il s'agit de l'État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique. C'est un document de 2010 qui était le rapport préliminaire.

Et le même document, l'État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique, la mise à jour qui a été faite en 2013.

105 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci madame Laflamme.

110 Est-ce qu'il y a d'autres documents qui ont été déposés par les autres personnes-ressources? Monsieur Patry.

**PAR M. RENAUD PATRY :**

115 Les documents qui sont à déposer pour le MRN sont en cours de préparation; certains d'entre eux ne sauraient tarder.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Patry.

120           Alors on pourrait peut-être aller à la question qui avait été prise en différé, monsieur Lamontagne. Pourriez-vous nous rappeler la question, monsieur Lamontagne?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

125           Oui, c'est une question de monsieur Chartier qui voulait connaître le passif environnemental du Québec.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

130           Oui, je crois que c'est une question qui avait été posée en séance hier?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

135           Oui. Au 31 mars 2013, le passif environnemental du gouvernement du Québec, d'après le ministère des Finances et Économie, c'est trois milliards cent soixante-treize millions de dollars (3 173 000 000 \$).

140           Le 31 mars 2011, le passif environnemental du MDDEFP était de un point zéro un milliard de dollars (1,01 G\$). Ça, c'est les sites contaminés.

145           Puis le 31 mars 2011, le passif environnemental du MRN, c'est les données du rapport du Vérificateur général, un point vingt-trois milliard de dollars (1,23 G\$). C'est les sites miniers abandonnés identifiés.

150           Et c'est ce que j'ai comme chiffres.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

155           Merci monsieur Lamontagne.

          Alors j'aimerais préciser que cet après-midi, la Commission a travaillé rondement quant à la présentation et des thèmes qui ont été présentés ainsi que les questions qui ont été posées, alors je tiens à remercier tout le monde aussi bien les personnes-ressources que les citoyens quant à la façon dont on a fonctionné cet après-midi.

          C'est vraiment, je pense, une contribution quand même qui est importante pour nos travaux, et ce qu'on souhaite, c'est de continuer dans cette direction, de façon à ce qu'on puisse bonifier le travail que la Commission a à faire.

160 Je vous rappelle qu'on a trois (3) semaines à faire, que les sujets sont quand même consistants, alors tant mieux si on peut en arriver à fonctionner de façon adéquate, puis de bonifier le travail de la Commission de la façon dont ça a été fait cet après-midi.

Alors je remercie tout le monde de leur collaboration.

165 Alors on pourrait peut-être procéder – peut-être finir avec mon petit laïus de circonstance!

Vous rappeler les règles de procédure en audience publique! Je demande aux participants d'éviter les préambules dans leurs questions, deux (2) questions par intervention permises et ce, sans sous-questions.

170 Vous pouvez vous réinscrire au registre pour d'autres questions. Toutes les questions et réponses me sont directement adressées.

175 Enfin, je vous rappelle qu'aucune manifestation, remarques désobligeantes, propos diffamatoires ou attitudes méprisantes ne seront tolérés dans la salle et ce, afin d'assurer un débat serein et respectueux.

---

180 **PRÉSENTATIONS**  
**HYDROGÉOLOGIE DES FORMATIONS PROFONDES**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

185 Alors j'inviterais maintenant monsieur Lavoie de la Commission géologique et madame Rivard de procéder à leur présentation.

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

190 Merci monsieur le Président, monsieur et madame les Commissaires, merci beaucoup de l'invitation à venir faire une mise à jour des travaux que la Commission géologique du Canada a faits dans le cadre de cette problématique des ressources non conventionnelles au Québec.

195 Donc le but de notre présentation ici aujourd'hui qui va être en deux (2) parties, donc c'est une revue de nos travaux de synthèse géologique que je vais faire et de synthèse hydrogéologique que madame Rivard va présenter, ainsi que nos nouveaux projets de recherche actuellement en cours sur cette problématique.

200 La Commission géologique du Canada est le plus vieil organisme scientifique au Canada qui est fondé en 1842, donc vingt-cinq (25) ans avant la fondation du pays lui-même. Sa mission à l'époque était de cartographier le territoire canadien connu à l'époque, afin d'en reconnaître son potentiel en minéral et en ressource énergétique.

205 À l'époque évidemment, le charbon était à la mode.

Aujourd'hui, la mission de la Commission géologique du Canada a évolué. Sa mission principale ou une de ses missions principales concerne toujours la mise en valeur par les nouvelles données géoscientifiques des ressources minérales et hydrocarbures au Canada, mais ce mandat s'est bonifié en utilisant la géoscience pour mieux comprendre, pour mieux gérer les régions côtières et extracôtières du Canada, ainsi que d'assurer la sécurité et la sûreté du peuple canadien.

210 Dans le thème qui nous intéresse ici au niveau des ressources non conventionnelles, deux (2) aspects de cette mission sont particulièrement importants, soit optimiser le potentiel des ressources au Canada grâce aux sciences de la Terre et deuxièmement, s'appuyer sur notre géoscience environnementale pour une mise en valeur responsable des ressources.

215 La carte du Canada ici vous montre, illustrées avec les ovals verts, les principales zones d'accumulation sédimentaire avec un potentiel en ressource non conventionnelle dans les schistes. Présentement, nous évaluons le potentiel au Canada à tout près de cinq mille trilliards de pieds cubes (5 000 Tpi<sup>3</sup>) de gaz naturel en place.

220 Il faut voir que la consommation canadienne en 2012 était de l'ordre de trois trilliards de pieds cubes par année (3 Tpi<sup>3</sup>/a). Évidemment, cinq mille trilliards (5 000 Tpi<sup>3</sup>), c'est la ressource en place, ce n'est pas nécessairement, sûrement pas la ressource récupérable, chaque bassin a ses particularités, chaque unité sédimentaire a ses propres caractéristiques.

225 Sur cette même carte, on vous localise les travaux de recherche actuellement en cours par la Commission géologique du Canada concernant justement ces ressources non conventionnelles.

230 Vous voyez qu'ils sont distribués sur la grande superficie de ces régions couvertes par ces bassins prometteurs, et on va focuser aujourd'hui sur l'Utica au Québec où nous avons des projets de recherche actuels qui visent à mieux comprendre les risques pour l'eau souterraine.

235 Nous avons des projets de caractérisation de la roche couverture au-dessus de l'Utica et également, une caractérisation de cet Utica au niveau de sa composition, de ses paramètres internes et de son potentiel.



Donc le premier domaine de recherche, comme je disais, visait à caractériser la ressource en gaz. C'est un programme qui a été désigné comme étant le programme de géoscience pour de nouvelles sources d'énergie du Secteur des sciences de la Terre auquel appartient la Commission géologique.

Trois (3) grands projets sont actuellement en cours dans ce thème de recherche, soit l'étude de l'intégrité des roches couvertures dont leur imperméabilité. Ces projets ont lieu actuellement au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse.

Nous avons également développé, donc le projet est maintenant mature, nous avons développé une méthodologie pour évaluer la ressource en place dans les schistes gazéifères. Nous avons étudié des unités dans l'Ouest canadien et nous venons de compléter une étude pour l'Utica. Cette étude sera disponible sous peu, mais on va en parler un petit peu ici ce soir.

Finalement, nous avons des activités qui caractérisent les paramètres internes de ces schistes, qu'est-ce qui contrôle le fait qu'un schiste soit fertile pour la production, alors que d'autres sont stériles. Ce sont les paramètres internes à ces schistes que l'on cherche à mieux comprendre pour pouvoir aller plus loin dans l'évaluation du potentiel de certains bassins.

Le second domaine de recherche vise donc ici à évaluer les aspects environnementaux associés à l'exploration et au développement de la ressource en gaz de schiste. Ces projets font partie d'un programme qu'on appelle notre programme de géoscience environnementale du Secteur des sciences de la Terre.

Deux (2) grands thèmes de recherche sont abordés, les effets potentiels sur les aquifères, ce que va vous parler madame Rivard dans quelques instants, et nous avons également un projet qui étudie les possibilités de sismicité induite par la fracturation hydraulique.

Monsieur Lamontagne est ici comme personne-ressource pour éventuellement discuter de ce point si besoin est.

Donc les deux (2) études qu'on nous a demandé de synthétiser sont les suivantes, donc l'étude E2-1 qui était menée par l'Institut national de la recherche scientifique qui était une synthèse hydrogéologique du shale d'Utica et des unités sus-jacentes.

Et la deuxième étude qui a été mise en ligne sur le site Web du Comité de l'évaluation environnementale stratégique qui est un dossier public de la Commission géologique du Canada qui, à la synthèse hydrogéologique, a ajouté une synthèse géologique de l'ensemble des connaissances du shale d'Utica et des unités couvertures.

Rapidement, cette étude pour le contexte géologique a permis de synthétiser dans un document l'ensemble des données géologiques publiques disponibles sur ce shale, avec en particulier l'identification d'un forage avec diagraphies, donc informations géologiques des successions rocheuses en profondeur pertinentes donc pour l'Utica et les unités de couverture.

À partir de cette étude, une synthèse géoréférencée a été produite pour tout l'Est canadien, donc non seulement pour le shale d'Utica, mais également les shales carbonifères au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Cette synthèse géoréférencée permet d'interroger la base de données en utilisant diverses couches d'information pour utiliser ces informations de façon croisée.

Et ici, je dois remercier nos collègues des Ressources naturelles Québec, de l'Environnement Québec, et des mêmes ministères au Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse pour leur collaboration à la mise sur pied de cette base de données.

Cette première étude a été capitale pour l'identification de quarante-quatre (44) puits de forage avec diagraphies qui ont permis de finalement étudier quel est le potentiel en ressource de l'Utica.

Nos collègues à Calgary en géostatistique ont développé un modèle d'évaluation basé sur une double porosité, porosité dans la matrice du schiste, mais également la porosité dans la matière organique.

Les deux (2) figures ici vous illustrent la distribution du potentiel en huile à gauche et en gaz naturel à droite dans l'Utica.

Comme j'ai dit, le rapport final est sur le point d'être mis dans le domaine public sous peu, ces chiffres seront rendus publics.

Ce qui est intéressant à noter ici sur cette figure, et en particulier sur la figure de l'huile en place, on voit la région de Québec à l'extrémité nord-est de ce diagramme, c'est la présence d'une zone à maturation moins élevée. Les roches ont été moins cuites dans cette région, ce qui fait qu'on a préservé de l'huile. Donc pour la région de Québec, Portneuf et Lotbinière, cet état de fait a une importance significative pour les roches qui sont en surface dans cette région.

Dans le cadre du projet qu'on va vous présenter, que madame Rivard va vous présenter dans quelques instants, nous avons fait les forages peu profonds afin d'étudier l'eau à faible profondeur dans la région de Saint-Édouard, à une soixantaine de kilomètres de Québec.

Nous avons récupéré les carottes de forage, de ces forages stratigraphiques et nous avons fait des analyses de géochimie organique sur ces carottes de forage à notre laboratoire à Calgary, et

ces carottes du groupe de Lorraine à faible profondeur sont chargées d'hydrocarbure. On y retrouve des hydrocarbures allant du méthane, comme on voit sur la figure ici, donc de C1 qui est le méthane jusqu'à C20 qui sont des chaînes d'hydrocarbure longues, des liquides.

C'est un élément important à considérer. Donc dans cette région en particulier, les données de géochimie et de maturation organique suggèrent que la roche en surface est dans la zone de préservation de l'huile, et ça l'a une importance significative pour la suite de notre histoire.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Pour ce qui est du contexte hydrogéologique, l'étude E2-1 et le dossier public 7338 dont mon collègue Denis Lavoie vient de parler ont permis de synthétiser l'ensemble des données géologiques mais également hydrogéologiques publiques pertinentes au shale d'Utica et des unités qui sont au-dessus dont les unités non consolidées, ce qu'on appelle souvent le mort-terrain ou les dépôts meubles.

Ces synthèses décrivent et localisent les régions où des données ont été acquises dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines dont l'acronyme est PACES qui a été créé et qui est financé par le MDDEFP dont l'objectif est de cartographier et caractériser les aquifères de surface des régions les plus peuplées du Québec.

Un aquifère, c'est une unité géologique dans laquelle il y a assez d'eau pour que de l'eau puisse être pompée. Ça peut être dans le roc, ça peut être également dans les dépôts meubles ou le mort-terrain, comme par exemple une unité de sable.

Depuis 2011, il y a un objectif qui s'est ajouté au programme PACES qui vise à compléter la couverture des territoires ciblés par l'industrie du gaz de schiste.

On voit à droite dans la figure, en rouge, il y a la zone à potentiel de gaz de schiste qui est montrée et en 2015, l'ensemble de la région va avoir été cartographié et caractérisé pour les aquifères de surface.

Ces deux (2) figures sont tirées des deux (2) synthèses dont Denis et moi parlons depuis tout à l'heure. À gauche, on voit que la zone à potentiel de gaz de schiste est vraiment couverte depuis l'approvisionnement, et c'est une des raisons pour lesquelles il y a des préoccupations environnementales et c'est normal.

À droite, la figure montre qu'il y a déjà eu plusieurs études qui ont montré que du gaz était présent dans l'eau souterraine des basses-terres. La zone qui est délimitée en noir ici est une zone

qui avait été étudiée par un monsieur Clark dans les années cinquante et soixante, et chaque point bleu montre un puits où du gaz avait été observé ou mesuré dans un puits.

Donc c'est un fait qui est connu depuis longtemps que du gaz est présent dans l'eau souterraine dans plusieurs endroits dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Les principales caractéristiques des unités géologiques allant de la surface jusqu'au shale d'Utica, qui est l'unité ciblée par l'industrie, peuvent se résumer de la façon suivante! Les unités en surface servent à l'approvisionnement en eau souterraine et, dans les basses-terres du Saint-Laurent, l'approvisionnement se fait surtout à partir des aquifères rocheux.

L'eau souterraine qui circule dans les unités près de la surface est généralement douce; plan de conservation, il y a une zone à l'ouest où il y a de l'eau saumâtre allant de Sorel à peu près jusqu'aux Montérégiennes. La perméabilité de la roche permet d'approvisionner les résidents. La perméabilité n'est pas très élevée, on aurait de la difficulté par exemple à avoir des puits municipaux.

En profondeur, comme dans le shale d'Utica, l'eau est salée. La perméabilité est très faible, c'est pour ça qu'il faut fracturer la roche pour extraire le gaz, et le shale d'Utica est sous forte pression à la ligne entre les deux (2); il y a des unités intermédiaires qui sont appelées unités de couverture qui séparent les aquifères de surface des unités ciblées par l'industrie.

La perméabilité est encore une fois très faible et l'eau va de saumâtre à salée.

Les liens possibles entre les unités géologiques présentant un potentiel pour le gaz de schiste et les aquifères superficiels sont très peu documentés. Par contre, on sait qu'une connexion n'est pas présumée possible sans la présence de discontinuités perméables, c'est-à-dire comme des zones de fractures ou de failles qui fournissent un chemin préférentiel potentiel.

Ici on a un schéma qui montre dans le haut, on a les aquifères rocheux de surface qui sont représentés par la zone hachurée et la zone en gris représente le shale d'Utica.

Entre les deux (2), on a la zone qu'on appelle intermédiaire et pour laquelle peu de données sont disponibles. Pourquoi, parce que cette zone est plus profonde que celle dans laquelle les puits d'approvisionnement sont forés et elle est au-dessus de la zone qui est ciblée par l'industrie.

C'est sûr que les puits pétroliers et gaziers ont traversé cette zone intermédiaire, mais historiquement, il y a assez peu de données qui ont été prélevées dans la zone intermédiaire, donc on doit utiliser des données indirectes comme de géophysique ou de géochimie, je vais en reparler par la suite, pour essayer de comprendre un peu s'il y a une connexion ou pas.

Il y a également le dossier public 7368 dont mon collègue Denis Lavoie a parlé tout à l'heure, qui a été récemment publié. Ça consiste en une synthèse géoréférencée des données géologiques mais également hydrogéologiques de l'Est du Canada qui comprend les provinces du Québec, du  
 400 Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.

Comme toute base de données géoréférencées, on peut afficher, on peut visualiser différentes couches d'information. Ici, on a choisi de vous présenter la région de Saint-Édouard là où on est en train d'effectuer une étude. On a choisi de vous présenter une couche qui montre la topographie,  
 405 c'est-à-dire le relief, et le réseau hydrographique, c'est-à-dire les réseaux de rivières et par-dessus, on pourrait vouloir afficher l'ensemble des puits d'approvisionnement dans la région et également, les puits pétroliers, la localisation des puits pétroliers et gaziers qui sont en noir.

Il y a à peu près deux (2) ans, on a commencé une étude à Saint-Édouard-de-Lotbinière dont le but était d'étudier les impacts de l'exploitation du développement des gaz de schiste sur les  
 410 aquifères de surface. Pour vous repérer géographiquement, on a le fleuve Saint-Laurent ici et la ville de Québec est située à environ soixante-cinq kilomètres (65 km) au nord-est. Et le puits de Talisman est situé ici.

Pour l'instant, on a réalisé plusieurs types de travaux de terrain dont le forage de quatre (4) puits qui sont identifiés ici. Entre autres, on les a échantillonnés, mais on a également échantillonné vingt-cinq (25) puits résidentiels dans la région, et les analyses ont montré que du méthane est  
 415 présent à peu près partout dans la région mais à des concentrations qui sont très variables allant de zéro, c'est-à-dire tout près du seuil de détection jusqu'à quarante milligrammes par litre (40 mg/L), avec une médiane de quatre milligrammes par litre (4 mg/L), ce qui montre la grande variabilité des concentrations.  
 420

On s'est vite rendu compte que la concentration en méthane était pas reliée à la formation géologique dans laquelle le puits était foré mais était fortement corrélée au type d'eau qu'on retrouvait  
 425 dans le puits

Il y a deux (2) types d'eau très distincts qu'on retrouve dans la région de Saint-Édouard–Sainte-Croix. En jaune, les ronds jaunes présentent une eau qui est plutôt de type sodique, c'est-à-dire avec plus de sel dedans et en rose, on voit les ronds roses qui représentent l'eau qui est de type  
 430 calcique, c'est-à-dire avec plus de calcium dedans.

Parmi les deux (2) types d'eau présents à Saint-Édouard, c'est l'eau de type sodique qui est celle qui montre les plus grandes concentrations en méthane. À l'aide de ces concentrations en méthane là, mais aussi avec plusieurs autres analyses, plusieurs autres types d'analyses, dont des  
 435 analyses isotopiques, ça ressemble un peu à des empreintes digitales des molécules, on peut, de façon préliminaire, conclure que le gaz des puits d'approvisionnement en eau souterraine est, à Saint-

440 Édouard, soit biogénique, c'est-à-dire que du gaz est créé par des bactéries près de la surface ou des micro-organismes près de la surface dans soixante pour cent (60 %) des cas ou soit est un mélange de gaz biogénique et thermogénique. Le gaz thermogénique est produit par des gradations de la matière organique ancienne, dans notre cas, à quarante pour cent (40 %).

Il est à noter que du gaz thermogénique peut être présent à différentes profondeurs dans la roche.

445 Pour les deux (2) années du projet qui nous restent, on a prévu, je vais présenter quelques travaux qu'on a prévus de faire. On va d'abord poursuivre l'interprétation des levés de gaz dans les sols. On analyse entre autres le radon, le méthane et le CO<sub>2</sub>.

450 On va continuer des essais géomécaniques sur des carottes de roche. Les carottes de roche, ce sont des cylindres de roche qu'on retire durant le forage du puits qui nous ont été fournis par Talisman Energy.

455 On va également poursuivre l'étude des diagraphies de forages pétroliers. Les diagraphies, c'est de la géophysique de puits. On insère différentes sondes à l'intérieur du puits pour essayer d'obtenir diverses informations.

Dans notre cas, on essaie de caractériser les propriétés mécaniques des unités du shale d'Utica, mais également des unités qui sont au-dessus.

460 Caractériser les réseaux de fractures naturelles avant la fracturation hydraulique et évaluer les valeurs de porosité et de saturation en eau dans les schistes.

465 On veut effectuer également des levés de sismique réflexion parce qu'on a des levés qui nous ont été fournis par Talisman Energy. Des levés de sismique, ça correspond un peu à une échographie mais du sous-sol. L'industrie ciblait évidemment les unités qui sont profondes, donc on a un trou de données dans le haut et on veut combler cette lacune d'information par nos levés de sismique qui sont réalisés avec le petit camion que vous voyez sur la photo ici.

470 Les levés vont également nous permettre d'identifier les endroits où on pourrait retrouver des zones de fractures ou de failles et on voudrait forer à proximité de ces endroits-là, des forages peu profonds, d'une centaine de mètres, et pouvoir y réaliser des essais hydrauliques. Parce que c'est les essais de pompages qui peuvent nous montrer si cette zone de fracture là est scellée, c'est-à-dire complètement imperméable ou au contraire est perméable et pourrait donc correspondre à un chemin de migration potentiel.

475 On va également poursuivre nos analyses géochimiques de l'eau et des carottes de forage.

En conclusion, le shale d'Utica est surmonté des grès du groupe de Queenston et des schistes du groupe de Lorraine qui semblent parfois riches en hydrocarbures, comme dans le cas de notre projet à Saint-Édouard.

Peu de données sont disponibles dans la zone intermédiaire, donc on doit utiliser des données qui sont indirectes pour pouvoir obtenir des informations sur une possible connexion.

Il y a naturellement du gaz naturel dans l'eau souterraine des basses-terres, mais en concentrations très variables et d'origine également variable.

À Saint-Édouard, la plupart des échantillons d'eau ont montré la présence de gaz biogénique, mais on a également plusieurs échantillons qui montrent un mélange de gaz biogénique et thermogénique.

Et l'étude de Saint-Édouard, on l'espère, contribuera à la compréhension des processus naturels liés à la présence de gaz dans l'eau souterraine dans une région à potentiel en hydrocarbures.

Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Lavoie, madame Rivard, merci beaucoup pour votre présentation.

Alors j'aimerais signaler qu'après les deux (2) prochaines présentations, le registre sera ouvert. Je vous invite à vous inscrire lorsque le registre sera ouvert évidemment, les questions porteront sur les sujets qui ont fait l'objet des présentations.

---

**RISQUES DE CONTAMINATION DES EAUX SOUTERRAINES  
MODÉLISATION NUMÉRIQUE DE LA MIGRATION DU MÉTHANE  
DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors j'inviterais monsieur Jean-Michel Lemieux de venir faire une présentation dont le sujet sera la modélisation numérique de la migration du méthane dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Alors monsieur Lemieux, la parole est à vous.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

520           Merci beaucoup. Bonsoir tout le monde.

525           Ce que je vais vous présenter aujourd'hui, c'est les résultats de l'étude E3-10, donc encore une fois, c'est une mise à jour, c'est-à-dire qu'il y a certains résultats qui vont vous être présentés aujourd'hui qui sont différents de ce qui était présenté dans l'étude. C'est qu'on a continué notre travail depuis le dépôt du rapport au mois d'août dernier.

530           Donc je vais présenter mes coauteurs pour cette étude-là. Donc principalement, le travail a été réalisé par Ali Nowamooz qui est chercheur postdoctoral à l'Université Laval puis qui est avec moi ici ce soir, puis John Molson, puis René Therrien qui sont professeurs en hydrogéologie au Département de géologie et de génie géologique à l'Université Laval qui ont collaboré également.

535           Donc je voulais faire un petit clin d'œil à ma fille ce soir, c'est le 1<sup>er</sup> avril aujourd'hui, je voulais mettre un petit poisson d'avril, mais comme les poissons n'existaient pas à l'Ordovicien, donc j'ai décidé de mettre un céphalopode. Donc c'est les organismes marins qui vivaient ici il y a plus de quatre cents millions (400 M) d'années. Donc c'est notre céphalopode d'avril!

540           La problématique qui a suscité l'étude que je vais vous présenter ce soir, bien, vous le savez, c'est un petit peu relié aux fuites de gaz qui proviennent des activités de fracturation hydraulique dans les gaz de schiste. Donc la problématique a été bien présentée par les collègues de la Commission géologique juste avant.

545           Donc dans une petite revue de la littérature, on a identifié, disons, différents scénarios qui pourraient mener justement aux fuites de gaz naturel, donc de méthane, du shale d'Utica vers les aquifères superficiels où il y a de l'alimentation en eau potable qui est effectuée.

