

6212-09-001

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

ÉTAIENT PRÉSENTS : M. Pierre Fortin, président  
M. Michel Germain, commissaire  
M. Jacques Locat, commissaire  
Mme Nicole Trudeau, commissaire

**COMMISSION D'ENQUÊTE  
SUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE  
DE L'INDUSTRIE DES GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC**

---

**PREMIÈRE PARTIE**

---

**VOLUME 1**

---

Séance tenue le 4 octobre 2010 à 19 h  
Hôtel des Seigneurs, Salle Gala 1 et 2  
1200, boul. Johnson  
St-Hyacinthe

Et en visioconférence à  
Saint-Édouard-de-Lotbinière et à Bécancour

## TABLE DES MATIÈRES

SÉANCE DE LA SOIRÉE DU 4 OCTOBRE 2010 .....	1
MOT DU PRÉSIDENT .....	1
<b><u>PRÉSENTATION</u></b>	
M. JEAN-YVES LALIBERTÉ, MRNF .....	10
M. JEAN-YVES LAVOIE, Association pétrolière et gazière du Québec .....	15
M. DENIS LAVOIE, Ressources naturelles Canada Commission géologique du Canada – Division Québec.....	20
<b><u>PÉRIODE DE QUESTIONS</u></b>	
M. PIERRE-ANDRÉ JULIEN (Bécancour) .....	29
Mme SONIA LAFOND (Saint-Édouard-de-Lotbinière).....	44
M. DANIEL BRETON .....	56
M. DOMINIC CHAMPAGNE .....	68
Mme SUZANNE MÉTHOT .....	72
M. RÉJEAN BESSETTE .....	73
M. GUY DRUDI .....	81
M. GÉRARD MONTPETIT .....	87
M. JACQUES TÉTREAULT .....	89
M. GUY ROCHEFORT .....	94
M. JEANNOT CARON .....	97
M. MICHEL LANDRY .....	102
M. GUY LACROIX.....	104
M. MARC-ANDRÉ LEGAULT .....	106
M. MARC BEAULÉ .....	107
M. YVES FAURON.....	114
M. ROGER ST-GERMAIN .....	117
M. JEAN DUBÉ .....	121
Mme FRANCE MERCILE .....	124
M. PIERRE BRAZEAU .....	126
Mme CATHERINE VALTON .....	130
M. JACQUES TÉTREAULT .....	135

## **AJOURNEMENT**

## MOT DU PRÉSIDENT

### LE PRÉSIDENT:

5 Mesdames et Messieurs, bonsoir, et bienvenue à cette première partie de l'audience publique de la commission d'enquête sur le *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*.

10 Bienvenue également aux personnes à Bécancour et à Saint-Édouard-de-Lotbinière pour participer aux travaux de la commission d'enquête, en direct, par vidéoconférence interactive, ainsi qu'aux personnes qui suivent nos travaux sur le site, sur Internet.

15 Je me présente, Pierre Fortin. Je préside cette commission d'enquête qui a la responsabilité de réaliser le mandat donné au BAPE par le ministre du Développement durable de l'Environnement et des Parcs. Et je suis secondé par les commissaires Michel Germain, Jacques Locat et Nicole Trudeau.

20 Voici le mandat que le BAPE a reçu du ministre en date du 31 août 2010. Cette lettre s'adresse au président du BAPE, monsieur Pierre Renaud :

25 *Considérant la volonté du gouvernement de mettre en valeur, dans le respect du développement durable, de l'environnement et des communautés concernées, les hydrocarbures présents sur son territoire, ainsi que son engagement à légiférer pour bonifier l'encadrement du développement de l'industrie gazière et pétrolière au Québec, et en vertu des pouvoirs que me confère l'article 6.3 de la Loi sur la qualité de l'environnement, je donne le mandat au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de créer une commission sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, et de tenir des consultations, et ce, dans les régions administratives de la Montérégie, du Centre du Québec et de Chaudière-Appalaches.*

30 *La commission devra : proposer un cadre de développement de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste, de manière à favoriser une cohabitation harmonieuse de ses activités avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire;*

35 *proposer des orientations pour un encadrement légal et réglementaire qui assure, pour les volets d'exploration, d'exploitation et d'infrastructure de collecte de gaz naturel, le développement sécuritaire de cette industrie dans le respect du développement durable;*

40 *s'adjoindre des experts scientifiques qui évalueront tout enjeu relié au présent mandat.*

*Le mandat d'enquête et d'audiences publiques débutera le 7 septembre 2010 et le rapport de la commission devra m'être remis le 4 février 2011.*

Et c'est signé Pierre Arcand.

Il est important de savoir que la décision de constituer une commission d'enquête du BAPE relève de l'entière discrétion du ministre. Cela dit, la commission d'enquête du BAPE demeure entièrement indépendante dans la façon dont elle peut exercer ses pouvoirs, organiser ses délibérations et conduire ses investigations dans son évaluation des avis des experts invités et dans la préparation de son rapport.

Cette indépendance vis-à-vis toute influence, gouvernementale ou autre, est assurée essentiellement par l'attribution des pouvoirs prévus à la Loi des commissions d'enquête et par les règles déontologiques qui sont applicables aux membres de la commission.

Notre mandat est d'établir les faits concernant les enjeux que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Nous nous intéressons à la nature des risques qu'ils représentent et à la probabilité qu'ils surviennent. Nous chercherons à identifier, tenant compte des connaissances scientifiques actuelles, les mesures les plus susceptibles de réduire cette probabilité. Notre objectif est de comprendre et d'obtenir des réponses aux questions.

La commission d'enquête a un devoir de neutralité et d'impartialité. Elle agira équitablement envers tous les participants tout en suscitant le respect mutuel.

D'ailleurs, concernant ce respect mutuel, et en vue d'assurer autant à la commission d'enquête qu'à vous-même une excellente compréhension de ce sujet complexe, je vous demande de n'exprimer aucune forme de manifestation ou d'approbation ou de désapprobation. Aucune attitude méprisante ou remarque désobligeante ni propos diffamatoire ne seront tolérés. Respecter ces règles de participation permettra des débats sereins. Et je me réserve donc le droit d'interrompre toute présentation ou toute personne qui ne les respecterait pas.

Pour considérer tous les enjeux du sujet et répondre à toutes les questions, la commission d'enquête s'est entourée d'experts scientifiques choisis pour leur expertise scientifique, technique et de terrain dans leur champ de compétence.

Ces experts scientifiques agiront, tout au cours de l'audience, comme personnes-ressources, et proviennent de la Commission géologique du Canada, de l'Institut national de recherche scientifique, de l'Université de Sherbrooke, de l'Université du Québec à Chicoutimi et de l'Université Laval.

85 De plus, la commission d'enquête s'est assuré la présence aux audiences publiques de plusieurs personnes-ressources, qui sont des experts dans les ministères et les organismes gouvernementaux les plus directement concernés par les enjeux du mandat. À savoir, les ministères des Ressources naturelles et de la Faune qui est responsable du dossier; du Développement durable de l'Environnement et des Parcs; de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation; de la Santé et des Services sociaux; de la Sécurité publique; des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire; des Finances; des Transports; du Revenu; et de l'institut de la statistique du Québec.

90 La commission d'enquête s'est également assuré de la présence d'experts de l'industrie en tant que personnes-ressources, afin d'expliquer les techniques utilisées pour l'exploration, l'exploitation et le transport du gaz naturel. Tous ont répondu avec diligence à notre appel pour mettre leur savoir au service de la commission d'enquête et des participants, et je les en remercie.

95 Compte tenu que certains des spécialistes sont anglophones, le BAPE a prévu un système de traduction simultanée pour permettre aux participants de bien suivre les explications et les discussions.

100 Enfin, la collaboration d'autres ministères a été obtenue pour compléter l'information, cette fois par écrit, si nécessaire, soit les ministères de la Culture, des Communications et de la Condition féminine; du Développement économique, de l'Innovation et de l'Exportation; et Environnement Canada.

105 La commission d'enquête s'est également adjoint les services d'un conseiller scientifique à temps plein, en la personne de monsieur René Lefebvre, chercheur à l'Institut national de la recherche scientifique, Centre eau, terre et environnement, ainsi que les services d'un conseiller spécial, monsieur Louis Dériger, qui a participé à plusieurs commissions d'enquête du BAPE. Ces deux personnes participent à tous les travaux de la commission.

110 Il est important de savoir que l'audience publique est divisée en deux parties, chacune très importante. La première partie débute ce soir. Son objectif, l'objectif de cette première partie est de compléter l'information sur le gaz de schiste. Elle donne à la commission d'enquête, ainsi qu'aux personnes et aux groupes qui le désirent, la possibilité de poser des questions et d'obtenir des réponses, ainsi que des compléments d'information de la part des personnes-ressources invitées.

115 C'est en deuxième partie d'audience, c'est-à-dire le 8 novembre prochain, que vous ferez connaître vos commentaires et vos opinions sur le projet, à la lumière des informations obtenues au cours de la première partie.

120 Ce qui est dit en audience publique est enregistré. Les transcriptions sténotypiques seront accessibles environ une semaine après la fin de la première partie de l'audience publique.

Les documents et renseignements obtenus par la commission d'enquête seront également accessibles.

125

Je vais maintenant vous présenter un aperçu du déroulement de cette première soirée selon nos règles de procédure.

130

Tout d'abord, j'inviterai le responsable du dossier, c'est-à-dire le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, à présenter pendant 20 minutes les orientations du gouvernement concernant le gaz de schiste. Puis une personne-ressource de l'industrie présentera pendant 20 minutes un état de situation des activités et les perspectives. Enfin, monsieur Denis Lavoie, de la Commission géologique du Canada, fera une présentation vulgarisée pour préciser de quoi on parle exactement. Une pause d'environ 15 minutes suivra ces présentations. C'est à ce moment qu'un registre sera disponible, à l'arrière de la salle, tant ici, à Saint-Hyacinthe, qu'à Bécancour et à Saint-Édouard-de-Lotbinière. Ceux et celles qui désirent poser des questions pourront s'inscrire.

135

Au retour de la pause, les personnes inscrites seront appelées dans l'ordre d'inscription à venir poser leurs questions. Ce soir, deux questions sont admises par intervention. Cette règle permet au plus grand nombre de participants de poser leurs questions. Et vous pouvez, bien sûr, vous réinscrire au registre pour d'autres questions.

140

Les personnes qui suivent nos travaux par Internet peuvent également poser des questions par courriel. Nous accorderons toutefois priorité aux questions des personnes inscrites au registre des salles de Saint-Hyacinthe, Bécancour et Saint-Édouard-de-Lotbinière.

145

En ce qui concerne les questions, je vous demande d'éviter les préambules. Toutes les questions du public, comme les réponses, doivent m'être adressées. Je dirigerai les questions aux personnes concernées. Mes collègues et moi pouvons intervenir en tout temps auprès des personnes-ressources pour obtenir l'information supplémentaire.

150

Les questions qui nécessitent une recherche doivent être traitées dans un délai de 24 heures, afin que les renseignements demandés soient rendus publics pendant la première partie de l'audience. Les séances se poursuivront demain et mercredi et possiblement jeudi.

155

Afin d'enquêter plus en profondeur sur le plan scientifique, la commission d'enquête tiendra aussi, à compter du 12 octobre, c'est-à-dire la semaine prochaine, une deuxième semaine de séances publiques sur des questions relatives au développement durable. Elle abordera trois thèmes, soit les aspects biophysique, humain et économique.

160

La première thématique portera sur le milieu humain. On y discutera de cohabitation, de qualité de vie, de risque de santé et de sécurité. Elle se déroulera le 12 octobre en après-midi. Un

165 expert fera une présentation sur la compréhension des impacts sociaux, puis un autre expert nous entretiendra des risques reliés à la santé. L'appréciation des risques technologiques fera, enfin, l'objet d'une autre présentation.

170 Le deuxième thème portera sur l'économie. Il sera abordé le 12 octobre en soirée. Pour lancer la réflexion, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune présentera un survol des retombées économiques et des systèmes de redevances.

175 Enfin, le troisième thème portera sur l'aspect biophysique de l'exploitation du gaz de schiste. Il sera abordé le 13 en après-midi et en soirée et, au besoin, le 14 au matin. On y discutera des techniques utilisées ainsi que des questions relatives à l'eau souterraine, de surface. Des représentants d'États américains et canadiens nous entretiendront de leur expérience. Puis un consultant américain nous parlera des techniques de forage.

180 La commission d'enquête a commencé ses travaux le 7 septembre et elle s'est intéressée à ce qui se fait ailleurs. Ainsi, le 15 septembre, elle a rencontré un représentant du *Energy Resources Conservation Board*, l'organisme responsable du développement des ressources énergétiques de l'Alberta.

185 Le 20 septembre, elle a tenu une vidéoconférence avec des représentants de la *Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique*, l'organisme gouvernemental qui supervise les opérations liées à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières.

185 Puis le 23 septembre, elle s'est entretenue avec des représentants du *ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolifères de la Colombie-Britannique*, responsable de l'application du régime de redevances dans cette province.

190 La semaine dernière, le 26 septembre, elle s'est rendue à Dallas où elle a pu constater l'exploitation du gaz de schiste en milieu urbain. De plus, elle prévoit se rendre en Pennsylvanie et ainsi qu'à Fort Nelson en Colombie-Britannique, pour mieux comprendre ce qui ne fonctionne pas et ce qui fonctionne bien. Voilà pour les travaux déjà entrepris par la commission d'enquête.

195 J'invite maintenant les personnes-ressources à se présenter. Et je vais commencer immédiatement, à ma droite, par le représentant du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

200 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, je suis Jean-Yves Laliberté, je suis le coordonnateur des activités d'exploration pétrolière et gazière au ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

**Mme RENÉE LOISELLE :**

205 Bonsoir, Monsieur le président. Renée Loiseau, je suis la porte-parole ce soir pour le ministère du Développement durable, Environnement et Parcs. Voulez-vous que je vous présente mes collaborateurs? On est sept. Je peux parler vite, si vous voulez.

**LE PRÉSIDENT :**

Oui, allez. Vite.

**Mme RENÉE LOISELLE :**

215 Alors, madame Francine Audet, qui est porte-parole au même titre que moi. On a Marie-Ève Boucher qui est avec nous pour les...

**LE PRÉSIDENT :**

220 Un instant. Vous pouvez vous lever au fur et à mesure pour qu'on puisse savoir où vous êtes.

**Mme RENÉE LOISELLE :**

225 Francine Audet, Marie-Ève Boucher aux changements climatiques; Isabelle Guay, qui appartient au Service du suivi de l'état de l'environnement dans les toxiques en eau; Martine Proulx à la Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère; Michel Ouellet qui représente la Direction des politiques de l'eau; Martin Tremblay de la Direction régionale du Centre du Québec; monsieur Pierre Paquin qui représente le pôle industriel; et Charles Poirier du Centre d'expertise hydrique du Québec.

**LE PRÉSIDENT :**

235 Merci beaucoup. Monsieur Laliberté, voulez-vous présenter vos experts également?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

240 Oui, Monsieur le président. J'aimerais vous présenter la registraire Suzie Martel; le géologue, monsieur Robert Thériault; notre économiste, monsieur Jean-François Lamarre; et un nouveau venu dans l'organisation, Gilles Lehoux.



**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Du côté du ministère de l'Agriculture?

245

**M. MARC-ANDRÉ BERTRAND :**

Bonjour, Monsieur le président, Marc-André Bertrand, de la Direction de l'appui au développement des entreprises et de l'aménagement du territoire. Ce soir, je suis accompagné, dans la salle, d'un représentant de la Commission de protection du territoire agricole, monsieur Lévis Yockell.

250

**M. JEAN-PIERRE VIGNEAULT :**

Jean-Pierre Vigneault, conseiller au ministère de la Santé et des Services sociaux. Alors, j'ai deux personnes qui m'accompagnent, dans la salle, madame Allard, docteure Rollande Allard et monsieur Jean-Bernard Drapeau, et j'ai aussi plusieurs collègues, entre autres de l'INSPQ, qui suivent à distance les audiences, pour être en mesure de répondre la semaine prochaine aux questions qui seront posées.

255

260

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup.

265

**Mme FRANCINE :**

Bonjour, Monsieur le président, Francine Belleau, ministère de la Sécurité publique, Direction générale de la sécurité civile et de la sécurité incendie. Je suis conseiller expert en gestion des risques technologiques à mon ministère et, ce soir, je suis accompagnée de madame Chantal Bilodeau qui s'occupe plus du volet des risques naturels, et cetera. J'ai aussi mes collègues conseillers en sécurité civile qui sont à distance, en disponibilité au besoin.

270

**Mme CLAUDINE BEAUDOIN :**

Bonsoir, Monsieur le président, Claudine Beaudoin, ministère des Affaires municipales, Régions, Occupation du territoire, en aménagement du territoire particulièrement. Je suis accompagnée de monsieur Alain Roseberry, ingénieur à la Direction des infrastructures; Jean-Philippe Côté, coordonnateur aux orientations gouvernementales en matière d'aménagement; Chantal Duford de Centre du Québec; et Simon Castonguay, Chaudière-Appalaches.

275

280 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur?

285 **M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Je me présente, Jean-Yves Lavoie, je suis président et chef de la direction de la compagnie Junex. Ce soir, je représente l'Association pétrolière et gazière du Québec. Donc, mon intervention est à ce point.

290 **LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que vous êtes seul?

295 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Bonsoir, Monsieur le président. Je m'appelle Hope Deveau-Henderson, je suis la porte-parole et représentante de l'Association pétrolière et gazière du Québec. J'ai une équipe avec moi ici, en arrière de moi. J'ai huit personnes qui m'accompagnent.

300 **LE PRÉSIDENT :**

Voulez-vous les présenter?

305 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Oui. Sur notre équipe, nous avons monsieur Jean-Yves Lavoie, président et chef de la direction de Junex; deuxièmement, Paul Myers, président et chef de la direction de Cambriam Energy; monsieur James Fraser, vice-président principal, opérations Amérique du Nord chez la Société d'énergie Talisman. Nous avons aussi monsieur Vincent Perron, planification et logistique des opérations en terrain et conseiller stratégique chez Talisman Energy. Quatrièmement, Tim Leshchyshyn, ingénieur et président de Fracturing Horizontal Well Completions; Kerry O'Shea, hydrogéologue et géochimiste chez Dillon Consulting; monsieur Denis Isabel, hydrogéologue, vice-président, SNC-Lavalin; monsieur Jean-Luc Allard, ingénieur et expert acoustique, changements climatiques et qualité de l'air chez SNC-Lavalin. Merci.

315 **LE PRÉSIDENT :**

On continue. Du côté de la Société.

320

**M. ROBERT ROUSSEAU :**

325 Bonsoir, Monsieur le président. Mon nom est Robert Rousseau, je suis directeur des projets majeurs chez Gaz Métro. Avec moi, dans la salle, on a trois personnes principalement : monsieur Yannick Rasmussen, responsable du modèle tarifaire avec les producteurs; monsieur Simon Garneau, directeur de l'ingénierie chez Gaz Métro; et monsieur Claude Veilleux, responsable de tout le volet environnemental lors de l'implantation des pipelines. Il travaille pour Groupe Conseil UDA.

330 **LE PRÉSIDENT :**

Merci.

335 **M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

Bonsoir, Monsieur le président. Mon nom est Jean-Paul Lacoursière, je suis ingénieur chimiste et professeur associé à l'Université de Sherbrooke, et consultant. J'aimerais vous signaler, Monsieur le président, que j'ai réalisé des prestations pour Intragaz, prestations qui n'ont rien à voir avec les gaz de schiste, mais pour fins de clarté, j'aimerais vous signaler ces prestations.

340 **LE PRÉSIDENT :**

Je vous remercie beaucoup de cette précision.

345 **M. JOHN MOLSON :**

Bonsoir! John Molson de l'Université Laval, département de géologie et de génie géologique. J'ai une expertise dans le domaine de l'hydrogéologie. J'enseigne des cours et puis j'ai une chaire de recherche en milieu fracturé.

350 **M. MICHEL MALO :**

355 Bonjour. Je m'appelle Michel Malo. Bonjour, Monsieur le président. Je suis professeur à l'Institut national de recherche scientifique, j'enseigne la géologie. Je travaille principalement dans les bassins sédimentaires du Québec. Et depuis deux ans, je suis titulaire d'une chaire de recherche du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs sur la séquestration géologique du CO<sub>2</sub>.

360 Dans le cadre de ces travaux, l'INRS a signé des ententes de collaboration scientifique avec les compagnies Intragaz et Junex pour avoir accès à des données confidentielles sismiques et de sondage. Ces données sont fournies à la chaire pour ses besoins de recherche, sans autre

obligation que d'obtenir la permission des compagnies pour la divulgation des résultats scientifiques et de protéger ces données confidentielles. La propriété intellectuelle des travaux de recherche appartient à l'INRS. Il n'y a pas d'obligation financière entre les parties et les travaux ne sont pas liés à l'exploration des gaz de schiste. Je tenais à en informer l'assemblée. Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

Merci pour cette précision.

**M. DENIS LAVOIE :**

Bonjour, Monsieur le président. Mon nom est Denis Lavoie, je suis chercheur en science de la terre à la Commission géologique du Canada. Je suis également professeur associé au département de géologie et de génie géologique à l'Université Laval, ainsi qu'à l'Institut national de la recherche scientifique.

Depuis 1989, je m'occupe à travailler principalement dans l'évaluation du potentiel en hydrocarbure des bassins sédimentaires de l'Est canadien. Et en 2009, nous avons publié, avec mon équipe de recherche, la première synthèse du potentiel en hydrocarbure conventionnelle de l'Est canadien.

Présentement, je suis responsable d'un projet de recherche dans le Nord canadien sur la Baie d'Hudson et le bassin de Fox. Je n'ai aucune activité actuellement dans les bassins sédimentaires du sud du Québec, donc aucun lien de recherche avec l'industrie des gaz de shale et je n'ai aussi aucun intérêt financier avec cette industrie.

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup pour cette précision. Monsieur Lefebvre, monsieur Dériger, madame Édith Bourque, qui est analysée à la commission, ainsi que madame Sandrine Messager.

Si j'ai bien compris, nous avons, ce soir, au-delà d'une cinquantaine de scientifiques pour répondre à des questions. Alors, j'ai hâte d'entendre les questions des citoyens. Mais sans plus tarder, je vais demander à monsieur Jean-Yves Laliberté du ministère des Ressources naturelles et de la Faune à présenter les orientations du gouvernement.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Voici, Monsieur le président, voici mon plan de présentation. Donc, on va débiter par une introduction en parlant du bilan énergétique du Québec, de la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, du rôle du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

Le deuxième volet va toucher à la géologie. Je vais tenter de vous situer dans le contexte nord-américain. On va se rapprocher des basses-terres du Saint-Laurent et on va regarder...

405

**LE PRÉSIDENT :**

Un instant, Monsieur Laliberté, un instant. Est-ce que vous pouvez augmenter le volume du micro de monsieur Laliberté, s'il vous plaît?

410

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Ensuite, on va regarder les permis de recherche qui couvrent le Shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent. On va également pointer les puits qui ont été forés dans le Shale d'Utica.

415

Ensuite, on va présenter une estimation du potentiel de gaz en place, les avantages d'exploiter cette nouvelle filière au Québec, le cadre législatif et réglementaire actuellement en place, les préoccupations soulevées concernant le développement durable de cette ressource, le plan d'action du gouvernement, ce que vont contenir, éventuellement, les grandes lignes de la future Loi sur les hydrocarbures, ainsi qu'une conclusion.