550           Donc ici, je présente un dessin où c'est un de ces scénarios-là. Donc c'est un scénario où il y a des fuites le long d'un puits de gaz de schiste. Donc vous voyez un puits de gaz de schiste ici, bon, dans lequel il y a eu de la fracturation hydraulique dans le shale d'Utica.

555           Donc éventuellement, le gaz qui provient du shale d'Utica pourrait remonter à la surface, dans ce cas-ci le long du coffrage du puits, donc à l'interface entre le coffrage puis la formation géologique, il y a un ciment qui est mis en place, puis si le ciment a été mal mis en place ou s'il est dégradé, bien, ça peut représenter un chemin d'écoulement préférentiel.

555           Puis le méthane ou les fluides de fracturation ou même ce qu'on appelle les fluides de formation, donc de l'eau salée, de la saumure, pourraient remonter ici le long du puits puis atteindre



nos aquifères superficiels puis éventuellement, bon, venir contaminer un puits d'alimentation en eau potable.

560 Dans un second scénario qui est évoqué également dans la littérature, donc les remontées de fluides se font plutôt le long d'une faille. Donc il y a des failles qui existent, comme la faille de Yamaska, bon, dans les basses-terres du Saint-Laurent, puis à ce moment-là, ici, bon, lors de la fracturation hydraulique, une fracture induite pourrait venir établir un contact entre le shale d'Utica puis le puits de gaz de schiste avec la faille, puis bon, une migration des fluides vers la surface.

565 Un autre cas qui est évoqué également, c'est encore une fois, bon, une fuite le long de fractures qui soient naturelles ou induites. Donc dans ce cas-ci, la fracturation hydraulique pourrait causer le développement de fractures qui pourraient venir se connecter à des fractures préexistantes ou simplement en créer de très longues qui pourraient servir de chemin d'écoulement préférentiel vers la surface.

570 Enfin, un dernier cas de figure que je présente ici, bien, c'est une situation où les fuites pourraient se faire le long d'un puits qui se trouve à proximité du puits de gaz de schiste. Donc il pourrait y avoir des puits d'exploration de gaz et pétrole qui ont été forés dans le passé à proximité, puis s'il y a un lien qui est établi lors de la fracturation hydraulique entre ces deux (2) puits-là, bien, l'ancien puits pourrait servir ou le puits à proximité pourrait servir de chemin d'écoulement préférentiel.

575 Donc qu'est-ce qu'il en est vraiment de ces scénarios-là, est-ce qu'ils sont tous plausibles! Est-ce qu'ils sont tous réalistes! Donc c'est un petit peu ce qui a motivé notre étude.

580 C'est qu'on a voulu un petit peu les quantifier, les tester. Donc l'objectif ici, c'était d'évaluer puis même de quantifier le potentiel de migration des fluides provenant de la zone d'exploitation du gaz de schiste vers les sources d'alimentation en eau potable qui sont situées près de la surface, mais à l'aide de simulations qui sont réalisées à l'aide d'un modèle numérique.

585 Puis on voulait utiliser les variables propres aux basses-terres du Saint-Laurent.

590 Donc les fluides, je l'ai mentionné tout à l'heure, ça peut être le méthane, les fluides de formation, donc la saumure, ou les fluides de fracturation.

Donc la méthodologie! Je l'ai mentionné, je viens juste de la mentionner, la méthodologie qui a été retenue pour l'étude, bien, c'est la réalisation de simulations à l'aide d'un modèle numérique.

595 Donc à ce moment-là, la première étape de notre travail, c'était de choisir notre modèle puis de l'adapter pour les scénarios qui nous intéressaient.

Puis ensuite, bien, on a choisi deux (2) scénarios parmi les quatre (4) que je vous ai présentés tout à l'heure, puis pour ces deux (2) scénarios-là, bien, on a dû créer un maillage, attribuer des propriétés hydrauliques aux formations géologiques, définir des conditions limites et des conditions initiales.

Donc ça, c'est un petit peu le travail de modélisation numérique que je vais pas nécessairement présenter aujourd'hui, c'est assez technique, puis ça apparaît dans le rapport de toute façon.

Donc ensuite, on a réalisé les simulations. Donc dans ce cas-ci, madame Rivard l'a mentionné tout à l'heure, donc il y a peu d'informations qui existent quand même sur les formations géologiques profondes au Québec, donc c'est difficile d'avoir des données précises.

Donc à ce moment-là, lorsqu'il y a une certaine incertitude dans la connaissance des propriétés géologiques ou hydrogéologiques des roches, donc on a décidé de procéder par une analyse paramétrique.

Donc ça veut dire qu'on va réaliser des simulations en faisant varier les paramètres donc pour simuler différentes situations, puis il va y avoir l'influence que ça peut avoir sur éventuellement les fuites vers les aquifères superficiels. Puis ensuite, bon, on regarde les résultats.

Donc le modèle numérique qu'on a utilisé s'appelle DuMuX, c'est un modèle qui a été créé en Allemagne à l'Université de Stuttgart principalement pour l'étude de l'injection de la séquestration géologique du CO<sub>2</sub> dans les aquifères salins. Donc c'est un modèle d'écoulement multiphase.

Donc les modèles d'écoulement multiphase nous permettent de simuler l'écoulement d'un gaz et d'un liquide de façon simultanée, donc le gaz étant ici le méthane puis le liquide étant l'eau salée.

Donc ici, bon, je vous présente une petite image, dans le fond, si vous preniez un échantillon de roche ou de dépôt meuble puis vous le regardiez au microscope en le grossissant beaucoup, bien, vous pourriez voir les grains de sable ou de roche qui pourraient être illustrés ici par les cercles noirs. Donc ça représenterait les grains de sol. Puis entre les grains, bien, il y a un espace qui est libre dans lequel l'eau puis le méthane peuvent circuler.

Donc lorsqu'il y a deux (2) fluides, si on veut, bien, les deux (2) fluides se font un petit peu compétition. Donc l'eau peut circuler, mais le gaz essaie de prendre sa place. Donc le modèle qu'on utilise, bien, permet de simuler en bleu l'eau, puis en espèce de beige, si on veut, le méthane.

Donc on a dû définir les propriétés de l'eau salée, du méthane, puis de leur mélange, qui n'existaient pas nécessairement dans ce modèle-là, parce qu'il avait été créé pour la séquestration

géologique du CO<sub>2</sub>. Donc c'est un des aspects du travail qu'on a réalisé. Donc je vais commencer, je vais présenter les deux (2) scénarios.

640           Donc le scénario 1 qu'on a retenu, bien, c'est un des scénarios quand même important à nos yeux qui est régulièrement cité dans la littérature.

Donc c'est les fuites le long d'un puits de gaz de schiste, bon, dans ce cas-ci, abandonné. Dans notre modèle numérique, ce qu'on représente en fait, bien, c'est la figure ici.

645           Donc on utilise une séquence de roche composée du shale d'Utica, du groupe de Lorraine, puis d'un aquifère superficiel. Donc on va simuler l'écoulement du gaz puis de l'eau salée dans cette séquence de roche là qui fait mille mètres (1000 m) d'épaisseur sur une longueur de mille mètres (1000 m) dans laquelle il y a un puits de gaz de schiste qui a été foré.

650           Donc le puits ici est cimenté, si on veut, aux formations géologiques; donc on voit le ciment en gris foncé.

655           Donc ce qu'on peut voir ici, c'est que dans notre modèle, bien, le puits est quand même assez simplifié par rapport à la réalité, donc tout ceux qui ont étudié un petit peu les puits savent que, bon, c'est composé d'une succession de coffrages, si on veut, emboîtés les uns dans les autres, puis qui sont cimentés à la formation rocheuse. Donc ça l'a un petit peu cette forme-là télescopique.

660           Mais si on considère qu'il y a un ciment qui existe entre le tubage puis la formation rocheuse, pour chacun des tubages ici, bien, ça nous fait, si on veut, une interface de ciment entre le tubage puis la roche qui est un petit peu simplifiée dans notre modèle ici.

665           Donc on représente uniquement la portion verticale du puits, parce que c'est la portion dans laquelle la migration des fluides peut se faire. Donc la partie horizontale ne représente pas un chemin d'écoulement vers la surface.

670           Donc dans notre scénario, bien, le puits de gaz de schiste est ici, puis la section horizontale ici n'est pas représentée, mais on considère que dans la partie horizontale, il y a eu la fracturation hydraulique du shale d'Utica ici. Donc tout à l'heure, vous allez voir, on peut faire varier les propriétés hydrauliques du shale d'Utica selon le degré de fracturation qu'on lui attribue.

675           Donc on considère que le puits de gaz de schiste est fermé et abandonné, c'est-à-dire que la fracturation hydraulique a été faite, l'exploitation a été complétée, on ferme le puits, puis on l'abandonne. Puis on va faire un suivi des fuites de gaz et de saumure après la fermeture ici au cercle rouge, donc à l'interface entre le ciment puis notre aquifère près de la surface.

Donc normalement, si l'espace entre notre coffrage, si on veut, puis la formation géologique qui est représentée par du ciment représente un chemin d'écoulement préférentiel pour le gaz, bien, à ce moment-là, le gaz suivrait les directions d'écoulement représentées par les flèches en rouge ici, donc le gaz se dirigerait vers le puits puis éventuellement, vers la surface.

Donc dans notre modèle, on doit attribuer des propriétés aux différentes formations géologiques puis au ciment, donc les travaux qui ont été mentionnés par les collègues de la Commission ont été consultés, donc l'étude de Séjourné, Duchaine puis nous-mêmes, on a prélevé des échantillons dans deux (2) puits qui interceptent le shale d'Utica puis le groupe de Lorraine.

Donc on a consulté la carothèque du ministère des Ressources naturelles, on a prélevé des échantillons, puis on a fait des analyses en laboratoire, notamment sur la porosité puis les propriétés capillaires de la roche.

Je vais passer vite sur les valeurs, mais bon, pour le shale d'Utica, donc porosité de point un (0,1 %) à six pour cent (6 %), perméabilité, bon, cinq fois dix à la moins cinq ( $5 \times 10^{-5}$ ) à trois point cinq fois dix à la moins quatre ( $3,5 \times 10^{-4}$ ) mDarcy.

Le groupe de Lorraine, ça se ressemble quand même pas mal.

Pour ce qui est du ciment, bien là, ici, on a deux (2) cas de figure. Donc on a considéré un cas où la cimentation était bien réalisée, cimentation adéquate, puis un cas où la cimentation est inadéquate.

Dans le cas de la cimentation adéquate, bien, la perméabilité, donc la perméabilité c'est l'aisance avec laquelle un fluide peut circuler dans une roche, est fonction de plusieurs paramètres, donc le rapport au ciment, la durée d'hydratation, la température, etc., mais en général, selon les références consultées, un bon ciment pourrait avoir une perméabilité qui est quand même assez faible, donc peu perméable.

Pour une cimentation inadéquate, donc il y a des études sur des échantillons fabriqués en laboratoire qui ont été dégradés artificiellement ou même des essais dans des puits qui ont été effectués, puis on se rend compte que la perméabilité peut atteindre jusqu'à cent (100) mDarcy.

Donc ici, j'ai des photographies d'un ciment ici à gauche qui est sain, qui est bien mis en place, puis on voit ici, c'est un grossissement au microscope, puis ici, bien, ça se trouve à être l'acier du coffrage, puis on voit que l'interface entre le ciment puis l'acier est bien cimentée.

Tandis que dans la figure ici à droite, on voit que l'acier qui représente le tubage qui est en gris pâle en haut, puis le ciment qui est en bas ici en gris plus foncé, bien, il y a un espace noir entre les

deux (2) qui représente, si on veut, un espace ouvert dans lequel le gaz peut circuler. Puis éventuellement même, le ciment peut être fracturé, puis à ce moment-là, représenter un chemin d'écoulement préférentiel aussi pour le gaz.

720

Donc pour notre premier scénario, on a considéré trois (3) cas différents, puis pour chacun des cas, on a fait six (6) simulations.

725

Donc là, ce qu'on considère dans un premier temps, c'est notre séquence de roche Utica-Lorraine et l'aquifère, puis on a notre ciment. Donc les propriétés du Lorraine ici vont être constantes pour toutes les simulations.

Pour l'Utica, bien, dans les trois (3) cas, la perméabilité va être différente.

730

Dans le premier cas, celui que je présente ici, bien, on considère que même s'il y a eu de la fracturation hydraulique, la perméabilité n'a pas été significativement augmentée dans l'Utica puis à ce moment-là, on considère qu'il y a un bon ciment qui a été mis en place de bonne qualité qui est progressivement dégradé. On le voit ici dans la figure de droite, on voit qu'il y a des petites fractures à l'intérieur, donc on considère qu'éventuellement, bien, on a un ciment qui s'est dégradé avec le temps ou qui a été mal mis en place, ce qui nous permet – ce qui est étudié à l'aide de six (6) simulations ici dont les propriétés pour chacun des éléments représentés sont données.

735

Donc dans ce cas-ci, pour le Lorraine, ça change pas.

740

Pour l'Utica, bien, on voit ici qu'on a attribué une perméabilité assez faible.

Puis pour le ciment, bien, on fait progressivement augmenter la perméabilité pour représenter un ciment sain jusqu'à un ciment très dégradé. Puis ça, c'est les résultats qu'on obtient. Donc à gauche, ça se trouve à être les fuites de gaz dans l'aquifère superficiel en mètre cube par jour, en fonction du temps. Donc on a des simulations de cent (100) ans.

745

Puis à la droite, bien, c'est les fuites d'eau, donc de saumure, de fluides de formation qui sont représentées dans les mêmes unités.

750

Donc ce qu'on voit ici, c'est différentes courbes. Chacune des courbes correspond à une simulation puis à un degré de dégradation du ciment différent.

Donc le premier cas ici en bleu pâle, ça se trouve à être un ciment de bonne qualité. Donc on voit que si on a un ciment de bonne qualité, bon bien, après cent (100) ans, les fuites de gaz près de la surface correspondraient à un millilitre par jour (1 ml/j), ce qui est vraiment très faible.

755

Donc plus on augmente la perméabilité, c'est-à-dire plus le ciment devient dégradé, bien, plus les fuites deviennent importantes. Puis on voit ici que dans la courbe en bleu, la forme est légèrement différente des autres.

760

C'est que les trois (3) premières courbes, c'était uniquement du gaz qui provenait du groupe de Lorraine qui atteignait la surface, tandis qu'en bleu, bien ici, c'est le gaz du groupe de Lorraine puis éventuellement, oups, le gaz de l'Utica qui arrive à la surface, ce qui fait que les fuites augmentent significativement.

765

Puis les deux (2) derniers cas en rouge puis en noir, bien là, c'est un ciment qui est très dégradé ou très mal mis en place, qui occasionne des fuites qui pourraient atteindre un mètre cube par jour ( $1 \text{ m}^3/\text{j}$ ) ici.

770

Donc ce que je présente en gris en trame de fond ici, ça, c'est une des plages de valeurs qui correspondent à des observations de fuites de gaz sur des puits conventionnels réalisés en Colombie-Britannique puis en Alberta. C'est-à-dire qu'il y a des fuites de gaz de l'ordre de point un mètre cube par jour ( $0,1 \text{ m}^3/\text{j}$ ) jusqu'à mille mètres cubes par jour ( $1000 \text{ m}^3/\text{j}$ ) qui ont été faits dans des puits.

775

Donc on voit que, bon, lorsqu'on a des puits dont la cimentation est mal faite, bien, on reproduit un petit peu ces mêmes valeurs là.

Pour l'eau, sans rentrer dans les détails, bien, ça correspondrait à des fuites de cent millilitres par jour ( $100 \text{ ml/j}$ ), ce qui est vraiment très faible ici.

780

Dans le deuxième cas, bien, on reprend encore nos six (6) simulations avec un ciment qui est sain, bien mis en place jusqu'à un ciment qui est dégradé ou mal mis en place, mais à ce moment-ci, on considère que le shale d'Utica, lors de la fracturation hydraulique, ça l'a passablement fracturé, puis sa perméabilité a augmenté à un fois dix moins trois ( $1 \times 10^{-3}$ ) au lieu de un fois dix à la moins cinq ( $1 \times 10^{-5}$ ) comme on avait tout à l'heure.

785

Puis là, qu'est-ce qu'on obtient, bien, pour le ciment bien mis en place, le fait d'augmenter ou de fracturer davantage le shale d'Utica n'a pas changé grand-chose.

Par contre, pour un ciment qui est dégradé, bien, tout à l'heure on avait des fuites maximum d'un mètre cube par jour ( $1 \text{ m}^3/\text{j}$ ), là, on passe à cent mètres cubes par jour ( $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ) ici, donc voire même deux cents mètres cubes par jour ( $200 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Puis pour l'eau, on augmente à trois cents millilitres par jour ( $300 \text{ ml/j}$ ).

790

Dans le troisième cas, bien, on augmente encore la fracturation du shale d'Utica. Donc là, c'est un shale qui est très fracturé, puis on reprend encore nos six (6) simulations où on dégrade notre

795

ciment. Puis encore une fois, lorsque le ciment est bien mis en place, bien, les fuites demeurent assez faibles.

800 Par contre, dans le cas où le ciment a été mal mis en place, bien, on pourrait atteindre jusqu'à cent mètres cubes par jour ( $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Dans l'autre situation, j'ai dit cent ( $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ), mais c'était dix ( $10 \text{ m}^3/\text{j}$ ), je suis allé un petit peu vite, j'anticipais sur le cas 3.

Donc dans le cas 3 ici, on se rend jusqu'à cent mètres cubes par jour ( $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ).

805 Donc on n'atteint pas le trois cents mètres cubes par jour ( $300 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Trois cents mètres cubes par jour ( $300 \text{ m}^3/\text{j}$ ), ça, c'est en Alberta. Si on dépasse trois cents mètres cubes par jour ( $300 \text{ m}^3/\text{j}$ ), il y a une action correctrice qui doit être appliquée sur le puits parce qu'il y a des risques d'explosion. Donc c'est une valeur qu'il ne faut pas atteindre.

810 Puis on voit que pour les fuites d'eau, bien, ça l'a diminué ici, les fuites d'eau, parce que comme il y a plus de gaz qui fuit, bien, il y a moins de place pour l'eau, donc là, il y a moins d'eau qui peut sortir. Donc un problème en règle un autre, comme on pourrait dire.

815 Donc si on regarde de façon plus détaillée les fuites de gaz, les fuites de gaz qui sont mesurées sur les puits, ça semble être une donnée que les gens n'aiment pas publier, donc qu'on a de la difficulté à trouver.

820 Un fonctionnaire du ministère, bon, un ministère au gouvernement de la Colombie-Britannique qui nous a transmis leurs données. Ils ont visité deux mille cinq cents (2500) puits sur lesquels ils ont fait des mesures de fuites de méthane, puis ils ont observé des fuites sur mille (1000) puits environ sur les deux mille cinq cents (2500). Puis parmi ces mille (1000) puits-là, bien ici, je vous présente un histogramme, si on veut, qui représente le débit qui correspondait à ces fuites-là.

825 Donc je vous mentionnais tout à l'heure qu'il y avait des fuites entre point un ( $0,1 \text{ m}^3/\text{j}$ ) et environ mille mètres cubes par jour ( $1000 \text{ m}^3/\text{j}$ ) qui avaient été observées, mais si on regarde le détail, on se rend compte que la plupart sont entre point un ( $0,1 \text{ m}^3/\text{j}$ ) et cent mètres cubes par jour ( $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ), les fuites.

830 Donc si on compare ça à nos simulations, bien, dans le cas où on avait un ciment qui est très dégradé, bien, ça correspondait à cette situation-ci. Donc on tombe à peu près dans les mêmes valeurs qui ont été observées en Colombie-Britannique.

Pour les mille cinq cents (1500) puits pour lesquels il n'y a pas eu de fuites, donc peut-être qu'il y avait des fuites, mais la quantité était trop faible pour être mesurée, puis ça, bien, ça

835 correspond à nos simulations aussi dans les situations où le ciment a été bien mis en place, bien, les fuites étaient de faible envergure, puis en fait, ça correspondrait à la partie gauche de cette figure-ci.

Donc c'est sûr que dans notre modèle que j'ai présenté tout à l'heure, j'ai pas des observations qui proviennent des basses-terres du Saint-Laurent, il n'y en a pas des mesures de fuites de gaz pour des puits de gaz de schiste.

Par contre, si on compare ça à des fuites sur des puits conventionnels, bien, nos données quand même collent assez bien, ce qui nous réconforte dans notre exercice de simulation.

845 De toute façon, les fuites de gaz le long des puits de gaz, bien, c'est pas quelque chose de nouveau, c'est quelque chose qui est connu depuis longtemps puis qui est documenté dans l'industrie.

Ici, je cite des auteurs qui ont étudié les problématiques de fuites. Vous voyez des sources qui datent de 1983, 91, 96. Donc c'est tout des éléments ici qui ont été étudiés, donc qui sont responsables, si on veut, d'une mauvaise mise en place d'un ciment lors de la cimentation d'un coffrage.

855 J'entrerai pas dans les détails, mais lorsque la cimentation n'est pas bien faite, bien à ce moment-là, il y a des discontinuités qui peuvent exister dans le ciment, puis ça peut représenter des chemins d'écoulement préférentiel pour le gaz qui est représenté par les petites bulles en rouge ici.

Dans le deuxième scénario, on s'est intéressé principalement aux fuites de gaz le long d'une faille. Donc on considérerait que c'est un élément qui est important, qui était discuté pas mal dans la littérature.

865 Donc pour étudier cette situation-là, on a procédé en deux (2) temps, si on veut. Donc dans un premier temps, on a considéré encore la même séquence de roche, donc l'Utica, le Lorraine, puis notre aquifère superficiel dans lequel on a simplifié notre faille. Bon, désolé pour nos amis géologues, ici on a mis notre faille verticale. On sait qu'elles sont pas complètement verticales, mais bon, pour nos calculs, c'est plus simple.

870 Puis à ce moment-là, bien, normalement, si la faille est perméable, bien, normalement, elle devrait éventuellement représenter un chemin d'écoulement préférentiel pour le gaz, puis le gaz suivrait les directions d'écoulement représentées par les flèches rouges. Donc les fuites se feraient dans l'aquifère ici au droit de la faille.

Donc ce qu'on a fait dans un premier temps, c'est qu'on a simulé les fuites de gaz naturel qui seraient occasionnées par la présence de la faille. Donc on va simuler cette situation-là pour obtenir



875 une valeur de débit, si on veut, ou de fuite de gaz le long de la faille, en condition naturelle. Puis ensuite, bien, ce qu'on va faire, c'est qu'on va simuler une fracturation hydraulique, donc on va avoir un puits de gaz de schiste horizontal ici.

880 Donc il y a de la fracturation hydraulique qui va avoir lieu pendant un mois sur une longueur de mille mètres (1000 m). Donc le puits est en contact avec la faille, puis pendant mille (1000) ans, bien, on va observer qu'est-ce qui se passe ici au point de vue des fuites à l'aquifère de surface, puis on va comparer le cas de base, donc cent (100) puits avec le cas avec un puits, puis la différence entre les deux (2) va représenter les fuites occasionnées par la fracturation hydraulique.

885 Donc les résultats qui sont présentés ici, donc on a quand même moins travaillé ce scénario-là que le premier. Donc le premier, on a quand même travaillé fort dessus, on a passé beaucoup de temps; le deuxième, on est allé plus vite, on a manqué un petit peu de temps, donc on peut considérer que le travail est un petit peu moins achevé à ce niveau-ci.

890 Donc ici, on a considéré deux (2) cas. On a considéré un cas où la faille était peu perméable, puis un cas où la faille était très perméable.

895 Donc la perméabilité de la faille, on la connaît pas, donc il n'y a pas de mesures mais on est heureux de savoir que la Commission géologique va faire des mesures qui vont pouvoir alimenter nos modèles.

Donc à ce moment-là ici à gauche, bien, c'est le cas 1, faille peu perméable. Donc en bas, c'est les fuites de gaz, puis en haut, c'est les fuites d'eau.

900 Puis à droite, bien, c'est le cas 2, faille très perméable. Donc en bas, c'est les fuites de gaz, puis en haut, c'est les fuites d'eau.

905 Donc en bas à gauche ici, donc les fuites de gaz, la ligne en noir, c'est les fuites naturelles. C'est-à-dire que juste le fait d'avoir une faille va occasionner des fuites, donc ça correspondrait à cette valeur-là.

910 Si on fait la fracturation hydraulique, bien, ça correspond à la ligne en rouge. C'est-à-dire qu'il y a rien qui va apparaître à la surface dans notre aquifère superficiel avant quatre cents (400) ans. Puis même après quatre cents (400) ans, bon, ça augmente, puis l'augmentation par rapport aux fuites de base, c'est de l'ordre de trois pour cent (3 %). C'est pareil pour l'eau ici.

Si on considère une faille qui est vraiment très perméable, bien là, on voit que l'effet du mois de fracturation hydraulique est très visible ici, bon, il y a un certain décalage qui se produit, puis

915 éventuellement, bon, la quantité de gaz qui fuit augmente très rapidement, descend, puis ensuite remonte tranquillement.

C'est pareil pour l'eau. Donc l'augmentation ici par rapport aux débits de base, pour l'eau puis le gaz, atteint un maximum de cinq pour cent (5 %), ce qui est très faible.

920 Donc là, je passe aux conclusions! La première page de conclusions, donc, il y a des simulations de fuites de gaz le long du coffrage d'un puits de gaz de schiste qui ont été effectuées avec le modèle numérique DuMuX en utilisant les variables propres aux basses-terres du Saint-Laurent.

925 Donc les fuites simulées pour un ciment dégradé ou mal mis en place sont comparables aux fuites qui ont été observées dans des puits conventionnels. Ce que nos résultats démontrent, c'est qu'un ciment qui est bien mis en place, qui est sain permettrait d'assurer l'intégrité du puits à long terme, peu importe le degré de fracturation du shale d'Utica. C'est ce qu'on a vu tout à l'heure.

930 Par contre, si le ciment se dégrade avec le temps ou est mal mis en place dès le début, bien là, il va y avoir des fuites notables de méthane qui vont survenir très rapidement à l'intérieur d'une période de moins de dix (10) ans. Puis à ce moment-là, le degré de fracturation du shale d'Utica devient un facteur déterminant sur la magnitude des fuites.

935 Donc plus le shale d'Utica va avoir été fracturé, bien, plus les fuites seront importantes à la surface, dans le cas d'un ciment mal mis en place ou dégradé.

Par contre, il y a aucune des simulations qui a permis d'atteindre une fuite de trois cents mètres cubes par jour ( $300 \text{ m}^3/\text{j}$ ).

940 Pour ce qui est des simulations de fuites de gaz le long d'une faille, on en a effectué aussi avec le modèle DuMuX en utilisant les variables propres aux basses-terres du Saint-Laurent.

945 Dans les deux (2) cas étudiés, le modèle prédit une augmentation d'au plus cinq pour cent (5 %) du flux naturel ou des fluides de formation pour une période de simulation de mille (1000) ans suivant la fracturation hydraulique.

950 Là ici, bon, je mentionne également une autre étude, j'ai pas eu le temps vraiment d'en parler, c'est assez court, la présentation, mais il y a une étude qui a été publiée par l'Université McGill, donc mes collègues Tom Gleeson et Jeff McKenzie, bon, le premier auteur, c'est Gassiat ici qui ont effectivement aussi effectué des simulations des fuites de fluides de fracturation puis de formation le long d'une faille dans les basses-terres du Saint-Laurent, puis ils obtiennent, ils atteignent des conclusions qui sont différentes des nôtres.

Donc eux simulent quand même des fuites notables de fluides de formation près de la surface. Donc les différences sont attribuables principalement dans les processus qui sont représentés. Donc nous, on simule l'écoulement du gaz, eux ne le simulent pas. Donc nous, s'il y a du gaz, bon bien, à ce moment-là, ça limite les fuites de fluides de formation. Dans leurs cas, comme ils n'ont pas le gaz, bien, les fuites de fluides de formation sont plus importantes. Puis le choix des paramètres est également différent.

Ce qu'il faut noter, c'est que notre étude et la leur aussi n'ont pas été calées, n'ont pas été disons vérifiées par des observations sur des puits de gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Donc on ne sait pas si nos résultats sont vrais ou ne le sont pas. Donc ça se trouve à être des études vraiment paramétriques où c'est des situations qui pourraient être possibles si les propriétés des formations géologiques sont telles qu'on les a introduites dans nos modèles.

Donc ça m'amène à discuter des limites de l'étude. Oui monsieur, je termine à l'instant.

Donc dans les limites de l'étude, effectivement, il y a peu de données qui sont disponibles concernant les propriétés hydrauliques des formations géologiques, des fractures, puis encore moins des failles.

Ce qui nous a amenés à faire une analyse paramétrique. Donc c'est pas un scénario spécifique qu'on a simulé, donc on se fait plusieurs simulations avec différentes valeurs pour voir ce qui se passerait si les propriétés du roc étaient celles-ci.

Donc le modèle n'est pas calé.

Par contre, le scénario 1, bien, a été quand même comparé à des observations de terrain qui proviennent de puits conventionnels qui sont pas du Québec, mais les résultats collent, ce qui nous donne une certaine confiance dans nos résultats.

Pour le scénario 2, c'est un scénario qui est très préliminaire, il n'y a pas de comparaisons avec des observations d'ici ou d'ailleurs, ce qui fait en sorte que ce scénario-là peut être considéré comme très préliminaire.

On a considéré des propriétés de matériaux homogènes. On sait que dans la vraie vie, les matériaux géologiques, c'est très hétérogène.

Puis si je peux me permettre de faire des recommandations! Bien, ce serait celles-ci. En tout cas, j'invite ceux que ça intéresse à peut-être venir les lire dans le document qui va être disponible sur Internet.

Je vais m'arrêter ici pour la présentation!

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors je vous remercie beaucoup monsieur Lemieux. Je tiens à informer les gens que les présentations seront disponibles sur le site Internet du Bureau d'audiences publiques, plus précisément sur le volet du site qui porte sur la Commission qui est en cours.

---

**RISQUES DE CONTAMINATION DES EAUX SOUTERRAINES  
CONCENTRATIONS, SOURCES ET MÉCANISMES DE MIGRATION  
PRÉFÉRENTIELLE DES GAZ D'ORIGINE NATURELLE DANS LES EAUX  
SOUTERRAINES DES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

J'invite maintenant monsieur Daniele Pinti et monsieur Yves Gélinas de venir nous faire la présentation qui touche sur les risques de contamination des eaux souterraines qui est en lien avec l'étude qui est disponible qui porte sur les concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle, méthane, hélium, radon, dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent.

Alors monsieur Pinti, monsieur Gélinas, c'est à vous.

**PAR M. DANIELE PINTI :**

Merci monsieur le Président. Donc monsieur le Président, madame et monsieur les Commissaires, donc je vais juste vous présenter les résultats principaux concernant les concentrations naturelles de méthane naturel que nous avons observées dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent.

Ça, c'est l'étude E3-9 commandée par le Comité environnemental stratégique sur les gaz de schiste, travail qui a été fait grâce à la collaboration de quatre (4) institutions : Geotop qui est un centre de recherche affilié à l'Université du Québec à Montréal, à l'Université de Concordia ici représentée par mon collègue Yves Gélinas, et l'INRS avec notre collègue hydrogéologue René Lefebvre.

Alors je vais juste vous rappeler brièvement avec un (1) ou deux (2) diagrammes les risques potentiels de pollution par fracturation hydraulique pour après, vous présenter les quelques objectifs

1035 du projet, les connaissances antérieures dans la région. Ma collègue de la Commission géologique, madame Rivard, en a déjà parlé d'une partie. Les concentrations et l'origine du méthane, pour arriver à quelques conclusions préliminaires.

1040 Alors l'exploitation des gaz de schiste ou des shales gazéifères, si vous me permettez d'utiliser un terme plus scientifique pour nous géologues, c'est celle via le forage des puits dits horizontaux donc qui entrent dans la formation où on veut aller exploiter et dans cette formation, il vient injecter une série d'eau et de sable plus certains additifs qui vont fracturer artificiellement la roche.

1045 Donc je veux pas, vu qu'on a moins de temps à notre disposition pour vous montrer si j'avais une immersion qui est un peu longue sur la fracturation hydraulique, mais il y a deux (2) possibilités théoriques de pollution des eaux souterraines.

1050 La première qui est celle de la fracturation dans la roche et donc la possibilité que le méthane, ici, ça représente le méthane, je vais représenter aussi l'hélium qui est souvent associé, parce que dans l'étude comme je vais parler dans quelques diapos, on a étudié le méthane et des gaz associés qui peuvent nous permettre de mieux tracer l'origine et la migration de ces gaz dans les formations géologiques.

1055 Donc comme je disais, il y a deux (2) possibilités de pollution, une plus théorique à une profondeur donc due à la fracturation, qui a été créée dans la fracturation hydraulique, donc la fracturation de la roche.

1060 Celui-là est moins évident pour des aquifères superficiels compte tenu du fait qu'on veut exploiter des roches qui sont à des grandes profondeurs, à plus de deux mille mètres (2000 m) de la surface.

1065 Généralement, comme monsieur Lemieux a indiqué dans sa présentation, souvent la contamination peut venir d'un mauvais coffrage de puits et donc les aquifères qui sont plus proches de la surface peuvent être contaminés via des fractures de ciment par le gaz méthane qui remonte avec les fluides de fracturation ou pendant l'exploitation du gaz du puits

1070 Alors il y a eu dans les derniers trois-quatre (3-4) ans environ, disons cinq (5) ans, plusieurs études sur la pollution des eaux après fracturation; ça veut dire qu'il y a une série de travaux qui ont été faits par les Américains, en particulier l'Université de Duke. Ici, je représente le diagramme qui a fait un peu le tour du monde.

Cette étude a été faite en Pennsylvanie dans le fameux shale de Marcellus qui était très contesté pour des problèmes de pollution de l'eau. Et les gens, après fracturation, donc après l'exploitation – je vous rappelle qu'on a désormais environ sept mille (7000) puits dans la région de la

Pennsylvanie – ils sont allés mesurer la concentration du méthane dans l'eau naturelle et ils ont observé, ici à droite du diagramme, que quand on se rapproche à environ un kilomètre (1 km) du puits de fracturation, on commence à observer des concentrations de méthane qui sont importantes.

Je vous rappelle ici, vous avez une bande grise, la limite supérieure, vingt-huit milligrammes par litre (28 mg/L), c'est la limite de solubilité du méthane, ça veut dire que s'il y a un excès de méthane de plus de vingt-huit milligrammes par litre (28 mg/L), on forme une phase gazeuse de méthane séparé, donc on peut avoir une explosion dans les puits d'eau par un excès de méthane. Donc on a des concentrations que vous voyez qui montent jusqu'à presque soixante-dix milligrammes par litre (70 mg/L).

Ce qu'on a fait, c'était vraiment de mesurer la concentration naturelle présente du méthane avant fracturation, pour différentes raisons.

Alors les objectifs de ce projet, c'était de cartographier les concentrations naturelles du méthane. Pourquoi je parle des concentrations naturelles du méthane, je voudrais rappeler que dans les basses-terres, jusqu'à aujourd'hui, il y a eu dix-huit (18) puits fracturés sur une surface d'étude, notre surface d'étude est de quatorze mille kilomètres carrés (14 000 km<sup>2</sup>).

Donc si je reprends un moment mon diagramme avant, ça veut dire que si les puits qui ont été fracturés jusqu'à aujourd'hui, s'ils respectent ces lois, ils ont contaminé dix-huit kilomètres carrés (18 km<sup>2</sup>). Là, on va parler de résultats sur quatorze mille kilomètres carrés (14 000 km<sup>2</sup>). Donc c'est clair que pour nous géologues, on retient ce bassin encore vierge de tout phénomène anthropique de fracturation, donc de phénomènes de pollution dus à la fracturation hydraulique.

Donc ce qu'on a fait, c'était de cartographier les concentrations naturelles de méthane et d'autres gaz associés étant le propane, l'hélium et le radon qui sont souvent présents avec le méthane dans ce type de formation.

Et si les analyses isotopiques le permettaient, d'essayer de déterminer la source du méthane, bactérien versus thermogénique. Madame Rivard en ayant discuté, je vais rappeler un peu plus tard la différence.

Et essayer d'identifier donc les relations entre le méthane et les structures géologiques. Essayer de comprendre pourquoi, s'il y a présence de méthane, pourquoi il y a cette présence de méthane dans les eaux de façon naturelle.

Et celle-là, c'était aussi pour donner un outil au Ministère pour agir rapidement en cas de pollution, éventuellement si on fait une exploration et une exploitation à grande échelle des gaz de schiste dans la région. Et connaissant les grandes naturelles de méthane, on pourrait détecter

relativement vite la présence d'une nouvelle anomalie qui, dans ce cas-là, serait produite par l'exploitation et la fracturation hydraulique.

Je vous rappelle que ça, c'est la première étude qui a été faite avant fracturation; toutes les études de littérature existantes ont été faites après qu'il y ait eu des perturbations anthropiques du système.

Alors madame Rivard a montré cette figure qui est une compilation des données de Clark entre 55 et 1964, il y a une petite erreur en bas, qui a été compilée par un travail de Séjourné, Malet et Denis Lavoie.

Donc comme l'a rappelé madame Rivard, on connaît qu'il y a pas mal de méthane dans la région et par contre, on a très peu de données sur les sources de méthane.

Donc ici, il y a un tableau qui était le seul existant avant sur quelques données isotopiques du méthane. Je vais revenir sur ces chiffres et expliquer qu'est-ce que ça indique.

Aujourd'hui, on a notre étude, comme l'a montré madame Rivard, il y a une étude en cours plus détaillée sur l'origine de ces gaz.

Alors ça, les points noirs, c'est tous les puits qu'on a échantillonnés. Donc on a sélectionné cent trente (130) puits desquels on avait des analyses chimiques complètes d'ions et solutions et qui proviennent de ce projet qui était annoncé avant, le projet PACES, donc le programme d'acquisition des eaux souterraines du ministère.

Donc quatorze mille kilomètres carrés (14 000 km<sup>2</sup>) couverts, les puits vont entre vingt (20 m) et cent vingt mètres (120 m) de profondeur. Donc c'est vraiment des puits superficiels. Comme il a été rappelé dans une autre présentation, on a très peu de connaissances des niveaux aquifères plus profonds.

Quatre-vingt-quinze pour cent (95 %) de ces puits viennent de l'aquifère rocheux ancien et seulement cinq pour cent (5 %) de dépôts meubles quaternaires, donc d'origine récente qui recouvrent ces régions.

Donc ici, on voit, il y a toute la série de gaz qu'on a analysée.

Alors juste pour rappeler que donc on a les aquifères qui proviennent de ces dépôts meubles d'âge du Quaternaire, donc ils sont des sables qui ont entre dix mille (10 000) et cinquante mille (50 000) ans et après, les aquifères rocheux qui ont des âges de plus de quatre cents millions (400 M) d'années qui couvrent essentiellement deux (2) grosses formations, le Queenston et le Lorraine qui

couvrent presque tout le secteur en étude et quelques-uns qui couvrent puis qui pompent directement de l'eau dans l'Utica, donc dans cette bande ici qui est représentée en vert dans cette section géologique qui est la cible d'exploitation pour le gaz de schiste.

Alors je passe directement aux résultats! Alors ici, vous avez une carte qui représente, une carte simplifiée géologique de la région. Donc les différentes couleurs représentent différents terrains. Je veux pas entrer dans le détail, je vais juste vous indiquer quelques terrains qui sont importants.

Vous avez ici une série de bulles de différentes tailles qui représentent – la couleur représente l'origine du gaz, et je vais revenir dans une diapo ensuite, là, je vais juste parler des concentrations.

La taille de la boule indique les concentrations. Et vous pouvez voir, chose qui est représentée ici aussi pour des histogrammes de fréquences à votre droite, qu'on a une grosse différence entre les basses-terres et les Appalaches.

Vous voyez que toute la région ici en vert qui représente les Appalaches, les concentrations sont très faibles à l'exception d'un (1) ou deux (2) points ici au centre qui ont des concentrations un peu plus importantes.

Le gros des concentrations, on les trouve dans des puits que vous voyez, ils sont presque tous sur cette bande orangée qui représente ce qu'on appelle le shale de Lorraine. C'est comme le shale de l'Utica, ils sont des shales qui contiennent de la matière organique et qui sont capables de produire du méthane à leur intérieur. Donc je vais revenir sur ça tout à l'heure.

Donc l'histogramme des fréquences montre justement que le peu d'anomalies qu'on a, on l'a surtout dans les basses-terres et très peu dans les Appalaches.

Si on regarde les valeurs moyennes ou médianes, le médian, ça veut dire la valeur qui représente le sommet de cette courbe dite gaussienne, on observe que les concentrations générales sont extrêmement faibles. Pour les Appalaches, on parle de zéro virgule zéro deux milligramme par litre (0,02 mg/L). La médiane pour les basses-terres, de zéro virgule cinquante et un (0,51 mg/L).

Si on prend toute la région à l'étude, sans faire de différence de la région, on parle de zéro virgule zéro neuf milligramme par litre (0,09 mg/L).

Mais si on regarde en détail, on a quelques bulles très très grandes. Effectivement, la gamme de variations est très importante. Dans les Appalaches, on atteint les quatorze milligrammes par litre (14 mg/L) et on arrive jusqu'à quarante-six milligrammes par litre (46 mg/L) dans les basses-terres. Je vous rappelle que la limite fameuse de solubilité du méthane est de vingt-huit milligrammes par litre (28 mg/L).



1195 Mais ils sont minoritaires. Seulement quinze pour cent (15 %) des puits dépassent la valeur théoriquement admise au Québec ou qui va être admise au Québec selon la loi en préparation, de sept milligrammes par litre (7 mg/L).

1200 Donc sur cent trente (130) puits, on a seulement dix-huit (18) puits qui ont des concentrations notables de méthane. Tout le reste est proche de la limite de détection ou très très faible.

1205 Alors pour pouvoir comprendre quelle est l'origine de ce méthane, on doit étudier les isotopes, ça veut dire le rapport entre deux (2) carbones, le carbone 13 ( $^{13}\text{C}$ ) et 12 ( $^{12}\text{C}$ ), et celle-là est représentée avec la notation qu'on appelle delta 13 du carbone ( $\delta^{13}\text{C}$ ). Ça veut dire que ce rapport, comparé à un standard, je veux pas entrer dans des détails techniques, mais on regarde juste les valeurs, parce que c'est ça qui est important.

1210 Parce qu'il y a deux (2) origines possibles du méthane, ce qu'on appelle le méthane bactérien ou biogénique – désolé pour cette figure qui est en anglais ici que j'ai repris dans un bouquin de géologie du pétrole – ça indique simplement qu'avec l'augmentation de la température et donc la profondeur, l'évolution de la matière organique, il permet de produire de l'huile ou du gaz.

1215 Mais proche de la surface, pour des températures inférieures à soixante degrés ( $60^{\circ}$ ), on a ce petit schéma ici qui sont des bactéries, c'est cet extrait-là, des petites bactéries qu'on appelle méthanogènes. Ça veut dire qu'elles sont capables de produire du méthane et donc qu'on appelle méthane biogénique. Et le rapport isotopique est très caractéristique. Ici ces valeurs qui sont très négatives, ça indique qu'ils sont très très riches en carbone léger qu'on appelle carbone 12 ( $^{12}\text{C}$ ) par rapport au carbone 13 ( $^{13}\text{C}$ ). Donc il s'agit de valeurs entre moins cent dix (-110) et moins soixante-dix (-70) pour mille (1000).

1220 Donc regardez juste les valeurs, c'est ça qui permet de donner un guide pour comprendre l'origine.

1225 Si la matière organique arrive à une profondeur, pour des températures supérieures à cent cinquante degrés ( $150^{\circ}$ ), il est capable de former aussi du méthane. Donc c'est ce qu'on dit dans les termes techniques, du craquage du kérogène que c'est une matière organique polymérisée à une profondeur, on est capable de produire du gaz méthane, c'est que là, on l'appelle du gaz sec, méthane, et les rapports isotopiques sont complètement différents, ils sont beaucoup plus riches en ce carbone plus lourd, le carbone 13 ( $^{13}\text{C}$ ). Donc vous voyez, les valeurs sont entre moins cinquante (-50), moins quarante (-40) et trente (-30).

1230 Donc vous voyez qu'il y a une différence nette, donc en utilisant ces isotopes, comme disait madame Rivard, comme une espèce d'empreinte digitale, on peut effectivement comprendre quelle est l'origine.

1235 Alors je reviens sur la figure précédente et on peut observer effectivement, donc la couleur indique les types, mais je l'ai simplifiée ici à droite avec ces histogrammes de fréquences, et c'est le nombre d'échantillons.

1240 Et on voit que dans la région, on a une majorité des échantillons qui ont une origine biogénique, c'est en vert, ou mixte, ça veut dire que c'est un mélange entre du gaz produit par des bactéries et du gaz qui vient de la production du craquage des matières organiques, donc ce qu'on appelle du gaz thermogénique.

1245 Donc c'est un mélange et ça, ça semble confirmer les données que vient de donner la Commission géologique dans leur travail qui a été fait dans la région, beaucoup plus récentes, si je me trompe pas ici dans la région de Saint-Édouard.

1250 Donc si on regarde ici, on a la concentration contre le rapport isotopique, on observe que les grosses concentrations que l'on observait, jusqu'à quarante-cinq milligrammes par litre (45 mg/L), on les retrouve dans des puits qui se retrouvent dans ce fameux shale de Lorraine, donc c'est les points en orange.

1255 Donc c'est la même formation qui donne la majorité du gaz, et c'est du gaz de nouveau majoritairement bactériogénique ou bactérien, et mixte, il y a quelques échantillons qui ont donné des valeurs thermogéniques, donc du gaz qui provient de la maturation de la matière organique, ce sont ces points en bleu ou bleu clair.

1260 Ce sont surtout des puits qui sont dans les Appalaches, en particulier dans la région vers Plessisville, Victoriaville, à l'exception de ce point ici qui se trouve complètement au sud ici à la limite de notre travail, ici dans cette région ici, ce point bleu ici qui est purement thermogénique et en concentration relativement élevée.

Les autres petits points sont dans ces régions ici et ici qui sont purement thermogéniques.

1265 À nouveau, les puits qui sont purement thermogéniques, je voudrais pas dire des bêtises, ils sont environ une dizaine sur cent trente (130), donc environ moins de dix pour cent (10 %) où c'est certain que c'est thermogénique. Le reste, c'est bactériogénique ou, comme on disait, mixte, ça veut dire un mélange entre peut-être les deux (2) sources.

1270 Ici, on a un autre diagramme où on rapporte ce fameux rapport isotopique, donc à nouveau voir si c'est entre moins cent dix (-110) et moins vingt (-20) pour mille (1000). Et ici, c'est le rapport entre la concentration du méthane et la concentration de d'autres gaz qui peuvent être produits par la maturation de la matière organique.

1275 L'éthane et le propane, C2 et C3, et ça, ça nous permet d'obtenir ce type de diagramme où on a un domaine caractéristique de méthane d'origine donc d'hydrocarbure d'origine bactérienne et thermogénique. Ici, sont rapportées les valeurs qu'on a du rapport isotopique et les rapports de concentration dans l'Utica et le Lorraine. C'est des données qui viennent de Talisman Energy dans leurs puits.

1280 Et ici, donc nos puits, ça peut s'expliquer majoritairement, pour de l'origine bactérienne ou un mélange entre les deux (2) sources ou d'autres processus comme l'oxydation, mon collègue pourra en parler tout à l'heure s'il y a des questions pertinentes sur ce diagramme.

1285 Donc d'autres processus qui peuvent expliquer que pour une simple oxydation du méthane bactériogénique, on peut expliquer presque toutes les données. Effectivement, il y en a, donc cette fameuse dizaine d'échantillons qui ont un intrant purement thermogénique.

1290 La chose intéressante, ici vous avez un graphique, ça, c'est l'ancien, c'est une interpolation statistique de la concentration du méthane; ça veut dire qu'on prend tous les points qu'on a et on fait une interpolation statistique et on crée des zones où on projette qu'est-ce que pourraient être les concentrations du méthane.