420

Les hydrocarbures comptent pour encore plus de 50 % de notre bilan énergétique au Québec. Le pétrole compte pour 37 % et le gaz naturel pour 13 %. Ce sont les données du ministère des Ressources naturelles et de Statistiques Canada pour 2007.

425

En 2007, le gaz naturel répondait, comme je viens de le mentionner, à 13 % des besoins énergétiques du Québec. Il provient d'une seule source d'approvisionnement, c'est-à-dire l'Ouest canadien. Il est acheminé par un seul système de transport : TransCanada PipeLines; et il est principalement distribué par Gaz Métropolitain dans le sud du Québec, qui opère un réseau de 10 000 kilomètres, ainsi que par la compagnie gazifière dans la région de l'Outaouais.

430

Le volet hydrocarbure de la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, il y avait deux priorités : c'était de mettre en valeur notre potentiel en ressources pétrolières et gazières et de diversifier nos sources d'approvisionnement. Et les objectifs poursuivis étant de renforcer la sécurité des approvisionnements et d'utiliser nos ressources en hydrocarbure comme levier de développement économique.

435

En tant que fiduciaire de la ressource pétrolière et gazière, voici le rôle du ministère. Donc, on doit appliquer la *Loi sur les mines*, c'est-à-dire le volet hydrocarbure contenu dans la *Loi sur les mines* et son règlement d'application. Donc, on accorde et on gère les droits pétroliers et gaziers et on effectue la tenue du registre de ces droits.

440

445 De plus, on élabore puis on met en œuvre des plans et des programmes pour la mise en valeur et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières. On acquiert, on interprète, on diffuse les connaissances géoscientifiques du territoire, et on assure le maintien des approvisionnements pétroliers et gaziers.

450 Où se situe-t-on dans le contexte nord-américain? Actuellement, il y a beaucoup de bassins où on a découvert des shales gazéifères. Donc ici, on a le Shale d'Utica. Chez nos voisins du sud, le plus près de nous c'est le Shale de Marcellus. Peut-être l'endroit où ça a vraiment commencé en 1993, c'est aux États-Unis dans le Barnett Shale. Et si on revient au Canada, il y a le Horn River et le Montney qui attirent beaucoup l'attention du côté de la Colombie-Britannique. Ce sont des données de l'Office national de l'énergie.

455 Donc, on a vu précédemment, le Shale d'Utica se situe ici, dans les basses-terres du Saint-Laurent. Si on regarde le territoire couvert – le territoire sous permis, si on veut – on a entouré, ici, tous les permis où il était possible de retrouver le Shale d'Utica en sous-surface. Donc, il y a 121 permis de recherche touchés, plus de 2 millions d'hectares sous permis et il y a 12 entreprises qui détiennent ces permis.

460 Les puits forés dans le Shale d'Utica sont concentrés dans ce qu'on appelle la plateforme profonde qui se situe entre 1 200 et 2 500 mètres de profondeur. La majorité des puits – il y en a 28 qui ont été forés depuis 2007 – se concentre dans ce corridor-là.

465 L'estimation du potentiel de gaz en place. Il y a eu différentes études qui ont été faites à partir des travaux de forage et il y a quatre estimations, si on veut, de gaz en place pour les permis détenus par les sociétés, mais uniquement sur leur terrain. Donc, lorsqu'on prend ces chiffres-là et on extrapole à la grandeur du bassin, on pense, du moins, c'est vraiment un estimé, qu'il y a 40 Tcf de gaz récupérable. Ça représente 25 % du gaz en place. Et un Tcf c'est 10 à la 9 pieds cubes. Donc, c'est des mille milliards de pieds cubes.

470 Quels sont les avantages de mettre cette ressource en valeur? Des avantages stratégiques, économiques, des avantages sociaux et environnementaux. Évidemment, on diversifie puis on sécurise les approvisionnements à la province. On améliore la balance commerciale. Il y a déjà un marché établi ici puis un réseau existant. Ça peut générer des nouveaux revenus pour le gouvernement, mais en termes de retombées économiques importantes, on parle d'investissement, on parle d'emploi, on parle de développement régional, et réduction potentielle des émissions de gaz à effet de serre.

480 Actuellement, les aspects légaux, techniques, administratifs, financiers des activités d'exploration sont encadrés par la *Loi sur les mines* et son règlement d'application sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Les autres lois à caractère environnemental qui s'appliquent également à ce secteur d'activité sont : la *Loi sur les forêts*, et il y a également des

485 règlements d'application, mais je ne les nomme pas ici. Donc, la *Loi sur les forêts*, la *Loi sur l'aménagement durable des forêts*, la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*, la *Loi sur la qualité de l'environnement*, la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau* et ainsi que la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

490 Maintenant, quelles sont les préoccupations qui sont soulevées concernant le développement durable de cette ressource. Au niveau de l'environnement, on peut se questionner sur la performance en matière d'émissions de gaz à effet de serre. On peut également se questionner sur les approvisionnements en eau; est-ce que les approvisionnements en eau vont être menacés? Est-ce qu'on pourrait retrouver des contaminants dans l'air, dans l'eau, dans le sol?

495 Au niveau social, quel sera l'impact de cette nouvelle activité sur la population. La sécurité des citoyens vivant à proximité des projets sera-t-elle assurée? Les MRC, les municipalités et les communautés locales seront-elles impliquées? Et au niveau économique, les redevances perçues sur la production seront-elles suffisantes?

500 **LE PRÉSIDENT :**

505 Merci beaucoup. Après cette petite pause forcée par un problème technique, nous allons poursuivre et j'aimerais aussi préciser que chacune des présentations va être déposée – n'est-ce pas, Monsieur Laliberté? Vous allez déposer ce document-là pour le rendre disponible à tous les citoyens?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

510 Oui, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

515 Merci beaucoup. Donc, on vous laisse poursuivre, Monsieur Laliberté.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

520 Donc, nous étions rendus aux préoccupations économiques. La première est la suivante : est-ce que les redevances perçues sur la production, est-ce que ces redevances-là vont être suffisantes? Les municipalités recevront-elles une compensation? Et y aura-t-il des retombées économiques régionales significatives?

525 Donc, le plan d'action du gouvernement, évidemment, c'est d'assurer le développement durable de cette nouvelle filière.

530 Donc, le plan d'action du gouvernement tourne autour de quatre grands axes : le premier a été de mandater le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement à consulter la population et les différents partenaires, dans le but d'encadrer la nouvelle loi, la future loi, d'assurer la protection de l'environnement et des citoyens.

535 Le deuxième point a été la création de trois groupes de travail représentant les municipalités, les citoyens, l'industrie et les groupes environnementaux. Donc, il y a un comité de liaison qui a été créé sur les hydrocarbures avec les municipalités et les MRC, un groupe de travail sur l'environnement et un groupe de travail avec l'industrie.

540 Le troisième point, ce sont des outils pour donner un accès à l'information complète pour mettre en valeur le gaz de shale. Donc, il y aura un site Internet gouvernemental où il y aura beaucoup de questions/réponses. Il va y avoir un guide d'information – qui est en préparation – à l'intention des municipalités, un document d'orientation portant sur la démarche du gouvernement, et il y aura des rencontres avec les élus, les citoyens et les experts gouvernementaux.

545 Un autre point va être la signature d'un protocole d'entente. Ça va être un document qui va préciser le cadre de gestion des pratiques transitoires que l'industrie devra adopter d'ici la mise en vigueur de la future *Loi sur les hydrocarbures*.

550 Et la future *Loi sur les hydrocarbures*, bien, elle va encadrer la recherche et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel au Québec. Elle va assurer aux Québécois un juste retour sur leurs ressources naturelles, elle va introduire de nouvelles exigences réglementaires en matière de consultation et d'information qui permettront d'assurer l'intégration harmonieuse des activités d'exploration et d'exploitation dans les collectivités. Et, finalement, favoriser l'investissement, le respect de l'environnement et les milieux d'accueil.

555 En conclusion, Monsieur président, le potentiel gazier du Québec est énorme. Il équivaut à la consommation actuelle du Québec pendant 200 ans. Le Québec a intérêt à exploiter cette ressource. Les 400 Tcf, les mille milliards de pieds cubes de gaz naturel ont une valeur, au prix actuel du marché, d'environ 200 G\$.

560 L'encadrement législatif doit être adapté et modernisé afin de maximiser les bénéfices économiques, mieux encadrer le travail de l'industrie et assurer la mise en valeur responsable des ressources dans une perspective de développement durable.

Je vous remercie de votre attention.



**LE PRÉSIDENT :**

565           Merci beaucoup, Monsieur Laliberté. Maintenant, j'invite monsieur Lavoie de l'Association pétrolière et gazière du Québec à présenter un état de la situation de l'industrie.

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

570           Monsieur le président, Madame et Messieurs les commissaires, bonsoir. J'aimerais, au nom de l'Association pétrolière et gazière du Québec, remercier le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de nous donner l'occasion de nous entretenir du développement durable de l'industrie du gaz des shales au Québec.

575           Nous croyons que le projet des Shale d'Utica représente une opportunité de développement exceptionnel pour le Québec, tant au niveau économique, énergétique qu'environnemental. En effet, même si nous sommes toujours à l'étape de l'exploration, plusieurs indications nous laissent croire que les Shales de l'Utica pourraient représenter une ressource de classe mondiale susceptible d'entraîner des investissements de plusieurs milliards de dollars, ainsi que la création de milliers d'emplois pour le Québec.

580           Les entreprises membres de l'Association pétrolière et gazière du Québec supportent d'ailleurs, déjà, de nombreux fournisseurs québécois et ils ont investi plus de 200 M\$ pour évaluer le potentiel des Shales de l'Utica.

585           Produire chez nous le gaz naturel que nous consommons comporterait bien sûr des avantages économiques importants, mais il s'agirait également d'une contribution significative à la sécurité énergétique du Québec.

590           Comme vous le savez, le gaz naturel occupe une part importante du bilan énergétique du Québec, notamment dans le secteur industriel où il représente une source d'énergie difficilement remplaçable. De plus, le gaz naturel est l'hydrocarbure le plus propre, qu'il émet, entre autres, beaucoup moins de gaz à effet de serre que le mazout ou le charbon.

595           En collaboration avec les communautés et en conformité avec la réglementation actuelle et future, nous croyons donc que l'exploration et l'exploitation de la ressource peuvent se faire de façon sécuritaire et respectueuse de l'environnement pour le bénéfice de tous les Québécois. Il me fera donc plaisir de vous présenter rapidement, au cours des prochaines minutes, les différents sujets d'intérêt liés au développement des Shales de l'Utica.

600           Donc, pourquoi soudainement on parle d'une ressource au Québec alors qu'il y a à peine quelques mois, on enseignait encore aux enfants qu'il n'y avait pas de potentiel de gaz au Québec. Lorsqu'on regarde cette carte de l'Amérique du Nord, on comprend un peu mieux que le Québec, on

605 n'est pas uniquement là-dedans. Lorsque la Société que je représente, Junex, on a commencé à prendre des propriétés dans les années 2002-2004, il y avait déjà, à ce moment-là, un effort de recherche aux États-Unis, surtout du côté du Barnett – on parlait de 1993 pour le début de l'exploitation. Et, aujourd'hui – peut-être qu'il y avait à ce moment-là quatre ou cinq lieux où est-ce qu'on cherchait du gaz de shale –, à l'heure actuelle, lorsqu'on regarde le continent nord-américain, on en compte près d'une trentaine.

610 Donc, il y a quand même un phénomène important qui se passe ici en Amérique du Nord au point de vue de cette ressource.

615 Donc, l'exploration : où en sommes-nous, ici, au Québec. On présente ici une séquence, en fait, qui montre un peu les étapes de l'exploration en cinq étapes. Donc, la première étape étant l'identification de la ressource. C'est ce qu'on a fait au Québec. Au cours, disons, des dernières années, on a identifié cette ressource-là, qui est abondante, et qui est encore sous forme de ressource. Donc, il faut quand même être capable de voir dans des projets pilotes, qu'on va voir à l'étape numéro 2, si on est capable de produire cette ressource-là d'une façon économique et rentable.

620 Donc, on voit par exemple, on entend parler beaucoup de la Pennsylvanie de ce temps ici, le shale qu'il représente c'est le Marcellus, et on voit qu'ils sont rendus à l'étape 4 et à l'étape 5. Donc, vraiment dans certains lieux, dans le plein développement et, ailleurs, encore dans des projets pilotes, des projets de pré-développement. On voit dans la ligne du haut, par exemple, qu'est-ce que ça peut représenter au point de vue échancier. On parle, disons, d'un minimum de cinq ans, mais qui d'après les différentes juridictions, d'après aussi la commerciabilité de ce produit, vont aller dépasser les 10 ans.

630 Donc, qu'est-ce qui a permis, justement, de libérer le gaz de cette roche-mère-là, de ce shale qui contient de la matière organique, qui contient du gaz et qui est une formation qui est très serrée, donc, qui ne produit pas naturellement? C'est, à toutes fins pratiques, deux avènements scientifiques, c'est-à-dire la capacité de forer à l'horizontale et la capacité d'aller fragmenter la roche, de la fracturer de façon à libérer le gaz et à pouvoir le produire vers le puits.

635 Tout ça est possible. La fracturation, on utilise à ce moment-là de l'eau et du sable, et c'est ce qu'on va parler ici sur la gestion de l'eau.

640 Donc, dans le forage comme tel, on va utiliser de l'eau. Le forage pétrolier, le forage gazier fonctionnent en circuit fermé, ce qui demande à ce moment-là un apport d'eau qui est réduit. Même dans le développement commercial, par exemple, la quantité d'eau qui va être utilisée, même pour la fragmentation – on va montrer une diapositive plus tard – est quand même, a une importance réduite.

645           Donc, cet approvisionnement-là en eau, on va le retrouver, par exemple, dans les cours  
d'eau, dans les ruisseaux, en fait, de surface comme telle. Ce n'est pas nécessairement une eau  
potable qui va être traitée et l'industrie va se conformer aux exigences, par exemple, de cette  
ressource-là et aussi comprendre le besoin d'autres utilisateurs.

650           Donc, une fois que les travaux, par exemple, de forage sont terminés, que les travaux de  
fracturation sont terminés, à ce moment-là, cette eau-là, il faut soit la recycler et c'est l'intention de  
l'industrie de recycler 100 % de ces eaux-là qui vont revenir, les eaux de rejet, une fois qu'on a mis  
le puits en opération. Et on voit, statistiquement, qu'il y a environ 50 % de l'eau qui sert à la  
fracturation qui va demeurer, de façon permanente, à l'intérieur de la formation rocheuse.

655           Donc, présentement, par exemple, l'eau de fracturation qui a servi va être acheminée vers  
des lieux où on est capable de la traiter, en occurrence, surtout, par exemple, dans les municipalités  
qui sont capables d'accepter ces fluides-là.

660           On voit ici un peu l'utilisation de l'eau; par exemple, ces données-là datent de 2006. On a  
pris une prémisse en disant : s'il y a 400 puits qui sont forés ici au Québec, on va utiliser 6 millions  
de mètres cubes d'eau, comparé, par exemple, avec des terrains de golf, des raffineries, des mines  
et des pâtes et papiers. On voit quand même que c'est une utilisation importante, mais qui se  
compare quand même avec d'autres industries ou commerces.

665           Donc ici, la protection des eaux souterraines c'est quand même, lorsqu'on fait par exemple  
un ouvrage de forage et d'aller chercher ce gaz-là en place, en fait, l'intervention humaine, ce qu'on  
va faire, la construction du puits qui, à toutes fins pratiques, nous relie en fait de la surface à la zone  
d'intérêt, est vraiment, à ce moment-là, un travail de génie civil. Donc, cet aspect-là, et lorsqu'on  
670 parle, par exemple, de contamination possible ou de fuites vers la surface, donc c'est très important  
dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière; et ce qui a été développé au cours, disons, des  
100 dernières années, c'est justement cette capacité-là, de faire des ouvrages qui sont le plus  
sécuritaires possible.

675           Et ici, j'explique un petit peu en détail – on va y revenir lors des audiences – on va essayer  
de mettre le maximum de protection. Donc, on va avoir, par exemple, un maximum d'au moins  
quatre zones de protection qui sont constituées de coffrages d'acier et aussi de ciment, qui vont  
protéger les aquifères de surface.

680           On voit, ici, par exemple ce qui est représenté dans la province de Québec, les aquifères, on  
va parler d'environ, la zone de surface, en dedans de 100 mètres. Les zones qui nous intéressent  
ici, on parle d'environ 2 kilomètres, donc c'est la moyenne environ de cette ressource-là. Donc, entre  
la surface et ces zones-là, on a à ce moment-là une épaisseur de roche, quand même, qui avoisine  
les 2 kilomètres, qui à ce moment-là représente une roche imperméable.

Donc, c'est important de le noter à ce stade-ci, et on va insister beaucoup sur, justement, ce type d'ouvrage-là qui est important. Et dans tous ces cuvelages-là qu'on va mettre, dans tous ces coffrages-là qui sont reliés à la surface par ce qu'on appelle la tête de puits – et tous ces coffrages-là sont isolés et permettent à ce moment-là de faire un suivi si jamais il y avait une migration de pression – et lorsqu'on met en place ces coffrages-là, les techniques à ce moment-là nous permettent de faire des tests de pression seuil sur les capacités de ces coffrages-là. Lorsqu'on va fragmenter la roche, on va augmenter la pression à pratiquement deux fois la pression qui est dans le sol, donc pour être capable d'atteindre la pression de fracturation de la roche. Donc, tous ces coffrages-là sont quand même testés avant de faire le travail de fragmentation comme tel.

Donc, la gestion ici des matières résiduelles et des additifs, donc il y a deux lieux. En fait, durant la période forage et complétion, donc on va utiliser des boues. Les boues ici qu'on utilise, à toutes fins pratiques, sont constituées comme base d'eau douce. Donc, on est capable... les formations ici ne nous obligent pas à utiliser, disons, des ingrédients très sophistiqués. Tous les résidus de forage vont être acheminés vers des sites qui sont spécialisés. Et lorsque les travaux sont terminés, on ne gardera pas, sur les lieux de forage, des résidus.

Donc, la même application va se faire, par exemple, du côté des eaux qui ont servi à la fracturation. Donc, ces rejets-là, lorsqu'ils ne sont plus utilisés pour la fracturation vont être acheminés vers les lieux et les lysés, par exemple, de produits, de produits qui vont être utilisés justement pour permettre cette fracturation-là, vont être confiées aux autorités compétentes.

Donc, la gestion de la qualité de l'air : durant le forage et la complétion de ces puits, on va faire attention d'utiliser, en fait, des moteurs qui sont quand même très performants – le brûlage à la torche, lorsqu'il n'y a pas de pipeline de disponible. En cas de pipeline, sur des tests assez longs, on va toujours préférer à ce moment-là se raccorder au pipeline et faire justement le test de cette façon-là. Autrement, il y a brûlage à la torche ou utilisation d'incinérateurs, ce qui se fait à l'heure actuelle, ici, au Québec. Donc, on atteint à ce moment-là des taux de combustion qui sont pratiquement de 100 %. Donc, aussi, par exemple, lorsqu'on travaille sur des routes qui sont poussiéreuses, il y a à ce moment-là de l'épandage de produits pour justement retenir la poussière.

Gestion de la qualité de l'air durant la production. Encore là, ici, le Québec, on a un gaz qui est exempt de H<sub>2</sub>S, ce qui permet, à ce moment-là, un traitement qui va, à toutes fins pratiques, consister à abaisser le point de rosée, c'est-à-dire de baisser la teneur en eau, donc avec des systèmes de déshydratation et aussi d'utiliser des filtres, et partout où c'est possible, au lieu d'utiliser des moteurs à combustion interne, d'utiliser à ce moment-là des moteurs électriques.

Cohabitation avec les autres activités. Lorsqu'on décide, par exemple, de faire un forage, de passer en exploration ou en exploitation, l'industrie va consulter à ce moment-là toutes les parties prenantes. Et je vous donne un exemple : un peu la façon de procéder à l'heure actuelle, on va aller voir le producteur agricole ou le propriétaire de surface, et à l'heure actuelle, on est en

730 pourparlers avec l'UPA, déjà, depuis deux ans, où on a entrepris des discussions, à savoir, d'avoir à ce moment-là un document, un document qu'on puisse présenter, nous, à nos membres et que l'UPA puisse présenter à leurs membres, et qu'à ce moment-là, on ait quelque chose qui soit égal pour tout le monde.

735 Alors, ça, c'est quelque chose qu'on travaille avec les différents intervenants et on discute avec eux aussi du meilleur endroit pour faire une implantation. Et lorsque c'est, par exemple, avec l'UPA ou la Commission de protection du territoire agricole, à ce moment-là on va essayer d'avoir un impact le moindre pour l'agriculture.

740 Donc, la façon de faire : donc, signature, dans un premier temps, avec le propriétaire de surface. Ensuite, on présente le projet à la municipalité et aux MRC aussi. Ces projets-là sont transmis à la Commission de protection du territoire agricole qui porte un jugement, à ce moment-là, sur la validité de notre projet. Disons que le fait d'utiliser des forages à l'horizontale permet à ce moment-là de retirer un maximum de ressources pour un minimum d'emprise locale.

745 On va essayer aussi, dans le forage, lorsque les travaux sont terminés, de forage et de complétion, de rendre, en fait, un minimum de 50% à son usage initial. Et lorsque le travail est terminé, lorsque la production est complétée, à ce moment-là le terrain va être rendu à sa vocation initiale.

750 Donc, les méthodes qui sont prévues pour faire la collecte et la distribution de ce gaz-là, à toutes fins pratiques, la collecte et le traitement : responsabilité de l'industrie. Comme je vous mentionnais tout à l'heure, H<sub>2</sub>S absent, donc installation surtout de tours de déshydratation et de filtres. L'entreposage, le transport, distribution ici, au Québec, Gaz Métro s'occupe de ce dossier-là.

755 Technologies actuelles – pourquoi on est capable de retirer le gaz de ces formations-là? Je mentionnais tout à l'heure deux trucs au point de vue science : donc, le forage horizontal qui permet à ce moment-là d'atteindre cette formation-là et, ensuite, la fragmentation, la fracturation, en utilisant essentiellement de l'eau et du sable dans une proportion de 99,5 %. Et les 0,5 % qui restent, en fait, permettent à ce moment-là – ce sont des additifs, par exemple comme un réducteur de friction, un agent de récupération, on va utiliser des désinfectants, tuer les bactéries pour ne pas créer de dommages à la formation, et tout ça nous permet à ce moment-là, en utilisant la technique de forage à l'horizontale, de maximiser la production, tout en minimisant l'emprise sur le terrain.

760  
765 Donc, en conclusion, la production de gaz naturel extrait des shales est devenue une composante importante dans le secteur énergétique en Amérique du Nord. Nous sommes conscients des enjeux et des responsabilités qu'implique le développement de cette ressource. L'industrie possède l'expertise pour développer le gaz de shale d'une manière responsable et sécuritaire pour l'environnement.

Merci bien de votre attention.

770 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup, Monsieur. Vous allez déposer également votre présentation à l'arrière pour la rendre disponible à l'ensemble des citoyens.

775 **M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Exactement.

780 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Maintenant, j'inviterais monsieur Denis Lavoie, expert à la Commission géologique du Canada, à venir présenter ce que sont les gaz de schiste, pour dire de shale plus tard.

785 **M. DENIS LAVOIE :**

Monsieur le président, Messieurs et Madame la commissaire. Oui, en introduction, j'aimerais faire un bref retour sur cette petite différence au niveau de la terminologie utilisée présentement dans le débat concernant ce gaz non conventionnel. Le Shale de l'Utica est une unité géologique qui a été définie en 1842 par un géologue américain du nom de Damons, dans le nord de l'État de New York, tout près d'un village appelé Utica, justement.

790 Depuis quelque temps, donc, on entend parler beaucoup de schiste, concernant cette unité, et le gaz potentiel qu'il contient. Le terme schiste, qui nous provient de nos collègues géologues européens, réfère principalement à une texture dans la roche. C'est une particularité qu'a la roche de se séparer en feuillets. Donc, ce terme n'a aucune connotation, qu'elle soit compositionnelle, qu'elle soit d'origine ou de composition, justement, minéralogique de ce corps rocheux.

800 Et, en fait, justement, chez nos collègues français, on n'utilise pas le mot « schiste » seul. On le qualifie pour préciser l'origine de cette roche. On parle d'un schiste métamorphique, justement si cette roche est formée par l'augmentation de pression et de température en grande profondeur ou on parle également de schiste argileux. Et, ici, on fait référence à ce que nous, nous appelons les shales.

805 Donc, pour se soustraire de ce terme qui est purement morphologique, les géologues, ici, québécois préfèrent utiliser le terme shale. Et vous avez vu, dans les deux présentations précédentes, qu'effectivement nos collègues on présenté cette unité comme étant le Shale d'Utica.

810 Donc, le but de ma présentation qu'on m'a demandé de préparer, c'est de vous faire un bref survol de ce qu'est le Shale de l'Utica et quelle est sa position, quelle est la situation de ce shale par rapport au contexte, non seulement québécois, mais nord-américain. Comment est-ce que ce shale s'est formé, sous quelle condition le gaz naturel s'est développé ou s'est formé dans ce shale et quelles sont les diverses considérations géologiques pertinentes, donc éventuellement à une éventuelle production.

815 Donc, voici un plan de cette présentation. Donc, on va débiter initialement par le contexte régional. Donc, on va parler des shales d'Utica. Et on va présenter par la suite de nombreuses données techniques et, en grande partie, une banque de données monumentale qui a été montée par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, auxquelles les données de  
820 la Commission géologique du Canada ont été greffées, afin de faire le tour de l'ensemble des données techniques disponibles concernant les Shales de l'Utica.

825 On va également, puisqu'on parle d'hydrocarbure, donc discuter de systèmes pétroliers d'hydrocarbures. Comment est-ce que les hydrocarbures se forment dans la nature et pourquoi est-ce qu'il y a du gaz naturel dans cette unité. Et, pour compléter, on va discuter des propriétés physiques et organiques des schistes argileux ou des shales de l'Utica, afin de voir comment est-ce que ces propriétés contrôlent, en fait, la capacité de l'Utica à produire du gaz naturel.

830 Donc, débutons par le contexte géologique régional. C'est une diapositive que vous avez vue depuis le début des audiences, donc c'est la troisième fois que vous la voyez. Donc, c'est une carte qui présente la distribution de ces bassins, soit en exploration ou soit en production de gaz naturel provenant des shales.

835 Le but de cette diapositive, ici, je veux l'utiliser pour vous montrer que tous les shales ne sont pas égaux. Les shales sont d'âges différents, les shales ont des productivités différentes, les shales ont des compositions différentes, et tout ça est primordial afin de bien comprendre le potentiel de l'Utica versus les shales qui sont en production dans d'autres régions.

840 Donc, commençons par localiser effectivement notre Utica, ici, dans le sud du Québec. Et on va faire le tour de quelques autres unités, probablement les plus importantes pour le contexte de cette commission. Donc, dans le sud du Texas, donc ici, l'unité qui s'appelle le Shale de Barnett, qui est probablement le grand-père de ces shales gaz. Comme ça a été dit précédemment, c'est le premier qui a été vraiment mis en production. C'est un shale qui est plus jeune que le Shale de l'Utica. C'est un shale de l'époque géologique qu'on appelle le carbonifère – donc plus jeune – et  
845 c'est un shale qui a la particularité d'être siliceux, donc très riche en silices. Au contraire de l'Utica, comme on va voir plus tard, qui est très riche en carbonate.

Il y a tout près de 12 000 forages qui ont été implantés dans le Shale de Barnett depuis le début de sa mise en production, comprenant des forages verticaux et des forages horizontaux. Et

850 actuellement, il se produit 2 000 millions de pieds cubes de gaz naturel à partir de ce Barnett. Donc, 2 milliards de pieds cubes de gaz naturel par jour.

855 Si on se dirige au Canada, il y a certaines unités qui ont un potentiel intéressant, à part l'Utica, et sont présentes dans le nord-est de la Colombie-Britannique, entre autres les Shales du Horn River. Ce sont des shales du dévonien, donc plus jeunes, encore une fois, que l'Utica. Ce sont, encore une fois, des shales siliceux, et présentement, il y a un peu de production qui provient de ces shales, cependant cette production est limitée par l'absence, la quasi-absence d'infrastructures de transport dans cette région. Donc, ça limite beaucoup la mise en service de puits qui sont éventuellement producteurs.

860 Possiblement que le meilleur shale pour produire du gaz naturel au Canada, c'est l'unité suivante, c'est le Montney, encore une fois en Colombie-Britannique. C'est un shale qui est très jeune. C'est un shale du triasique, donc un shale qui a approximativement 225 millions d'années d'âge. Beaucoup de production actuellement en cours dans le Montney – tout près de 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. C'est un shale, encore une fois, qui est siliceux.

870 Et, finalement, le shale dont tout le monde a entendu parler récemment, le Marcellus dans l'est des États-Unis, donc tout près du Québec. C'est un shale qui est d'âge dévonien supérieur, encore une fois, donc différent de l'Utica. J'ai oublié de vous dire au début que l'Utica est un shale de l'ordovicien; c'est probablement, présentement, c'est le shale gaz le plus ancien connu en Amérique du Nord. Donc, le Marcellus, qui lui est dévonien supérieur, est un shale également siliceux. C'est un shale qui a été foré par approximativement une couple de milliers de forages, aller jusqu'à présent, et il y a des productions qui atteignent actuellement tout près d'un milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour.

875 Donc, le but de ces diapositives c'est pour vous montrer un petit peu que ces shales sont d'âges différents et de compositions minéralogiques différentes. Et c'est très important pour la suite de la présentation, dans ce contexte, quels sont les paramètres géologiques contrôlant la production de ces « shale gas ».

880 Donc, si maintenant on se dirige vers le Québec, donc la région d'intérêt – évidemment, ça ici c'est une carte – excusez-moi – c'est une carte géologique simplifiée de l'Est canadien. Donc, on reconnaît la Gaspésie, ici, et le nord du Québec, l'île d'Anticosti, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse et donc la région d'intérêt, c'est cette partie ici du sud du Québec, ce qu'on appelle la plateforme du Saint-Laurent, donc les basses-terres du Saint-Laurent.

890 C'est un élément géologique très ancien. En fait, si on fait abstraction du Bouclier canadien, qui est beaucoup plus vieux, c'est l'élément géologique le plus ancien que l'on connaît au Québec après le bouclier. C'est un ensemble de roches relativement peu déformé par les épisodes de formation de chaîne de montagnes des Appalaches. C'est un élément que l'on connaît non



seulement au Québec, mais qui est présent également en Ontario, dans l'État de New York et en se dirigeant vers le sud-est des États-Unis jusqu'en Géorgie. En se dirigeant vers l'est, cette plateforme du Saint-Laurent est présente sous l'estuaire du Saint-Laurent. Elle réapparaît sur l'île d'Anticosti et est également présente dans l'ouest de l'île de Terre-Neuve. Donc, c'est un grand élément géologique présent sur l'ensemble de l'est du continent nord-américain.

Une carte ici qui m'a été fournie gracieusement par le ministère des Ressources naturelles du Québec, qui fait le point, un petit peu, de notre connaissance de la distribution de l'Utica dans le sud du Québec. Je ne sais pas si vous voyez bien de loin, mais il y a plein de petits points blancs, ici, sur la carte, ce sont des forages; des forages d'exploration qui ont intercepté, en sous-surface, les Shales de l'Utica.

Ces forages, il y en a un certain nombre dans le sud du Québec, au-delà de 200, mais n'étaient pas à ce moment – la grande majorité était, avait comme cible des réservoirs à hydrocarbure conventionnels en sous-surface. Cependant, on utilise l'information afin de définir trois grands domaines qui caractérisent les Shales d'Utica en sous-surface. Les Shales d'Utica, d'ailleurs, sont présents en affleurement, donc affleurent en surface sur la rive nord du Fleuve Saint-Laurent, entre la région de Donnacona, par exemple, ici, aller jusque dans le secteur de Trois-Rivières.

Donc, la connaissance, en utilisant les forages et les données sismiques, donc les données d'imagerie de la sous-surface nous permettent de reconnaître trois grands domaines pour l'Utica dans le sud du Québec : un domaine peu profond, un domaine de profondeur moyenne, donc qui est limité – ces domaines sont tous limités par des grandes failles – et un domaine beaucoup plus profond, qu'on va revoir sur la coupe de la prochaine diapositive.

Il faut donc voir ici, qu'en se dirigeant du nord-ouest vers le sud-est, l'Utica devient progressivement de plus en plus profond en sous-surface.

Donc, la ligne sismique qui était sur la figure précédente. Donc, ici, on a l'extrémité nord-ouest vers le sud-est. Les trois grands domaines sont illustrés ici au sommet de la diapositive. Donc, le premier domaine où l'Utica, qui est l'unité en brun ici, sur cette diapositive, est relativement peu profond. Donc, ça peut aller même, comme je vous disais, d'affleurement en surface à une moyenne de 800 mètres, approximativement.

La cassure majeure, ici, la faille de Yamaska, qui soudainement amène l'Utica à une profondeur beaucoup plus grande et également qui est – comme on voit sur la diapositive ici – est associée à une augmentation significative de l'épaisseur de l'Utica. Donc, cette faille est une faille fondamentale lors de l'évolution du bassin qui a contrôlé l'accumulation des Shales d'Utica à ce moment.

930 Le troisième domaine représenté ici, c'est le domaine, bon, qui est caractérisé par l'Utica à  
grande profondeur et, en surface, nous reconnaissons les sédiments ou les unités rocheuses  
appartenant à la chaîne de montagnes appalachiennes. Donc, l'Utica ici est à beaucoup plus  
grande profondeur et une partie de la plateforme du Saint-Laurent a été remobilisée par les  
935 grandes failles que l'on retrouve dans les Appalaches et des copeaux d'Utica peuvent être  
remontés à des profondeurs moins importantes localement.

Donc, si on fait la synthèse de ces données d'épaisseur pour le Shale d'Utica, on arrive à  
cette représentation, ici, où nos trois domaines sont illustrés. Donc, la faille de Yamaska et la faille  
de Logan, qui est donc la limite des Appalaches dans le sud du Québec. Et lorsqu'on regarde le  
940 code de couleurs, on voit qu'en moyenne, dans la partie nord, ici, l'Utica est à une profondeur...  
excusez-moi, l'épaisseur de l'Utica a une moyenne de 105 mètres, donc va de 50 à tout près de  
150 mètres. Dans la partie médiane, l'Utica a une moyenne de 220 mètres d'épaisseur, mais on  
note une anomalie d'épaisseur en se dirigeant ici vers la frontière avec l'État du Vermont. Et  
945 l'épaisseur de l'Utica est relativement constante à plus grande profondeur sous le domaine  
appalachien.

Donc, le sommaire rapide du contexte géologique. Donc, l'Utica est une unité qui varie de 50  
à 300 mètres d'épaisseur, et qui, dans la zone actuellement considérée par l'industrie, est  
surmontée par approximativement 1 500 mètres d'autres roches à grain fin, avec ces roches, avec  
950 une perméabilité quasi inexistante.

Quelles sont donc ces caractéristiques des unités rocheuses de cette Utica? Ici, c'est une  
carte géologique très simplifiée du sud du Québec, donc avec la ville de Québec, ici, la ville de  
Montréal et les unités sont représentées ici par différents codes de couleurs. Ce qui est important  
955 de voir ici, c'est que la plateforme du Saint-Laurent est un ensemble de tout près de 3 000 mètres  
de strates rocheuses dans lesquelles la partie inférieure est dominée par des unités de carbonate  
et des clastiques d'eau très peu profonde. C'est ce qu'on appelle une plateforme peu profonde. Et il  
y en a pour approximativement 1 200 mètres d'épaisseur.

960 Au-dessus de cette plateforme d'eau peu profonde, on retrouve l'ensemble Utica - Lorraine,  
donc qui est ici sur cette représentation graphique de la géologie. Donc, l'Utica et le Lorraine  
forment un ensemble de tout près de 1 800 mètres d'épaisseur – vous remarquerez donc que cette  
coupe-là n'est pas à l'échelle –, mais tout près de 1 800 mètres d'épaisseur d'Utica - Lorraine qui  
se sont déposés lors des épisodes de formation des Appalaches canadiennes.

965 Donc, à ce moment, la compression reliée à la formation des Appalaches a amené  
l'effondrement des plateformes carbonatées et l'accumulation des sédiments fins d'eau plus  
profonde de l'Utica associés, donc, à cet épisode de formation de chaîne de montagnes.

970 En fait, cet épisode de formation de chaîne de montagnes, qu'on appelle la phase taconique, a eu lieu entre 435 et 425 millions d'années et c'est le dernier événement géologique de fracturation significatif qui est reconnu dans les basses-terres du Saint-Laurent, au contraire de d'autres unités dans l'est de l'Amérique du Nord.

975 Ce schéma stratigraphique ici qui provient de l'État de New York, d'un de mes collègues qui travaille là-bas, veut illustrer l'élément important de l'Utica. L'Utica surmonte donc les plateformes à carbonate observées dans les basses-terres du Saint-Laurent, mais l'Utica est calcaire. Et la présence de calcaire dans l'Utica est la caractéristique principale qui fait que l'Utica est une roche qui, en sous-surface, va fracturer relativement bien.

980 Donc ici, c'est ce qu'on appelle la dernière unité de plateforme à carbonate, ce qu'on appelle le Trenton dans le sud du Québec et dans l'État de New York, et l'unité suivante est ce shale d'Utica.

985 Donc, on se rend compte, ici, dans cette reconstitution, que le Shale d'Utica était latéralement équivalent à la plateforme de Trenton. Donc, lors de la sédimentation des Shales d'Utica, la plateforme à carbonate Trenton s'accumulait également, mais plus loin sur le craton nord-américain, et exportait de la boue carbonatée dans l'Utica, ce qui explique la grande présence de boue carbonatée dans l'Utica, et donc son potentiel à fracturer ultérieurement.

990 Quel est cet Utica? Donc, le détail de la stratigraphie interne, donc l'Utica surmonte cette plateforme à carbonate de Trenton. Il s'agit d'un passage très rapide. Donc, disparition très rapide des gros bancs de calcaire qui caractérisent le Trenton. L'Utica, en général, est caractérisé par ce genre de type lithologique, donc des shales très foncés dans lesquels des petits bancs calcaires sont présents, et la transition avec l'unité sus-jacente, donc la formation de Lorraine que l'on voit ici, aux chutes Montmorency, tout près de Québec. Donc, le contact entre l'Utica, ici, et le Lorraine, marqué par le tireté blanc, est une transition excessivement rapide et se caractérise par la disparition des faciès calcaires à l'intérieur de l'Utica. Donc, on passe d'une boue calcaireuse à une boue non calcaireuse.

1000 Donc, le sommaire pour ces unités rocheuses de l'Utica. Donc, son shale est fortement calcaireux. C'est bien important, il y en a qu'un seul autre shale connu en Amérique du Nord qui est potentiellement une cible pour le gaz de schiste, le gaz de shale, c'est le Shale de Gothic, le Gothic Shale dans l'État du Utah. Cet aspect donc le distingue de la majorité des autres « shale gas » nord-américains et est une caractéristique très favorable à sa capacité de fracturer.

1005 L'environnement géologique du sud du Québec est également peu propice à la préservation de fractures naturelles ouvertes. Les fractures sont très vieilles. Les fractures sont cimentées et n'ont pas été reprises par les phases orogéniques plus récentes.

1010

1015 Un bref survol des systèmes pétroliers, donc on parle de systèmes conventionnels et non  
conventionnels, donc deux grands systèmes qui vont éventuellement produire des accumulations  
d'hydrocarbure. Pendant de nombreuses années en Amérique du Nord et partout dans le monde  
on était à la recherche de systèmes conventionnels. Un système conventionnel comprend  
généralement trois termes : une roche-mère, c'est-à-dire une roche à grain fin, riche en matière  
organique, qui a produit, par cuisson, des hydrocarbures. Ces hydrocarbures sont expulsés de  
cette roche-mère, vont migrer en sous-surface pour s'accumuler dans ce qu'on appelle une roche-  
réservoir, qui est une roche à grain plus grossier dans laquelle il y a des trous, et c'est dans ces  
trous que les hydrocarbures vont s'accumuler. Et cette migration d'hydrocarbures doit être stoppée  
1020 par la présence d'une couverture ou d'un piège qui va empêcher la migration et va former un  
réservoir économique.

1025 Dans les systèmes non conventionnels, tout le système est présent à l'intérieur d'une seule  
roche, c'est-à-dire dans le cas ici, l'Utica, qui a généré les hydrocarbures, mais une grande partie  
de ces hydrocarbures n'ont pas été expulsés de cette roche-mère et l'Utica, de par le fait qu'il est  
très peu perméable, très peu poreux, forme son propre piège stratigraphique. Donc, dans le sud du  
Québec, l'Utica joue un rôle dans les deux systèmes à hydrocarbure.

1030 C'est un élément – ainsi, la teneur en carbone organique totale qui est probablement  
l'élément de base qui aide à cerner les régions ou les intervalles dans lesquels la production de gaz  
naturel va être optimisée. Si on compare ici deux niveaux à l'intérieur de l'Utica, les couleurs les  
plus chaudes représentant les régions ou les intervalles où la matière organique est la plus  
abondante, donc matière organique qui va générer les hydrocarbures. Pour la partie inférieure de  
l'Utica, on voit une plus grande abondance dans la région de Québec et en se dirigeant vers  
1035 Lotbinière. Alors, que dans l'Utica supérieur, si ce secteur est toujours aussi relativement riche,  
d'autres secteurs plus riches en matières organiques sont présents, comme dans le secteur de  
Trois-Rivières et tout près de la frontière ici, avec le Vermont.

1040 Comment est-ce que ces hydrocarbures se forment? À partir de la matière organique. Cette  
matière organique s'enfouit avec le sédiment, avec le temps. Et en profondeur, on observe  
généralement une augmentation de température de l'ordre de 30 degrés Celsius par kilomètre  
d'enfouissement. Donc, à chaque kilomètre que la succession expérimente ou voyage en sous-  
surface, la température augmente de 30 degrés Celsius.

1045 Aux environs de 60 degrés Celsius, cette matière organique commence à se dégrader de  
façon significative. Les liens chimiques dans la matière organique sont brisés et on va former les  
premiers hydrocarbures que l'on appelle le pétrole ou les hydrocarbures liquides, de longues  
chaînes carbone-hydrogène. Avec la poursuite de l'augmentation de la température, l'huile et le  
reste de la matière organique non altérée va se transformer ou va former du gaz naturel, donc des  
1050 chaînes moléculaires beaucoup plus courtes, et éventuellement va former le méthane qui est la

chaîne à hydrocarbure la plus simple, c'est un atome de carbone avec quatre atomes d'hydrogène. Donc, c'est l'élément d'hydrocarbure le plus simple.

1055 Donc, cette maturation, cette cuisson enregistrée par les sédiments rocheux, c'est de l'élément important qui aide à zoner les environnements sédimentaires, afin de discriminer les zones où il y a potentiel de trouver du pétrole liquide versus les zones où il y a potentiel de trouver du gaz versus les zones qui sont trop cuites.

1060 Donc, c'est une carte ici provenant d'un de nos collègues universitaires, monsieur Rudolf Bertrand, qui fait la synthèse de la maturation en surface – quel est le degré de cuisson en surface. Donc, il faut voir, puisque l'Utica est en sous-surface, il est plus cuit que les données de surface ici.

1065 Donc, on voit, on observe donc, en passant de la région de Québec vers la région de Montréal, que les couleurs passent d'une zone avec potentiel de préservation d'huile – en surface, j'entends – dans la région de Québec, et en se dirigeant vers le sud-ouest, les conditions thermiques augmentent pour avoir des secteurs ici qui sont favorables à la préservation de gaz naturel.

1070 Un sceau majeur s'observe en se dirigeant du nord-ouest vers le sud-est, en traversant la limite des Appalaches où, en surface, les sédiments des Appalaches sont thermiquement trop cuits pour préserver des hydrocarbures. Ce qui ne veut pas dire qu'en sous-surface, ce n'est pas possible, mais en surface, la cuisson des éléments transportés dans les Appalaches est trop élevée.

1075 Donc, les caractères organiques de l'Utica, donc sa richesse en matière organique, font de celui-ci une excellente roche source à hydrocarbure et, de fait, une unité à potentiel élevé en gaz de shale. Les conditions thermiques enregistrées par l'Utica suggèrent qu'il est situé dans des conditions favorables pour la génération de gaz naturel.

1080 Finalement, les propriétés physiques et minéralogiques de l'Utica. Donc, le schiste argileux ou le shale, c'est probablement la roche sédimentaire la plus abondante connue. Tous les shales ne sont pas identiques. Ils sont formés de divers minéraux dont les argiles, des quartz, des carbonates, des dolomies, et cetera. Le seul critère pour faire partie d'un schiste argileux ou d'un shale, c'est d'avoir une taille de particule inférieure à deux micromètres. Donc, on parle ici de boue.

1085  
1090 La minéralogie des shales est importante parce que leur potentiel à libérer du gaz naturel par fracturation hydraulique est contrôlé par cette minéralogie. Ainsi, un schiste argileux, donc un schiste riche en minéraux argileux, n'a pratiquement aucun potentiel de fracturation puisque les feuillets, les phyllosilicates qui forment les argiles, ne se comportent pas de façon cassante, mais vont simplement glisser les uns par rapport aux autres.

Donc, une bonne connaissance de la minéralogie des shales est importante afin d'évaluer leur potentiel à générer du gaz.

1095 On voit ici, donc, certaines données minéralogiques provenant d'un puits qui a intercepté  
cette formation, ce Shale d'Utica, et on voit que – bon, en bleu ici, c'est la teneur en carbonate à  
l'intérieur de l'Utica, en calcite, et en vert, ici, c'est la teneur en argile, et on voit que les deux  
évoluent de façon diamétralement opposée. Donc, une augmentation ici dans l'Utica, qu'on appelle  
1100 l'Utica supérieur, tel que reconnu par le ministère des Ressources naturelles du Québec, donc une  
augmentation de la teneur en calcite est associée à une diminution de la teneur en argile, et donc,  
va générer un intervalle, ici, où la capacité de fracturation sera optimale. C'est le genre  
d'information qui est vraiment critique pour l'industrie, parce que tout l'Utica n'a pas la même  
capacité de générer du gaz naturel.