1295 Ça veut dire que si je vais ici, c'est pas sûr qu'à cent pour cent (100 %) on a cette valeur, parce qu'il y a une interpolation entre les trois-quatre (3-4) points qui sont autour ici de la région.

1300 Mais ce qui est intéressant de noter ici et qu'on peut voir tout de suite, ça semble y avoir une série d'anomalies de concentrations qui suivent plus ou moins cette ligne noire. Cette ligne noire, c'est la faille de Logan, c'est une grosse structure majeure qui sépare le domaine qu'on appelle des Appalaches du domaine des basses-terres.

1305 Effectivement, nous, on a trouvé une relation qui ressemble un peu à la relation qu'on a vue tout à l'heure distincte des puits de fracturation avec les concentrations de méthane. Ici, on n'a pas ce type de relation, parce que, comme j'ai dit, les puits, ceux-là, c'est dix-huit (18) puits dans la région, ils sont loin, ils peuvent pas influencer du tout ces analyses.

1310 Mais par contre, on semble avoir une relation entre la distance à la faille, principalement la faille de Logan, et la concentration du méthane. Et ça, c'est tous des points qui ont été pris à nouveau dans la formation du Lorraine, et on voit que plus on se rapproche de la faille, plus on a une concentration importante du méthane dans un couloir d'environ cinq kilomètres (5 km) à cheval de cette importante structure tectonique de la région.

Par contre, je voudrais vous faire noter ici que si la faille ou les fractures naturelles de la faille facilitent la remontée du gaz, c'est à nouveau du gaz qui vient pas de très profond. Les points bleus

1315 représentent du gaz bactérien, donc produit proche de la surface, ou du gaz mixte. Vous voyez qu'ici, il y a seulement trois (3) points qui indiquent du gaz thermogénique, les concentrations étant trop faibles.

1320 Donc si la faille agit comme disons un couloir préférentiel de remontée du gaz, c'est toujours du gaz qui est produit relativement proche de la surface dans cette formation de Lorraine qui affleure plus ou moins dans toute cette région.

Je vois que mon temps est écoulé, je vais de toute façon arriver à la fin de mes conclusions!

1325 Donc sur cent dix-sept (117) puits où on a trouvé, non, c'est cent trente (130) puits, mais seulement sur cent dix-sept (117), on a trouvé du gaz méthane, bon, seulement sur la majorité, ça veut dire que sur les autres, les treize (13) qui manquent, on n'a pas du tout trouvé du méthane, seulement dix-huit (18) ont des concentrations importantes, donc quinze pour cent (15 %) du total.

1330 La majorité des puits contiennent du méthane bactérien ou mixte généré surtout par les shales du Lorraine.

À proximité de la faille de Logan, l'augmentation du méthane qui pourrait être liée à la fracturation naturelle.

1335 Et comme mes conclusions préliminaires, on pourrait dire que l'étude du méthane naturel, pour le moment, je vous rappelle, c'est cent trente (130) puits sur quatorze mille kilomètres carrés (14 000 km<sup>2</sup>), donc c'est une faible résolution, mais ça nous donne déjà une vision, un cadre général de la situation de présence de méthane naturel, ça donne l'impression qu'on n'observe pas d'émanations directes de l'Utica vers la surface.

1340 C'est vrai aussi que pour le moment, pour la production naturelle de méthane, la production dans les shales du Lorraine pourrait aussi agir un peu comme une espèce de tampon à un signal plus profond, parce que ces formations qu'il y a à la surface produisent naturellement beaucoup de méthane; donc à une échelle à faible résolution, on peut pas observer de montées importantes du shale de l'Utica, mais que rapidement, on pourrait voir à une échelle plus petite, à une résolution spatiale plus concentrée, comme les travaux de la Commission géologique du Canada qui sont en train d'effectuer dans la région de Saint-Édouard.

1350 Donc je veux remercier le FRNT et le ministère de l'Environnement pour le financement obtenu et tout le réseau et institutions qui nous ont aidés dans le travail.

Merci de votre attention.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1355

Merci beaucoup, monsieur Pinti, de votre présentation.

Je voudrais aussi remercier les autres membres de la Commission géologique pour la leur.  
Alors vous restez des nôtres!

1360

On fait une pause, le registre est ouvert, les gens qui veulent poser des questions peuvent s'y inscrire, et nous accueillerons les questions qui portent sur les présentations qui viennent d'avoir lieu.

1365

Alors la Commission fait une pause de quinze (15) minutes et nous sommes de retour avec la période des questions. Merci beaucoup.

---

SÉANCE SUSPENDUE QUELQUES MINUTES

---

1370

**REPRISE DE LA SÉANCE  
PÉRIODE DE QUESTIONS**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1375

Nous allons continuer nos travaux!

1380

Alors je profite de l'occasion offerte pour rappeler ce qui nous attend dans les prochains jours, c'est-à-dire demain dans la séance de l'après-midi! Nous allons avoir encore sur le thème de l'eau une présentation sur la disponibilité des ressources par monsieur Georges Gangbazo du MDDEFP, du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

1385

Et en soirée à dix-neuf heures (19 h), nous avons une présentation encore sur le thème de l'eau, sur la gestion des eaux de reflux et des boues de forage de monsieur Martin Turgeon et de madame Sylvie Cloutier du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

1390

Alors avant de procéder aux questions, je crois qu'il y a un élément de réponse complémentaire qui serait amené par le ministère des Ressources naturelles, nous rappeler le sujet?

**PAR M. RENAUD PATRY :**

1395

Oui, c'est une question de monsieur Dominic Hébert qui concernait les types d'instruments ou les technologies qui sont utilisés pour déterminer la trajectoire ou la direction d'un puits en cours de forage.

1400

Je vais m'en tenir au texte qui m'a été transmis de façon assez intégrale, je m'excuse, ça peut sembler un peu moins naturel!

1405

«Les paramètres directionnels mesurés d'un forage dirigé concernent l'azimut, l'inclinaison et la direction de l'outil de forage. La connaissance de ces données permet de conserver ou de corriger la trajectoire du forage en cours de travaux.

1410

«Plusieurs types d'instruments utilisant diverses technologies sont utilisés pour réaliser un tel suivi, des inclinomètres, un gyroscope, des outils magnétiques, etc. Les fournisseurs d'équipements de forage offrent une panoplie de services et d'outils pour mesurer la trajectoire du puits. La mesure se fait en général quand la garniture est immobile, mais certains appareils permettent de faire des mesures pendant le forage. Ces instruments sont souvent placés près du trépan – donc le trépan, c'est ce qui sert à gruger la roche finalement pour avancer puis procéder au forage – donc c'est près du trépan à même le train de tiges de forage. Cette technologie s'est appelée MWD ou Measurement

While Drilling. En général, des inclinomètres mesurent l'inclinaison du trou dans les deux (2) directions et une boussole mesure l'orientation.

1415 «Les données de direction et d'inclinaison proviennent donc du fond du puits et sont transmises à la surface. Ces données-là sont combinées avec leur profondeur, puis sont corroborées par des données géologiques qui permettent de suivre la trajectoire du puits.»

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1420 Merci monsieur Patry. Alors avant de demander au premier intervenant à venir poser des questions, je vous rappelle les consignes d'usage! On demande d'éviter les préambules, deux (2) questions par intervention, réinscription possible au registre.

1425 Les questions me sont adressées. Et je vous rappelle qu'aucune manifestation, remarques désobligeantes, propos diffamatoires ou attitude méprisante ne sont tolérés dans la salle, de façon à assurer un climat serein au niveau des échanges.

---

1430 **JACQUES TÉTRAULT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1435 J'inviterais maintenant monsieur Jacques Tétrault à venir poser ses questions.

Bonsoir monsieur Tétrault.

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

1440 Bonsoir monsieur le Président. Ma première question, c'est une précision parce qu'on a, en 2010, dit que c'est impossible qu'un puits de gaz ait des fuites, puis là, cette année, on nous dit que tous les puits ont des fuites, puis on a même mesuré – en fait, ma question, c'est sur l'unité de mesure utilisée!

1445 Dix à la moins quatre micro Darcy ( $10^{-4}$  mDarcy), moi, ça me dit strictement rien!

1450 Est-ce qu'on pourrait me donner un ordre de grandeur, par exemple une molécule de gaz prendrait combien de temps à migrer sur une distance d'un mètre par exemple dans un ciment qui est mal coulé ou dans un ciment qui est bien coulé?

Est-ce que c'est assez précis comme question?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1455 Très précis, monsieur Tétrault. Je crois que ça s'adresserait à monsieur Lemieux qui nous avait détaillé dans sa présentation certains éléments qui portent sur la question.

Alors monsieur Lemieux, à vous la parole.

1460 **PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

J'ai mon collègue Ali Nowamooz qui va répondre à la question.

**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

1465 En fait, ça vient de la densité de méthane qui est très importante. Et ça change vraiment par rapport à la profondeur, en fait c'est la pression et la température.

1470 Donc en fait, pour un mètre, en fait, je crois pas que ça a été calculé, mais pour mille mètres (1000 m), c'est un an à peu près.

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

1475 Vous dites mille mètres (1000 m)...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Vous adressez la question à moi s'il vous plaît!

1480 **PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

Je m'excuse. Il a dit mille mètres (1000 m), ça, c'est dix à la moins quatre ( $10^{-4}$ ), parce qu'on a eu deux (2) mesures distinctes, là.

1485 Dans une bonne cimentation, on disait que la perméabilité est de dix à la moins quatre micro Darcy ( $10^{-4}$  mDarcy). Et dans une mauvaise cimentation, de cent micro Darcy (100 mDarcy) ou mDarcy. Alors là, si j'ai bien compris, mille mètres (1000 m) par année, est-ce que c'est pour une bonne ou une mauvaise cimentation!



1490 **PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

Une mauvaise.

1495 **PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

Pour une mauvaise.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1500 Donc on a déjà une réponse. Alors je cède maintenant la parole à monsieur Haemmerli pour ce qui est d'un élément complémentaire au sujet que vous avez soulevé.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1505 Oui, je vais faire un bout de chemin, monsieur Tétrault, avec la porte ouverte.

Monsieur Lemieux, en fait, j'aimerais revenir à votre cas 2 pour ce qui est de la fuite le long des puits ou au tableau 6 de votre étude. J'aimerais juste comprendre comme il faut.

1510 À un moment donné, on a la perméabilité pour un ciment bien installé et qui est du même ordre de grandeur que la perméabilité pour un shale fracturé.

1515 Ça fait que conceptuellement, j'aimerais être sûr que j'ai bien compris, et puis j'aimerais savoir quel est l'avantage à ce moment-là de la fracturation, dans la mesure où le shale apparaît selon une des simulations aussi imperméable que le ciment, ou si j'ai mal compris?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

1520 Pouvez-vous répéter la question s'il vous plaît?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1525 Oui. On va aller au tableau 6, mais j'aimerais beaucoup avoir votre diapo, votre cas numéro 2 de la fuite le long des puits!

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Le cas numéro 2?

1530 **PAR LE COMMISSAIRE :**

Le cas numéro 2, oui. On a un tableau, OK, bon!

1535 Donc à gauche, on a les perméabilités du ciment qui est moindre quand il est bien installé, qui est plus élevée quand il est mal installé.

Et on a celle du shale dans le milieu et, si je ne m'abuse, c'est le même ordre de grandeur, c'est la même perméabilité que le ciment.

1540 **PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

1545 Oui, effectivement. Dans la première simulation du haut, donc la première ligne, on considère dans ce cas-ci que, bon, le ciment, par rapport disons à une perméabilité pour un ciment qui est bien mis en place, donc dix à la moins trois ( $10^{-3}$ ), ça représenterait un ciment qui est bien mis en place, qui correspondrait à la même perméabilité que le shale d'Utica qui est légèrement fracturé, effectivement.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1550 Oui, mais conceptuellement, c'est quoi l'intérêt de la simulation? C'est ça que j'essaie de comprendre dans les résultats que vous nous avez présentés.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

1555 Bien, c'est des plages de valeurs qu'on a considérées pour l'étude. Donc c'est des extrêmes qui ne sont pas nécessairement réalistes, mais on a voulu aller dans une plage la plus grande possible pour voir les impacts ou les fuites que ça pourrait représenter.

1560 Donc c'est des valeurs qui sont peu probables, mais qui ne sont pas complètement irréalistes.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1565 Mais c'est une des extrémités de votre courbe lorsque après ça, on a les graphiques des simulations?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Fois dix à la moins trois ( $10^{-3}$ ), bien, c'était la situation où il y avait une fuite, si je ne m'abuse, d'environ un millilitre par jour, donc c'était très faible.

1570 **PAR LE COMMISSAIRE :**

Ça va. Juste aussi pour clarifier!

1575 Un peu plus loin, lorsque vous nous présentez le cas de la fracture qui intercepte le puits, vous nous avez dit lors de la présentation, la fracture est en contact avec le puits, alors que dans votre rapport à la figure 8 qui est à la page 19, on reste avec l'impression que l'augmentation de la pression dans le shale d'Utica n'atteint pas la fracture.

1580 Ça fait que moi, je veux juste m'assurer que j'ai bien compris, puis clarifier lequel des deux (2) éléments est le bon.

**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

1585 Si vous me permettez de répondre! Enfin, ça, c'était le modèle qu'on avait l'idée au départ, en fait, de faire la fracturation par rapport à la distance.

1590 Donc par rapport au temps qu'on avait, donc on est allé directement au cas pire, ça veut dire en fait que la fracturation se fait au pied de la faille. Donc dans les différents scénarios, on peut s'éloigner de la faille, mais de faire les mêmes simulations pour voir, en fait, qu'est-ce qui se passe si par exemple, on est à un mètre de la faille, si on est à dix mètres (10 m) de la faille, si on est à mille mètres (1000 m) de la faille.

1595 Ça, c'est un peu le scénario général , mais dans la simulation, on a juste pris en compte le cas pire.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Qui correspond à la figure 20 du même rapport.

1600 **PAR LE COMMISSAIRE :**

Ça va.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

1605 C'est à la figure 20 qu'il faudrait considérer comme étant la simulation.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1610            Alors je prends bonne note. Dans les figures 7 et 8 qui nous présentent le concept au début, le  
modèle que vous avez rapatrié, je me demandais pourquoi vous avez choisi une nappe libre dans les  
dépôts meubles alors que dans le contexte des basses-terres du Saint-Laurent, on a d'habitude une  
nappe avec dans le haut de la roche fracturée parfois des dépôts meubles perméables, mais après ça  
1615            on a des dépôts argileux quand même assez épais, et je me demandais si ça pouvait, sur le plan des  
fuites ou de la façon dont le méthane pouvait se retrouver dans la nappe ou atteindre un puits  
d'alimentation en eau, quel effet ça pouvait avoir sur les résultats?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

1620            Donc dans le cas de nos simulations, ça n'a aucun effet, le fait que ce soit une nappe libre ou  
confinée, aucun effet.

                 On s'intéresse à ce qui se passe à la base de l'aquifère. Donc ce qui se passe au sommet de  
l'aquifère n'a pas d'incidence sur les résultats de nos simulations.

1625

**PAR LE COMMISSAIRE :**

                 OK. Et est-ce qu'il y a une raison, vous allez trouver que j'ergote, mais dans les deux (2)  
figures, vous avez, dans votre modélisation, choisi des épaisseurs différentes pour le shale d'Utica,  
1630            est-ce qu'il y a une raison particulière derrière ce choix?

**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

1635            Bien, j'ai pris la valeur en fait de deux cents mètres (200 m), en fait c'est une valeur par rapport  
– les valeurs en fait qui sont présentées par la Commission géologique. C'est la valeur représentative  
pour la plupart des puits de gaz de shale en ce moment qui s'apparentent dans la région des basses-  
terres. C'est l'épaisseur de deux cents mètres (200 m) qu'on a pris en compte.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1640

                 Oui, ça, on a compris ça, mais pourquoi dans le modèle de la fracture, on nous mentionne  
cent mètres (100 m)?

**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

1645

                 Ah, on a supposé en fait qu'on a un puits horizontal, donc on prend juste la moitié, le milieu, en  
fait, du shale d'Utica.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1650           Ça va, merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1655           Alors monsieur Tétrault, votre deuxième question!

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

Ma deuxième question concerne l'étude sur la présence de méthane dans les puits d'eau.

1660           D'abord, j'aimerais savoir, est-ce que cent trente (130) puits, c'est vraiment représentatif de ce que ça peut avoir l'air au niveau territorial? Ça me semble pas beaucoup.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1665           Donc est-ce représentatif?

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

1670           Non, c'est pas ma question, ma question s'en vient. C'était juste comme ça, vous pouvez y répondre pareil, remarquez!

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1675           On donnera l'occasion d'y répondre.

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

C'est bien, merci beaucoup, monsieur le Président.

1680           Alors on a mentionné dans la présentation que c'était pour aussi nous donner un outil pour savoir si on a un problème de contamination par les gaz thermogéniques. Le fait de savoir que dans certaines régions, il y a déjà du gaz présent à l'état, on va dire naturel dans les puits, si on observe une augmentation de gaz thermogénique, ça va être, pour nous autres, un outil de le savoir.

1685           Maintenant, une fois qu'on sait, on fait quoi? Ce que je veux dire par là, c'est que si tout à coup, on s'aperçoit que dans une région donnée, il y a présence de beaucoup plus de gaz

thermogénique que normalement, on devrait s'attendre, ça veut dire que la nappe phréatique vient d'être contaminée. Là, j'ai pas dit polluée, j'ai dit contaminée, par le méthane.

1690 On peut penser, d'après les présentations qu'on a eues tout à l'heure, que les liquides de fracturation vont suivre à un moment donné ou l'eau saline va suivre dans un laps de temps plus ou moins long, mais on fait quoi? Ça nous donne quoi de savoir qu'on est contaminé?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1695 Alors monsieur Lemieux, oh ce serait plutôt monsieur Pinti!

**PAR M. DANIELE PINTI :**

1700 Donc la première longue question, oui c'est vrai, cent trente (130) puits, c'est pas beaucoup, mais par rapport à zéro, ça veut dire notre état d'ignorance qu'on avait avant cette étude, je pense que c'est déjà pas mal, ça nous donne une idée générale d'où on a ce méthane et la distribution.

1705 C'est clair qu'une des limites, j'ai pas montré les limites de cette étude, mais une des limites, ce serait de pouvoir faire beaucoup plus de puits et augmenter la résolution. L'idée d'augmenter la résolution et savoir aussi où le faire; maintenant qu'on voit déjà où sont certaines anomalies, bien, ce serait intéressant d'aller les explorer plus en détail pour essayer de mieux comprendre pourquoi ce méthane, il se trouve dans ce puits.

1710 Concernant la deuxième question, ça, c'est plus à répondre, le moment qu'on commence à observer une contamination, la continuation, on voit par exemple dans l'exemple du shale de Marcellus, que même dans un endroit qui est fortement une exploitation, comme la Pennsylvanie, comme je disais il y a entre sept (7000) et neuf mille (9000) puits, pour le moment, la population que l'on observe, c'est pas plus loin qu'un kilomètre. Mais là, c'est pas nous géologues, c'est, comment on  
1715 peut dire, à l'agence qui s'occupe, qui prend garde, comment on pourrait dire, au gouvernement local de voir à intervenir, donc les ministères compétents, pour arrêter l'exploitation ou prendre des mesures pour, comment dire, réduire la contamination.

1720 Donc là, c'est plus le travail de nos géologues, donc c'est aux ministères compétents de prendre des mesures pour dire, bien, on commence à observer une pollution, donc dans ces secteurs-ci, on a des risques de pollution qui sont importants, donc c'est à eux de prendre les moyens nécessaires pour pouvoir réduire ce risque.

1725 Là, je suis pas compétent dans les moyens possibles.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Pinti.

1730 Alors merci, monsieur Tétrault, pour vos questions. Toujours possible pour vous de vous réinscrire.

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

1735 Merci monsieur.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1740 Monsieur Haemmerli voudrait peut-être s'avancer?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Je retournerai voir monsieur Pinti – oui madame Rivard, allez-y donc!

1745 **PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Merci. Est-ce que je peux ajouter un élément de réponse pour monsieur Tétrault?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1750 Tout à fait.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

1755 Je veux juste dire que du gaz thermogénique peut être présent à différentes profondeurs, et c'est à nous scientifiques de déterminer quelle est l'origine de ce gaz thermogénique là qui peut provenir près de la surface ou provenir de l'unité qui est ciblée par l'industrie.

1760 Si tel était le cas, bien, j'abonde dans le sens de monsieur Pinti, c'est qu'il faudrait recommander de ne surtout pas faire d'exploitation dans cette région-là, parce que du gaz ou des fluides pourraient se retrouver à la surface.

1765 Ça pourrait indiquer qu'il y a des chemins de migration potentiels. Mais du gaz thermogénique peut être présent tout près de la surface.

Donc c'est l'origine, c'est la signature isotopique, on parlait d'empreintes digitales, qui peut nous le dire.

Donc ça peut être absolument inoffensif d'avoir du gaz thermogénique dans l'eau souterraine.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Monsieur Lavoie veut parler, après ça je reviendrai!

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Si on revient au cas du Marcellus en Pennsylvanie, le Marcellus, c'est le dixième shale en profondeur dans la succession dévonienne de ce bassin.

Donc le forage pour atteindre le Marcellus traverse neuf (9) autres shales riches en matières organiques qui génèrent du gaz thermogénique.

Donc il y a eu des études récemment par certaines personnes en Pennsylvanie pour essayer de caractériser isotopiquement chacun des intervalles de shale, afin de reconnaître quelle pourrait être l'origine du méthane retrouvé dans l'eau, afin de l'associer à un des différents niveaux de shale. Peut-être que c'est le Marcellus en profondeur, mais il y a d'autres candidats qui sont très valides au-dessus du Marcellus également.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Vous faites référence à des travaux en cours ou à des études publiées?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Des études publiées par madame Molofsky qui a publié ses travaux de recherche en Pennsylvanie à ce sujet.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Vous allez pouvoir nous préciser la référence?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Je vous enverrai la référence.



**PAR LE COMMISSAIRE :**

1810 D'accord. Puis vous nous avez titillé, vous et madame Rivard, avec vos résultats dans le bout de Saint-Édouard, qui ne font pas partie de l'étude originale, vous nous avez parlé de deux (2) sortes d'eau, l'eau calcique puis l'eau sodique, puis que le gaz était plutôt associé à l'eau sodique.

1815 Et puis après ça, vous nous avez mentionné des proportions pour le biogénique et le thermogénique. Mais là, on a comme oublié, on ne parlait plus d'eau ou ils sont tous associés à l'eau sodique?

On pourrait revenir à votre diapositive, juste pour mettre les choses claires.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

1820 En fait, on peut faire des analyses isotopiques seulement sur les échantillons d'eau où il y a assez de méthane, où la concentration de méthane est assez élevée pour faire ce type d'analyse. Et les concentrations étaient suffisamment élevées que dans le cas où l'eau était de type sodium bicarbonate, c'est-à-dire sodique avec plus de sel dedans.

1825 Donc oui, quand on parle par la suite des pourcentages biogéniques à soixante pour cent (60 %) et un mélange biogénique et thermogénique à quarante pour cent (40 %), ça se réfère presque totalement, en fait totalement à l'eau qui est de type plus sodique.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1830 Et puis est-ce qu'on a une explication ou en tout cas, est-ce qu'on est capable de caractériser ces deux (2) eaux-là ou de faire une différence entre les deux (2), pour qu'après ça, on va travailler un petit peu plus loin sur le gaz après?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Oui. Bien, on a débuté, mais c'est ce qu'on va faire aussi dans les prochains mois.

1840 Oui, on a des éléments de réponse. L'eau sodique, c'est une eau qui est plus vieille. On a fait de la datation, elle est nettement plus vieille que l'eau calcique. C'est une région où il y a moins de recharges en surface et généralement, cette eau-là est associée aux puits qui sont plus profonds que l'eau de type calcique.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1845 Et on sait d'où elle vient, on sait le trajet, non?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

1850 Non. C'est ce qu'on va faire dans les prochains mois et les deux (2) prochaines années, et il y a de la modélisation qui est prévue, et d'autres recherches géochimiques vont nous permettre de déterminer ça. C'est le but en fait de l'étude.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1855 D'accord. Mais pour éclairer les travaux de la Commission, est-ce qu'il y a des choses qui sont disponibles ou on doit attendre la publication?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

1860 On travaille là-dessus actuellement, donc on pourrait pas vraiment présenter quoi que ce soit. On est vraiment là-dedans, on est en plein dans la détermination des chemins d'écoulement.