1105 Donc, le sommaire de ces propriétés, c'est que les caractères minéralogiques et chimiques  
de ce shale en font une source de gaz propre, parce qu'on ne reconnaît pas de pyrite à l'intérieur  
du shale, donc peu de possibilité de générer du H<sub>2</sub>S, contient que très peu à pas de matériel  
radioactif et autres métaux nocifs.

1110 Donc, en conclusion finale, donc le contexte géologique au niveau profondeur et épaisseur  
suggère une distribution, en sous-surface, favorable de l'Utica. Cette unité rocheuse donc se  
fracture aisément de par la présence de calcite à l'intérieur du shale. Le système pétrolier nous  
indique le l'Utica est une excellente roche-mère à hydrocarbure, et donc, une unité qui a un  
potentiel élevé en gaz de shale, et que finalement, c'est un gaz qui est propre comparativement à  
1115 d'autres gaz.

Je vous remercie beaucoup.

**LE PRÉSIDENT :**

1120 Merci beaucoup, Monsieur Lavoie. Évidemment, vous déposez votre présentation à l'arrière  
pour la rendre disponible à l'ensemble des citoyens.

**M. DENIS LAVOIE :**

1125 J'arrive de l'extérieur, je n'ai pas la présentation avec moi ce soir.

**LE PRÉSIDENT :**

1130 O.K. Mais on va s'organiser pour la déposer.

**M. DENIS LAVOIE :**

1135 Elle sera déposée, oui.

**LE PRÉSIDENT :**

1140 Merci beaucoup. Maintenant, nous allons prendre une pause. Les personnes qui veulent poser des questions peuvent s'inscrire au registre qui est à l'arrière de la salle, dans les trois salles où tout le monde est présent.

Nous allons revenir à 20 h 50. Merci beaucoup.

1145

**PAUSE**

**LE PRÉSIDENT :**

1150

Merci beaucoup. Maintenant, je vais appeler la première personne inscrite au registre. Il s'agit de monsieur Pierre-André Julien de Bécancour. Donc, on va se rendre à Bécancour. Bonsoir, Monsieur.

1155

**M. PIERRE-ANDRÉ JULIEN (Bécancour) :**

Bonsoir, Monsieur Fortin. C'est à moi?

**LE PRÉSIDENT :**

1160

Oui. C'est à votre tour.

**M. PIERRE-ANDRÉ JULIEN (Bécancour) :**

1165

Alors, ma question est en fonction des boues résiduelles. On sait qu'une grande partie du sous-sol québécois n'est pas encore connu et on sait qu'on retire, après le percement des puits, une grande partie de boue qu'on laisse décanter dans des réservoirs. D'ailleurs, il y a eu un problème dans notre région, le réservoir a manqué de se déverser. Le ministère a averti la compagnie, mais indépendamment de ça – et pour récupérer l'eau et que les boues se déposent.

1170

Et par la suite, monsieur Lavoie a dit que normalement il y a des analyses des boues pour qu'il n'y ait pas de problème. Il est possible que cette boue-là – en tout cas, je peux vous dire, je ne vous dirai pas de nom, mais j'ai un chimiste qui a analysé une petite partie des boues à Bécancour,

1175 qui avaient été déposées par la suite, puisqu'on a fermé le puits et il a trouvé évidemment... et la probabilité qu'on trouve toute sorte de choses y compris du plomb, qu'on trouve des minéraux.

**LE PRÉSIDENT :**

1180 Quelle est votre question?

**M. PIERRE-ANDRÉ JULIEN (Bécancour) :**

1185 Alors, est-ce qu'on peut nous assurer que toutes les boues déposées vont être analysées et vont être traitées, puisqu'à 2 000 mètres, quand on va chercher une très grande quantité de boue, il est fort possible qu'on trouve n'importe quoi, n'importe quel produit chimique.

Alors, je pense que c'est fondamental puisque, du moins à Bécancour, on a répandu les boues, on les a diffusées sur la terre et je ne suis pas sûr que ça soit très, très, très écologique.

1190 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Monsieur Julien, on a saisi votre question. Maintenant, je vais demander à l'industrie, premièrement : quelles sortes de boues vous produisez et qu'est-ce que vous faites exactement avec la boue, de quelle façon vous la disposez?

1195 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

1200 Merci, Monsieur le président. Je vais diriger cette question, il y a deux personnes sur mon équipe qui peuvent répondre à cette question. Premièrement, sur les boues, je la dirige vers monsieur Jean-Yves Lavoie.

**LE PRÉSIDENT :**

1205 O.K. Puis par la suite?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

1210 La deuxième partie c'est la récupération des eaux, et je la dirige, si vous me permettez, à monsieur Kerry O'Shea.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Regardez ce qu'on va faire. Donc là, vous allez répondre à cette question-là du côté de l'industrie.



1215 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Oui.

1220 **LE PRÉSIDENT :**

Je vais me diriger aussi du côté du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, je vais demander l'avis du MRNF, puis après ça, on va faire le tour de nos experts, ici, pour voir, du côté de la santé, s'il y a des problèmes, et du côté de nos experts invités qu'on a ici.

1225 Donc, votre question, Monsieur Julien, on va faire le tour de la question. Est-ce que vous pouvez y aller, Madame Henderson?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

1230 Oui, nous sommes prêts. Monsieur Jean-Yves Lavoie, venez répondre à la question s'il vous plaît.

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

1235 Bon. Je mentionnais tout à l'heure que les boues qui sont utilisées au Québec, ce sont des boues à base d'eau douce. Donc, on n'utilise pas ici, par exemple, de boues avec, par exemple, des produits pétroliers. Donc, on n'a pas besoin de ce genre d'installation là.

1240 Lorsqu'on a terminé le travail – le monsieur tout à l'heure parlait de sites – le travail n'était pas terminé sur ces puits-là. Donc, il y a eu quand même remisage, d'une certaine façon; dans un cas, c'était à ce moment-là les déblais du forage qui avaient été entreposés dans un bassin à cette fonction-là. Et, en fait, ces éléments-là ont été quand même... normalement, on les envoie dans un site d'enfouissement, ce qu'on a fait, disons, lorsque la demande été formulée.

1245 Donc, les boues qu'on veut utiliser, souvent vont être augmentées parce qu'on est dans des régions où est-ce que la pression est plus forte que la pression d'une colonne d'eau normale. À ce moment-là, on va utiliser de la baryte, par exemple, pour alourdir le système et très souvent aussi, quand les puits viennent plus profonds et que l'eau n'est pas suffisante, on va ajouter, à ce moment-là, des argiles. Et une des argiles qui est utilisée beaucoup dans l'industrie pétrolière, c'est la bentonite qui va être utilisée.

1250  
1255 Donc, grosso modo, à l'heure actuelle, c'est certain qu'il y a d'autres additifs qui peuvent être mis dans ces systèmes-là, comme par exemple pour contrôler le pH. On peut utiliser à ce moment-là, si le pH est trop élevé ou pas assez élevé, on va utiliser à ce moment-là des produits pour le contrôler dans une façon quand même plus minime.

**LE PRÉSIDENT :**

Mais avec la boue, là, est-ce que vous la déposez, est-ce que vous l'empilez en quelque part? De quelle façon vous en disposez de cette boue-là?

1260

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Bon. Normalement, après le forage, après la complétion des travaux, ces boues-là vont être acheminées dans des sites. Donc, les sites, par exemple lorsqu'on a des matériaux solides comme les déblais de forage – c'est en fait la roche qui a été brisée par le trépan, donc qui revient à la surface – ça, c'est envoyé dans des sites où... par exemple, au Québec, je regarde des sites comme Enfouibec ou des sites qui sont vraiment qualifiés pour ça.

1265

Lorsque c'est une boue qui est liquide ou semi-liquide, à ce moment-là on fait appel à des compagnies qui sont spécialisées, comme Newalta, par exemple, qui vont s'occuper, à ce moment-là, de faire les analyses appropriées et de les amener dans des endroits qui sont appropriés pour ce genre de produit là.

1270

**LE PRÉSIDENT :**

Mais on parle de quelle quantité? Est-ce que c'est transporté par des camions?

1275

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Oui. C'est transporté par des camions. La quantité, comme je mentionnais tout à l'heure, la boue de forage, on va travailler en circuit fermé. C'est-à-dire que le contenant, par exemple, qu'on a de boue en surface, va être environ de deux à trois fois le volume du puits. Donc, ce qui va permettre une circulation et, à ce moment-là, une façon de contrôler aussi la venue de gaz ou les pertes de circulation dans la formation, et c'est le principe, en fait, qu'on va utiliser.

1280

1285

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Mais on parle de combien de camions approximativement, pour un puits?

1290

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Ça dépend de la profondeur du puits. J'ai pas les chiffres ici, exacts, mais ça va osciller – dans des camions, disons, je dirais facilement, peut-être, une dizaine, une dizaine de camions qu'on va utiliser, des camions-citernes.

1295

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Pouvez-vous, pour demain, vérifier cette quantité de boue par puits, en moyenne?

1300

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Oui. On va le faire.

1305

**LE PRÉSIDENT :**

Merci. Maintenant, du côté du MRNF. Est-ce que la façon qui est décrite correspond à l'expertise du ministère?

1310

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, dans le règlement d'application à l'article 48.1, il est mentionné que le titulaire du permis de forage doit, pendant le forage, il doit déposer les boues de forage dans une structure étanche conçue selon les règles de l'art. Puis à la fin du forage, la structure étanche doit être enlevée ou démantelée, et les fluides doivent être valorisés ou éliminés en conformité avec les dispositions de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements.

1315

Donc, la disposition des fluides de forage doit se faire conformément selon les règles bien établies par le MDDEP.

1320

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Est-ce que du côté du MRNF, vous faites du contrôle de ce que vous venez de lire comme réglementation?

1325

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Nous faisons des inspections des sites.

1330

**LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que vous vous assurez que la boue est disposée de façon sécuritaire selon les normes de votre règlement?

1335 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Nous nous assurons que l'industrie respecte l'article 41.8 et s'assure que les boues sont disposées de façon convenable.

1340 **LE PRÉSIDENT :**

Vous faites combien d'inspections pour vous assurer que les boues sont bien...

1345 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Toutes les compagnies qui ont réalisé des travaux en 2010 ont eu au moins une inspection, cette année.

**LE PRÉSIDENT :**

1350 O.K. Du côté du MDDEP, donc vous, vous intervenez à quel moment dans cette séquence?

**Mme RENÉE LOISELLE :**

1355 Je vais demander à monsieur Martin Tremblay de la Direction régionale du centre du Québec de venir répondre à la question.

**M. MARTIN TREMBLAY :**

1360 Bonjour. Les boues de forage en tant que telles, on intervient, nous, lorsque des projets de fracturation nous sont déposés puis on s'assure que les boues ont été éliminées dans des lieux autorisés avec les analyses adéquates. Mais si les puits de forage ne vont pas en fracturation, eh bien on peut intervenir au besoin, lorsqu'il y a eu des plaintes ou des demandes d'intervention auprès des inspecteurs.

1365 **LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que vous inspectez de façon systématique et à quelle fréquence?

1370 **M. MARTIN TREMBLAY :**

Bien là, pour les forages, les forages sont exclus de l'assujettissement de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Ça fait qu'on n'intervient pas vraiment pour les forages en tant que tels. Puis ce que monsieur Julien mentionnait, c'était des contextes de boues de forage, là.

1375

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Est-ce que vous exigez des analyses de la composition de ces boues?

1380

**M. MARTIN TREMBLAY :**

Bien, on intervient seulement lorsqu'on a des travaux de fracturation pour s'assurer – je répète, là – on s'assure que les boues de forage ont été gérées adéquatement.

1385

**LE PRÉSIDENT :**

O.K.

1390

**M. MARTIN TREMBLAY :**

Il y a des analyses qui doivent être faites pour aller vers des lieux d'élimination, c'est certain. Parce que les lieux d'élimination, il faut qu'ils s'assurent que les boues sont conformes aux matières résiduelles qu'ils peuvent recevoir.

1395

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Puis ces analyses-là, c'est réalisé par le ministère ou par l'industrie?

1400

**M. MARTIN TREMBLAY :**

C'est réalisé par l'industrie.

1405

**LE PRÉSIDENT :**

Par l'industrie. – S'il vous plaît! Non, non. Je ne tolère aucune forme d'approbation ou de désapprobation. On ne pourra pas faire la lumière sur les questions qui sont posées par les citoyens. Donc, j'exige la discipline, s'il vous plaît.

1410

Maintenant, Monsieur Lavoie, j'avais une question ici, à vous poser. Qu'est-ce qu'elles contiennent, les boues?

1415

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Les boues de forage que je mentionnais sont composées d'eau douce et de bentonite, et lorsqu'on a besoin, par exemple, d'alourdir la boue, on va rajouter de la baryte. Et pour régulariser le pH, on va utiliser par exemple, en quantité quand même moindre, des produits par exemple

comme du caustique, du soda, du soda H, pour justement équilibrer nos pH de boue. Ça, c'est la façon, disons, normale de faire les forages ici au Québec.

**LE PRÉSIDENT :**

1420

O.K. Demeurez là, je vais peut-être avoir d'autres questions. Du côté de la Santé, quand vous entendez la composition des produits qui rentrent dans cette boue, qu'en pensez-vous?

**M. JEAN-PAUL VIGNEAULT :**

1425

C'est de l'information un peu trop générale pour qu'on se prononce là-dessus. Je pense que le premier élément c'est de connaître en détail le contenu desdites boues, le volume, aussi, et de quelle manière elles pourraient entrer en contact avec les gens. Est-ce que c'est via la contamination de l'eau potable? Est-ce qu'il ya possibilité d'évaporation? Il faudrait avoir toutes ces informations-là pour pouvoir répondre adéquatement à votre question.

1430

**LE PRÉSIDENT :**

Pourriez-vous, pour demain, nous faire la liste de qu'est-ce que ça prendrait du côté du ministère de la Santé et des Services sociaux pour faire une analyse complète et crédible des boues?

1435

**M. JEAN-PAUL VIGNEAULT :**

Oui. Je peux essayer de répondre à cette question demain.

1440

**LE PRÉSIDENT :**

C'est une question générale. Merci. Mes collègues, Monsieur Germain?

1445

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

J'avais une question. Ce serait important d'éclaircir, c'est allé vite un petit peu tout à l'heure, la question des boues et des résidus de forage; donc, les boues ce sont des produits qui sont injectés, si je comprends bien, là, l'explication, tandis que les résidus c'est ce qui remonte des profondeurs. Donc, on a affaire à deux matières qui ont des propriétés différentes et, si j'ai compris l'explication, qui peuvent être mélangées et se retrouver dans un seul bassin.

1450

Est-ce que ma compréhension est bonne?

1455

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

1460 Disons que c'est vraiment deux choses distinctes. Donc, durant le forage, on va utiliser des boues. C'est vraiment le terme de boues, parce qu'on ajoute, par exemple, comme je le mentionnais, des argiles, on peut ajouter de la baryte dedans, donc c'est un produit qui est semi-liquide, donc qui va servir aussi à nettoyer le trou, donc à remonter les déblais de forage.

1465 Lorsqu'on parle de résidus de fracturation, à ce moment-là on parle de l'eau avec du sable qui a été ajouté, et environ 0,5 % d'additifs qui, comme je le mentionnais tout à l'heure, sont, à toutes fins pratiques, des agents désinfectants, réducteurs de friction, et aussi pour annuler la corrosion. Donc, c'est en fait ces trois types de matériaux là qu'on va utiliser, d'additifs, et la recette peut changer d'une compagnie à l'autre.

1470 Lorsqu'on retire du puits, justement, ces ingrédients-là, on a une salinité qui va avoisiner les 10 000 ppm. Lorsqu'on compare à l'eau de mer, par exemple, c'est environ un tiers. L'eau de mer était autour de 3 %, donc d'environ 30 000 ppm. Donc, ce n'est pas une boue comme telle, c'est de l'eau, en fait, qui est augmentée, soit de chlorure, parce qu'elle a circulé dans la roche, et justement des 0,5 % d'additifs qui lui ont été augmentés.

1475 Cette boue-là, en fait c'est pas le terme boue que je devrais utiliser, ce résidu va être recyclé pour être réutilisé pour des fracturations ultérieures. Donc, c'est vraiment deux produits différents.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1480 Mais dans l'étape, c'est-à-dire lorsqu'on creuse le puits verticalement, vous injectez des boues?

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

1485 Disons que la boue n'est pas injectée. La boue sert, en fait, comme liquide lubrifiant pour le trépan, pour baisser la température, pour aussi maintenir les parois du puits. On a toujours, à ce moment-là, une pression qui est positive, qui permet à ce moment-là d'éviter, par exemple, des infiltrations dans le roc comme tel. Et ensuite, je mentionnais tout à l'heure qu'on travaille toujours en circuit fermé. Donc, les foreuses sont équipées avec des systèmes, dans les bassins où la circulation de la boue va se faire, justement pour prévenir, par exemple, une augmentation soudaine de cette boue-là, qui pourrait représenter une venue de gaz. Donc, qui est partie du puits, donc qui prend un espace. Ou si, par exemple, le contraire, on a une diminution, ce qui veut dire qu'on est en perte de circulation. Donc, il y a des trucs à faire à ce moment-là. Les gens qui sont  
1490  
1495 spécialisés là-dedans, sur la foreuse, vont intervenir et éviter qu'il y ait, par exemple, une éruption ou des choses comme ça.

1500           Donc, l'intérêt de la boue et l'utilisation de la boue a son importance à ce moment-là. Lorsque le forage est terminé, on va procéder à ce moment-là à la mise en place du coffrage final qui va être cimenté. Et à ce moment-là, la boue qui a servi pour le forage va être expulsée du trou. Et c'est à ce moment-là qu'on pourra procéder aux travaux subséquents, soit celui de fracturation.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1505           C'est ça. On obtient le résidu qui est sous forme de boue bien avant l'étape de fracturation. Donc, cette boue-là est gérée à une certaine étape. Par après, vous faites de la fracturation, là vous obtenez d'autres résidus qui contiennent une certaine quantité de chlorure – mais j'ai mal compris la quantité de chlorure qui est remontée?

1510           **M. JEAN-YVES LAVOIE :**

              Disons que, grosso modo, les analyses qu'on a vues, c'est d'environ 10 000 ppm, parties par million.

1515           **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

              Très bien, je vous remercie.

**LE PRÉSIDENT :**

1520           Monsieur Locat, vous aviez une question additionnelle?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1525           Oui. Premièrement, est-ce que ça serait possible de nous déposer une analyse chimique des solides et de l'eau, des fluides dont on parle ici, s'il vous plaît?

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

1530           Oui, c'est possible. On va le faire.

**LE PRÉSIDENT :**

              Pour demain? Ou pour ce soir. Non, blague à part...

1535           **M. JEAN-YVES LAVOIE :**

              Disons, est-ce que c'est possible, 48 heures? Est-ce que c'est trop long?



**LE PRÉSIDENT :**

1540

Donc, on l'attend mercredi.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1545

Deuxième question, le site dont on parle ici, du monsieur de Bécancour, est-ce que c'est un site où il y a eu de la fracturation hydraulique de faite?

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

1550

Non, pas du tout. C'est un site, en fait, qui était pour un sondage d'exploration. Donc, à la fin, comme je mentionnais, la boue sur un des forages a été enlevée, mais par contre, il demeurait les déblais de forage. Et il y a eu un casing, un coffrage d'acier cimenté qui a été installé à ce moment-là, en attendant des travaux futurs, et la compagnie, à ce moment-là, n'a pas décidé d'aller de l'avant avec ces travaux-là.

1555

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Locat, vous aviez une dernière?

1560

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Une toute petite dernière. Vous avez dit que c'était à la demande, qu'on vous a demandé donc de disposer des boues, est-ce qu'on pourrait savoir qui a fait la demande?

1565

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

La demande est venue du gouvernement. On avait terminé ce forage-là, dans un cas, déjà depuis un an et demi, et on n'avait pas pris la décision de continuer. Et donc, on avait laissé certains équipements en place et on a procédé, disons, à l'enlèvement de ces équipements-là, comme ça a été demandé.

1570

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Merci.

1575

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Trudeau?

1580 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

Où entreposez-vous les résidus qui vont être recyclés, qui sont recyclés pour des fracturations ultérieures? Où est-ce que c'est entreposé?

1585 **M. JEAN-YVES LAVOIE :**

Je pense qu'il y a quelqu'un qui a plus d'expérience que moi dans le domaine de cet entreposage-là. Donc, c'est monsieur...

1590 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Vous permettez, oui, nous avons un expert dans la gestion des eaux et des effluents aussi, et qui peut, peut-être, mieux répondre à cette question, si vous me permettez de la diriger. Monsieur Kerry O'Shea, pouvez-vous venir?

1595 **LE PRÉSIDENT :**

Est-ce qu'il va s'exprimer en anglais?

1600 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Oui.

1605 **LE PRÉSIDENT :**

Oui. Alors, est-ce que, Madame Gélinas, vous pourriez nous amener les appareils de traduction, s'il vous plaît, ici, en avant, on n'en a pas. – Monsieur Julien, on ne vous a pas oublié, on va répondre à la dernière question et je retourne vous voir à Bécancour pour votre deuxième question.

1610 **M. PIERRE-ANDRÉ JULIEN (Bécancour) :**

Non, non, je n'avais qu'une question, mais on ne pas répondu. Je parle des résidus de forage et on n'a toujours pas répondu de qu'est-ce qu'on fait avec les résidus de forage.

1615 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Qu'est-ce qu'on fait avec les résidus de forage?

1620

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Je vais demander à monsieur O'Shea pour répondre à cette question?

1625 **M. KERRY O'SHEA :**

1630 We have been talking about three different things; there is the drilling mud, there is the – which is used during the drilling of the well and the initial vertical and the horizontal leg, and that drilling mud consists of a water-base mud, it's in a close circuit – sorry, I can't... so the water-base mud is used in a close circuit to cool a bit and carry the drill cuttings to surface. The mud is – Jean-Yves said – is made up of the bentonite and it has some additives to it. Those additives all have MSDS sheets that have been vetted by the government, so there is nothing toxic in the mud.

1635 When the cuttings and the mud return to surface, the mix goes onto a table that is called the shaker table; the cuttings which are the rock bits that are drilled out of the well fall out of the... stay on the table. The mud drops out into a mud tank and is recirculated. That mud is then recirculated back down the hole. When the well is finished, the mud is stored in tanks. The cuttings which are...

1640 **L'INTERPRÈTE :**

1645 Nous parlons de trois choses. Il y a la boue de forage utilisée lors du forage du puits, les parties verticales et horizontales. Cette boue est à base d'eau en circuit fermé. Désolé. Donc, cette boue à base d'eau est utilisée en circuit fermé afin d'amener les déblais à la surface. La boue est composée de bentonite et des additifs. Tous ces additifs ont des feuilles, des fiches signalétiques du gouvernement. Donc, il n'y a rien de toxique dans la boue.

1650 Quand les déblais reviennent à la surface, les mélanges se déposent sur une table, le déblai reste sur la table, la boue tombe dans un réservoir et est recirculée. Cette boue est ensuite recirculée dans le trou et quand on a terminé, la boue est conservée dans des réservoirs...

**PERSONNE DANS LA SALLE :**

On est au Québec, c'est une insulte! J'avais une question, mais je m'en vais!

1655 **LE PRÉSIDENT :**

1660 Monsieur, veuillez sortir de la salle. Pour ceux qui ne comprennent pas l'anglais, on vous donne la traduction simultanée pour que tout le monde puisse comprendre. Il y a des appareils pour tout le monde, puis c'est gratuit. Même à Bécancour et à Saint-Édouard-de-Lotbinière, vous avez la traduction simultanée. Donc, on va prendre une minute pour s'assurer que tout le monde se procure l'appareil.

**PAUSE**

1665 **LE PRÉSIDENT :**

Donc, j'aimerais que vous poursuiviez, Monsieur. Ça va. Donc, on va reprendre immédiatement. Je vous demanderais un peu de silence, et j'aimerais que vous repreniez au début de votre explication, tout à l'heure.

1670 **M. KERRY O'SHEA :**

1675 Just before I begin, I should clarify why I'm here to answer this question; I am a hydro-geologist and a geochemist and I've been working as an environmental consultant for 23 years. In that time, I have worked with the oil and gas industry.

1680 So as we were saying, the mud, when it is injected, when a mud is used, it is used to kill the bed, it carries the cuttings up. The cuttings come out onto a table. The drill cuttings, which is the rock from the well, stays on top; the drilling mud drops out and it is recirculated back into the well. When the well is finished and the casings are cemented in place, they clean the mud back out of the hole, the final cuttings are removed, the drill mud is stored in tanks, and typically, that mud would be reused at another site.

1685 Now, this water-base mud, if they are not going to be drilling in a short period of time, the water and the mud will be removed through a variety of methods and the cuttings and the mud will be mixed together and disposed of offsite.

1690 Before that can happen, the material must be tested according to Quebec regulations and analysed to give a characterization of what the material looks like. That information is provided to the landfills for disposal. If the landfills feel they cannot take it, then the mud would be taken to another facility where it is processed and disposed of. So that is the drilling mud and the cuttings. And I just want to emphasize, the rock cuttings is just rock material that is ground out of the rock. So it is a naturally occurring material; it is just the rock.

1695 For fracturing, it's 99.5% water and sand. There are some additives that are typically used and these include a disinfectant, because the water that is being used is surface water and the disinfectant is typically a bleach which is similar to a household bleach. There is a surfactant which is really a detergent and then there is a gel material or a friction reducer. And that gel material is either a chemical that is used in water treatment plants or a gum; it is called guar gum, which is actually a food additive, so it's a naturally occurring material. This material is mixed into the fracking fluid at surface. And we're talking about a very large volume of fresh water that is mixed with a smaller volume of the chemicals, on surface, that is then put into the well.

1700

1705 When that water starts flowing back, we call it flow back water, it comes back through the close system into a storage container. That container is analysed prior to disposal. And like the drilling mud, before you can dispose, you have to have the approval of the receiver that that material meets their requirements or that it is something they can deal with.

1710 As Johnny has alluded to, the chemistry that's been done on the flow back water indicates a couple of things: the salt content is about 8 to 10,000 parts per million, and that salt content includes sodium and chloride and the level of those salts is about one-third of sea water. Also, in the flow back water are metals that are leached from the natural rock. Now, the testing that's been done on the water that's come back, we've compared to drinking water, because it's a good comparison to make, and what we found with those metals is that they are either below or very close to drinking water.

1715 Now, we know that this water is not for drinking, but again, it's just for comparison purposes. So that is the major material that comes back. We are also seeing low level of hydrocarbons and low levels of what is called BTEX. And those come from the actual equipment that is used to push the water into the hole, the mechanical equipment. The water is tested and a disposal site, an appropriate disposal location is found.

1720 **L'INTERPRÈTE :**

1725 Avant de commencer, je devrais clarifier pourquoi je dois répondre à cette question. Je suis hydrogéologue et géochimiste. Je travaille comme expert-conseil en environnement depuis 23 ans. Pendant ce temps, j'ai travaillé avec l'industrie des hydrocarbures.

1730 Nous savons que quand les boues sont injectées, c'est pour situer le déblai qui ramène les déblais. Les déblais sont déposés sur une table, les déblais restent sur la table, la boue tombe et est recirculée dans le puits. Quand le puits est terminé et les coffrages sont cimentés en place, les derniers déblais sont enlevés, la boue est entreposée dans des réservoirs et, en général, cette boue sera réutilisée dans un autre site.

1735 Cette boue à base d'eau, si on ne va pas faire un forage très rapidement, l'eau sera extraite de plusieurs façons et les déblais, les boues seront entreposés ailleurs.

1740 Avant cela, il faut que les matériaux soient testés selon les règlements, en vertu des règlements du Québec et analysés pour bien comprendre la nature des boues. Cette information sera fournie au site d'enfouissement lors de la demande. Et si le site d'enfouissement ne veut pas ou ne peut pas l'accepter, le matériau sera apporté ailleurs. Les déblais, c'est des matériaux rocheux naturels qui ont été enlevés dans le processus.

Lors de la fracturation, c'est 99,5 % eau et sable. Il y a aussi des additifs utilisés en général, ce sont un désinfectant, agent de « désinfection » parce que l'eau utilisée est de l'eau de surface.

1745 En général, il s'agit du chlore, un chlore comme le Javex. Il y a aussi un surfactant, qui est un détergent, et il y a aussi un matériau de réduction de la friction. Un produit chimique utilisé souvent dans le traitement de l'eau et aussi une gomme de guar naturelle. De source naturelle. Ce matériau est mélangé dans le fluide de fracturation à la surface. On parle ici de beaucoup d'eau douce qui est mélangée avec un petit volume de produits chimiques à la surface.

1750 Ce mélange sera ensuite injecté ou introduit dans le forage et cette eau va, par la suite, revenir à la surface dans un conteneur d'entreposage. Cette eau sera analysée avant la disposition. Et avant de pouvoir la décharger, il faut avoir l'approbation du receveur, du site d'enfouissement, finalement, qu'ils sont capables, ils ont le droit de recevoir ce matériau.

1755 On a fait des études chimiques sur cette eau. Le contenu en sel est de 8 à 10 000 ppm. Ça comprend donc le sodium et le chlore. Les niveaux de ces sels sont du tiers de celui de l'eau de mer. Dans cette eau qui revient se trouvent des métaux qui ont été lessivés de leur roche naturelle. Ces tests réalisés sur cette eau ont permis de comparer cette eau à l'eau potable. Et ce que nous avons trouvé c'est que le niveau de ces métaux est très bas ou à peu près le même que ce que l'on trouve dans de l'eau potable.

1760 C'est bien sûr que cette eau ne sera pas bue. Mais ce n'est pas de l'eau potable, mais il s'agissait de comparer les deux. Voilà donc un des résultats qui provient de cette étude. On voit aussi des bas niveaux d'hydrocarbure et, aussi, ce qu'on appelle des Btex. Ce sont des résidus provenant des équipements qui permettent d'injecter l'eau dans le trou. Ces équipements mécaniques. L'eau est testée et ensuite on trouve un bon site d'enfouissement ou de décharge.

#### **LE PRÉSIDENT :**

1770 Ça va. Merci beaucoup, Monsieur Julien. Maintenant, j'inviterais madame Sonia Lafond de Saint-Édouard-de-Lotbinière. Bonjour, Madame Lafond.

#### **Mme SONIA LAFOND (St-Édouard-de-Lotbinière) :**

1775 Oui, bonsoir! Je voulais juste souligner que la qualité du son puis de l'image du début de la soirée en a désintéressé plusieurs, même si les techniciens ont fait leur possible, je crois.

1780 Ma question est la suivante : j'ai entendu un hydrogéologue, René Lefebvre, de la région de Montréal, dire aux Années lumières à Radio-Canada que les cartes – il est spécialiste en eau souterraine, puis il dit que la cartographie hydrologique, dans le fond, ces travaux-là ne sont pas terminés puis ils vont se terminer, dans le fond, en 2013. La question de savoir, l'eau n'est pas égale, les eaux souterraines ne sont pas pareilles partout et les niveaux... c'est ça, ce n'est pas pareil partout. Donc, moi, je veux savoir, je veux entendre parler de ces travaux-là qui ne sont pas terminés

1785 et de l'industrie qui commence, qui explore et qui fait de l'exploration, mais qui exploite aussi ces puits-là.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Merci beaucoup. Je demanderais à monsieur Molson, avez-vous des commentaires, vous, par rapport à ça? Je vais aller du côté du ministère de l'Environnement après.

1790 **M. JOHN MOLSON :**

1795 Oui. Merci, Monsieur le président. Je suis John Molson, Université Laval, je travaille avec René Lefebvre aussi pour les projets du ministère MDDEP; il s'agit de la caractérisation des eaux souterraines dans plusieurs régions, les Cantons de l'Est, entre Montréal et Québec, je dirais, et il y en a un autre à Gatineau et puis la région de Québec.

1800 Ces projets-là ont plusieurs volets dont un c'est la caractérisation des eaux. Eh oui, la qualité d'eau varie parmi les régions, dépendant des aquifères, dépendant de la recharge, les ruisseaux, l'interaction. Ça dépend aussi du développement.

Pourriez-vous juste répéter une partie de votre question?

**LE PRÉSIDENT :**

1805 Madame Lafond voulait savoir si la cartographie allait être complétée.

**M. JOHN MOLSON :**

1810 Si c'est complété?

**LE PRÉSIDENT :**

Oui, la cartographie.

1815 **M. JOHN MOLSON :**

1820 Non. C'est pas encore complété. Les projets ont commencé juste il y a un an et demi. Quelques projets ont commencé juste cette année. Ces projets ont une durée de trois ans et puis en trois phases, dont la première, il s'agit de la collecte des données existantes. Puis la deuxième phase porte sur les travaux sur le terrain, les suivis géophysiques, l'analyse des eaux de surface, les eaux souterraines, la caractérisation géologique, hydrostratigraphique, tout ça, en 2D, en 3D, y compris le climat. Et puis la troisième phase, la troisième année, il s'agit de l'interprétation de ces données-là; le développement des modèles géologiques et les modèles numériques pour mieux

1825 comprendre le comportement trois-dimensionnels des systèmes d'écoulement et puis pour que nous  
puissions mieux gérer le développement durable des villages, l'industrie. Aussi, une grande partie, il  
s'agit de la protection des eaux souterraines, c'est-à-dire la cartographie des régions vulnérables.  
Donc, c'est très important pour ce projet-ci. Donc, on peut mieux gérer le développement,  
l'emplacement de l'industrie et puis la protection des puits.

1830 Est-ce que ça répond à votre question?

**LE PRÉSIDENT :**

1835 Monsieur Molson, quand vous répondez, vous vous adressez à la présidence. O.K.?  
Maintenant, il y avait monsieur Germain, vous aviez une petite question.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1840 Une petite précision. Vous parlez des aquifères, donc c'est quelle profondeur que vous  
investiguez en surface et combien de mètres sous la surface?

**M. JOHN MOLSON :**

1845 Ces projets portent surtout sur les aquifères peu profonds, mais il faut tenir compte des  
formations plus profondes aussi, dépendant de la perméabilité des roches. Parce que c'est pour  
mieux gérer les ressources en eau. Et puis les aquifères peu profonds sont normalement plus  
utilisés pour les ressources en eau. Mais il y a des aquifères fracturés aussi, donc profondeur de  
centaine de mètres, même plusieurs centaines de mètres.

1850 **LE PRÉSIDENT :**

Du côté du MDDEP, est-ce que vous avez une information additionnelle?

1855 **Mme RENÉE LOISELLE :**

Oui, je vais demander à monsieur Michel Ouellet de répondre à la question.

**M. MICHEL OUELLET :**

1860 Bonjour, Monsieur le président. Je me présente, Michel Ouellet, je me trouve à être le chef  
de l'équipe des eaux souterraines de la Direction des politiques de l'eau au ministère de  
l'Environnement. Si vous me le permettez, j'aimerais ça, peut-être, faire un petit portrait rapide de  
l'état de la connaissance, qu'est-ce qu'on dispose comme connaissance au niveau des eaux  
1865 souterraines du Québec.



1870 Alors, ce que madame a mentionné, c'est les projets qui sont en cours dans le cadre du Programme d'acquisition de connaissance sur les eaux souterraines, que le ministère de l'Environnement a lancé en 2008. Mais en réalité, les travaux de connaissance au niveau des eaux souterraines, ça remonte à beaucoup plus loin dans le passé.

1875 Donc, dans les années 70, dans les années début 80, à l'époque, c'était le ministère des Richesses naturelles avait un programme au niveau de la Direction régionale des eaux, on avait une Direction des eaux souterraines qui menait des inventaires hydrogéologiques, et l'approche était par bassin versant.

1880 Donc, il y a eu un premier inventaire, je dirais, des ressources en eau souterraine du Québec qui s'est réalisé dans les années 70, début 80. C'est sûr que c'est un premier jet, c'est un premier aperçu. C'est une information qui n'est pas nécessairement complète pour nous donner l'heure juste sur le contexte hydrogéologique précis du territoire, mais il s'agit quand même d'une information de première base qui est quand même très utile.

1885 Nous avons aussi, au ministère, un système d'information hydrogéologique qui est alimenté depuis 1967 par les rapports que les puisatiers nous remettent lorsqu'ils aménagent des puits pour des citoyens, par exemple un puits pour alimenter une résidence privée. Ces systèmes d'information hydrogéologique contiennent autour de 181 000 descriptions de forage, environ. Donc, c'est notamment à partir de ces données-là qu'on est capable de vous donner certaines statistiques sur quelle est la profondeur des formations géologiques qui sont exploitées par les puits au Québec.

1890 Alors, effectivement, la majorité des puits exploitent les eaux souterraines sur une profondeur moindre que 100 mètres. Il y en a un certain pourcentage qui vont un peu plus profond. Mais cette banque-là nous donne quand même des données intéressantes sur le territoire.

1895 Alors, suite à l'étude de la Commission sur la gestion de l'eau au Québec qui avait recommandé de réaliser les travaux pour améliorer la connaissance des eaux souterraines, en 2003, le ministère a réalisé la cartographie du bassin versant de la rivière Châteauguay. Par la suite, on a travaillé sur le bassin de la rivière Chaudière, la basse et la moyenne Chaudière. Puis en 2008, on a lancé le Programme d'acquisition de connaissance sur les eaux souterraines.

1900 Il y a sept projets qui ont été retenus. Alors, je peux les mentionner rapidement. Le premier projet, c'est le projet qui couvre le bassin de la rivière Richelieu et de la Yamaska. C'est l'INRS - ETE qui réalise le projet. Un autre projet, c'est celui qui couvre le bassin versant de la rivière Bécancour. Ça, c'est l'UQAM qui réalise le projet. Ensuite, la région du Saguenay, ça, c'est l'Université du Québec à Chicoutimi. On a aussi l'Abitibi, avec l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue. Ensuite, on a un projet dans l'Outaouais, c'est l'Université Laval qui réalise le projet. Et ensuite, 1905 aussi, au niveau du territoire de la Communauté métropolitaine de Québec, c'est encore l'Université

Laval qui réalise le projet. Puis finalement, on a la région de Trois-Rivières, disons le bas Saint-Maurice, là, c'est l'Université du Québec à Trois-Rivières qui réalise ce projet-là.

1910 Donc, c'est certain que ces projets-là sont en cours. Ils doivent terminer en principe en mars 2013, mais en parallèle, il y a quand même des travaux qui sont faits. On a signé une entente avec Géologie Québec, qui est un organisme qui relève du MRNF, qui est chargé de la connaissance géologique pour relancer, je dirais, la cartographie des formations géologiques superficielles, ce qu'on appelle la géologie du quaternaire. Donc, les travaux sont en cours au niveau de ces bassins-là, les sept projets. Les travaux vont se terminer l'année prochaine.

1915 Donc, de la connaissance, oui, on doit l'améliorer. Oui, on doit poursuivre nos efforts, mais je vous dirais qu'on possède quand même une connaissance qui est quand même appréciable, puis on est quand même capable de se faire une idée de quelle est la qualité des eaux souterraines dans les basses-terres du Saint-Laurent et quelle est son utilisation.

1920 Alors, j'arrêterai là.

**LE PRÉSIDENT :**

1925 Merci beaucoup. Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1930 Oui. Enfin, c'est un thème qu'on va aborder sûrement encore dans les jours qui viennent, mais j'avais quelques petites questions. C'est quoi votre définition de l'eau souterraine?

**M. MICHEL OUELLET :**

1935 On pourrait presque dire une bonne question. Finalement, nous autres, c'est très large. C'est l'eau qu'on retrouve, qui circule au sein des formations géologiques. Donc, finalement, ce qui circule sous nos pieds. C'est sûr qu'à partir du moment qu'elle émerge à la surface du sol, nous, on considère que ça devient une eau de surface, je vous dirais, pour les questions plus d'eau potable, pour les questions de traitement. Alors, on trace la ligne de cette façon-là.

1940 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1945 Est-ce que la définition que vous, vous donnez, ça pourrait comprendre aussi les eaux souterraines potentiellement utilisables à des fins agricoles et industrielles ou ça se limite seulement à l'eau potable pour les fins de consommation?

**M. MICHEL OUELLET :**

1950 Non, non, pas du tout. Non, non, non, pas du tout. C'est toute eau souterraine, peu importe l'utilisation qui en est faite. D'ailleurs, on a le Règlement sur le captage des eaux souterraines qui assujettit les projets de captage d'eau souterraine à des autorisations. Alors, si vous regardez les critères qui sont énoncés à l'article 31 de ce Règlement-là, c'est un critère qui est quantitatif.

1955 Donc, tout projet de captage dont le débit est supérieur à 75 mètres cubes par jour est assujéti à une autorisation. Donc, peu importe si l'eau est utilisée à des fins agricoles, industrielles ou autres, ça nécessite une autorisation du ministre. Il s'agit d'une autorisation qui est renouvelable, qui est conditionnelle, qui peut contenir des conditions.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1960 Est-ce que votre définition pourrait inclure, comme ça se fait dans certaines provinces canadiennes, une limite de 4 000 ppm, comme étant la profondeur à laquelle on considère que sous, ou à des valeurs supérieures, ce n'est pas utilisable?

**M. MICHEL OUELLET :**

1965 Moi, je vous dirais, puis là, je pourrais peut-être relancer la question auprès du MRNF, c'est que dans la *Loi sur les mines*, on précise les eaux de saumure, qui sont considérées comme étant une ressource minérale.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Là, je parle des eaux de moins de 4 000. Est-ce que ça fait partie de la saumure? Peut-être.

**M. MICHEL OUELLET :**

1970 Bien là, il faudrait voir. Je ne l'ai pas en mémoire, il faudrait peut-être demander, justement, à monsieur Laliberté de fournir cette information-là. Mais nous, on n'utilise pas un critère de qualité d'eau. Donc, si on exclut les eaux de saumure telles que le définit la *Loi sur les mines*, le reste c'est vraiment de l'eau souterraine qui tombe, finalement, sous...

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1985 Et ça, vous dites que c'est à moins de 100 mètres de profondeur en général?

**M. MICHEL OUELLET :**

1990 Bien, c'est à moins de 100 mètres. Moi, je vous dirais, c'est qu'on s'est amusé à faire un petit exercice, là, justement à partir de notre banque de données hydrogéologiques, comme je vous dis, qui contient autour de 181 000 forages, à regarder, finalement, quelle est la profondeur des puits qui sont aménagés. Je pourrais vous donner des statistiques plus détaillées, là, mais j'ai des chiffres avec moi, mais c'est sûr que la majorité des puits sont à moins de 100 mètres de profondeur.

1995

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

On reviendra.

2000

**LE PRÉSIDENT :**

Du côté du MRNF, est-ce que vous aviez un ajout?

2005

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui, Monsieur le président. On a, dans la *Loi sur les mines*, on a la définition de saumure et c'est toute solution aqueuse naturelle contenant plus de 4 % en poids de solide dissout.

2010

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Lafond, on ne vous avait pas oubliée. On va y revenir, ça ne sera pas long. Parce que vous avez une deuxième question. Restez en place.

2015

**Mme SONIA LAFOND (Saint-Édouard-de-Lotbinière) :**

Oui.

2020

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Locat?

2025

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Juste une petite précision, là. En ppm, ça fait combien, d'après vous? 4 %, ça ferait 40 000 ppm?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

40 000 ppm.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Donc, c'est 10 fois plus que 4 000. Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Trudeau, ça va? Oui. Donc, Madame Lafond, quelle est votre deuxième question?

**Mme SONIA LAFOND (St-Édouard-de-Lotbinière) :**

Oui. Ma deuxième question c'est lors de la fracturation dans le sol, quand on est dans le puits horizontal, on parle que les fissures peuvent se faire à peu près 100 mètres, ça peut être des fissures de 100 mètres. Donc, moi, je veux savoir quelles études, quel scientifique est capable de prouver ce qui se passe dans le sol? À moins d'être devin, là, moi, je ne suis pas devin, mais je veux savoir d'où viennent vos études, à savoir comment ça se passe dans le sol, comment que ces fissures, comment que vous savez que ça fait à peu près 100 mètres, où est-ce que ça se déplace et tout ça.

**LE PRÉSIDENT :**

Très bien. Vous parlez d'une fissure à 100 mètres de profond, c'est ça?

**Mme SONIA LAFOND (St-Édouard-de-Lotbinière) :**

Non. Moi, je veux dire, après la... lors de la fracturation, on dit que les fissures de chaque côté du puits horizontal sont à peu près de 50 à 100 mètres de longueur, les petites fissures qui se font. Donc, moi, c'est ça, je veux savoir qui vous a prouvé ça? Qui a fait ces études-là, dans le fond – je parle dans le fond au compagnie gazière – d'où viennent ces études-là et quels sont les scientifiques aussi qui vous permettent de... Parce que dans le fond, c'est très risqué d'aller, pour moi, en tout cas, c'est très risqué de faire ça. Donc, je veux savoir qu'est-ce qui appuie vos gestes, dans le fond, votre droit d'aller faire ça.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Donc, je vais tout d'abord poser la question du côté de l'industrie.

2070 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Merci, Monsieur le président. Je dirige cette question à monsieur James Fraser de la Société d'énergie Talisman, pour répondre à cette question. Monsieur Fraser, s'il vous plaît.

2075 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Fraser, vous êtes un expert en quoi?

2080 **M. JAMES FRASER :**

My degree is in Petroleum Engineering, and I have 35 years of industry experience in the oil and gas business. The last 20 years or so, in unconventional resources of which shale is one of those unconventional resources.

2085 I think the question, to repeat the question is: what studies do we have or what data do we have that shows that when we fracture and stimulate a well, that it is not come upwards and impact the surface waters. I think that's the question.

2090 A couple of things. I need to go back a little bit. Even though this technique is new to Quebec, and we realize that, it is a very, a proven technique that's been used in the oil and gas business for over 70 years, in the 1940's. In fact, over one million wells have been fracked in North America that have not shown any impact of surface water disturbances or impacted. There's a couple of things we do to protect that: one, when we construct the well, when we drill a well, we have at least 4 barriers between our inside of the pipe, our operation and the outside of the pipe where the surface waters  
2095 are. Those consist, as Mr. Jean-Yves said a few minutes ago, two strings of steel casing that is pressure tested at thousands of psi, per square inch. In addition, those two steel casings are encased with a cement slurry that is harden, that provides a barrier, a sheath, if you will, between the pipe and the formation itself.