C'est sûr que ça a rapport aux chemins d'écoulement de l'eau souterraine.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1865 Donc on est toujours dans l'intégrité de la couverture, ce que monsieur Lavoie a appelé l'intégrité de la couverture?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

1870 Oui, entre autres.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1875 Voilà, d'accord. Puis on a compris aussi que l'autre volet sur l'évaluation de la ressource, lui, il allait être disponible plus rapidement?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

1880 Oui. En fait, ces données ont été présentées de façon publique dans quelques congrès scientifiques, entre autres, le dernier, c'était le congrès de l'AAPG, l'American Association of Petroleum Geologists à Pittsburgh en 2013.

1885 À ce moment, le modèle que l'on avait développé était un modèle à simple porosité où les hydrocarbures gaz et liquides étaient emmagasinés dans un seul type de porosité dans la roche.

On s'est rendu compte avec nos travaux par la suite qu'effectivement, le gaz et les huiles se retrouvent dans deux (2) types de porosité, la porosité dans la matrice de la roche et également dans la porosité qui est présente dans la matière organique elle-même. Lorsque la matière organique est cuite en enfouissement, elle se décompose et crée de la porosité, des trous dans lesquels les hydrocarbures sont emmagasinés.

Donc le modèle qu'on a développé par la suite, un modèle à double porosité, et ce sont ces données de modèle à double porosité qui devraient être publiées d'ici quelques semaines.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Ah, d'accord. Alors on va garder un œil!

Et tant qu'à être dans le domaine – merci monsieur Lavoie – je m'en allais voir monsieur Pinti tantôt avant l'intervention de madame Rivard, puis vous vous sentez libre d'intervenir aussi!

Monsieur Pinti nous a présenté le contenu en méthane dans certains puits, et il y a un lien avec des failles profondes, mais pas toutes, pas dans tous les cas, pour les concentrations plus élevées ou qui présentent, qui sont plus riches en isotopes.

Pouvez-vous revenir à votre présentation – voilà!

**PAR M. DANIELE PINTI :**

Oui, déjà la faille de Logan, elle est pas si profonde que ça, parce que c'est ce qu'on appelle la faille de chevauchement, donc elle est subhorizontale, et mis en contact le domaine des Appalaches, le domaine des barres-terres, donc deux (2) domaines géologiques complètement différents.

Effectivement, on n'observe pas la même relation, par exemple, avec les failles qui sont plus proches, bordières de la rivière qui sont ce que nous on appelle, les géologues, la faille normale. Ce sont des failles effectivement verticales d'effondrement qui ont créé cet effondrement où aujourd'hui le fleuve Saint-Laurent s'écoule.

Mais effectivement, ce que vous voyez là, pour les puits qui sont dans le shale du Lorraine, cette distance aux failles est surtout liée à cette faille de Logan.

L'autre anomalie que vous voyez, que j'ai oublié de mentionner, complètement à gauche de la figure, proche de Montréal, Chambly, ça, c'est la région que madame Rivard parlait tout à l'heure où il y a de l'eau saline, où il y a une grosse bulle d'eau saline.

1930 Alors il faut savoir que dans des aquifères régionaux salins, donc stagnants, avec peu d'oxygénation, c'est là que ces petites bactéries méthanogènes aiment vivre. Il y a des travaux qui ont été faits, similaires, dans l'Ontario, et donc on suspecte que dans cette région d'eau stagnante à une profondeur, il y a un développement, une production constante de méthane biogénique et c'est pour ces raisons qu'entre Sorel et Chambly, on a cette grosse anomalie qui, comme vous voyez, ne correspond pas exactement à des fractures connues régionales.

1935 Donc pour le moment, ce qui semble plus important, c'est la faille de Logan, que sa fracturation naturelle peut-être peut faciliter la mise en solution de méthane.

Mais je voudrais, comme je dis, répéter que si vous voyez, c'est pas des remontées de méthane qui est très profond, on parle toujours plus ou moins de méthane biogénique.

1940 Donc on suspecte que juste la fracturation facilite la mise en solution de la roche vers les fluides, donc l'eau de ce méthane produit par ces écosystèmes bactériens.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

1945 D'accord, ça va, merci.

**PAR M. JACQUES TÉTRAULT :**

Merci monsieur le Président.

1950  

---

**RICHARD CHARTIER**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1955 Alors j'inviterais monsieur Richard Chartier à venir poser ses questions.

Bonsoir monsieur Chartier.

1960 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

1965 Bonsoir. Ma question, monsieur le Président, on a entendu par des panels des gens ici qu'ils ont fait beaucoup de recherches, des études qui viennent des États-Unis, comparaisons, etc., etc., ma question est celle-ci!

Est-ce qu'ils ont aussi consulté ou regardé les conférences du docteur Anthony Ingraffea en Pennsylvanie qui parle justement des contaminations qui se passent en Pennsylvanie?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1970

Est-ce qu'on réfère la question à monsieur Lavoie?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

1975

Non, j'ai pas suivi ces conférences ou ces publications-là, non.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1980

Alors peut-être s'adresser à monsieur Pinti?

**PAR M. DANIELE PINTI :**

Non plus.

1985

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Donc on peut aller voir du côté du ministère des Ressources naturelles? Êtes-vous informés quant aux informations du conférencier que monsieur Chartier souligne?

1990

**PAR M. RENAUD PATRY :**

Non.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

1995

Alors écoutez, ce serait peut-être possible de nous donner une référence?

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

2000

Oui, j'ai un vidéo là-dessus, je peux vous le fournir demain si vous voulez.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

2005

Est-ce que je peux intervenir?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Oui madame Rivard.

2010 **PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

J'ai lu un peu ce qu'il a fait. C'est un géochimiste qui est très contesté aux États-Unis. Il est très anti gaz de schiste et ses travaux ont été contestés par plusieurs autres chercheurs. C'est tout ce que je peux dire.

2015 Mais je connais pas ses régions d'études, j'ai pas revu ses travaux en détail, je pourrais pas en dire plus. Mais c'est un géochimiste qui est assez connu aux États-Unis pour ses sorties contre le gaz de schiste.

2020 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Bien à ce que je vois, si vous nous le donnez sous une forme ou si vous nous l'offrez sous une forme vidéo, écoutez, il y a peut-être des contraintes de droit d'auteur, ce qui fait que...

2025 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Non, c'est sur YouTube. Ses quatre (4) conférences sont sur YouTube.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2030 Ça veut pas dire nécessairement que parce que c'est sur YouTube qu'on a le droit de l'utiliser.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

2035 Mais je vais m'informer si je peux le faire, monsieur le Commissaire.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors vous pourrez nous revenir là-dessus.

2040 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Oui.

2045 **PAR LE COMMISSAIRE :**

Une précision! J'imagine que les vidéos sont en anglais?

2050 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Oui.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2055 Bien, vous irez voir madame Harvey, il y a des règles sur le dépôt des documents à la Commission. Alors à moins d'offrir une traduction ou en tout cas, certaines complications à cet égard-là, je vous suggère de nous fournir le lien Internet, puis on verra qu'est-ce qu'on peut faire avec.

2060 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Parce qu'il y a réellement une contrainte de droit d'auteur, ce sera difficile pour nous de l'utiliser.

2065 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Non, non, je comprends.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2070 Alors votre autre question, monsieur Chartier?

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

2075 Mon autre question s'adresse à monsieur Lemieux.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Elle s'adresse à la Commission!

2080 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Oui, à vous monsieur le Commissaire, je m'excuse. On parlait tantôt de l'injection du ciment le long du tuyau du puits, et ma question est celle-ci! Comment on peut prétendre que dans quarante

2085 (40) ans, cent (100) ans ou quatre cents (400) ans, cette étude-là, on peut prétendre que dans quatre cents (400) ans, il n'y aura pas de problème, il n'y a pas de fuite ou il n'y aura pas de fuite?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2090 Je crois qu'on parle de la présentation de monsieur Lemieux?

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Oui.

2095 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors monsieur Lemieux, dans quelle mesure on peut assurer que les projections que vous faites dans votre étude puissent tenir le coup sur une aussi longue période?

2100 **PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

2105 Bien, disons, la façon dont on a procédé dans notre étude, c'est qu'en fait, les situations où par exemple on considèrerait des ciments qui étaient très dégradés, donc où on attribuait des perméabilités qui étaient très élevées, bien, c'étaient des ciments qu'on considère qui se sont dégradés avec le temps.

2110 Par contre, pour simplifier nos simulations, bien, au lieu de dégrader le ciment sur une période de quarante (40) ans, on s'est dit, bien, dès le départ, le ciment est dégradé. Donc c'est une situation qui est encore pire que celle que vous évoquez.

Puis effectivement, à ce moment-là, bien, on prédit qu'il y aura des fuites qui peuvent atteindre jusqu'à cent mètres cubes (100 m<sup>3</sup>) par jour de gaz naturel.

2115 Donc c'est la façon dont on le représente dans notre modèle, donc c'est la façon dont on en tient compte. C'est dès le départ de la simulation. Donc si ça s'aggrave encore, bien effectivement, les fuites pourraient être encore plus importantes.

Mais avec le cas qu'on a présenté, bien, on obtient déjà des fuites importantes dès le départ.



2120 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors écoutez, peut-être se retourner vers le MRN pour ce qui est un peu des projections qu'on peut faire quant à la durée d'un puits? Est-ce que vous avez des données qui nous permettraient?

2125 **PAR M. RENAUD PATRY :**

Non, on n'a pas de donnée sur un historique aussi long.

2130 **PAR LE PRÉSIDENT :**

OK. Madame Grandbois.

2135 **PAR LA COMMISSAIRE :**

J'ai l'impression peut-être que monsieur Chartier voulait se référer, dans votre présentation, monsieur Lemieux, quand vous parlez du temps que ça peut prendre pour le gaz pour remonter le long d'une faille, là, vous avez deux (2) scénarios extrêmes, un où vous avez une situation où la faille serait – que je vous dise ça correctement – la faille serait peu perméable, puis dans ce cas-là, vous disiez que ça pourrait prendre quatre cents (400) ans.

C'est peut-être à ça, donc pourriez-vous peut-être revenir un peu là-dessus?

2145 **PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Moi, j'avais compris qu'on parlait de puits ici, donc je suis un peu confus.

**PAR LA COMMISSAIRE :**

2150 Bien en fait, peut-être que je me trompe, mais vu que vous avez mentionné quatre cents (400) ans, je me suis dit...

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

2155 Il a même parlé de mille (1000) ans. On a parlé de mille (1000) ans aussi.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Est-ce que vous pourriez préciser la question s'il vous plaît?

2160 **PAR LA COMMISSAIRE :**

Là en fait, étant donné que monsieur Chartier a mentionné quatre cents (400) ans, puis il y a eu beaucoup de données évidemment présentées, je me suis dit que peut-être ce qui l'a frappé – c'est cette donnée-là qui m'a frappée moi-même – le fait que vous mentionniez que dans le cas de failles peu perméables, ça pouvait prendre jusqu'à quatre cents (400) ans pour le gaz pour remonter alors que dans le cas d'une faille qui serait perméable, c'est beaucoup plus rapide, d'après ce que j'ai vu dans le tableau.

2170 Vous pouvez peut-être rapidement nous résumer à nouveau ce que vous aviez présenté là-dessus?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

2175 Bien, je peux peut-être essayer de présenter ma réponse différemment.

C'est-à-dire que moi, je sais pas combien de temps un ciment peut prendre pour se dégrader, puis si on considère un ciment qui est bien mis en place, est-ce que le ciment va rester bien mis en place dans le futur, ça, je peux pas vous répondre, j'ai pas ces connaissances-là.

2180 Mes simulations, ce que je fais ici, c'est que je dis, bien, si le ciment est bien fait puis qu'il demeure bien fait, bien, les fuites seront faibles. Si le ciment se dégrade, bien là, il pourrait y avoir des fuites importantes. Puis ces fuites-là, il y en a qui ont déjà été observées sur des puits.

Donc c'est aussi loin que je peux aller dans ma réponse.

2185 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Lemieux.

2190 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Monsieur le Président, je pourrais-tu juste ajouter qu'est-ce qu'un ciment bien fait? Quelle graduation a-t-il?

2195 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Bien là, je pense que c'est une question à caractère technique, puis je crois pas qu'on puisse avoir l'expertise pour y répondre, oui?

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

2200

Isabelle Leclerc du MRN. Bien, un ciment bien fait, c'est sûr que c'est un ciment qui, à la base, répond aux normes minimales de l'EPI qui est la norme utilisée dans le domaine pétrolier et gazier.

2205

On a aussi les normes sur les ciments de la CSA, et il y a d'autres normes. C'est sûr qu'à la base, la poutre de ciment correspond à ces normes-là.

2210

Puis en plus, le bon rapport au ciment a été utilisé avec le respect aussi des ajouts dans les normes aussi puis les règles de l'art, donc en gros, puis il a été bien placé, il y a pas eu de choc thermique. Dire un bon ciment, en gros, c'est ça.

Ça répond aux normes qui sont exigées par l'EPI et par les règles de l'art pour installer un ciment. C'est des domaines techniques connus.

2215

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Donc pour résumer! Il y a un standard, puis lorsqu'on respecte le standard, bien, ça garantit une certaine qualité du ciment?

2220

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

Ça devrait assurer une certaine qualité du ciment, oui.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2225

Alors monsieur Chartier, on est allé à presque trois (3) questions, je vous remercie.

Je cède la parole à monsieur Haemmerli!

2230

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Bien, je vais continuer sur la préoccupation de monsieur Chartier quand même un petit peu!

2235

Je vais retourner avec madame Leclerc, parce que vous dites, bon, à moins qu'il y ait un choc thermique ou d'autres éléments, lorsqu'on injecte le ciment par le fond du puits et qu'il remonte, il est quand même soumis à des pressions et des températures élevées, normalement, au fond du puits, c'est des éléments...

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

2240

Au Québec, on n'a pas des puits à haute température. À moins que je sois pas vraiment au courant, mais jusqu'à présent, j'ai pas vu des puits haute température énorme.

2245

Le gradient au Québec est assez dans le domaine de l'acceptable pour un ciment. On n'a pas besoin de ciments spéciaux, à ma connaissance.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2250

D'accord. Là, je vais aller voir monsieur Lamontagne, à propos du rapport-synthèse.

Je veux clarifier un élément! Vous avez, dans le rapport-synthèse, à la page 147, vous avez un encadré sur la cimentation qui mentionne des problématiques de migrations de gaz, puis bon d'émanations observées dans plusieurs puits de gaz de schiste.

2255

Puis on termine le paragraphe en disant que «les études réalisées ne permettent toutefois pas d'établir la source exacte de ces problèmes aux puits».

2260

Alors que dans le début du rapport-synthèse, on avait un énoncé qui dit que malgré qu'on ait peu d'informations sur la durée de vie des coffrages et du ciment, «l'absence de circulation de fluides acides et d'oxygène dans le roc comme c'est le cas de la couverture au Québec, on peut croire que la pérennité des puits fermés selon les meilleures pratiques est capable de passer l'épreuve du temps», d'où vient cette certitude?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

2265

Les Romains faisaient du ciment. Il y a des viaducs romains qui sont encore debout, le ciment tient. C'est des viaducs qui ont duré plus de mille (1000) ans.

2270

Alors c'est potentiellement ça. J'avais mentionné le fait au Comité, j'avais même une belle photo du viaduc romain d'Aspendos.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2275

Avant de continuer, j'aimerais préciser aux citoyens dans la salle : pas de remarques désobligeantes! Je pense que c'est une attitude de respect, je l'ai souligné encore tout à l'heure.

Alors écoutez, je crois qu'on doit avoir une attitude neutre dans la salle, de façon à permettre aux gens de pouvoir répondre adéquatement aux questions.

Je pense que la Commission est respectueuse des citoyens, alors on demande aux citoyens d'être respectueux de la Commission, puis des gens qui essaient de nous aider à mieux comprendre l'information qu'on a devant nous, s'il vous plaît. Merci.

Monsieur Lamontagne!

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Bien ça, c'est un exemple. Donc les Romains pouvaient faire des ciments qui duraient très longtemps.

Il y a aussi l'observation que le ciment qui est en place le long des tubages et dans les bouchons dans les puits, il n'y a pas énormément de raisons de se dégrader. Parce que je suis très d'accord avec certaines personnes qui disent que les viaducs se dégradent, puis le ciment éclate puis s'effrite, c'est vrai, mais le ciment en surface est exposé au gel-dégel, il est exposé au sel des autoroutes, puis il est exposé à l'oxygène.

Or, quand on est dans un puits de gaz de schiste, justement on est dans un milieu anoxique où il y a très très peu de circulation d'eau, parce que les shales sont très peu perméables, alors on peut faire la théorie qu'il n'y a pas de raison que ce ciment-là dégrade. Il n'y a pas d'attaque chimique, il n'y a pas d'oxydation, il n'y a pas de rouille.

Alors les parois, les tubages d'acier ne devraient pas trop dégrader. Il n'y a rien qui les attaque.

Le ciment, pourquoi il dégraderait? Chimiquement, le ciment, c'est presque du calcaire. C'est presque la même roche qu'il y a en bas dans le shale d'Utica.

Alors si le ciment des "casings" s'oxyde et s'effrite en bas, pourquoi pas le shale d'Utica? Alors là, on tomberait tous de mille mètres (1000 m), parce que la roche s'effriterait!

Alors je suis d'accord qu'en surface, il y a de l'oxygène dans les premiers mètres d'un aquifère, puis à ce moment-là le ciment et les parois d'acier sont sujet aux attaques chimiques.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Vous permettez qu'on finisse le tour, peut-être deux (2) autres éléments.

À la connaissance de la Commission, l'étape de nettoyage du puits à l'acide chlorhydrique, est-ce qu'il peut avoir un effet sur le tubage et sur la cimentation?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Quand on met en place le ciment, on est supposé, selon les bonnes pratiques de l'industrie, peut-être que mes amis du MRN peuvent confirmer qu'on est supposé racler les parois pour s'assurer que le pain d'argile de boues de forage soit brisé, soit enlevé pour que le ciment adhère bien aux parois.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Donc on ne laisse pas une croûte d'argile?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

C'est aussi pour ça qu'on injecte le ciment par en bas.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

OK.

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Parce qu'en descendant par en bas, le ciment sort par le trou, remonte entre les parois d'acier et les parois de roc, il pousse la boue de forage vers le haut.

Alors quand on est à la surface, on peut voir remonter le ciment, la boue de forage jusqu'à temps que le ciment soit pur, qu'il n'y ait plus de boue de forage dedans. Et c'est une pratique que les industries injectent trop de ciment. Ils récupèrent le ciment en haut, parce qu'ils l'examinent, puis quand il n'y a plus de boue de forage, là, ils disent, bon bien, on n'a que du ciment.

Alors l'espoir, c'est qu'ils ont déplacé les boues de forage.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

D'accord. Je pense que madame Leclerc voulait parler?

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

Oui, juste un petit détail. L'acide chlorhydrique n'est pas utilisé lors de la cimentation. Il est utilisé après avoir perforé les tubages pour nettoyer les formations.

Donc on n'est pas à la fermeture, on est vraiment en phase préproduction.

2360

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Oui, j'avais compris.

2365

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

OK. Puis souvent, l'acide chlorhydrique est neutralisé, parce que comme on a vu dans les autres présentations, le shale d'Utica a une particularité, il est très calcaire, donc il vient neutraliser l'acide qui est injecté.

2370

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Donc il n'a pas le temps d'avoir un effet ni sur les tubages, ni sur le ciment?

2375

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

C'est rapide, cette étape-là. Puis ensuite, quand on vient fermer le puits à la fin de sa vie, bien là, c'est là qu'on vient mettre du ciment dans ces perforations-là, qu'on vient remettre du ciment avant de le fermer.

2380

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Ça va. Un autre élément! Madame Leclerc, n'éteignez pas votre micro, vu que vous m'avez l'air d'être la personne appropriée pour parler ciment!

2385

On nous dit aussi que les tubages offrent une certaine souplesse pour prendre la pression de la fracturation, est-ce que ça, c'est pas de nature à transmettre des contraintes en compression mais aussi en traction au ciment autour du tuyau?

2390

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

Oui, bien, c'est ça justement. Selon les bonnes pratiques, on devrait rester dans la limite de la résistance du tubage pour pas qu'il y ait justement de déformation du ciment autour puis créer un espace annulaire.

2395

Il y a une possibilité, puis j'ai vu dans certaines juridictions où est-ce qu'ils exigent qu'il y ait un tubage indépendant qui soit inséré dans le tube qui est cimenté. Donc quand on vient mettre de la pression dans ce tubage-là, on vient pas mettre toute la structure du puits en pression lors de la

2400 fracturation hydraulique, ce qui permet de conserver l'intégrité du puits si on le fait à travers un tubage indépendant.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2405 Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci.

2410 \_\_\_\_\_  
**MARC BRULLEMANS**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2415 Nous allons faire appel aux gens de Bécancour, monsieur Marc Brullemans à Bécancour.

Bonsoir monsieur Brullemans.

2420 **PAR M. MARC BRULLEMANS :**

Bonsoir.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2425 Alors la parole est à vous.

**PAR M. MARC BRULLEMANS :**

2430 Dans l'exposé de monsieur Malo, on a fait mention de la présence d'huile que j'associe au pétrole dans la région de Québec, Portneuf et Lotbinière.

2435 Est-ce qu'on pourrait savoir, en équivalent de barils de pétrole, le potentiel en place dans la zone de l'Utica, d'huile et de condensat par rapport au potentiel en gaz et si possible, faire un parallèle avec les données de Junex de 2012 et 2013?



**PAR LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Brullemans, j'ai mal compris à qui vous faites référence en termes de présentation?

**PAR M. MARC BRULLEMANS :**

À monsieur Malo – excusez, monsieur Lavoie, excusez-moi, de la Commission géologique.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci. Alors monsieur Lavoie!

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Oui effectivement, nos travaux de modélisation basés sur l'étude des diagrapies de forage et les caractères de maturation de la matière organique dans ces régions précitées montrent qu'effectivement il y a le potentiel de préserver des liquides, et par liquides, j'entends de l'huile, la présence d'huile a été démontrée par les forages de Junex.

Le forage de Junex à Saint-Augustin qui a été fracturé au propane, un forage vertical, ils ont sorti quarante-sept (47) barils d'huile, des condensats également donc qui sont des chaînes beaucoup plus courtes, c'est pas du gaz naturel, mais c'est du gaz liquéfié, sont également possiblement présents dans l'Utica dans le secteur nord-est de la plateforme du Saint-Laurent.

Nous sommes à finaliser ce rapport qui devrait être, comme je vous ai dit, disponible publiquement d'ici quelques semaines, vous pouvez vérifier régulièrement sur notre site GEOSCAN. Toutes nos publications sont publiques, donc les données vont être mises dans le domaine public sous peu.

Effectivement, oui, il y a un potentiel pour liquides, donc huile et condensat dans l'Utica, oui.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Lavoie.

Monsieur Brullemans, votre deuxième question?

**PAR M. MARC BRULLEMANS :**

2475

Je voulais juste savoir, est-ce qu'il est plus important ou moins important, à défaut d'avoir le chiffre exact? En équivalent d'énergie?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2480

Monsieur Lavoie.

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

2485

D'accord. Si on regarde la superficie de la plateforme du Saint-Laurent, évidemment le potentiel le plus important pour l'Utica est un potentiel de gaz naturel, puisque le potentiel de liquides est relativement limité à la partie nord-est de la plateforme du Saint-Laurent.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2490

Merci. Alors on peut considérer que vous avez posé vos deux (2) questions, monsieur Brullemans?

**PAR M. MARC BRULLEMANS :**

2495

Non, j'avais une deuxième question. Dans l'étude où il y avait de la modélisation, on a parlé d'une migration le long d'une faille. Il a été dit que le degré de fracturation, c'est un facteur déterminant dans le débit qui en résultait à la surface.