2100 Before we actually do a pressure – excuse me, before we do a fracture stimulation, we pressure test that system to make sure there are no leaks in the system. So we actually pump, pump into the formation, into the pipe to make sure that there is no leaks. If the pressure does not bleed off, that means there's not a hole on the pipe and we are safe to proceed with the operation.

2105 One of the other technique we use when we do a fracture stimulation is what is called a micro seismic study. A micro seismic study actually traces the acoustic wave links of where that fluid is going in the formation. And this has been done numerous times over the last 10 or 15 years. Those studies show that when that fracture stimulation occurs, the fluid can only migrates up about 200 feet or 75 meters above where the wellbore is and maybe 50 meters or 150 feet below where  
2110 that pipe is. So it's very contained in the horizon of which we are fracking.

2115 You have to remember in addition to that, there are probably 2,000 meters of impermeable rock between where the surface waters are, as we just heard at about 100 meters, and about 2,000 meters where the fracture stimulation is. So there's 1,900 meters or 5,000 feet of impermeable rock between where the fracture stimulation is where the surface waters are.

**L'INTERPRÈTE :**

2120 Alors, mon diplôme est en génie du pétrole, j'ai 35 ans d'expérience, et dans les dernières 20 années, j'ai travaillé sur les ressources non conventionnelles.

2125 Je pense que la question – et je vais la répéter – c'est quelles sont les études, quelles sont les données que nous avons, qui nous permettent de nous assurer que lorsque nous travaillons sur les puits, ça ne va pas avoir un impact sur les eaux de surface.

2130 Il faudrait reculer un petit peu. Étant donné que cette technique au Québec et nous le réalisons très bien, mais c'est une technique qui a été approuvée, qui est utilisée depuis les années 40. Plus d'un million de puits ont été traités de cette façon et on n'a pas vu de problème au niveau des eaux de surface. Et il y a quand même certaines choses que nous faisons pour protéger cela. Lorsque nous construisons ou nous creusons un puits, nous avons au moins quatre barrières entre l'intérieur et l'extérieur des tuyaux. Monsieur Johnny a dit ça il y a quelques minutes. Il y a donc deux coffrages qui contiennent – des coffrages en acier – et qui contiennent aussi du ciment, mais c'est difficile de fournir une barrière entre le tuyau et la formation.

2135 Alors, avant de faire une simulation, nous faisons un test de pression pour nous assurer qu'il n'y a pas de fuite et donc, nous nous assurons de ça en premier lieu. S'il n'y a pas de fuite, ça veut dire que le tuyau ne contient pas de trou, de problème et on peut y aller.

2140 Alors, cette simulation, c'est une étude microsismique qui essaie de retracer les ondes pour savoir où les eaux se rendent dans la formation. Cela s'est beaucoup fait au cours des dernières années et ces études nous indiquent que quand la simulation a lieu, les fluides remontent à peu près à 75 mètres au-dessus du puits et bien en dessous du tuyau.

2145 Il faut se rappeler qu'en outre, il y a sans doute 2 000 mètres de roche imperméable entre les eaux de surface et les 2 000 mètres dans lesquels on fait cette simulation, finalement. Donc, c'est une roche imperméable, donc...

**LE PRÉSIDENT :**

2150 Regardez, là, vous nous avez décrit beaucoup ce qui se produisait, mais la question de madame Lafond, c'était de savoir : ces études-là viennent d'où? Est-ce qu'elles existent ou ce que vous nous avez expliqué c'est l'expérience de votre pratique?

**M. JAMES FRASER :**

2155 I would say it's both my experience of 35 years in the industry and the industry's experience  
in 70 years of fracking wells, there's been no cases of contamination of surface waters from fracking.  
So part of it is my experience.

2160 The other part are these micro seismic studies I've talked about which actually, via acoustic  
tracing, actually identify where that fluid goes in the subsurface. And we know from those subsurface  
micro seismic studies that they only go short intervals above where the water is put in.

**L'INTERPRÈTE :**

2165 Bien, je dirais que c'est les deux, mon expérience de 35 ans dans l'industrie et l'industrie, et  
l'expérience générale nous indique qu'il n'y a pas eu de contamination.

2170 Il y a aussi les études sismiques dont j'ai parlé, le suivi acoustique pour savoir où vont les  
fluides sous la surface. Alors, ce qu'on sait, c'est ce que je vous expliquais, c'est que ça ne va pas  
très, très loin.

**LE PRÉSIDENT :**

Merci. Monsieur Locat?

2175 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

2180 Oui. Alors, pour les forages, vous avez donc mis en place un système qui empêche le gaz  
ou le fluide de s'échapper. Vous avez un système de pression, vous avez... Alors, ma question  
c'est : quelle est la durée de vie de ce système-là et c'est quoi la fréquence où il faut venir vérifier si  
le système fonctionne bien?

**M. JAMES FRASER :**

2185 I think your question is in reference to the pipe system that we install? Is that accurate?

**L'INTERPRÈTE :**

Vous parlez, est-ce que vous parlez des tuyaux, du système de tuyaux ou...?



**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

2190

En fait, non. C'est le système qui maintient, qui empêche les fuites. I'll say it in English. Your cementation system around the well, how impermeable is it and how do you validate it with time and how long can it last before being serviced again? C'est quoi la fiabilité du système contre les fuites près de la surface?

2195

**M. JAMES FRASER :**

2200

Yes, I believe you can trust the system. The question was: how long does this pipe and cement system last in the wellbore? There are instances in all across North America, for example, where existing wells have lasted more than 100 years of life with pressure integrity on that system. And you can tell that when during the production process, you actually monitor those pressures on a very regular basis and you can tell if you have a leak in the system. If you do have a leak in the system after a well has been in existence for 30, 40, 50 years, then you do a remedial repair job to it immediately to remedy that. But these cement sheaths are impermeable, they do not flow fluids across them. The pipe itself is very... has a lot of pressure integrity and so the ability to have fluids leak out of that system is very, very low.

2205

**L'INTERPRÈTE :**

2210

Oui. Bien entendu, il est fiable. Mais combien de temps dure-t-il ce système-là? Partout en Amérique du Nord, on sait qu'il y a déjà des puits qui ont duré moins de 100 ans de vie, même avec la pression sur le système. Durant le processus de production, il faut surveiller cette pression de façon très, très régulière. Et à ce moment-là, vous pouvez savoir s'il y a une fuite dans le système. S'il y en a une, alors il faut évidemment immédiatement réparer la fuite. Mais elles sont imperméables. Le tuyau lui-même a une bonne intégrité au niveau de la pression, donc il y a très, très peu de possibilités de fuite.

2215

**LE PRÉSIDENT :**

2220

Monsieur Germain, rapidement.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2225

Monsieur Fraser, si j'ai bien compris votre explication, entre autres vous avez mentionné qu'il n'existe pas, selon votre expérience à vous et vos connaissances, de situation à la suite de laquelle la fracturation hydraulique aurait entraîné l'ouverture de fractures vers le haut, c'est-à-dire vers les aquifères. Donc, il n'y a pas de cas documenté de situation, de cette façon-là, qui se serait produite, si j'ai bien compris votre explication?

2230 **M. JAMES FRASER :**

Yes, that's accurate. I am aware of no study that directly links subsurface hydraulic fracturing with surface water contamination.

2235 **L'INTERPRÈTE :**

Oui, c'est précis. Non, je ne vois pas d'étude qui lie la contamination à...

2240 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Et à votre connaissance, combien y a-t-il eu d'opérations de fracturation hydraulique en Amérique du Nord ces dernières années, au total?

2245 **M. JAMES FRASER :**

There's been over one million wells fracture stimulated in North America over the last 50 to 60 years.

2250 **L'INTERPRÈTE :**

Plus d'un million de puits ont été stimulés par cela au cours des 50, 60 dernières années.

2255 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Je vous remercie.

**LE PRÉSIDENT :**

2260 Et voilà, Madame Lafond. On a fait le tour de la question, de vos deux questions. Merci beaucoup. Donc, j'inviterais monsieur Daniel Breton de Saint-Hyacinthe. Bonsoir, Monsieur Breton.

**M. DANIEL BRETON :**

Bonsoir. Bonne chance, Messieurs les commissaires, Madame la commissaire.

2265 **LE PRÉSIDENT :**

Pas de commentaire, s'il vous plaît.

2270

**M. DANIEL BRETON :**

2275 Ma première question a rapport avec le bilan énergétique. Vous parlez d'améliorer la balance commerciale avec l'exploitation du gaz de schiste, puisqu'on importe environ entre 14 G\$ et 18 G\$ d'hydrocarbure par année au Québec. Considérant qu'une bonne partie des droits ont été octroyés à des entreprises non québécoises, que les entreprises du Québec peuvent passer à des intérêts étrangers, que les droits d'exploration payés l'ont été à des sommes très, très basses...

**LE PRÉSIDENT :**

2280 Regardez, vous faites des jugements. Allez à votre question directement. Ce n'est pas nécessaire de donner une opinion.

**M. DANIEL BRETON :**

2285 Non, ce n'est pas une opinion.

**LE PRÉSIDENT :**

2290 S'il vous plaît pas de... s'il vous plaît.

**M. DANIEL BRETON :**

2295 Monsieur, ce n'est pas une opinion de dire qu'une bonne partie des droits ont été octroyés à des entreprises non québécoises.

**LE PRÉSIDENT :**

2300 Non. Non, c'est parce que vous amenez des commentaires, puis on s'est dit...

**M. DANIEL BRETON :**

2305 Non, ce n'est pas des commentaires. Je fais juste mettre le contexte pour que les gens comprennent...

**LE PRÉSIDENT :**

2310 Faites un court préambule.

**M. DANIEL BRETON :**

C'est ce que j'essaie de faire.

2315

**LE PRÉSIDENT :**

Parce qu'il y a beaucoup de monde qui veulent prendre la parole.

2320

**M. DANIEL BRETON :**

Pas de problème. Donc, considérant que pour faire en sorte d'avoir une balance commerciale positive, il faut, dans le fond, qu'on obtienne de bons revenus de ça et que présentement il y a une surabondance de gaz naturel qui se retrouve sur le marché nord-américain et l'exploitation du gaz de schiste au Québec risque...

2325

**LE PRÉSIDENT :**

Allez à votre question.

2330

**M. DANIEL BRETON :**

Oui, j'y arrive. Ça va aller encore plus vite. Le gouvernement du Québec compte investir 50 G\$ d'ici 2035 dans des projets hydroélectriques.

2335

**LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre question?

2340

**M. DANIEL BRETON :**

Je vais y arriver. Laissez-moi finir.

**LE PRÉSIDENT :**

2345

Allez-y rapidement. Non, non, non. On a convenu que les commentaires, c'était le 8 novembre et on a hâte de vous rencontrer pour recevoir vos commentaires et opinions. Maintenant, on s'est dit : pas de préambule, on pose des questions. Et ce soir c'est la période des questions. Il y a plein de citoyens qui se sont inscrits et qui veulent... S'il vous plaît, vous! Non, non, non. Non, Monsieur, veuillez quitter la salle.

2350

2355 Un instant. Ici, il y a une personne qui donne la parole, c'est moi. Ceux qui s'inscrivent ont le droit de parole. Les règles qu'on s'est données, c'est de poser des questions. Pas de préambule. Donc, tout ce que je veux faire c'est de répondre aux questions et aller à votre question, tout simplement.

**M. DANIEL BRETON :**

2360 O.K., bon. Donc, je vais faire ça court. Comme le gouvernement du Québec compte investir 50 G\$ d'ici 2035 dans des projets hydroélectriques, comment allez-vous calculer que la balance commerciale va être positive si on se retrouve avec des projets d'exportation hydroélectrique qui se retrouvent à un coût supérieur au prix de l'énergie avec du gaz en surabondance?

**LE PRÉSIDENT :**

2365 Merci. Du côté du MRNF.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2370 Je demanderais à notre économiste, peut-être, de clarifier un peu cette situation-là.

**LE PRÉSIDENT :**

2375 Vous êtes Monsieur?

**M. JEAN-FRANÇOIS LAMARRE ;**

Jean-François Lamarre du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

2380 **LE PRÉSIDENT :**

Vous regardez la présidence, s'il vous plaît.

**M. JEAN-FRANÇOIS LAMARRE ;**

2385 Oui. Je dois avouer que la question m'a paru un peu confuse. J'ai eu de la difficulté à saisir exactement quelle était la question.

**LE PRÉSIDENT :**

2390 Monsieur Germain va résumer.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2395 Si j'ai compris, bien compris, on parle de la compétition hydroélectricité et gaz et électricité  
produite à partir de centrales au gaz, si j'ai compris votre question, Monsieur Breton?

**M. DANIEL BRETON :**

2400 C'est à peu près ça, oui.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2405 Alors, s'il y a surabondance de gaz naturel à bon marché, de quelle façon ça pourrait nuire  
aux exportations d'électricité d'Hydro-Québec?

**M. DANIEL BRETON :**

2410 Voilà.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Ce serait dans ce sens-là.

2415 **M. JEAN-FRANÇOIS LAMARRE ;**

2420 De quelle façon ça peut nuire aux exportations... Bien, en fait c'est deux choses distinctes.  
Le gaz naturel qui pourrait être produit au Québec est destiné à une clientèle, l'hydroélectricité peut  
être destinée à d'autres fins également. Le gaz naturel est utilisé à l'heure actuelle, par exemple par  
l'industrie, au niveau industriel au Québec, et il y a des utilisations pour lesquelles c'est impossible  
de convertir à l'hydroélectricité.

2425 Donc, le gaz naturel qui présentement est importé en totalité de l'Ouest canadien. Donc,  
ce gaz naturel qui serait produit au Québec servirait à ses fins, au Québec. Donc, il remplacerait le  
gaz naturel importé à l'heure actuelle – ça, c'est une chose. Et... bien, en fait, peut-être, j'arrêtera  
ici. Je verrai si ça satisfait comme réponse.

**LE PRÉSIDENT :**

2430 Monsieur Breton?

**M. DANIEL BRETON :**

2435

Bien, en fait, c'est que je comprends ce que vous dites, sauf que plus il y a d'énergie à bas prix, plus il y a une compétitivité même si c'est des deux marchés différents, entre le prix de l'électricité et le prix du gaz. Donc, c'est inévitable que ça affecte la rentabilité des projets d'électricité d'Hydro-Québec, non?

2440

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur?

2445

**M. JEAN-FRANÇOIS LAMARRE ;**

Je suis un peu embêté de faire le lien entre les deux positions. Je ne vois pas en quoi ça nuirait à l'exportation de l'hydroélectricité. J'ai de la difficulté à faire le lien.

2450

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Donc, c'est une réponse. Monsieur Breton, avez-vous une deuxième question?

**M. DANIEL BRETON :**

2455

Oui. Dans un même ordre d'idée, vous avez parlé de diminution potentielle des gaz à effet de serre par la conversion d'une filière qui passerait, par exemple, la filière qui passerait du pétrole vers le gaz. Est-ce qu'il y a aussi, dans vos considérations, le fait que si justement on met beaucoup de gaz sur le marché, parce qu'on ne contrôlera pas la sortie, on n'ira pas avec la sortie de façon contrôlée, du gaz, à moins que je ne me trompe. Donc si on met beaucoup de gaz sur le marché, donc ça fait en sorte que l'énergie est à très bas coût, est-ce que ça ne risque pas justement de favoriser une certaine gloutonnerie énergétique comme on a présentement en Amérique du Nord, et donc, d'aider l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre?

2460

2465

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Du côté du MRNF. Ensuite, j'irai voir au ministère du Développement durable.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2470

Vous savez, en produisant notre propre gaz naturel au Québec, le gaz naturel serait surtout utilisé pour la conversion. Donc, on sait que le fait d'utiliser le gaz naturel comparativement au mazout, par exemple, on diminue les gaz à effet de serre de 20 % et de 50 % par rapport au charbon.

2475 En produisant notre gaz naturel au Québec, on évite, on diminue les importations de l'Ouest canadien. Et on sait que le transport des 200 Bcf de gaz naturel qu'on utilise chaque année au Québec nécessite un 5 % de cette énergie-là. Donc, il y a 5 % de cette énergie-là qui est dépensée en gaz à effet de serre.

2480 Donc, c'est la raison pour laquelle, si on exploite le gaz naturel ici au Québec, on contribue avantageusement à améliorer notre bilan de gaz à effet de serre.

**LE PRÉSIDENT :**

2485 Du côté du MDDEP, est-ce que vous avez un ajout?

**Mme RENÉE LOISELLE :**

2490 Monsieur le président, je vais demander à madame Marie-Ève Boucher de répondre à la question.

**Mme MARIE-ÈVE BOUCHER :**

2495 Bonjour. Alors, ce qu'il faut comprendre pour comment les émissions sont calculées au Québec, dans l'inventaire du Québec, ce qui compte c'est ce qui se passe sur le territoire du Québec.

2500 Donc, présentement, le gaz qu'on consomme est produit dans l'Ouest canadien. Si on se met à la produire au Québec, les émissions de GES associées à la production de ce gaz-là vont être comptabilisées maintenant dans l'inventaire du Québec, d'une part. Pour qu'il y ait un gain, effectivement, il faut aller vers la substitution d'un carburant qui émet plus de gaz à effet de serre que ce qu'on utilise présentement.

2505 Il est trop tôt pour faire des hypothèses de substitution. On en est quand même au début de cette filière-là, mais les gains doivent provenir de la substitution et ça doit compenser les émissions additionnelles associées à la production de ce gaz-là au Québec.

**LE PRÉSIDENT :**

2510 Monsieur Germain?

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2515 Oui. Dans la comptabilisation des gaz à effet de serre, ça fonctionne comment? Le ministère fait-il des évaluations autonomes de celles d'Environnement Canada?



**Mme MARIE-ÈVE BOUCHER :**

2520 Les questions d'inventaire relèvent plus de ma collègue de la protection de la qualité de l'atmosphère, mais il y a un inventaire qui se fait au Canada puis il y a un inventaire qui se fait au Québec.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2525 Donc, le Québec fait son propre inventaire à partir des méthodologies du panel, pas du panel, mais du groupe international?

**Mme MARIE-ÈVE BOUCHER :**

2530 Oui.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Très bien. Je vous remercie.

2535 **LE PRÉSIDENT :**

Ça va, merci. Merci, Monsieur Breton, vous avez eu vos deux questions.

**M. DANIEL BRETON :**

2540 Juste pour finir sur ce que monsieur a dit, en fait, Monsieur Laliberté.

**LE PRÉSIDENT :**

2545 Vous vous adressez au président.

**M. DANIEL BRETON :**

2550 Ah, oui, c'est vrai. C'est qu'il parle d'un programme de conversion, mais l'affaire c'est qu'il y a déjà un programme de conversion depuis trois ans qui n'a pas donné de résultat. En quoi est-ce que ça serait différent maintenant si le gaz vient d'ici?

**LE PRÉSIDENT :**

2555 Une dernière petite additionnelle.

**M. DANIEL BRETON :**

Oui, je comprends.

2560

**LE PRÉSIDENT :**

On va aller voir Gaz Métro tantôt.

2565

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui, effectivement, il y a un programme qui a été mis sur pied par l'Agence de l'efficacité énergétique et qui vise à remplacer le mazout par d'autres sources d'énergie. Et il y a également un programme qui a été lancé récemment par Gaz Métropolitain et c'est la route bleue. Et ce programme-là, ce projet-là vise à remplacer le diesel des camions, des flottes de transport par le gaz naturel.

2570

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. D'ailleurs, Monsieur Rousseau, est-ce que vous un complément d'information?

2575

**M. ROBERT ROUSSEAU :**

C'est sûr que pour Gaz Métro, en étant distributeur de gaz au Québec, d'avoir du gaz à bon prix c'est avantageux, ça va aider. Maintenant, en ce qui concerne le marché de remplacement, de conversion du mazout lourd ou du diesel, comme faisait référence monsieur Laliberté, j'inviterais monsieur Jean-Pierre Noël à nous en parler.

2580

2585

**M. JEAN-PIERRE NOËL :**

Bonjour, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

2590

Bonsoir.

**M. JEAN-PIERRE NOËL :**

Bonsoir, pardon. Donc, effectivement, on a un projet de conversion qui s'appelle Projet route bleue, qui vise à introduire le gaz naturel liquéfié dans le marché du transport lourd. Et je peux vous dire qu'il y a un potentiel de réduction de gaz à effet de serre de l'ordre de 25 %.

2595

2600 Tantôt, j'entendais, si je peux me permettre d'ajouter à de l'information qui a été donnée  
tantôt, quand on entendait que le bilan du Québec au niveau des gaz à effet de serre serait  
augmenté parce que le gaz serait produit au Québec plutôt qu'en Alberta, il faut savoir que le  
pourcentage des émissions de gaz à effet de serre qui viennent de l'aspect production du gaz  
naturel est d'environ 15 %, selon les informations que j'ai. Alors que la réduction dans l'utilisation du  
gaz naturel à la place du mazout lourd ou du diesel est de l'ordre de 25 %. Donc, ça fait quand  
même un gain net de 10%, ce qui est non négligeable.

2605 **LE PRÉSIDENT :**

Merci. Monsieur Locat, vous avez un ajout?

2610 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

2615 Oui. J'avais une question pour le MRNF. Dans l'introduction de votre document, vous  
indiquez que les ressources en gaz provenant de l'Ouest canadien seraient en diminution  
potentielle. Je me demandais comment est-ce que ça allait en adéquation avec la carte que vous  
nous montriez où l'Alberta semble quand même bien couverte de ressources potentielles. Donc, est-  
ce que vous avez pris en compte la possibilité de produire des gaz de shale de l'Alberta ou si ça n'a  
pas été pris en compte?

2620 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, la production, comme l'a démontré monsieur Lavoie dans sa  
présentation, le gaz naturel qui vient de l'Ouest canadien, c'est-à-dire le gaz naturel qui est produit  
dans les shales de l'Ouest canadien, c'est produit de la Colombie-Britannique et non pas de  
l'Alberta.

2625 Il y a des études qui ont été produites et qui démontrent effectivement que les réserves de  
gaz naturel de type conventionnel sont en déclin. Et c'est la raison pour laquelle, dans la politique  
énergétique, on devait s'assurer de diversifier nos sources d'approvisionnement en gaz naturel,  
justement pour éviter d'être confrontés à une pénurie un de ces jours.

2630 **LE PRÉSIDENT :**

Voilà, Monsieur Breton. Merci.

2635 **M. DANIEL BRETON :**

Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

2640

Maintenant, à Bécancour, il n'y a personne d'inscrit. À Saint-Édouard-de-Lotbinière non plus. Donc, on revient à Saint-Hyacinthe et j'appelle monsieur Dominic Champagne. Bonsoir!

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2645

Bonsoir! Mon intervention a pour but d'interpeller le BAPE, le gouvernement du Québec, la population du Québec quant à l'importance de protéger la santé et la sécurité des citoyens là où les compagnies gazières sont présentement en activité. Et ma question, elle va dans le sens de notre relation, comme citoyens, avec l'eau et les questions que ça soulève, les multiples questions que ça soulève.

2650

Si vous le permettez, ma question c'est la même que la ministre des Richesses naturelles et de la Faune que madame Normandeau posait à des citoyens au mois de mai dernier, et j'en fais la mienne. Alors, la voici, la question de la ministre était : « Dans le domaine du gaz, les gens se demandent si on cause un préjudice aux nappes phréatiques lorsqu'on fait un forage. » Et dans sa question, madame la ministre poursuit en disant : « La réponse c'est non. » Elle enchaîne en disant : « Est-ce que les substances auxquelles on a recourt pour forer sont polluantes? Et la réponse c'est non. »

2655

Alors, voici ma question : comment se fait-il que 9 millions de New-Yorkais ont décidé, quand ils ont vu la même industrie s'activer à développer une richesse qui est aussi grande ou qui est comparable probablement à la nôtre, de stopper les activités de l'industrie, inquiétés par les effets des activités de l'industrie sur l'eau potable qu'ils consomment?

2660

Madame la ministre peut arriver à répondre en deux phrases, simplement...

2665

**LE PRÉSIDENT :**

Regardez, là, votre question...

2670

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Excusez-moi.

**LE PRÉSIDENT :**

2675

Allez direct à votre question. Là, vous rentrez dans les commentaires.

2680

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Les questions, je les ai posées déjà, mais sincèrement, je pense que ma question va prendre trois minutes, là, ça va contribuer au débat, Monsieur le président.

2685

**LE PRÉSIDENT :**

Non. On ne fait pas de débat. Les commentaires, ça, vous viendrez me dire ça, le 8 novembre.

2690

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2695

Alors, ma question c'est la suivante : considérant les sommes importantes de produits chimiques qu'on utilise présentement, présentement dans la phase d'exploration en forant des puits, dans ce qu'on a appelé plus tôt ce soir, les boues, qui sont, selon des scientifiques, composées de plusieurs dizaines d'additifs chimiques, sachant qu'on ne connaît pas, comme on l'a vu plus tôt en soirée la cartographie...

2700

**LE PRÉSIDENT :**

Allez à votre question. Allez à votre question.

2705

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Ma question c'est : considérant tous les inconnus qui nous inquiètent, est-ce qu'il ne serait pas plus sage d'ouvrir une véritable étude et de cesser, de suspendre immédiatement? Est-ce que ça ne serait pas de votre devoir, considérant les inquiétudes qu'on a déjà, que des citoyens américains qui sont plus avancés que nous dans cette expérience des gaz de schiste ont eues...

2710

**LE PRÉSIDENT :**

Et votre question?

2715

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Est-ce qu'il ne serait pas plus sage de recommander immédiatement que l'on suspende les activités des gaz de schiste reliées à l'exploration pour qu'on prenne le temps de répondre à ces questions-là avant qu'il ne soit trop tard?

2720

**LE PRÉSIDENT :**

2725 O.K. Je ne vous ai demandé aucun signe d'approbation et de désapprobation. Aucun signe d'approbation et de désapprobation. On ne peut pas faire une assemblée du BAPE avec de l'indiscipline. Non, non, écoutez, là. S'il vous plaît. Le BAPE, lui, a reçu un mandat. Le mandat d'évaluer les enjeux. J'ai lu le mandat tantôt. Quand vous parlez de moratoire comme ça, vous ne vous adressez pas à la bonne tribune.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2730 Très bien. Alors, mon autre question...

**LE PRÉSIDENT :**

2735 Regardez, arrêtez s'il vous plaît. (S'adressant à l'auditoire).

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2740 Très bien. Alors, j'ai une deuxième question.

**LE PRÉSIDENT :**

Vous avez une deuxième question? Posez votre deuxième question.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2745  
2750  
2755  
Merci. Alors, considérant, sachant que présentement, à chaque fois qu'on fore un puits au Québec, présentement, dans le stade de l'exploration, on va mettre... on s'entend pour dire, là, c'est les chiffres de l'industrie, qu'il y a peut-être 10 millions de litres d'eau qui sont utilisés. Il y a une fraction très négligeable de produits chimiques qui sont utilisés, qu'on appelle la boue. Chaque puits utilisant autour de 10 millions de litres, on sait qu'on envoie quelque chose comme 5 tonnes de produits toxiques, et la communauté scientifique présentement, il y a de nombreux commentaires qui nous disent que – et l'industriel l'a révélé aussi ce soir, le confirme qu'on ne récupère que 50 % de ces produits-là...

**LE PRÉSIDENT :**

2760 Allez à votre question.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

... pour traiter les eaux.

2765

**LE PRÉSIDENT :**

Allez à votre question.

2770

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Alors, ma question : sachant, là, qu'on injecte des produits qui risquent de contaminer les nappes phréatiques et qu'on ne sait pas hors de tout doute si on ne va pas les contaminer...

2775

**LE PRÉSIDENT :**

Regardez, allez à votre question.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2780

Alors, qu'est-ce qui justifie l'industrie à procéder aussi rapidement? Quelle est l'urgence à procéder aussi rapidement?

**LE PRÉSIDENT :**

2785

Bon. On va poser la question, tout d'abord au MRNF et j'irai voir l'industrie après.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2790

Monsieur le président, j'aimerais répondre à cette question, oui, en précisant, dans un premier temps, que dans l'Ouest canadien, entre 2006 et 2009, il s'est foré 75 000 puits. À ces 75 000 puits-là, il faut rajouter ceux qui vont être forés en 2010 et les estimations c'est de l'ordre de 10 000 puits qui vont être forés dans l'Ouest canadien. On parle de la Saskatchewan, l'Alberta et la Colombie-Britannique. Donc, 85 000 puits forés depuis 2006.

2795

Et quand vous dites qu'on est pressé, il y a eu sept forages qui ont été effectués cette année au Québec. Donc, je dois vous dire qu'on n'est pas si pressé que ça.

**LE PRÉSIDENT :**

2800

Mais dans le fond, qu'est-ce qui suscite un tel engouement spontanément?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2805 Vous savez, l'industrie regarde où il y a des projets intéressants dans le shale, et je pense  
que l'industrie a identifié le Shale d'Utica comme étant une roche qui a vraiment des caractéristiques  
uniques et, autant au Canada qu'en Amérique du Nord, et c'est peut-être la raison pour laquelle  
l'industrie regarde les possibilités d'exploiter le Shale d'Utica. L'autre... oui, je vous dirais que ce sont  
les principales raisons. Ce sont des raisons géologiques.

2810

**LE PRÉSIDENT :**

Du côté de l'industrie, est-ce que vous avez des ajouts? Madame Henderson?

2815

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Oui, merci, Monsieur le président. Je demande à monsieur Denis Isabel, hydrogéologue, de  
venir répondre à la question. Monsieur Isabel, s'il vous plaît.

2820

**M. DENIS ISABEL :**

Je vais répondre, Monsieur le président, à la partie de la question qui concerne la  
contamination potentielle des eaux souterraines, de la nappe aquifère qui est utilisée par les  
résidants.

2825

Comme monsieur Lavoie l'a bien mentionné dans sa description de la géologie, la  
profondeur à laquelle le Shale d'Utica est fracturé pour son exploitation est très considérable,  
beaucoup plus considérable que la profondeur des aquifères puis on a tantôt discuté de cette  
profondeur-là qui était de l'ordre de 100 mètres ou peut-être quelques centaines de mètres au  
maximum.

2830

Et surtout, ce que je veux vous souligner, c'est la bonne description de la géologie qu'on a  
eue, c'est que ce qu'il y a au-dessus du Shale d'Utica, c'est un autre shale qui est encore plus  
impermeable que le Shale d'Utica. Et la meilleure preuve qu'on a de l'imperméabilité de ce système-  
là, c'est le fait que le gaz est encore présent après des millions d'années. Si c'était perméable, il n'y  
en aurait plus de gaz depuis longtemps.

2835

Donc, la preuve est faite par la nature elle-même. Maintenant, il reste à faire les puits de telle  
façon que le puits lui-même ne soit pas le conduit. Et on a expliqué comment l'industrie procède  
pour sceller les puits dans la formation.

2840



**LE PRÉSIDENT :**

2845

Merci. Donc, merci, Monsieur Champagne.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2850

Si vous me permettez, en traduisant ma question, vous avez parlé d'engouement, mais je pense que...

**LE PRÉSIDENT :**

2855

Non. Monsieur Champagne, vous avez parlé, vous avez posé vos deux questions. On vous a donné du temps...

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2860

Non. J'ai parlé d'urgence et vous m'avez parlé d'engouement, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

2865

Il y a beaucoup de citoyens qui veulent poser leurs questions sans préambule.

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

2870

Je pense que les inquiétudes des Québécois sont aussi fondées que celles des citoyens de l'État de New York, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

Retournez à votre place. Vous privez les citoyens...

2875

**M. DOMINIC CHAMPAGNE :**

Très bien.

**LE PRÉSIDENT :**

2880

Écoutez, il y a quelques citoyens, 7 personnes inscrites au registre. On va prendre une pause de quelques minutes. Nous allons revenir vers 22 h 25.

2885

**PAUSE**

**LE PRÉSIDENT :**

2890

O.K. Maintenant, j'appelle madame Suzanne Méthot. Bonsoir, Madame Méthot.

**Mme SUZANNE MÉTHOT :**

2895

Bonsoir, Monsieur le commissaire, Madame la commissaire, Mesdames, Messieurs. Nous avons présentement deux documents de référence pour aborder cette commission : un document de 26 pages du MRNF, qui ne contient aucune référence aux chiffres et aux données qui sont avancés; du côté du MDDEP, on a remis aussi un document, qui a un peu plus de rigueur, où on y va de références, mais où on demeure quand même dans des généralités.

2900

Alors, je vais arrêter le préambule tout de suite et j'ai deux questions. Est-ce que c'est normal que nous débutions une commission avec si peu d'information et quand est-ce que des études crédibles, indépendantes, référencées seront mises à votre disposition et à notre disposition pour qu'on puisse avoir un débat libre et éclairé sur le sujet?

2905

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Donc, vous avez deux questions là-dedans, on va commencer par la première. En vertu de l'article 31.3 de la LQE, quand un projet est soumis au BAPE, il y a toujours une étude d'impact qui le précède. Donc on doit, à partir de cette étude d'impact là, réaliser des audiences.

2910

Maintenant, le mandat qui nous a été donné, a été donné en vertu de l'article 6.3 de la LQE, qui lui, cet article-là, ne nécessite pas d'avoir une étude d'impact comme telle. Donc, c'est la discrétion du ministre de donner un mandat.

2915

Pour votre deuxième question, vous pouvez me la répéter s'il vous plaît?

**Mme SUZANNE MÉTHOT :**

2920

Quand est-ce que nous aurons à notre disposition et que vous aurez à votre disposition des études crédibles, indépendantes et référencées pour la tenue de cette commission?

**LE PRÉSIDENT :**

2925

O.K. Là, il faut dire qu'on commence les audiences publiques. Donc, on est en train de regarder l'ensemble des enjeux. Pour l'instant, on veut déblayer le terrain, on ne veut pas...

comment je pourrais vous dire ça? Comme il n'y a pas un projet en particulier qu'on cible dans le cadre des audiences, on analyse l'ensemble des enjeux reliés à l'industrie. Par exemple, ce qui est important pour nous, ce n'est pas de savoir pour tel ruisseau dans la région untel, quel est le rejet au cours d'eau. Parce que le projet n'est pas là. Ce qui est important pour nous, c'est d'évaluer l'enjeu de : est-ce qu'il y a un problème d'eau où s'il n'y en a pas. Puis s'il y a un problème d'eau, quelle réglementation ça prend et quelle information ça prend.

Donc, on est en train de déblayer le terrain.

**Mme SUZANNE MÉTHOT :**

Donc, en vertu – si je comprends bien votre explication – de l'article 6.3, c'est-à-dire que le ministre n'a pas jugé nécessaire de passer par des évaluations environnementales, comme on l'a fait, par exemple, pour le pétrole dans le Saint-Laurent?

**LE PRÉSIDENT :**

Tout à fait. Tout à fait.

**Mme SUZANNE MÉTHOT :**

Merci, Monsieur.

**LE PRÉSIDENT :**

Bienvenue. Maintenant, j'inviterais monsieur Réjean Bessette. Bonsoir, Monsieur Bessette.

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

Bonsoir. Deux questions, sans préambule le moins possible. Suite à TVA ou Radio-Canada qui ont présenté une émission sur la contamination de certains animaux dans certains États, entre autres la Pennsylvanie, est-ce qu'on a identifié la source? Parce qu'au niveau du monde agricole, on est réellement inquiet au niveau de cette contamination-là face aux agriculteurs, puis face au monde urbain, aussi, parce qu'on est des citoyens à part entière dans nos milieux ruraux. Ça fait que est-ce qu'on a pu identifier la source? Puis est-ce que dans l'éventualité qu'on n'a pas pu l'évaluer, est-ce qu'on est capable de situer, dans le futur, est-ce qu'il pourrait y en avoir d'autres?

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Donc, du côté du MDDEP, est-ce que le reportage qu'il y a eu à TVA, est-ce que vous avez de l'information additionnelle sur qu'est-ce qui aurait pu causer la mort de ces animaux-là?

**M. RÉJEAN BÉSETTE :**

Ou malformation.

2970

**Mme RENÉE LOISELLE :**

Malheureusement, on ne connaît pas l'existence du reportage à TVA. C'est la première fois qu'on en entend parler. Donc, on ne peut pas répondre. Mais c'est rare qu'on prenne nos sources dans la revue de presse quand même.

2975

**LE PRÉSIDENT :**

Du côté du MRNF, est-ce que vous avez eu de l'information de ce côté-là?

2980

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Non, Monsieur le président, on n'a aucune information sur les...

2985

**LE PRÉSIDENT :**

Est-ce qu'il y avait des échantillons, une autopsie?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2990

Je crois que dans le reportage, on demandait, justement, des autopsies afin de savoir pourquoi les animaux étaient décédés.

**LE PRÉSIDENT :**

2995

O.K. Monsieur Germain?

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

3000

Monsieur Bessette, c'était à quel endroit ce reportage-là, ça relevait?

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3005

Ça a été à TVA, si je ne m'abuse, c'était à Pennsylvanie.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

3010 En Pennsylvanie, très bien.

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3015 À JE. Bon, à JE c'est...

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

JE, et ça montrait un cas en Pennsylvanie?

3020 **M. RÉJEAN BESSETTE :**

Oui, un cas en Pennsylvanie. C'est pour ça, Junex, je ne sais pas s'ils peuvent me répondre au niveau des forages. Parce que nous, on a eu une certaine information au niveau de l'UPA, mais j'aimerais me le faire confirmer.

3025

**LE PRÉSIDENT :**

Justement, la semaine prochaine on a un atelier qui va porter sur la santé. D'ailleurs, la santé, est-ce que vous avez de l'information par rapport à ça? O.K. Ça fait que mais qu'on parle de l'eau et de la santé dans les thématiques, on va creuser pour voir...

3030

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

Monsieur le président, est-ce qu'il va falloir revenir poser la question où est-ce que la question va être débattue?

3035

**LE PRÉSIDENT :**

Elle va être débattue.

3040

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

Elle va être débattue, sinon je m'en vais aviser personnel à ce niveau-là.

3045

**LE PRÉSIDENT :**

Et on a même un représentant de la Pennsylvanie qui est supposé venir la semaine prochaine. Ça fait que je pense que la question, on pourrait directement...

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3050

Au moins de nous rassurer dans le monde agricole à ce niveau-là.

**LE PRÉSIDENT :**

3055

Tout à fait.

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3060

Merci. L'autre question : est-ce qu'on a, au niveau de la cohabitation, les distances d'éloignement au niveau des fameux puits de captage qu'on va installer? Est-ce qu'on a mis ou on va instaurer des distances d'éloignement suite à qu'est-ce qui s'est passé en Californie? On a vu l'explosion, il y a eu une irradiation de pratiquement une trentaine... 35 maisons en Californie. Les gens se questionnent, parce qu'on le sait, encore, en terre agricole c'est des pipelines, ça va être un réseautage de toile d'araignée qui va se faire en milieu agricole. Puis avec TransCanada PipeLines, on a certaines choses, nous autres, qu'on a eues, ça fait que je voudrais savoir s'il y a une distance d'éloignement à ce niveau-là, au niveau des...

3065

**LE PRÉSIDENT :**

3070

Du côté du MRNF, quelle est la distance?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3075

Par rapport au puits d'approvisionnement en eau potable des municipalités...

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

C'est pas ça, par rapport aux résidences, le temps d'éloignement.

3080

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, j'aimerais savoir, est-ce qu'on parle d'un puits ou on parle d'un pipeline?

3085

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

On parle de puits et de pipeline, les deux. Parce que le pipeline peut passer au ras des bâtiments agricoles ou au ras des résidences.

3090

**LE PRÉSIDENT :**

C'est ça. Mais après ça, je vais aller voir monsieur Lacoursière, vous pouvez vous préparer, et monsieur Rousseau. Mais je veux savoir : présentement, du côté du MRNF, est-ce qu'il y a une réglementation particulière sur les distances d'éloignement?

3095

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui, Monsieur le président. Il y a des distances d'éloignement par rapport aux habitations. Cette distance-là est de 100 mètres, et la distance par rapport aux puits d'approvisionnement d'eau potable des municipalités, des communautés urbaines est de 200 mètres.

3100

**LE PRÉSIDENT :**

Et quand vous dites 100 mètres, c'est la distance de quoi à quoi?

3105

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

C'est la distance des infrastructures. Donc, d'une habitation, de tout ce qui est habitation.

3110

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Monsieur Lacoursière, avez-vous un complément d'information là-dessus? Est-ce que la distance est raisonnable?

3115

**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

La distance apparaît raisonnable, mais évidemment il faut faire l'étude. On parle de pipeline, n'est-ce pas?

3120

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

Pipeline ou les puits de captage, là, les deux sont interreliés.

3125

**LE PRÉSIDENT :**

Les deux. On parle des deux.

3130

**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

3135 Donc, cette distance de 100 mètres est raisonnable, c'est ce qui est dans le code, à ma  
souvenance. Mais quand on est près d'habitations ou d'un grand nombre d'habitations, l'épaisseur  
du tuyau est renforcée, elle est plus épaisse, de sorte que la probabilité de défaillance, elle est  
réduite. On garde la distance, mais on atténue le risque en mettant plus de mesures de protection,  
qui est l'épaisseur du tuyau dans ce cas particulier.

**LE PRÉSIDENT :**

3140 Qui, encore là, la semaine prochaine, on a un atelier spécial sur le risque, dans lequel vous  
allez prononcer une allocution sur le risque, c'est ça?

**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

3145 Tout à fait.

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3150 Est-ce qu'on a le temps d'éloignement? Parce que nous on a des pipelines, TransCanada  
PipeLines qui passe dans la fédération de Saint-Hyacinthe, puis le temps d'éloignement, c'est dix  
secondes, lorsqu'ils sont à l'intérieur des bâtiments.

**LE PRÉSIDENT :**

3155 Là, ça vous fait des questions additionnelles, mais on va la poser pareil. Mais c'est sûr que la  
semaine prochaine, on a un atelier qui parle que des risques. Mais est-ce qu'il y a un temps  
d'éloignement? Après ça, je vais demander à monsieur Rousseau de compléter.

**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

3160 Ce chiffre-là, c'est ce qui est utilisé. Donc, ça dépend. Évidemment, plus qu'on s'éloigne de  
la flamme, dans ce cas particulier là, le niveau de rayonnement diminue et l'effet diminue. C'est le  
type de temps d'éloignement que l'on calcule, qui est de l'ordre de dix secondes.

**LE PRÉSIDENT :**

3165 De dix secondes pour que ça soit raisonnable.

3170



**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

3175 Oui. Maintenant, il faut distinguer. Si c'est une population qui est vulnérable, par exemple typiquement une garderie ou des enfants, donc il faut accorder beaucoup plus de temps de déplacement, qui est peut-être de l'ordre de 70 secondes ou plus que ça.

**LE PRÉSIDENT :**

3180 O.K.

**M. JEAN-PAUL LACOURSIÈRE :**

3185 C'est fonction du type de vulnérabilité qui est présent près de l'ouvrage.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Monsieur Rousseau, est-ce que vous avez un complément d'information?

3190 **M. ROBERT ROUSSEAU :**

3195 Bien, comme le disait monsieur Lacoursière, chaque cas il faut faire une étude de risque technologique pour chacun des cas en fonction de la grosseur du tuyau, l'épaisseur, la pression dans le tuyau et tout ça. Mais moi, j'aimerais peut-être juste commencer en disant que c'est reconnu à travers l'Amérique du Nord que les réseaux gaziers sont très fiables et très sécuritaires. Donc, ça, c'est reconnu.

3200 Puis comme le disait aussi monsieur Lacoursière tantôt, lorsqu'on fait un design d'un pipeline puis on s'approche de la population, donc les codes sont prévus en fonction que plus on est près de la population, plus on est près des activités de la population, plus les normes sont strictes au niveau du pipeline comme tel, donc l'épaisseur, ces choses-là.

**LE PRÉSIDENT :**

3205 O.K. Mais comme je vous disais, Monsieur Bessette, on va reprendre le dossier au complet la semaine prochaine.

**M. RÉJEAN BESSETTE :**

3210 On va être ici pour...

**LE PRÉSIDENT :**

3215 Rapidement, Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3220 Oui, c'est pour Gaz Métro. Quand vous parlez de pipeline, pour vous, est-ce que vous parlez de responsabilité à partir de la tête du puits jusqu'au pipeline? Où s'arrête votre responsabilité?

**M. ROBERT ROUSSEAU :**

3225 Le rôle de Gaz Métro dans l'industrie gazière au Québec, le développement de l'industrie gazière au Québec, c'est d'aller chercher le gaz à des points de réception qui vont être convenus entre les producteurs et Gaz Métro. Donc, on ne va pas à la tête des puits. Nous, on va déterminer un point de réception où est-ce que les producteurs vont amener le gaz d'un certain secteur à cet endroit-là. Ils vont le comprimer, le nettoyer, l'assécher, surtout comme on parlait tantôt, au niveau de la qualité du gaz au Québec. Et notre rôle, à Gaz Métro, c'est de le mesurer à ce point-là et de  
3230 l'acheminer vers nos réseaux existants.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3235 Et à maturité, est-ce que vous avez fait des projections à savoir quelle serait la longueur du pipeline de Gaz Métro versus la longueur du résiduel?

**M. ROBERT ROUSSEAU :**

3240 C'est difficile à répondre à cette question-là à l'heure actuelle. On parlait tantôt qu'on est encore dans la phase exploration. On ne sait pas comment il va y avoir de puits, quelle distance, dans quelle région, ils vont être. Ça va être difficile de répondre précisément à cette question-là.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3245 Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

3250 O.K. Merci, Monsieur Bessette. J'inviterais monsieur Guy Drudi.

**M. GUY DRUDI :**

Bonsoir, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

3255

Bonsoir!

**M. GUY DRUDI :**

3260

Voici deux questions, première question : l'industrie entend se comporter en bon citoyen corporatif, donc pourquoi l'industrie fait-elle une entente avec l'UPA et les producteurs agricoles avant de présenter son projet à la municipalité, et entend-elle respecter la réglementation de la municipalité? Ça, c'est ma première question. Deuxième question...

3265

**LE PRÉSIDENT :**

On la posera tantôt, la deuxième, on va commencer par répondre à la première. Donc, je demanderais à madame Henderson de nous répondre.

3270

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Merci, Monsieur le président. Je demande à monsieur Vincent Perron de venir répondre à la question s'il vous plaît.

3275

**M. VINCENT PERRON :**

Donc, Monsieur le président, si je comprends bien la question, c'est : pourquoi on rencontre l'UPA pour faire une entente avant de rencontrer les municipalités?

3280

**LE PRÉSIDENT :**

Tout à fait.