2500

Comment on mesure ce degré de fracturation, puis est-ce qu'on tient compte du volume du liquide de fracturation dans ces calculs-là?

2505

Parce qu'on sait que les gazières utilisent un certain volume pour fracturer la roche et accroître la surface de contact, est-ce que ça a été tenu en compte dans les modélisations?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2510

Alors la question s'adresserait à monsieur Lemieux. Alors à vous la parole, monsieur Lemieux.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Oui, d'accord. Donc je crois que ce que vous faites allusion, en fait, c'était pour le premier scénario, donc où je mentionnais que les fuites le long des tubages, en fait, dans le cas d'un ciment qui était dégradé ou mal mis en place, donc à ce moment-là, était tributaire du degré de fracturation dans le shale d'Utica.

Donc c'était pas nécessairement pour le cas de la faille, c'était plutôt pour le cas des puits. Donc je fais cette précision-là.

Deuxièmement, est-ce qu'on a tenu en compte les volumes qui sont injectés, non. Donc on a tout simplement attribué une valeur qu'on considérait comme élevée en termes de perméabilité pour le shale d'Utica, une valeur qui est très très élevée qu'on a utilisée, même je dirais extrême à ce niveau-ci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Lemieux.

Merci monsieur Brullemans. C'est toujours possible pour vous de vous réinscrire à nouveau au registre.

---

**LOUIS CASAVANT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors j'inviterais maintenant, toujours à Bécancour, monsieur Louis Casavant s'il vous plaît.

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

Bonsoir.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Bonsoir monsieur Casavant, la parole est à vous.

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

2550 Ce serait pour savoir un estimé du volume total de méthane naturel libéré dans la région étudiée par rapport aux cent trente (130) puits?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2555 On a mal compris la fin de votre question, monsieur.

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

2560 Ce serait pour avoir un estimé du volume du méthane naturel libéré dans cette région-là?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

D'accord. Alors la question s'adresse à monsieur Lemieux ou au MRN?

2565 Écoutez, je fais l'effort d'essayer de savoir de qui on va avoir un élément de réponse!

Monsieur Lavoie? Je vous laisse la parole.

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

2570 Si on parle de la ressource en place de méthane dans la plateforme du Saint-Laurent dans l'Utica, nous avons présenté ces chiffres au meeting de l'American Association of Petroleum Geologists Pittsburgh 2013. La présentation est en ligne sur le site Search and Discovery de cette association, donc c'est des données qui sont publiques.

2575 Cependant, comme je vous disais à l'époque, nous avons un modèle de simple porosité. Les chiffres que nous avons présentés à cette conférence suggéraient un potentiel de cent trente-cinq trilliards de pieds cubes (135 T<sup>3</sup>) de gaz naturel.

2580 Avec le nouveau modèle à double porosité qui inclut la porosité dans la matière organique, ces chiffres ont changé, sont supérieurs, ils vont être mis dans le domaine public d'ici quelques semaines.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2585 Merci monsieur Lavoie. Monsieur Haemmerli.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2590 Juste une précision! Parce que j'ai manqué la fin de la question, est-ce qu'on parle du cubage présent ou récupérable?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

2595 Ressource en place. Dans le cas de notre modèle, il est possible d'évaluer la ressource récupérable; cependant, ça prend des données de production sur une certaine période de temps pour évaluer le taux de déclin des puits et pour évaluer quel est le potentiel ultimement récupérable de cette ressource. Nous ne sommes pas là dans notre évaluation de l'Utica.

2600 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Lavoie. Alors en complément, monsieur Lamontagne?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

2605 Oui. Moi, j'ai compris la question différemment. Est-ce que monsieur Casavant demande le volume actuel de méthane qui est libéré par la superficie des basses-terres?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2610 Je pense qu'on parlait d'un élément régional. Vous parliez de la région de Bécancour?

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

2615 C'est l'étude que vous nous avez montrée tantôt des cent trente (130) puits. Vous avez fait une étude de libération du méthane, est-ce qu'on peut connaître les chiffres?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2620 Ah, ça, c'est l'étude de monsieur Pinti. Est-ce que vous pouvez nous fournir une évaluation de...

**PAR M. DANIELE PINTI :**

2625 On n'a pas fait des calculs de flux total.

Si on regarde les données, on revient par exemple à l'histogramme des fréquences. Comme j'ai dit, il y a quelques puits, il y en a dix-huit (18), donc que quinze pour cent (15 %) qui ont des grosses valeurs entre sept (7 mg/L) et cinquante milligrammes par litre (50 mg/L).

2630

Mais si on regarde le reste, la totalité des autres cent (100) puits, on a des moyennes ou des médianes qui sont autour de quelques fractions de milligramme par litre. Donc les quantités sont minimales.

2635

Mais on n'a pas fait le calcul des quantités totales présentes dans l'eau.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors voici les éléments de réponse à votre question, monsieur Casavant. Est-ce que vous avez une autre question?

2640

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

D'accord. Est-ce que je peux savoir si un aquifère qui est contaminé, si on peut le décontaminer?

2645

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Pourriez-vous préciser contaminé par quoi, par le méthane?

2650

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

On parle de gaz de schiste.

2655

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Je crois qu'on l'a déjà abordé, peut-être la parole à monsieur Lamontagne, je crois qu'on avait déjà une question qui touchait ce sujet-là cet après-midi.

2660

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Il y a deux (2) types de contaminations possibles. C'est de la contamination par du gaz ou des gaz et contamination par des liquides.

2665 La contamination par des gaz, comme les gaz sont mobiles et relativement rapides, si on se rappelle qu'Ali tantôt nous a dit que ça pouvait faire mille mètres (1000 m) dans un an, à ce moment-là, si la source qui contamine l'aquifère est coupée, le méthane va migrer relativement rapidement.

2670 Il y a un problème, c'est que le méthane est soluble dans l'eau. Alors les bulles de méthane vont aller rapidement, mais si le méthane se dissout dans l'eau, à ce moment-là il va migrer à la même vitesse de l'eau.

2675 La vitesse de migration de l'eau souterraine au Québec, ça va de peut-être une trentaine de mètres par année à peut-être deux cents mètres (200 m) par année dans les cas d'aquifères fracturés avec un fort gradient.

Alors si on est contaminé dans un endroit, pour que l'eau se déplace de plusieurs mètres puis qui soit rechargé, ça va prendre plusieurs années.

2680 C'est le même phénomène si c'est une contamination par des fluides. À ce moment-là, s'il y a suffisamment de fluides qui parviennent à l'aquifère pour changer la qualité, parce qu'il y a quand même beaucoup d'eau dans les aquifères, puis il y a une certaine dilution qui peut se faire, à ce moment-là ça peut prendre des dizaines voire des centaines, peut-être même des milliers d'années.

2685 Parce que dans les basses-terres du Saint-Laurent, il y a de l'eau qui date, on le sait, l'eau qui est dans le biseau salé entre Sorel puis les Montérégiennes, le sel date de l'époque de la mer de Champlain il y a dix mille (10 000) ans, puis le sel est encore là. Alors l'eau ne bouge vraiment pas rapidement dans cet endroit-là au Québec.

2690 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Lamontagne. Peut-être un point complémentaire, madame Grandbois?

2695 **PAR LA COMMISSAIRE :**

Juste voir, parce que monsieur Casavant a demandé si on pouvait décontaminer l'aquifère, donc vous nous avez parlé de la vitesse à laquelle le gaz pouvait migrer ou les fluides pouvaient migrer, c'est extrêmement intéressant comme données, mais en termes de décontamination, est-ce qu'il y a quelque chose qui peut...

2700 **PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Il faut couper la source. Il faut faire de la prévention.

2705 De l'eau souterraine, ça circule très lentement, il y a des gros volumes. Les cas de décontamination d'aquifère sont extrêmement rares.

2710 On en a vu une couple au Québec où des gens prélevaient de l'eau souterraine relativement proche de la surface, où il y avait eu une contamination agricole en nitrates, parce que les gens utilisaient trop de fertilisants.

À ce moment-là, en contrôlant l'apport de fertilisants, les niveaux de nitrates ont descendu relativement rapidement en dedans de cinq (5) ans. Mais ça, c'était local et une petite source.

2715 C'est très rare de pouvoir décontaminer un aquifère. C'est beaucoup mieux de pas contaminer un aquifère.

**PAR LA COMMISSAIRE :**

2720 Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2725 Merci monsieur Lamontagne.

Alors vous avez vos éléments de réponse, monsieur Casavant.

Alors la Commission va faire une pause de quelques minutes et va reprendre ses travaux.

2730 Nous allons vous revenir tout à l'heure, merci.

---

SÉANCE SUSPENDUE QUELQUES MINUTES

---

2735



**REPRISE DE LA SÉANCE**  
**RICHARD E. LANGELIER**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

J'inviterais les gens à prendre place s'il vous plaît.

Alors j'annonce que le registre sera ouvert jusqu'à dix heures (10 h) et après, le registre sera fermé. Alors nous allons continuer avec les questions.

J'inviterais maintenant monsieur Richard E. Langelier à venir poser ses questions s'il vous plaît.

Monsieur Langelier, bonsoir.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Bonsoir monsieur le Président. Bonsoir madame et monsieur du «board». J'aurais cent cinquante (150) questions à poser et je n'aurai le temps que d'en poser deux (2).

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Exact.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Je remarque que les commissaires ont pris beaucoup de temps qui devrait être réservé au public, ceci dit en passant.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Ça fait partie aussi du travail des commissaires de compléter l'information.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

J'en doute pas. Les commissaires ont cependant d'autres moyens.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Et comme vous avez pu le voir suite à votre commentaire, je tiens à signaler que les questions étaient fort pertinentes au regard...

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

J'en doute pas.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Permettez-moi! Je ne vous interromprai pas quand vous poserez vos questions, je vous demanderais s'il vous plaît un minimum de respect lorsque je parle.

Alors simplement préciser que les questions étaient complémentaires aux sujets qui avaient été soulevés par les citoyens, et c'est le travail de la Commission de le faire.

Alors monsieur Langelier, vos questions s'il vous plaît.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Oui. Alors ma première question s'adresse à madame Rivard...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Elle s'adresse à la Commission.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

À la Commission mais à l'intention de madame Rivard bien sûr, monsieur le Président.

Si j'ai bien compris l'exposé de madame Rivard, elle nous a parlé d'une discontinuité de la perméabilité dans la zone vadose. Alors eu égard à cette réalité géologique, je voudrais connaître son opinion sur le fait d'autoriser des fracturations hydrauliques à quatre cents mètres (400 m) sous la base d'un aquifère?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Madame Rivard.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Excusez-moi, je suis pas sûre de bien comprendre la question. J'ai pas parlé de zone vadose. La zone vadose est la zone non saturée qui est limitée, qui va de la surface, bien, sous la zone racinaire jusqu'à la nappe phréatique.

J'ai pas du tout mentionné de zone vadose. C'était pas pertinent dans ce cadre-ci.

Je sais pas exactement, les schémas qu'on a montrés montraient que dans la région de Saint-Édouard, le shale d'Utica est à plus de mille cinq cents (1500 m) et plutôt vers le deux mille mètres (2000 m) de profondeur, donc il y a aucune fracturation qui pourrait être faite à quatre cents mètres (400 m) de profondeur.

Peut-être que monsieur Langelier pourrait répéter sa question?

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Oui, s'il y a une zone...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Langelier, vous pouvez parler.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Merci. S'il y a une zone de discontinuité de perméabilité, je pensais que la conférencière parlait de la zone vadose, mais si c'est la zone inférieure et que cette zone-là pourrait être fracturée, parce qu'à ma connaissance, la fracturation se fait à différents étages aussi. C'est pas une simple fracturation horizontale, on peut le faire à différents étages.

Et donc on peut s'approcher jusqu'à un certain point de l'aquifère.

Ma question, c'est : dans la mesure où on permet la fracturation à quatre cents mètres (400 m) sous la base de l'aquifère, compte tenu des discontinuités qui existent dans le sol, parce que j'avais compris hier qu'on avait à peu près seulement deux (2) failles, aujourd'hui je comprends que la réalité géologique est plus complexe, qu'il y a donc de multiples failles connues ou inconnues, alors eu égard à l'existence de ces failles naturelles qui existent, si on fracture horizontalement à quatre cents mètres (400 m) sous la base de l'aquifère, est-ce que ça présente, à son avis, un risque quelconque pour la contamination de ladite aquifère?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Madame Rivard.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Merci. Il y a plusieurs choses dans la question de monsieur Langelier. D'abord, j'aimerais spécifier que les forages, il y a une partie qui est verticale du forage pétrolier et gazier, il y a une partie horizontale, et c'est que dans la partie horizontale qu'on fait la fracturation.

Elle se fait dans différentes sections, mais c'est toujours dans la section qui est horizontale. On n'en fait pas dans la section verticale pour les puits gaziers.

Et dans le cas des basses-terres, et particulièrement dans le cas de notre projet à Saint-Édouard, le shale d'Utica, donc la formation qui est ciblée par l'industrie est à plus de mille cinq cents mètres (1500 m) de profondeur. Donc il n'y aurait aucune fracturation hydraulique qui pourrait être au-dessus en fait du toit du shale d'Utica, donc à plus de mille cinq cents mètres (1500 m).

Peut-être pour répondre à sa question, les discontinuités aussi, je sais pas exactement de quoi il parle, mais dès qu'on est dans la zone, j'ai mentionné qu'il y avait les unités de surface dans lesquelles il y avait l'approvisionnement en eau souterraine et il y avait les unités en profondeur comme le shale d'Utica et entre les deux (2), il y avait une zone intermédiaire pour laquelle on n'avait pas beaucoup de données.

Mais déjà dans la zone intermédiaire, on est à plus de trois cents mètres (300 m) de profondeur, et la perméabilité est vraiment très faible.

On est dans les schistes du groupe de Lorraine dans le cas de Saint-Édouard, et la perméabilité est très faible.

Il me semble qu'il y avait autre chose dans sa question aussi, je m'excuse!

**PAR LE PRÉSIDENT :**

En fonction de la connaissance des failles?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

Oui, bien, nous, dans notre cas, ce qu'on veut faire dans les deux (2) prochaines années, c'est tester justement si les zones fracturées ou faillées sont scellées, sont imperméables ou sont

perméables. Les deux (2) cas existent, les zones de fracture peuvent être perméables ou imperméables. C'est ça qu'on va tenter de voir pour voir s'il y a un chemin potentiel de migration.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2900

Monsieur Lavoie.

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

2905

Oui, si on revient au niveau des failles à faible profondeur, puisque celles qu'on connaît dans la région sont des failles à grande profondeur, elles ont été imagées par la sismique réflexion qui a été acquise par l'industrie.

2910

Cette sismique réflexion, les paramètres d'acquisition étaient tels que l'industrie voulait imager ce qui se passait à deux mille mètres (2000 m) de profondeur. C'est là qu'était l'Utica et les cibles conventionnelles à l'époque.

2915

Les paramètres d'acquisition ne permettent pas de visualiser ou d'imager ce qui se passe à faible profondeur, donc de trois cents (300 m) à mille mètres (1000 m) de profondeur par exemple.

Donc on ne sait pas pour l'instant si les failles qu'on voit à grande profondeur se poursuivent verticalement vers la surface, et c'est un des sujets que l'on va traiter ou toucher dans notre programme de recherche.

2920

On va faire de l'acquisition de sismique de haute résolution avec de l'équipement qui a été récemment modifié par notre organisation, afin d'avoir une source sonore qui permettra d'imager, on espère, on verra lorsque les tests seront faits.

2925

Cette zone transparente actuellement, on n'a pas d'information quant à la présence ou l'absence de failles à ce niveau. Et donc si failles il y a, on espère les imager et c'est là qu'on les testera avec les forages.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2930

Merci monsieur Lavoie. Madame Rivard, vous sembliez vouloir apporter un commentaire complémentaire?

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

2935 Oui. Peut-être juste pour compléter! Vous sembliez nous demander notre opinion sur s'il y avait une fracturation hydraulique qui était effectuée à quatre cents mètres (400 m).

2940 Effectivement, je pense que ça vaudrait une bonne étude avant d'avoir un permis d'exploration, parce que ce qui est connu avec les données scientifiques qu'on a, les données de l'industrie aussi, c'est que les fractures qui partent radialement des tubages peuvent s'étendre jusqu'à trois cents mètres (300 m). La plupart ont moins, mais elles se contiennent en deçà de trois cents mètres (300 m) radialement, donc de chaque côté de la partie horizontale du puits.

2945 Donc c'est sûr qu'à quatre cents mètres (400 m), ça pourrait être un problème. Mais ça ne représente pas du tout le cas pour les basses-terres du Saint-Laurent, c'est pas un cas de figure qui pourrait arriver dans les basses-terres du Saint-Laurent.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

2950 Merci madame Rivard. Monsieur Haemmerli.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

2955 La question de monsieur Langelier va permettre de clarifier un point qu'on n'a pas encore clarifié depuis le début!

2960 C'est parce qu'il a mentionné une fracturation à plusieurs étages, mais dans le fond, compte tenu de l'épaisseur du shale d'Utica et de ce qu'on a appris sur la fracturation, est-ce qu'on est dans le tort si on a compris qu'un forage horizontal permet de drainer toute l'épaisseur?

Est-ce que quelqu'un au MRN ou au ministère du Développement durable peut nous répondre à cet égard?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

2965 Je suis pas sûr de bien comprendre la question. Évidemment, ce qui va être directement lié, ça va être l'épaisseur que l'Utica va avoir à l'endroit où vous allez fracturer. Ça, c'est évident.

2970 Si on se fie à ce que nos collègues nous disent, que le réseau de propagation de fractures de part et d'autre d'un puits horizontal peut atteindre trois cents mètres (300 m), je pense que c'est assez simple de faire la déduction.

Je suis pas sûr de bien comprendre votre question.

2975 **PAR LE COMMISSAIRE :**

Non, mais c'est ça la question. On n'a pas besoin de mettre plusieurs étages, on a un tube dans le milieu puis on draine l'épaisseur de la couche.

2980 **PAR M. PASCAL PERRON :**

Exact. Là évidemment, il y a des patterns qui existent au niveau des designs de puits qui peuvent te permettre de faire plusieurs drains horizontaux, mais je pense pas qu'avec le type de fracturation qu'on fait dans l'Utica, qu'il y a plusieurs drains qui vont permettre de maximiser la production de l'Utica en fonction de l'épaisseur qu'il y a dans les basses-terres.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Merci monsieur Perron.

2990 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors monsieur Langelier, votre deuxième question.

2995 **PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Oui. Un bref commentaire, une brève question supplémentaire...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3000 Non, pas de questions complémentaires. Si vous posez une deuxième question, ce sera acquis que c'est votre deuxième question, monsieur Langelier.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

3005 Alors comme vous exercez votre censure, je vais l'accepter. Alors je voudrais poser une question à monsieur Lemieux.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3010 Vous posez la question à la Commission.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

3015 Et je l'adresse à vous.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3020 Merci.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

3025 Je voudrais savoir, n'est-il pas vrai, monsieur Lemieux, que le concepteur du modèle DuMuX a dit lui-même que l'utilisation de ce modèle à d'autres fins que celui pour lequel il a été conçu rendait les données qui sont recueillies non valides sur le plan scientifique, parce qu'effectivement...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3030 Alors est-ce que c'est valide ou non valide, la méthode DuMuX.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Si vous permettez, monsieur le Président, je voudrais compléter ma question.

3035 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Oui.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

3040 Parce qu'on nous a dit que la durée de vie des structures pouvait s'étendre parfois jusqu'à mille (1000) ans, mais il me semble, j'aimerais qu'on clarifie quel est l'impact de la salinité – on nous a dit qu'on allait forer dans l'ex-mer de Champlain – quel est l'impact de la salinité...

3045 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Oui, là, on déborde de la méthode DuMuX.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

3050 Bien, on est dedans, parce que c'est à cause de cette méthode-là que monsieur Lemieux et son équipe sont arrivés aux conclusions auxquelles ils sont arrivés. Et ça cause un certain nombre de



questions sur justement un grand nombre de facteurs qui doivent être pris en compte dont celui de la salinité.

3055

Les aqueducs romains ne transportaient pas de sel, à ce que je sache.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3060

Alors nous allons demander à monsieur Lemieux de répondre à la question que vous avez adressée à la Commission. Monsieur Lemieux.

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

3065

Je comprends qu'il y avait peut-être deux (2) éléments dans la question. Le premier, bien, est-ce que le modèle demeure valide de la façon qu'on l'a utilisé!

3070

Donc effectivement, tout modèle ou tout logiciel ou tout ce qui est vendu, en fait, vient avec des limitations. Donc les gens disent justement, bon bien, par exemple, si on utilise le modèle à d'autres fins qu'à laquelle il a été créé, donc les résultats ne sont pas garantis par le concepteur.

Donc ça se trouve que si c'est utilisé de façon inappropriée, effectivement ça pourrait être le cas.

3075

Par contre, nous, on a les connaissances suffisantes pour utiliser cet outil-là, le modifier, l'adapter et pour qu'il demeure valide.

3080

Donc on pourrait demander à l'auteur s'il est d'accord avec le travail qu'on a fait avec son modèle. Ça pourrait être fait notamment lorsqu'on publiera nos résultats ou on les soumettra à une revue scientifique. L'auteur du modèle pourra se prononcer sur l'utilisation qui en est faite, donc on va lui laisser ce jugement-là.

3085

Pour ce qui est de la salinité, bien, la salinité est considérée, on la considère dans notre modèle, puis ça a un certain impact sur la densité de l'eau, la solubilité du méthane dans l'eau, etc.

**PAR M. RICHARD E. LANGELIER :**

Et sur les structures?

3090

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Sur les structures, est-ce que je peux répondre?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

3105

Donc c'est plutôt l'état final qui nous intéresse. Donc le processus qui mène, c'est intéressant, c'est important, mais nous, on se positionne devant le fait accompli, puis on regarde qu'est-ce qui va se produire.

Merci monsieur Lemieux.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3125 | **PAR LE PRÉSIDENT :**

80

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3130

Tout à l'heure, il y a monsieur Chartier ici présent qui vous parlait de monsieur Anthony Ingraffea. J'ai souligné à votre dame à l'accueil que j'ai son numéro de téléphone et son courriel, j'ai eu la chance de le rencontrer à deux (2) ou trois (3) occasions.

3135

Ça faisait pas partie de ma question, mais je voulais souligner, si vous avez, je crois que c'est madame Rivard qui disait qu'il était pas bien perçu dans le domaine, mais écoutez, en 96, il a gagné des prix de NASA, ça fait depuis 77 qu'il est professeur à l'Université de Cornell. C'est ce que je voulais dire.

3140

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Je vous invite à poser votre question, madame.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3145

Oui. Bien, j'ai introduit avec monsieur Anthony Ingraffea, en 2012, lui et ses compagnons de travail ont analysé seize mille (16 000) rapports d'inspection. Eux, ils parlaient de fuites de puits de l'ordre de six virgule neuf pour cent (6,9 %), grosso modo, dans les seize mille (16 000) rapports d'inspection.

3150

Ce qui m'amène au 31 janvier 2014, l'INSPQ remettait un rapport, je crois même qu'il a été déposé à l'ÉES qui fait partie des études de l'ÉES, il mentionnait :

3155

« Il a été démontré que les problèmes d'étanchéité des coffrages de puits d'extraction étaient à l'origine des cas de contamination survenus dans des conditions normales d'opération – j'ai bien dit normales – écrivent aussi les auteurs de l'étude. Au Québec – j'en viens à ma question – dix-neuf (19) des trente et un (31) puits forés ont présentement des échappements incontrôlés de méthane, soit soixante et un pour cent (61 %) des puits.»

3160

Donc on est loin d'une norme qui a été vue aux États-Unis.

Mais question donc : quel est l'état actuel des puits au Québec?

3165

Moi, en tant que citoyenne, je n'ai plus accès à l'état réel de nos puits, parce qu'on a souligné en 2010 qu'il y avait eu des fuites aux puits de La Présentation – excusez, j'essaie de me dépêcher, je pense que je devrais prendre plus mon temps pour bien parler!

Exemple, les puits de La Présentation, il a été mentionné qu'il y avait eu des fuites. Mais l'état réel de nos trente et un (31) puits, en tant que citoyens, on a même des gens qu'on connaît qui habitent à côté de ces puits-là, donc est-ce qu'il y aurait possibilité de savoir ou avoir accès, en tant que citoyens, à l'état actuel des puits et de leurs fuites?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors peut-être donner un élément d'information! Le sujet a été traité cet après-midi et il a été demandé au ministère des Ressources naturelles de nous déposer l'ensemble des rapports d'inspection qui ont été faits sur l'ensemble des puits qui ont été forés.

Alors peut-être, monsieur Patry, de préciser exactement l'encadrement qui a été donné ou monsieur Perron du ministère des Ressources naturelles?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

Ça va me faire plaisir, monsieur le Commissaire. Effectivement, cet après-midi, le Ministère s'est engagé à déposer dans les prochains jours l'information relative à tout ce qui s'est passé comme suivi et contrôle sur les puits qui ont été forés dans les basses-terres puis qui visaient le gaz de schiste particulièrement du shale d'Utica.

Donc quand ce sera déposé, cette information-là va être accessible.

Effectivement, madame touche un point concernant La Présentation, il y a eu certaines problématiques en 2010 qui avaient été rapportées. Il y a des mesures de remédiation et de correction qui ont été appliquées sur ce puits-là. Aussi le puits de Leclercville.

Donc ces éléments-là vont être déposés à la Commission puis publics dans les prochains jours.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Perron.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

Ça fait pas partie de ma question, mais pour bien comprendre, quand vous dites déposé, ça, ça va être un dépôt de personne PR, personnes-ressources, c'est bien ça?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

3210 Ça va être des DB, c'est des documents déposés par les personnes-ressources. Vous allez voir, tous les rapports d'inspection des puits que vous nous avez mentionnés.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3215 D'accord, merci. Tout à l'heure, vous avez spécifié que vous fermiez les questions à dix heures (10 h), mais moi, j'aurai pas le temps de me réinscrire, alors est-ce que j'aurais droit...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3220 C'est malheureusement les règles applicables. Alors on avait donné quand même près de quinze (15) minutes aux gens de se réinscrire.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3225 Je peux pas me réinscrire tant que j'ai pas passé, monsieur.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3230 Alors ça sera malheureusement le cas, le registre est fermé. Malheureusement, je peux pas faire d'exceptions. Puis il nous reste une autre personne à Bécancour qui pourra poser des questions.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3235 OK. Ma deuxième question! Je vais laisser tomber ma question ici, puis je vais parler avec ici!

Présentement, il y a des gens qui vivent à côté des puits...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3240 Madame Bolduc, on est à l'étape des questions.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3245 Oui, oui, oui. Il y a des gens qui habitent à côté des puits et on aimerait – ça va dans l'ordre de ce que je vous ai demandé, puis je me demande s'il n'y a pas eu question cet après-midi, parce que

j'ai pas pu regarder les vidéos, j'ai pas pu me déplacer, ça va être assez difficile de vous suivre sujet par sujet comme ça, mais je vais faire de mon mieux! Je suis désolée si la question a été posée.

Présentement, il y a des citoyens qui vivent aux abords de puits, vraiment dans le créneau voisinage qu'on s'entend, ils ont demandé des analyses auprès du Ministère et elles leur ont été refusées.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

De quel ministère?

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

Le ministère des Ressources naturelles. Il faudrait que je redemande précisément quel ministère, mais c'est un ministère qui s'occupait de ça. Ils ont même été référés là s'ils voulaient avoir des analyses.

Ils se sont fait répondre de payer eux-mêmes leurs analyses.

Donc si on parle de contamination dans le cas ici présent, moi, pourquoi je suis encore dans ce dossier-là, c'est que le fardeau de la preuve repose sur les épaules du citoyen.

Donc si un jour on me répond, faites vos analyses vous-mêmes, on a vu, tout à l'heure, on est en train de nous faire dire qu'en 2010, lors du premier BAPE, aucune fuite ou échappement, appelez ça comme on voudra, ne pouvait avoir lieu. Aujourd'hui, on nous fait sentir que c'est la norme.

Donc moi, en tant que citoyenne, comment je peux ne pas avoir ce fardeau de contamination là sur les épaules et comment le BAPE entrevoit aider les citoyens à l'analyse de cette eau-là et faire les suivis pour pas que la preuve repose sur leurs épaules?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Écoutez, je peux vous donner déjà un élément d'information pour ce qui est du Bureau d'audiences publiques.

On est un organisme de consultation, nous ne sommes pas un organisme de réglementation.

Quant aux éléments que vous avez soulevés, il faudrait peut-être préciser à qui la question a été posée, à quel ministère. On pose la question sur quel puits, dans quelle région!

3285 Alors il y a des éléments plus précis qui devraient nous être fournis pour qu'on puisse orienter la question au bon ministère, de façon à savoir dans quelle mesure ils vont pouvoir assurer le suivi.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3290 Je vais vous le mettre dans mon mémoire.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3295 C'est exactement ce que je vous suggérerais de faire. C'est de développer la problématique que vous nous avez soulevée, pouvoir l'étayer adéquatement et pouvoir nous déposer éventuellement votre mémoire, de façon à ce qu'on puisse échanger lors de la deuxième partie de l'audience, c'est-à-dire début juin, puis on pourra éventuellement approfondir le sujet.

3300 **PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

Petite dernière dernière! Pourquoi on n'a plus accès au SIGPEG?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3305 Qu'est-ce que le SIGPEG?

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3310 Le SIGPEG, c'est le site Internet où ce qu'on pouvait aller voir les demandes de permis, les travaux en cours...

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3315 De quel ministère?

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3320 Le MDDEFP, le ministère des Ressources naturelles? Est-ce que je peux demander de l'aide?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Là, vous êtes déjà à la troisième question, madame Bolduc.

3325 **PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

Je le sais, c'est parce que je pourrai pas revenir cette semaine.

3330 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Écoutez, on a peut-être déjà un élément de réponse, monsieur Lemieux?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

3335 Je crois comprendre qu'on veut mentionner le SIGPEG du ministère des Ressources naturelles.

**PAR Mme MYLÈNE BOLDUC :**

3340 Oui.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3345 Alors c'est du MRN. Je vous remercie de vos questions, madame Bolduc.

Monsieur Perron peut apporter un élément de réponse.

**PAR M. PASCAL PERRON :**

3350 Je pense que madame, monsieur le Commissaire, fait référence effectivement au site d'information géoscientifique pétrolier et gazier qui est sous la responsabilité du MRN dans lequel l'ensemble des informations géoscientifiques sont diffusées dont les documents qui sont rendus publics en lien avec l'article 215 de la Loi sur les mines.

3355 Évidemment, les tableaux de mise à jour, ce que madame parle, c'est les activités qui sont en cours, et puis présentement dans le territoire des basses-terres, étant donné qu'il n'y a pas d'activités, ces données-là ne sont pas mises à jour, et puis on est en voie de refondre le site aussi et puis d'améliorer les capacités de diffusion.

3360 Donc c'est la réalité, mais de toute façon, les demandes de permis n'ont jamais été mises non plus en ligne sur le SIGPEG, à moins d'une preuve contraire.

C'est pas mal tout ce que je peux dire sur ce sujet-là. L'information géoscientifique est là, les rapports de travaux des entreprises sont diffusés comme le veut la loi. L'information concernant le



3365 shale de l'Utica est là. L'information concernant les cartes de permis en vigueur pour l'ensemble des régions géologiques du Québec sont diffusées.

La disponibilité des lignes sismiques. C'est une boutique de commerce électronique qui est toujours en ligne et fonctionnelle.

3370

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci des précisions, monsieur Perron.

3375

Alors peut-être justement en complément du sujet qui a été apporté par madame Bolduc, est-ce que vous pourriez nous faire un portrait et au ministère du Développement durable et au ministère des Ressources naturelles? C'est quoi le processus de plaintes habituel lorsqu'un citoyen relève, je pense qu'on parlait de puits d'approvisionnement en eau potable.

3380

Alors peut-être le ministère du Développement durable, monsieur Lamontagne s'il vous plaît, peut-être de façon générique savoir comment on traite une plainte.

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

3385

De façon générique, le Ministère analyse pas l'eau des particuliers, parce qu'on aurait trop de demandes.

3390

On peut traiter une plainte, on peut recevoir une plainte d'une personne qui dit, mon eau est contaminée. On va lui demander c'est quoi les circonstances, on va examiner le dossier. Ça se fait dans les directions régionales.

Et si le cas semble apparent ou il y a une cause potentielle, on va envoyer un inspecteur.

3395

Mais règle générale, on ne fait pas l'analyse de l'eau des gens, on ne paie pas ça. On n'a pas de programme pour ça.

Madame devrait être consciente que le Règlement sur le captage des eaux souterraines recommande que chacun analyse l'eau de son propre puits au moins une fois par année.

3400

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci pour les éléments d'information, monsieur Lamontagne.

Y a-t-il un processus de plaintes au MRN?

3405 **PAR M. PASCAL PERRON :**

3410 Si vous me le permettez, effectivement il y a un processus de plaintes formel au ministère des Ressources naturelles, il y a des niveaux de plaintes première instance, deuxième instance, troisième instance. C'est-à-dire que la première fois que la personne va nous soumettre une demande de plainte, elle va être prise en charge; si c'est pas satisfaisant, on va tomber à différents niveaux.

3415 De façon un peu moins formelle, il y a des façons aussi que les gens utilisent pour peut-être – et ça, c'est tout domaine confondu, pas seulement les problématiques qu'on a au niveau du gaz naturel – la porte d'entrée peut être le service aux citoyens du site Web lequel a des fiches, puis qui va acheminer la problématique directement aux responsables qui sont assignés à chacune des fiches qui sont déterminées par thématique.

3420 Et puis ensuite de ça, directement pour le bureau des hydrocarbures, pour la Direction, il y a une boîte courriel générique. Il y a une personne qui est assignée à temps plein sur le traitement des différentes demandes qui vont rentrer par cette boîte de courriel là, notamment les demandes d'accès au registre public qui est constitué en vertu de la Loi sur les mines.

3425 Ou encore pour signaler toute problématique ou demander des questions d'ordre général en lien avec les travaux qui peuvent se dérouler sur le terrain.

Immédiatement, dans un délai très court, je vous dirais habituellement une demi-journée à une journée, le courriel est pris en charge, il y a un accusé réception qui est généré, et puis l'information est acheminée aux responsables des différents dossiers à l'interne directement.

3430 Ça fait que ça, c'est plus spécifiquement à la Direction du bureau des hydrocarbures.

3435 Concernant le MRN, je suis pas un spécialiste des plaintes, je vous dis ça à tout hasard le processus formel de première instance, deuxième instance, ce serait à vérifier si la Commission en sent le besoin.

Mais concernant le processus interne à la Direction du bureau des hydrocarbures en lien avec les problématiques de travaux qui peuvent avoir lieu sur le terrain, c'est de cette façon-là que ça fonctionne.

3440 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Perron.

3445 Alors merci madame Bolduc pour éventuellement pouvoir vous lire par votre mémoire lors de la deuxième partie de l'audience!

---

**LOUIS CASAVANT**

3450 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors on va se déplacer maintenant à Bécancour, monsieur Louis Casavant.

3455 Rebonsoir monsieur Casavant.

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

Bonsoir.

3460 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Vous avez la parole.

3465 **PAR M. LOUIS CASAVANT :**

Pour faire suite à tantôt, vu la difficulté de réparer un aquifère qui est contaminé, je me demande pourquoi on prend le risque?

3470 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors là, on parle de probabilité. Alors en fonction de l'éventuelle contamination de la nappe phréatique et de la difficulté éventuellement de faire des actions de dépollution, comment on évalue le risque dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation éventuelles?

3475 Je crois qu'on n'a pas d'éléments de réponse. Ça relève peut-être beaucoup plus de l'opinion.

Alors pour l'instant, je veux dire, je pense pas qu'on soit capable de pouvoir répondre comment on calcule le risque!

3480 On parle de monsieur Ouellet, alors monsieur Ouellet du ministère du Développement durable! Alors vous avez la parole.

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

3485

Bien, effectivement, mon collègue l'a mentionné, s'il y a contamination d'un aquifère, effectivement, dans différentes situations, la réhabilitation d'un aquifère, ça peut être une tâche complexe voire impossible.

3490

Ceci dit, bon, on pourrait dire, on ne prend pas de risques, mais bon, il y a différents facteurs, la nature de l'activité, la nature du milieu, est-ce que l'eau est exploitable ou non.

3495

Dans le cas présent, si on prend l'industrie qui nous intéresse au niveau de l'exploitation du gaz, bien, c'est d'assurer, dans le fond, au niveau prévention, assurer une meilleure prise en compte justement de l'existence, de la présence de la ressource eau au site qui est ciblé par l'activité. Donc une caractérisation de cette ressource-là.

3500

Donc avec cette connaissance-là, sa prise en compte devient plus facile dans la planification, dans la conception par exemple du puits, dans sa réalisation.

Mais par la suite, ça prend une surveillance.

3505

Donc ce que je pourrais mentionner, c'est qu'en Amérique du Nord, la caractérisation initiale d'un site, je parle pour l'activité pétrolière ou gazière, c'est pas usuel.

3510

Et la surveillance de l'activité, par exemple la surveillance de la qualité de l'eau en permanence, en continu je veux dire, c'est pas non plus usuel. Ça, c'est des choses qui doivent être faites, puis c'est la raison pour laquelle dans la réglementation qui était en consultation publique l'année passée, c'est ce qui est exigé de la part de l'industrie, à savoir une caractérisation initiale du territoire ciblé pour justement favoriser une meilleure conception, un meilleur aménagement.

3515

Mais ça prend également un suivi étroit de l'activité, de façon à ce que si malheureusement il arrive quelque chose, qu'on soit en mesure d'intervenir tôt de façon à minimiser la dégradation de la ressource au maximum.

Mais le risque zéro, ça n'existe pas. Mais il y a d'autres activités humaines, mon collègue a parlé d'agriculture, bien, fertiliser un sol, ça peut affecter la qualité de façon significative.

3520

Des cas de contamination par les nitrates, j'en ai traité dans ma carrière, puis ça existe. On n'arrêtera pas l'agriculture pour autant, là.

Mais à ce moment-là, c'est de mieux encadrer l'activité de façon à minimiser puis idéalement, être capable d'intervenir tôt avant qu'il y ait une dégradation significative.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3525

Donc pour résumer! Une photo de l'état de la situation avant d'agir, un encadrement lors de la réalisation des travaux, puis un suivi?

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

3530

Un suivi tout au long et postfermeture dans le cas de l'industrie qui nous intéresse. Ça, c'est inévitable à mon avis.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3535

Merci monsieur Ouellet. Madame Rivard.

**PAR Mme CHRISTINE RIVARD :**

3540

J'aimerais ajouter qu'il y a quand même les deux (2) paliers de gouvernement qui font des études pour s'assurer que le risque dont vous parlez soit vraiment minimum. Comme notre étude en particulier à Saint-Édouard, le but, c'est vraiment d'évaluer les impacts potentiels des activités liées à l'exploitation du gaz de schiste sur les aquifères.

3545

Donc on utilise vraiment différents types de données, on a différents volets à l'étude, on utilise des données géologiques, hydrogéologiques, géomécaniques, géochimiques, puis ça, c'est préalable. Il y a pas encore eu d'exploitation à grande échelle, on est vraiment dans un territoire qu'on peut dire à peu près vierge.

3550

Les études sont faites avant que toute décision soit prise, puis je crois que c'est vraiment assez nouveau dans le monde; aux États-Unis, ça s'est pas toujours passé comme ça.

Je pense qu'on fait les choses dans le bon ordre pour l'instant.

3555

Et puis les deux (2) paliers de gouvernement sont en train de réaliser des études pour s'assurer que les aquifères soient protégés.

3560

En tant qu'hydrogéologue, on est plein d'hydrogéologues aux différentes tables, et le mandat, en fait le rôle de l'hydrogéologue, c'est vraiment de connaître la ressource afin de s'assurer qu'elle soit ni surexploitée, ni contaminée.

Le but, c'est que la ressource soit pérenne.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Donc on développe les connaissances. Merci madame Rivard.

Alors votre deuxième question, monsieur Casavant?

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

Il y a eu plusieurs réparations au puits de Leclercville, je voudrais savoir, est-ce que c'est le ciment qui est en cause?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Dans le cadre de vos inspections, pour ce qui est du puits de Leclercville, est-ce que vous pouvez détailler éventuellement les éventuels problèmes qu'il pourrait y avoir et est-ce que ça pourrait être le ciment, tel que monsieur Casavant le suggère?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

J'ai pas l'information, ce serait à vérifier. J'ai pas l'information précise.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Est-ce qu'on peut supposer qu'avec la documentation que vous allez déposer au niveau des inspections, on pourra avoir éventuellement des éléments d'information?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

Ce serait à vérifier.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors monsieur Casavant, comme on l'a dit tout à l'heure, l'ensemble de l'information, pour ce qui est des inspections des puits, va être déposée, alors il faudrait peut-être aller voir la documentation et plus spécifiquement les inspections qui portent sur le puits de Leclercville qui vous permettrait peut-être d'avoir un élément de réponse.

**PAR M. LOUIS CASAVANT :**

Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Casavant.

---

**RICHARD CHARTIER**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors je demanderais à monsieur Chartier s'il vous plaît de venir poser ses questions.

Rebonsoir monsieur Chartier.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Bonsoir. Ma question s'adresse à vous, monsieur le Président, et à tous. Ma question est celle-ci. Est-ce qu'il y a réellement un compromis à faire à la contamination de l'eau?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Bonne question, monsieur Chartier! Est-ce qu'il y a un compromis à faire quant à la contamination de l'eau!

Le ministère du Développement durable, monsieur Lamontagne!

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

C'est une question vaste. Il n'y a pas de compromis aux yeux du ministère de l'Environnement quant aux pertes d'usage de l'eau.

En principe, c'est la responsabilité du Ministère de préserver la qualité de cette ressource-là pour le bénéfice des Québécois.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Donc une préoccupation, une responsabilité du MDDEFP quant à assurer ou garantir l'accès à l'eau, c'est ce que je comprends de votre réponse, monsieur Lamontagne?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

3645 C'est ce que dit la Loi sur l'eau.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3650 Merci. Alors on a un élément de réponse, monsieur Chartier. Une autre question?

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

3655 Je ne suis pas satisfait de la réponse, monsieur le Président. Est-ce que ces messieurs disent qu'il peut y avoir un compromis à la contamination de l'eau?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3660 Écoutez, je me risque à vous dire qu'il y a peut-être une possibilité de faire un choix. Je vous avoue que c'est une question qu'on pourra prendre en délibéré dans le cadre de l'analyse puis sur l'ensemble de l'information éventuelle qui va être déposée.

3665 Alors écoutez, dans le contexte où on aura à faire une analyse, je crois que c'est ce qui va sous-tendre l'ensemble des réflexions de la Commission dans son analyse. Je pense qu'on peut en arriver à dire qu'on va essayer autant que possible de lui donner certains éléments de réponse, certaines pistes.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

3670 Ma deuxième question, monsieur le Président.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Oui monsieur Chartier.

3675 **PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Quelle est la ressource naturelle du Québec la plus importante?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3680 Bon, ce que je comprends pour votre deuxième question, c'est un peu une variation sur un même thème.



Vous voulez nous amener à dire que ce serait l'eau qui serait l'enjeu ou la ressource la plus importante.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

J'aimerais que le département de l'Environnement me réponde.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors écoutez, monsieur Lamontagne!

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Le ministère de l'Environnement n'a pas évalué la valeur de l'eau au Québec. Ça fait qu'à ce moment-là, on peut pas dire que l'eau, c'est la richesse naturelle la plus importante vis-à-vis la forêt ou les mines ou d'autre chose. On n'a jamais fait l'exercice.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Monsieur le Président, voulez-vous me permettre un petit exercice très rapide? Une bouteille d'eau de sept cent cinquante millilitres (750 ml) coûte combien dans une machine? Un (1 \$), deux dollars (2 \$)?

Maintenant, un litre de gazoline à la pompe coûte combien?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors on comprend les éléments que vous portez à la connaissance de la Commission, monsieur Chartier.

**PAR M. RICHARD CHARTIER :**

Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Je vous remercie.

---

**MARC BRULLEMANS**

3725 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors j'inviterais monsieur Marc Brullemans à Bécancour.

3730 Rebonsoir monsieur Brullemans, vous avez la parole.

**PAR M. MARC BRULLEMANS :**

3735 Rebonsoir. Dans l'étude de Pinti et collaborateurs, lors de la présentation du graphique, on voit la variation de la concentration de méthane avec la distance à la faille de Logan, il a été dit que le shale de Lorraine était très important dans la génération du méthane.

Je me demandais ce qu'il en était sur la rive nord où le shale de Lorraine est beaucoup plus mince, sinon inexistant, et où l'Utica se trouve beaucoup plus proche de la surface, à moins de sept cents mètres (700 m).

3740 Est-ce que le cadre de données permet de distinguer ou des tendances entre la rive nord puis la rive sud du fleuve?

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3745 Alors monsieur Pinti.

**PAR M. DANIELE PINTI :**

3750 On a échantillonné justement quelques puits, mais très peu, une dizaine de puits de la région de Trois-Rivières, donc sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, justement parce que comme vous dites justement l'Utica arrive proche de la surface.

3755 Et on n'observe pas du tout d'anomalies de méthane. On le voit pas dans la figure, parce qu'effectivement, les points, la taille des points est très petite.

Donc on n'a pas vu. On est allé justement dans ces régions pour voir des puits qui pêchaient directement dans l'Utica, mais on n'a pas des anomalies.

3760 Mais on n'a pas l'équivalent des cent trente (130) puits qui sont presque tous concentrés bien sûr sur la rive sud.

Donc les dizaines, ça ne nous donne pas, pour le moment, d'indications de forte concentration de méthane.

3765 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Merci monsieur Pinti.

Une deuxième question, monsieur Brullemans?

3770 **PAR M. MARC BRULLEMANS :**

Oui. Selon ce que j'en comprends, l'étude de modélisation de la migration qu'on a vue tout à l'heure, ça repose sur des équations de diffusion dans des milieux homogènes.

3775 Est-ce que les auteurs de l'étude peuvent nous expliquer pourquoi ils ont pas comparé le résultat avec des modélisations qui reposent sur un autre mode de migration, des modes de migration qui contiendraient des seuils ou qui pourraient tenir compte de la nature fractale des phénomènes?

3780 **PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors vous faites référence à la présentation de monsieur Pinti toujours?

3785 **PAR M. MARC BRULLEMANS :**

Non, à monsieur Therrien et compagnie, là.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3790 C'est monsieur Lemieux. Alors monsieur Lemieux!

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

3795 Oui. Donc effectivement qu'on n'a pas considéré – notre modèle conceptuel, c'est un écoulement en milieu poreux – donc on n'a pas considéré les fractures qu'on appelle discrètes. On n'a pas représenté les fractures de façon explicite.

Donc l'écoulement dans des fractures se fait de façon différente.

3800 Donc le modèle qu'on a utilisé, DuMuX, ne permet pas de représenter des fractures discrètes, donc c'est un écoulement en milieu poreux.

Par contre, pour pallier à cette limitation-là, bien, on a utilisé des perméabilités qui sont beaucoup plus élevées que des perméabilités qui sont réalistes pour un milieu poreux. Donc c'est notre façon de le prendre en compte, effectivement.

3805

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Je vous remercie monsieur Lemieux, je vous remercie monsieur Brullemans.

3810

Une question complémentaire, madame Grandbois?

**PAR LA COMMISSAIRE :**

3815

Semi complémentaire. Je vais rester dans le même sujet, mais c'est quand même un petit peu différent!

3820

Je voudrais juste revenir, dans la présentation de monsieur Lemieux, effectivement, vous avez mentionné dans la section où vous parlez du temps que ça peut prendre au gaz pour remonter dans la surface, pas dans le cas où ça remonterait le long d'un puits, mais plutôt dans le cas où ça remonterait le long d'une faille, puis j'ai compris que dans certains cas, la faille pourrait partir pratiquement à côté du puits horizontal, donc vous avez mentionné dans un tableau, si j'ai bien vu, parce qu'évidemment ça passait assez vite, mais vous disiez que dans un cas où la faille serait peu perméable, vraiment peu perméable, ça pourrait prendre quatre cents (400) ans.

3825

Et c'est l'autre tableau que j'ai peut-être moins bien vu. Je crois avoir vu que dans le cas où la faille serait très perméable, ça pourrait prendre finalement quelques années seulement, est-ce que c'est correct?

3830

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Oui, effectivement, après quelques années, on note une augmentation du flux naturel.

Par contre, cette augmentation-là représente moins de cinq pour cent (5 %) du flux naturel. Donc c'est quand même assez faible.

3835

Et puis oui, il y a une augmentation qui se fait de façon rapide.

**PAR LA COMMISSAIRE :**

3840

Mais comme vous dites, effectivement, ça représente au total un très très faible pourcentage de ce qui est déjà là à la base, c'est ça?

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Moins de cinq pour cent (5 %) du flux naturel de la faille.

**PAR LA COMMISSAIRE :**

Merci.

---

**GUY ROCHEFORT**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

J'inviterais maintenant monsieur Guy Rochefort s'il vous plaît à venir poser ses questions.

Bonsoir monsieur Rochefort.

**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

Bonsoir. On nous a parlé à plusieurs occasions de décontamination des aquifères. On nous a parlé d'études de cas potentiels, mais on n'avait pas l'air d'avoir grandes données précises à nous fournir. Pourtant, on ne manque pas de pollueurs au Québec, on ne manque pas de cas de pollution.

J'en nommerai pas cinq mille six cents (5600)! Ma question est la suivante! Je demande de déposer sur le site Internet de la Commission, du Bureau d'audiences publiques, des cas très bien connus qui ont été largement publicisés.

Le cas de la Tricil, la contamination phréatique causée par la Tricil à Ville Mercier, Saint-Isidore-de-la-Prairie, un cas.

Un deuxième cas, l'ancienne usine de la Sterling à Roxton Pond.

Le troisième cas, c'est celui des Industries Valcartier à Shannon.

Dans ces trois (3) cas-là, ce que je demande, pour qu'on se fasse une idée, pour que la population du Québec puisse voir par elle-même l'efficacité de ce qui se fait au niveau de la décontamination des nappes phréatiques, je demande, pour ces trois (3) cas, la position du problème, les méthodes de décontamination utilisées et les résultats obtenus. Qu'on mette ça sur Internet.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3885        Merci monsieur Rochefort. Alors monsieur Lamontagne, je pense que les trois (3) exemples qui viennent de nous être donnés, est-ce que c'est possible pour vous de produire un genre d'état de situation de ces trois (3) cas? Monsieur Ouellet.

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

3890        Bon effectivement, si on a été un peu évasif, tout ça, c'est parce que chaque cas est différent les uns des autres. Alors je pense que de comparer un cas comme ce qu'on appelle plus communément le site des anciennes lagunes de Mercier avec une activité comme forer un puits, c'est pas nécessairement non plus un bon exemple.

3895        Mais disons, bien, j'ai pas de problème à déposer des choses. Il y a déjà beaucoup de documents publics, mais en même temps, ce que monsieur demande, bon, si je prends le cas des lagunes de Mercier, bon, c'est un dossier qui est encore en litige juridique. Donc c'est sûr qu'il y a des informations qui ne sont pas toutes disponibles.

3900        Il y a un document d'information qui a été publié en 2007 qui fait, je pense, une bonne petite synthèse de l'état de la contamination, l'état de la situation à ce site-là, qui serait certainement intéressant à consulter. Donc ça, on peut en faire le dépôt, c'est un document public qui avait été présenté d'ailleurs à la population en décembre 2007.

3905        **PAR LE PRÉSIDENT :**

S'il vous plaît.

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

3910        Dans le cas de Shannon, là, il faudrait qu'on contacte nos gens à notre direction régionale à Québec pour voir s'il existe un document synthèse ou autre, qu'est-ce qui pourrait être rendu public à ce niveau-là.

3915        Vous savez que c'est des genres de dossiers dans lesquels il y a eu des litiges, tout ça, donc l'accès aux informations, puis c'est de multiples études, c'est pas nécessairement évident de tout rassembler ces choses-là.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3920

Écoutez, je comprends pour ce qui est de l'interrogation de monsieur Rochefort, c'est de dire, au regard de l'éventuelle contamination de la nappe phréatique, c'est peut-être la difficulté.

3925

Alors écoutez, je pense que ce serait apprécié que vous puissiez déposer un état de situation factuel avec les contraintes que vous avez à vivre au plan légal, pour au moins donner un genre d'état de situation, de façon, je pense que c'est ça un peu ce que recherche monsieur Rochefort, d'avoir un point de comparaison.

3930

Parce qu'on a quand même discuté à plusieurs reprises, on l'a encore abordée tout à l'heure, de la difficulté de vivre avec une contamination de la nappe phréatique.

3935

Alors je crois que ce serait apprécié que vous nous donniez un état de situation factuelle en fonction des contraintes que vous vivez au plan légal, de dire de ce qu'on vit actuellement comme problématique pour ce qui est de la contamination des nappes phréatiques.

Alors on vient de parler de Mercier, on vient de parler de Shannon, on a parlé de Roxton Pond aussi.

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

3940

Donc on va devoir vérifier qu'est-ce qui est accessible, qu'est-ce qui est disponible, mais c'est parce que je veux pas non plus créer de fausses attentes.

3945

Dans le cas de Mercier, je le connais plus, parce que je suis impliqué dans le dossier.

3950

Mais je pense que le document que je vous mentionne, qui est un document d'information qui a été spécifiquement rédigé pour le public en décembre 2007, je comprends que ça date un peu, six (6) ans, mais je pense que pour les besoins que monsieur veut illustrer, il y a des schémas, il y a des figures qui illustrent assez bien justement la nature de la contamination, son étendue.

Donc je pense que le besoin de démonstration que monsieur recherche, je pense que le document, en tout cas, en partie, va répondre à ce besoin-là, je pense.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3955

Je vous remercie monsieur Ouellet de l'effort.

Alors une autre question, monsieur Rochefort?

**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

3960

Bon, ce que je voulais, c'est en rapport avec les présentations qui ont été faites ce soir. Ce sont des exposés scientifiques, et ma question portait sur l'aspect scientifique.

3965

S'il y a des volets juridiques, des réclamations qui ne sont pas encore réglées, pour moi, c'était pas là la priorité de la question de ce soir.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3970

C'est ce que j'avais compris, monsieur Rochefort.

**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

3975

C'est que ce qu'on veut savoir, c'est en combien de temps ça a été réglé, ou une idée au moins générale de ce que ça a coûté comme efforts et comme actions, et puis combien de temps ça a pris pour décontaminer la nappe phréatique.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3980

Alors on parle grosso modo d'un état de situation...

**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

C'est ça.

3985

**PAR LE PRÉSIDENT :**

... idéalement de chacun des dossiers que vous avez mentionnés.

**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

3990

Puis là, bien, ça nous donne du pratico pratique, ce qu'on peut réellement faire.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

3995

Je vous remercie monsieur Rochefort.



**PAR M. GUY ROCHEFORT :**

Merci.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Oui monsieur Ouellet!

**PAR M. MICHEL OUELLET :**

Bien, je peux peut-être déjà donner un élément de réponse. Monsieur parle le temps que ça a pris pour réhabiliter et nettoyer. Le site de Mercier n'est pas nettoyé, là. On fait juste contrôler la contamination.

Le cas de Shannon, c'est pas nettoyé. On contrôle la contamination.

Puis le cas de Roxton Pond, j'ai pas été mêlé de très près au dossier, mais je vous dirais que c'est la même chose.

C'est qu'on contrôle la situation pour éviter que ça prenne plus d'expansion, mais là, c'est sûr que c'est trois (3) exemples où il y a pas eu réhabilitation, nettoyage du site, puis je peux vous dire que c'est pas demain matin qu'on va nettoyer le site.

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors écoutez, on parle d'un état de situation factuelle en fonction des contraintes que vous avez.

Alors je vous remercie de votre collaboration, monsieur Ouellet.

---

### **QUESTIONS DE LA COMMISSION**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors je crois que mes collègues, monsieur Haemmerli, on aurait certaines questions à compléter en fonction de la disponibilité des personnes-ressources puis des présentations qui ont été faites. Alors c'est toujours au bénéfice justement d'une meilleure compréhension de la documentation.

Quitte à le répéter, je crois que l'information qu'on a eue ce soir était assez dense, très complexe, alors on va faire un effort supplémentaire pour la rendre la plus accessible possible.

Alors monsieur Haemmerli.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Merci monsieur le Président. Quelques petites questions qui vont nous éviter des écritures!

Dans l'étude sur les externalités produites par le Bureau de coordination, il y a un encadré qui porte sur les eaux souterraines, l'approche méthodologique du Québec. C'est à la page 90.

Et on reconnaît dans cette approche-là plusieurs des documents qui ont été déposés dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

Mais l'encadré nous donne une perspective beaucoup plus large. Je pense aussi avoir maintenant reconnu peut-être des travaux de la Commission géologique du Canada.

Mais j'aurais aimé qu'on nous dise, j'aurais aimé avoir une vue d'ensemble de cette perspective-là du ministère du Développement durable ou de l'approche méthodologique du Québec.

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

Un moment, je pense que je vais demander à monsieur Mc Collough de répondre, c'est lui qui a été impliqué.

**PAR M. DICK MC COLLOUGH :**

Est-ce qu'on parle du rapport synthèse ou de l'étude?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Non, je parle de l'étude sur les externalités qui est la fameuse EC2-5.

**PAR M. DICK MC COLLOUGH :**

Est-ce que vous me permettez d'aller voir le graphique en question?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4075

C'est pas un graphique, c'est un encadré avec un texte qui parle de programme de recherche conjoint de la Commission géologique du Canada, de l'INRS et du MDDEFP.

**PAR M. DICK MC COLLOUGH :**

4080

OK. Dans ce cas-là, Charles, je crois que c'est le dossier que tu travaillais avec les gens...

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

4085

À quelle page, monsieur Haemmerli?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

90.

4090

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

J'avais pas compris qu'il s'agissait du programme PACES.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4095

Ah, mais qui n'est pas identifié comme tel dans l'encadré, mais c'est de ça que ça parle?

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

4100

Non, c'est d'autre chose. Un moment, je suis en train de lire l'encadré. C'est quand même volumineux, là.

Ah, bien, c'est le programme de recherche qui a été exposé par monsieur Lavoie puis madame Rivard. C'est exactement ça, là.

4105

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Il n'y a pas d'autre chose, c'est de ça qu'on parle, l'acquisition de connaissances sur les trois (3) volets qu'ils nous ont mentionnés, c'est ça?

4110

**PAR M. CHARLES LAMONTAGNE :**

C'est ça.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4115

Ça me va, merci. D'ailleurs, je vais aller voir monsieur Lavoie puis madame Rivard!

Là, je comprends qu'il y a une épaisseur sur laquelle on sait pas ce qui se passe. On ne sait pas si le contact existe, là.

4120

J'ai lu dans un de vos rapports, je pense que c'est dans la synthèse géologique, mais la référence m'échappe, que les nombreuses discontinuités dans les formations des basses-terres du Saint-Laurent seraient inactives depuis fort longtemps.

4125

Qu'est-ce que ça signifie, ça, en matière de possibilité d'avoir un contact?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

4130

Si par discontinuités, vous parlez de failles, je pourrais aller un petit peu plus loin.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Allez-y donc!

4135

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Parce qu'il y a d'autres discontinuités qui existent. Mais celles-ci sont inactives depuis longtemps.

4140

Il y a plusieurs épisodes d'activités tectoniques enregistrées au sud du Québec. Monsieur Thériault en a fait un bref sommaire hier.

Certaines de ces failles sont très anciennes, donc certaines remontent à l'ouverture du rift qui a séparé le continent Rodinia en multiples sous-continent.

4145

Ces failles sont toujours présentes, ces failles ont été réactivées lors du premier épisode de formation des Appalaches, donc l'Orogénie tectonique. Donc ces vieilles failles ont été réactivées à ce moment.

4150

On sait qu'elles ont été réactivées parce qu'on voit de chaque côté de ces failles des variations d'épaisseur dans les unités sédimentaires qui impliquent un enfouissement d'une de ces failles.

Donc ces anciennes failles ont été réactivées, l'Orogénie taconique qui a quatre cent quarante-cinq millions (445 M) d'années approximativement.

4155

Lorsque les Appalaches se sont formées, d'autres failles se sont par la suite créées lorsque les nappes s'avançaient vers le continent de l'époque. C'est des failles qui sont complètement différentes.

4160

Donc c'est des failles qui sont des failles de chevauchement. Ces failles avec un pendage très faible, alors que les précédentes sont des failles subverticales, ces failles à pendage très faible ont donc été formées à cette époque lors de l'Orogénie taconienne.

4165

Il y a des modèles qui impliquent que ces failles ont été par la suite possiblement réactivées lors des autres épisodes de formation de la chaîne des Appalaches. Certains éléments de datation de minéraux dans les plans de failles suggèrent qu'il y a eu des mouvements lors des orogénies subséquentes, donc dans le Silurien et dans le Dévonien.

4170

Le dernier mouvement enregistré par ces failles, certaines de ces failles à la bordure du craton, donc à la bordure du bouclier canadien, limitant le bouclier canadien et la plateforme du Saint-Laurent, certaines de ces failles ont été réactivées lors de l'ouverture de l'océan Atlantique actuel.

4175

C'est le dernier mouvement que l'on connaît de ces failles, à tout le moins qu'on peut dater. C'est un mouvement donc qui remonte à l'ouverture de l'Atlantique il y a environ cent dix millions (110 M) d'années.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4180

Ça va. C'est pas de celle-là qu'on parle quand on parle d'acquisition de connaissances sur l'épaisseur où il en manque...

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

4185

OK, c'est pas des réactivations à ce moment-là. Ce qu'on peut faire, nous, c'est de voir à ce que ces failles-là en profondeur que l'on connaît, parce qu'elles sont imagées avec la sismique, est-ce qu'elles atteignent la surface.

4190

Et pour l'instant, avec l'information que l'on a en sous-surface, donc dans toute la zone qui est très mal imagée, parce que la sismique n'était pas faite pour faire de l'acquisition de ces profondeurs, c'est très équivoque.

On ne peut pas dire oui ou non, ces failles-là migrent vers la surface. Ce qu'on veut faire justement, c'est acquérir l'information pour être capable de dire oui, certaines de ces failles parviennent près de la surface alors que dans d'autres cas, non, elles meurent en profondeur, elles n'atteignent pas la surface. Pour l'instant, c'est ouvert.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

D'accord. Mais on comprend que de l'ordre de cent millions (100 M) d'années, on peut considérer que c'est inactif?

**PAR M. DENIS LAVOIE :**

Plus une faille est vieille, plus elle a eu la chance d'être colmatée par des ciments.

Lorsqu'une faille est ouverte, c'est un conduit préférentiel de circulation de fluides et en grande profondeur, ces fluides sont invariablement chargés de minéraux en supersaturation qui viennent colmater la faille par précipitations de divers ciments, que ce soit de la calcite ou de la silice.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Merci monsieur Lavoie. Je vais retourner voir madame Leclerc. Bien, je sais pas si c'est vous qui allez pouvoir m'éclairer ou d'autres personnes!

On est encore dans l'acide et dans le ciment. Je voulais juste faire un parallèle, pour m'assurer que j'ai compris la portée de ce qui m'a été dit tantôt, dans les années quatre-vingt, la compagnie Tioxide à Tracy avait renoncé à la possibilité de stocker des acides dans le sous-sol, parce que la pression pour en disposer était assez forte pour créer une fracturation, et puis qu'il y avait des failles pas trop loin.

Alors je voulais savoir si on pouvait faire un parallèle, s'il y a une similitude avec la fracturation hydraulique.

**PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

Je connais pas beaucoup le dossier de Tioxide, j'en ai entendu vaguement parler. Est-ce qu'on devrait prendre la question en différé?

Mais je pense que les volumes, c'est pas du tout – est-ce que vous avez une idée des volumes que Tioxide voulait...

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Non, j'espérais que vous alliez m'éclairer.

4235 **PAR Mme ISABELLE LECLERC :**

Parce que, moi, ce que je peux vous dire, c'est que pour un puits de gaz de schiste, les volumes d'acide ne sont pas énormes, puis c'est pas sous pression. C'est pour nettoyer les fissures.

4240 Donc je sais pas si on peut faire un parallèle avec Tioxide, parce que je ne connais pas le dossier de Tioxide.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4245 Pouvez-vous faire une vérification puis nous revenir, s'il vous plaît? Monsieur Patry me fait signe que oui. Merci monsieur Patry.

4250 Encore dans l'étanchéité, vous allez trouver que je persiste, il est fait état dans le rapport synthèse, notamment des réservoirs de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, est-ce que ces réservoirs-là pourraient nous apprendre des choses sur le comportement du ciment?

4255 Est-ce que c'est des données qui sont accessibles au MRN ou au ministère du Développement durable? Est-ce qu'il y a un suivi, est-ce qu'il y a des éléments d'information qui seraient accessibles?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

4260 On pourrait vérifier certaines informations. Ce que je crois que j'ai avec moi, c'est les puits qui sont en activité dans chacun des réservoirs le cas échéant.

Évidemment, ce ne sont pas des puits récents, donc les travaux inhérents aux cimentations, je ne suis pas vraiment au fait.

4265 Ce que je sais, c'est que ces puits-là servent à injecter et soutirer, qu'il y a de l'injection et du soutirage qui se fait sur les baux d'exploitation de réservoirs souterrains.

Ça se limite à ça pour le moment. Si vous voulez, on peut faire des vérifications pour le bénéfice de la Commission.

4270 **PAR LE COMMISSAIRE :**

J'apprécierais, oui.

4275 **PAR M. PASCAL PERRON :**

De quelle nature, qu'est-ce que vous aimeriez savoir exactement?

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4280 Bien notamment, une des préoccupations qui est relative à l'usure ou à la pérennité de la cimentation puis au taux de fuites, informations qui tournent autour de cet enjeu-là. Ça va? Merci.

4285 C'est encore à vous que j'ai affaire! Dans l'étude de monsieur Nowamooz et Lemieux, on nous dit que le fameux système SIGPEG dont on a parlé tantôt répertorie environ deux cent quatre-vingts (280) puits de diverses natures qui ont été forés à diverses époques, qui pourraient présenter un danger advenant le développement de la filière.

4290 Alors je voulais juste savoir si le MRN avait un plan à l'égard de ces puits-là ou comment ils seraient pris en considération dans le cas où la filière se développait?

**PAR M. PASCAL PERRON :**

4295 Est-ce que vous voulez parler des puits qui sont inactifs? Y a-t-il une orientation précise? Parce que le SIGPEG répertorie au-delà de huit cents (800) puits qui ont été forés sur l'ensemble du territoire québécois.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4300 On va aller vérifier avec les auteurs de l'étude auxquels ils faisaient référence.

**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

Je faisais référence aux puits de la zone 2, avec le corridor 1, 2, 3.

4305 **PAR LE COMMISSAIRE :**

OK, c'était les puits du corridor 2.



**PAR M. ALI NOWAMOOZ :**

4310

J'ai dit les puits, je pense qu'on a bien marqué les puits de gaz, enfin, d'exploitation de gaz qui sont de l'ordre de deux cent quatre-vingts (280) jusqu'à trois cents (300), en fait, dans la zone 2, corridor 2 uniquement.

4315

**PAR M. JEAN-MICHEL LEMIEUX :**

Je corrige! Dans la zone 2, il y a quatre-vingts (80) puits environ, donc c'est les puits dont la dénomination, le préfixe est A, donc A001 à A280. Donc ça fait référence aux puits d'exploration pétrolière et gazière, si c'est à ça que vous voulez faire référence.

4320

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Merci monsieur Lemieux. Alors je répète ma question!

4325

**PAR M. PASCAL PERRON :**

Bien, ce serait possible, mais c'est parce que je ne suis pas sûr de vraiment comprendre le lien.

4330

Je sais de quelle zone que tu parles, la première zone, il y a beaucoup de puits, il faudrait juste que je sois précis. Si j'ai de l'information que vous pouvez me transmettre sur la liste de ces puits-là, ça va nous faire plaisir de regarder...

**PAR LE COMMISSAIRE :**

4335

En fait, ce que la Commission désire savoir, c'est comment vous allez aborder ces éléments-là, advenant que la filière se développe?

4340

C'est-à-dire, est-ce qu'il y a un plan, un des éléments qu'on nous mentionne à plusieurs reprises, comme étant une des façons la plus sûre d'éviter les risques de contamination ou en tout cas de migration de gaz, eu égard au développement de la filière, c'est de s'assurer qu'il n'y a pas communication entre les puits.

4345

C'est-à-dire que chaque réseau de puits est étanche, qu'on va pas entrer en contact avec des vieux puits, bon.

Donc la préoccupation de la Commission est : est-ce qu'il y a un plan, est-ce qu'il y a une considération à cet égard-là?

**PAR M. RENAUD PATRY :**

Oui, pour tout ce qui touche les puits inactifs, notre équipe de suivi et contrôle qui s'occupe autant des puits actifs que des puits inactifs, est en train de mettre en place une certaine démarche pour déterminer, dans le fond pour déterminer une démarche pour aller inspecter les puits, déterminer la responsabilité à l'égard de ces puits-là, pour ceux qui pourraient présenter des problématiques.

Puis après ça, de faire un état de situation de ce qui pourrait éventuellement peut-être tomber dans du passif environnemental.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Mais est-ce qu'il y a un délai associé à ça?

**PAR M. RENAUD PATRY :**

Il n'y a pas de délai, mais compte tenu qu'il y a quelques centaines de puits, ce serait de s'y attaquer par secteur, dans le fond.

La démarche n'est pas officialisée encore, mais elle est en voie d'être mise en place. On pensait débiter probablement au cours de l'été.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Bien, vous comprenez la préoccupation de la Commission. Alors je sais pas si vous pouvez apporter des précisions ou apporter un élément, déposer...

**PAR M. RENAUD PATRY :**

Je vais vérifier avec l'équipe de suivi et contrôle où ils en sont dans la démarche, puis je vous reviendrai avec des compléments d'information.

**PAR LE COMMISSAIRE :**

Merci monsieur Patry.

**MOT DE LA FIN**

**PAR LE PRÉSIDENT :**

Alors merci beaucoup. Alors avant d'ajourner les travaux pour la séance de demain, je souhaiterais souligner que nous allons rester dans le thème de l'eau.

Alors demain en après-midi à treize heures (13 h), nous allons aborder la disponibilité de la ressource en eau, avec une présentation du ministère du Développement durable, monsieur Georges Gangbazo.

Et en soirée à dix-neuf heures (19 h), nous avons, toujours sur le thème de l'eau, une présentation sur la gestion des eaux de reflux et des boues de forage, toujours du ministère du Développement durable, monsieur Martin Turgeon et madame Sylvie Cloutier.

J'aimerais remercier l'ensemble des personnes qui étaient présentes, les présentateurs, la Commission géologique, les chercheurs. Je pense que c'est une contribution qui est quand même remarquable aux travaux de la Commission.

Les citoyens également qui ont contribué à la réflexion de la Commission, et l'ensemble des sujets qui ont été présentés vont être pris en considération dans l'analyse.

Alors je vous inviterais à être des nôtres demain pour continuer cette réflexion concernant le mandat que la Commission a actuellement à réaliser.

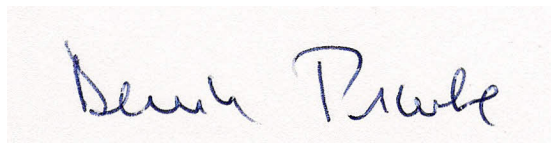
Alors merci à toutes et à tous de votre collaboration. À demain pour la reprise des travaux à treize heures (13 h). Merci.

---

SÉANCE AJOURNÉE AU 2 AVRIL 2014 À TREIZE HEURES (13 H)

---

Je, soussignée, DENISE PROULX, sténotypiste officielle, certifie sous mon serment d'office que le texte qui précède est la transcription fidèle et exacte de mes notes sténotypiques.



DENISE PROULX, s.o.