**M. VINCENT PERRON :**

3285

Donc, c'est important de savoir qu'au départ, lorsqu'on veut établir un site de forage, les propriétaires sont rencontrés pour déterminer, voir si c'est possible ou non de faire des ententes avec eux. On est tenu, de par la *Loi sur les mines*, de signer des baux de surface avec les propriétaires pour avoir le droit d'aller en surface, explorer le sous-sol. Donc ça, c'est la première des choses.

3290

Les municipalités, on doit les rencontrer pour aller chercher des résolutions municipales à l'appui de demandes à la Commission de protection du territoire agricole. Donc, les municipalités sont informées très tôt dans le processus de l'intention d'implanter un site de forage. Donc, c'est une

3295 nécessité d'avoir une résolution du Conseil municipal à l'appui de toute demande à la Commission de protection du territoire agricole.

3300 Donc, pour répondre à la question, les municipalités sont rencontrées avant d'avoir des rencontres, exemple, avec l'UPA. Puis c'est important de mentionner aussi, je parlais de baux de surface, donc c'est une nécessité réglementaire d'avoir une entente avec les propriétaires. L'Association pétrolière et gazière du Québec forme un groupe de liaison avec l'UPA pour uniformiser les modes de compensations qui vont être versées aux propriétaires, puis uniformiser aussi le mode, l'approche, comment approcher les propriétaires, comment leur présenter le projet.

3305 Donc, c'est ma réponse à cette première question.

**LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre deuxième question maintenant?

3310 **M. GUY DRUDI :**

3315 Ma deuxième question, c'est que le ciment Portland, on nous a dit la semaine dernière qu'il était utilisé pour le tubage des forages. Est-ce qu'il est suffisamment résistant pour les opérations de fracking à l'eau, compte tenu qu'il résiste très mal à l'eau sur les façades des bâtiments, notamment les églises?

**LE PRÉSIDENT :**

3320 Pouvez-vous la répéter, s'il vous plaît?

**M. GUY DRUDI :**

3325 Oui. C'est parce qu'on nous a dit la semaine dernière qu'on utilisait le ciment Portland pour faire le tubage des forages. Donc, ma question : est-ce qu'il est suffisamment résistant pour les opérations de fracking à l'eau, compte tenu qu'il résiste mal à l'eau sur les façades des bâtiments, dont les bâtiments des églises?

**LE PRÉSIDENT :**

3330 Excellent. C'est très clair. Donc, du côté de l'industrie, est-ce que vous utilisez le ciment Portland et est-ce qu'il est résistant?

3335 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

J'aimerais demander à monsieur James Fraser de venir répondre à la question.

3340 **M. JAMES FRASER :**

If I understand the question correctly, it is how do we know that the cement we use in the cementing process can resist the waters near the surface, is that accurate?

3345 **L'INTERPRÈTE :**

Si je comprends bien la question, c'est comment savons-nous que le ciment que nous utilisons dans le processus de cimentation résiste à l'eau sur les surfaces, est-ce que c'est bien ça?

3350 **M. GUY DRUDI :**

Monsieur le président, si vous me permettez, ce n'est pas ma question. C'est qu'on a nous a dit qu'on utilisait le ciment Portland. Et je peux vous donner la source, c'est monsieur Savoie de la compagnie Gazbec.

3355 **LE PRÉSIDENT :**

Donc, dans le fond, vous avez compris, Monsieur Fraser? Il s'agit de : est-ce que vous utilisez le ciment Portland puis est-ce qu'il est résistant?

3360 **M. JAMES FRASER :**

No, we do not use Portland cement. We use specially designed cement slurries for oil and gas operations.

3365 **L'INTERPRÈTE :**

Non, nous ne l'utilisons pas. Nous utilisons un ciment spécial conçu pour les opérations gazières.

3370 **LE PRÉSIDENT :**

Quel est le nom de ce ciment? Quelle sorte de ciment vous utilisez?

3375

**M. JAMES FRASER :**

3380 The question is, I believe, what is the name of the cement we use? Every contractor we use has a slightly different name for the same product. It's a mixture of – it's called pause-mix, which is a specially designed slurry that has both cement and water in it and you pump it as a slurry and as time... and time and heat solidify that slurry so it's a very consistent hard sheath around the pipeline. But each company has their own specific name for that product.

**L'INTERPRÈTE :**

3385 Chaque contracteur ou chaque contrat, c'est un différent nom parce que c'est un mélange, ça s'appelle pause-mixe, il est spécialement conçu – ça contient du ciment et de l'eau et c'est mélangé et avec le temps et la chaleur, ça se solidifie, donc ça devient très, très consistant, très, très dur. Mais chaque compagnie a son nom particulier pour ce type de produit.

**LE PRÉSIDENT :**

3390 Puis ça rejoint un peu votre question du début, Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3395 Non.

**LE PRÉSIDENT :**

3400 Non? Allez-y. Vous avez une additionnelle?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3405 Moi, c'est une complémentaire à celle qu'il y avait juste avant. C'était concernant donc les discussions avec les municipalités et avec l'UPA. C'était à savoir si, au niveau des MRC, ils avaient dans leur plan d'aménagement et plans régionaux, s'ils avaient pris en compte ou s'ils prenaient en compte les aspects associés au développement des ressources énergétiques?

**Mme CLAUDINE BEAUDOIN :**

3410 Oui.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3415 Bien, dans le fond, aux Affaires municipales?

**Mme CLAUDINE BEAUDOIN :**

3420 Oui. En vertu de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, en gros je vais vous la lire, mais ça dit, en gros, que la *Loi sur les mines* à préséances sur toute règle en matière d'aménagement, mais je vous la lis quand même :

3425 *Aucune disposition à la présente loi, c'est-à-dire la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, d'un plan métropolitain, d'un schéma, d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire d'un règlement de zonage, lotissement ou construction, ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains faits conformément à la Loi sur les mines.*

3430 En gros, la *Loi sur les mines* a préséance, donc une MRC qui voudrait réglementer ou, en tout cas, empêcher les activités ne pourrait pas.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3435 Est-ce que les MRC se sont penchées sur la question à savoir comment s'adapter à l'industrie?

**Mme CLAUDINE BEAUDOIN :**

3440 Oui. Présentement, récemment, enfin, en fin de semaine, il y a des résolutions de l'UMQ et de la FQM qui sont parvenues aux ministères interpellés.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3445 Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

3450 Ça va. Madame Trudeau?

**Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

3455 Oui. Je pense que ma question s'adresse au MRNF. Est-ce que ce serait possible d'obtenir, dans l'état actuel de la réglementation, de la loi et de la réglementation actuelle, toutes les étapes qui doivent être franchies par l'industrie, par une compagnie, avant de procéder, soit à l'exploration et éventuellement à l'exploitation? Et si possible, avoir aussi quels sont les suivis qui doivent être

faits par les différents ministères en cours de route, de même que les inspections et les coûts qui sont associés à cela.

3460 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3465 Monsieur le président, pour répondre à cette question, je pourrais déposer une présentation PowerPoint qui porte sur le sujet et qui traite, justement, de la législation et de la réglementation en vigueur, et pour chaque type d'activité, parce que les compagnies doivent, en vertu du permis délivré, doivent réaliser des travaux, et ces travaux-là sont d'ordre géologique, sont d'ordre géophysique et de forage.

3470 Donc, la présentation que je pourrais déposer indique ou donne les informations, indique pour chaque activité quels sont les permis que les compagnies doivent aller chercher et jusqu'à l'étape finale de la mise en exploitation. Donc, on parle de géologie, on parle de géophysique, on parle de forage, on parle de mise en exploitation et tout le système de réglementation.

**LE PRÉSIDENT :**

3475 Est-ce qu'elle est longue, cette présentation-là?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3480 C'est une présentation qui dure environ 30 minutes. Peut-être un petit peu moins, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

3485 Si on vous donnait une dizaine de minutes demain après-midi, est-ce que vous pourriez nous la faire?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3490 Ça me ferait plaisir, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

3495 O.K. Parce que j'ai hâte de voir le contenu de cette présentation-là, merci. Merci beaucoup. Merci, Monsieur Drudi.



**M. GUY DRUDI :**

3500 Merci beaucoup, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

3505 Bienvenue. Monsieur Gérard Montpetit. Bonsoir!

**M. GÉRARD MONTPETIT :**

3510 Bonsoir! Nous faisons partie du Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement, monsieur Tétreault, ici, en est le président. Alors, monsieur Tétreault veut vous remettre un document, donc je dois faire une très brève synthèse et la poser quelques questions.

**LE PRÉSIDENT :**

3515 Mais est-ce que c'est des questions?

**M. GÉRARD MONTPETIT :**

Personnellement...

3520 **LE PRÉSIDENT :**

Non, regardez, le document, est-ce que c'est des questions? Est-ce que c'est un document scientifique?

3525 **M. GÉRARD MONTPETIT :**

C'est un document qui remet en question le mandat du BAPE, parce qu'il est en contradiction avec son propre Code de déontologie.

3530 **LE PRÉSIDENT :**

Bon. Quelle est votre question?

**M. GÉRARD MONTPETIT :**

3535 Alors, est-ce que le BAPE, qui est une institution valable, une institution à laquelle nous avons participé cinq fois, est-ce qu'en participant, en tentant de remplir un mandat qui est absolument impossible – je fais référence ici à la lettre qui a paru dans Le Devoir le 20 septembre

3540 dernier, où monsieur, un ancien président du BAPE a signé – en tentant de remplir un mandat impossible qui est en contradiction flagrante avec votre Code de déontologie, et je parle ici de 6 articles, est-ce que vous ne devriez pas vous saborder puisque votre mandat est en contradiction avec votre Code de déontologie et qu'il est impossible de faire des études valables?

3545 **LE PRÉSIDENT :**

Regardez, comme je disais tout à l'heure, on débute les travaux. On est en train d'étudier la problématique. Donc, commençons par déblayer qu'est-ce qu'on a présentement et pour voir clair là-dedans. Là, ici, ce soir, il y a une cinquantaine d'experts qui ne demandent qu'à répondre aux questions. Donc, avant de dire que c'est impossible, faisons l'exercice. Et nous, dans notre analyse, on regardera... vous verrez notre rapport. Ça sera nos recommandations. Comprenez-vous? C'est la réponse. Avez-vous une deuxième question?

3555 **M. GÉRAD MONTPETIT :**

Oui. Le document technique que j'ai tenté d'avoir de la bibliothèque T.-A. Saint-Germain, ici, la semaine passée – je parle de mercredi le 29 –, ce document technique n'était pas disponible. On m'a dit que pour être mis, codifié, mettre les numéros de code, et cetera, il ne serait disponible qu'aujourd'hui.

3560 Donc, est-ce que là, on n'a pas un cas où ce mandat tellement court fait qu'il est impossible de faire un travail valable?

**LE PRÉSIDENT :**

3565 Écoutez, il y a peut-être eu un manque. Vous dites que c'était à laquelle salle qu'il n'était pas disponible?

**M. GÉRAD MONTPETIT :**

3570 La bibliothèque T.-A. Saint-Germain, ici.

**LE PRÉSIDENT :**

3575 Ici, là. O.K. Donc, est-ce que du côté des communications en arrière, on peut s'assurer que les documents sont disponibles à la bibliothèque? C'est important. Il a dû y avoir... Regardez, on me dit, là, que...

**M. GÉRAD MONTPETIT :**

Excusez, Monsieur, le document était daté du 24 septembre.

3580 **LE PRÉSIDENT :**

Là, vous parlez du document du MRNF?

3585 **M. GÉRARD MONTPETIT :**

Qui a été envoyé à la bibliothèque. Donc, des délais aussi courts, Monsieur. J'ai participé à cinq audiences du BAPE, c'est impossible de faire un travail valable.

3590 **LE PRÉSIDENT :**

3595 Vous viendrez me le dire le 8 novembre quand vous allez venir me présenter votre opinion puis vos commentaires. À ce moment-là, vous nous direz, suite aux réponses aux questions qui ont été répondues ici, si c'est toujours votre opinion. Ça, ça va me faire plaisir de le recevoir à compter du 8 novembre. Ce soir, je le répète, c'est encore des questions. Donc là, vous avez passé vos deux questions, je veux être équitable pour tout le monde. Merci. Monsieur Tétreault.

**M. JACQUES TÉTREULT :**

3600 Oui, bonsoir!

**LE PRÉSIDENT :**

Ah, c'est vous.

3605 **M. JACQUES TÉTREULT :**

Oui, c'est moi, oui. Monsieur Montpetit m'avait présenté. J'ai écouté attentivement les présentations de ce soir. C'est dommage qu'on n'est pas eu toute cette information technique là avant, on aurait eu moins de questions, peut-être.

3610 En fait, ma question, ma première question traite de l'inclinaison du Shale d'Utica. On nous dit dans le document en page 4 que ça part de l'affleurement au nord du fleuve St-Laurent et ça descend jusqu'à une profondeur de 2 500 mètres près de la faille de Logan. Ma question est la suivante, c'est que suite à un documentaire qu'on n'a pas vu ici ce soir, on sait que les fracturations peuvent aller jusqu'à 100 mètres du puits horizontal. Alors, comme l'épaisseur varie de 100 à 250 mètres de façon moyenne et qu'elle peut aller jusqu'à 750 mètres dans la Vallée-du-Richelieu, ma question est la suivante : c'est dans les endroits où le shale n'a que 100 mètres de profond, comment est-ce qu'on va faire pour contrôler la fracturation hydraulique pour qu'elle ne dépasse pas 50 mètres? Parce que là, si, au mieux du mieux, on réussit à forer horizontalement au milieu du shale, c'est-à-dire à un endroit où le shale serait à 100 mètres d'épais, et que la fracturation va 100

3620

mètres chaque côté du puits – là, vous voyez mon calcul, on est déjà 50 mètres dépassés dans l'autre structure géologique qu'il y a en haut ou en dessous.

**LE PRÉSIDENT :**

3625

O.K. Donc, votre...

**M. JACQUES TÉTREAU :**

3630

Oui, mais c'est parce que ça sous-tend que si on craque davantage que le Shale d'Utica, les eaux de fractionnement vont nécessairement se retrouver dans une autre formation géologique.

**LE PRÉSIDENT :**

3635

O.K. Regardez, on a un expert, on a même deux experts géologues ici. Je vais commencer par monsieur Lavoie. Ensuite, Monsieur Malo, si vous pouvez compléter. Donc, Monsieur Lavoie, est-ce que vous êtes capable de répondre à la question?

**M. DENIS LAVOIE :**

3640

Effectivement, l'épaisseur où on retrouve les Shales d'Utica varie énormément dans le sud du Québec, allant d'affleurement en surface sur la rive nord du Saint-Laurent à au-delà de 2.5, 3 kilomètres, même, en dessous des nappes appalachiennes, de la ligne Logan.

3645

Présentement, l'industrie focusse dans un secteur où l'Utica est présent aux environs de 2 kilomètres. Je ne sais pas c'est quoi leur plan pour l'avenir, s'ils ont l'intention d'aller explorer les niveaux moins profonds, et ça, ça sera à l'industrie d'y répondre.

3650

Donc, présentement, les travaux d'exploration et les cibles que l'industrie annonce pour éventuellement ces travaux futurs sont dans le domaine médian. Donc, sur la diapositive que j'avais présentée, donc à des profondeurs qui vont, en moyenne, de 1 500 à 2 500 mètres.

**LE PRÉSIDENT :**

3655

Monsieur Malo, est-ce que vous avez des ajouts?

**M. MICHEL MALO :**

3660

Bien, je pourrais rajouter, que le problème, ça serait que les fracturations se propagent vers la surface et puis que ça l'amène les fluides avec eux. Et puis comme on l'a dit tout à l'heure, la formation géologique qu'il y a par-dessus les Shales d'Utica est un autre shale qui est elle aussi une formation très imperméable, de telle sorte que cette propagation-là ne pourra pas aller plus

haut que le 100 mètres fracturé, même s'il y a 50 mètres dans le Shale d'Utica et 50 mètres dans le Shale de Lorraine.

3665 **LE PRÉSIDENT :**

Merci. Monsieur Tétreault, avez-vous une deuxième question?

3670 **M. JACQUES TÉTREULT :**

Au moins, au moins. En fait, j'en ai 70. Je vais revenir. Ma deuxième question, en rapport directement avec ce qu'on vient de répondre. C'est un questionnement que j'ai par rapport à la fameuse ligne de Logan puis la faille Yamaska. On nous affirme hors de tout doute, sans broncher que c'est immuablement scellé.

3675 Je pense que l'histoire de la planète nous apprend que les choses sûres et certaines dans la nature, ça n'existe pas, pas plus d'ailleurs que les feuillets sont égaux comme un petit gâteau Vachon. Alors, en cas de séisme, parce qu'effectivement on est quand même dans une zone à risque, à séisme...

3680 **LE PRÉSIDENT :**

Allez à votre question.

3685 **M. JACQUES TÉTREULT :**

3690 J'y arrive, j'y arrive. Qu'est-ce que – ça, c'est le premier mot d'une question, Monsieur le président – qu'est-ce qui nous garantit qu'en cas de séisme, ces failles géologiques là, en plus de toutes celles qui sont non répertoriées, les microfissures – parce qu'on nous a démontré tout à l'heure qu'on ne connaissait pas où est-ce qu'exactement les eaux souterraines se situaient à plus profond que 100 mètres, 200 mètres – qu'est-ce qui nous garantit qu'en cas de séisme, ces failles ne pourraient pas s'ouvrir davantage et laisser circuler l'équivalent des deux piscines olympiques d'eau qu'on laisse sous le sol à chaque pluie.

3695 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. C'est clair.

3700 **M. JACQUES TÉTREULT :**

C'est une bonne question?

**LE PRÉSIDENT :**

3705 Du côté de monsieur Malo, est-ce que vous êtes capable de répondre à ça?

**M. MICHEL MALO :**

3710 Les failles en question sont des failles qui ne sont pas actives depuis longtemps. On a des critères géologiques avec la sismique qui démontrent que ces failles-là n'ont pas été actives depuis des millions d'années.

3715 Maintenant, est-ce que les séismes pourraient avoir une magnitude assez forte pour les réactiver? C'est une question qui demeure. Monsieur le président, en général, les séismes qui arrivent dans cette région-là, les mécanismes au foyer sont dans la province du Grenville sous-jacent, dans le « basement », dans le socle précambrien, le Bouclier canadien, qui est sous le bassin, de telle sorte qu'il est très peu probable que l'énergie du séisme va entraîner des ouvertures de faille dans le bassin sédimentaire.

3720 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Lavoie, avez-vous des ajouts?

**M. DENIS LAVOIE :**

3725 Comme a dit le monsieur, c'est un point important. On est dans une région sismiquement très active, entre autres avec la région de Charlevoix, principalement. Donc, depuis un certain nombre d'années, il y a beaucoup de séismes qui ont été enregistrés par les outils dans les sismographes, et la magnitude de ces séismes-là, dans les enregistrements qu'on a depuis qu'on  
3730 enregistre les séismes est relativement... n'a jamais dépassé un 6.3, de mémoire. Ces intensités de séisme, à ce niveau, ne sont pas capables de réactiver des vieilles failles qui sont cimentées comme elles le sont.

**LE PRÉSIDENT :**

3735 O.K.

**M. JACQUES TÉTREAULT :**

3740 Monsieur le président, je m'excuse, mais on n'a pas répondu à ma question par rapport aux microfissures qui existent sur la planète. Ce n'est pas net, précis comme ça, là, la formation géologique. On parle de la faille de Logan et de Yamaska, ça va, mais les autres, les microfissures qui existent, qu'on sait très qu'elles existent, là. On ne les a pas répertoriées, mais on sait qu'elles sont là. En cas de séisme, ces fissures-là, elles?

**LE PRÉSIDENT :**

3745

O.K. Donc, s'il y avait un séisme, est-ce que ces microfissures-là pourraient provoquer quelque chose?

**M. DENIS LAVOIE :**

3750

Lorsqu'on parle de microfissures, effectivement on voit des petites fractures dans les roches, on appelle ça des joints ou elles portent un certain nom variable, là, il faut voir que les unités que l'on considère ici, donc la formation de l'Utica et le Shale d'Utica et celui de Lorraine sont des roches qui sont à craniométrie très fine. Ce sont des argiles, principalement, des boues, et ces roches, et surtout, le Lorraine qui surmonte l'Utica étant très argileux, c'est une unité rocheuse qui va fracturer excessivement difficilement.

3755

Donc, la possibilité que des fractures dans l'unité qui surmonte immédiatement le Shale d'Utica soient réactivées et réouvertes est quasi inexistante de par la nature même minéralogique de ces Shales de Lorraine.

3760

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Malo?

3765

**M. MICHEL MALO :**

Les roches se fracturent en général, Monsieur le président, en fonction de leur ductilité et puis les shales sont des roches qui sont très ductiles et très peu cassantes, et on voit souvent dans les affleurements et même dans les carottes de sondage, les calcaires sont fracturés, il y a ces microfissures-là qui sont dedans, on les voit et l'unité géologique qu'il y a par-dessus est un shale et les fractures ne se propagent pas, elles arrêtent au contact des roches plus ductiles, comme les shales, de telle sorte que les shales sont des roches très difficilement fracturables.

3770

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Merci, Monsieur Tétreault. J'inviterais monsieur Guy Rochefort. Bonsoir, Monsieur Rochefort.

3775

**M. GUY ROCHEFORT :**

Bonsoir! On nous a mentionné tout à l'heure les distances minimales à respecter relativement aux habitations. Vous n'ignorez certainement pas que notre ministre des Ressources naturelles et de la Faune a accordé, en concessions gazières, la quasi-totalité des municipalités de

3780

3785 la plaine du Saint-Laurent, qu'on mentionne : Saint-Hyacinthe, Drummondville, Sorel, Trois-  
Rivières, Québec, Montréal sont accordées en concessions gazières au même titre que le rang de  
la Pointe-du-Jour ou le rang Salvail.

**LE PRÉSIDENT :**

3790 Et votre question?

**M. GUY ROCHEFORT :**

3795 Compte tenu des distances minimales à respecter, vous rendez-vous compte du nombre  
d'expropriations qui seront obligatoires lorsque les entreprises de gaz de schiste viendront  
s'installer en ville? Êtes-vous prêt à vivre avec 2 000 ou même 3 000 destructions d'habitations, de  
logements, sans parler des commerces, des institutions ou des industries, simplement dans la Ville  
de Saint-Hyacinthe? Et je vous laisse imaginer ce que ça représente dans le Grand Montréal.

3800 **LE PRÉSIDENT :**

Regardez, on va commencer par essayer de trouver une réponse, parce que votre question,  
elle n'est pas claire, dans le sens...

3805 **M. GUY ROCHEFORT :**

3810 Si on pense que 200 000 ou 300 000 logements ou habitations ou commerces détruits dans la  
région, dans les espaces urbanisés, en zone blanche, est-ce qu'on se rend compte du coût social  
que ça représente?

**LE PRÉSIDENT :**

3815 Donc, vous voulez savoir le nombre d'expropriations?

**M. GUY ROCHEFORT :**

C'est ça. C'est un phénomène...

3820 **LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que c'est ça votre question?

3825



**M. GUY ROCHEFORT :**

Est-ce qu'on se rend compte qu'il s'agit d'un phénomène de personnes déplacées qui serait comparable à ce qu'on a vécu en Europe après la Deuxième Guerre mondiale?

3830

**LE PRÉSIDENT :**

Regardez, on va aller voir du côté du MRNF. Combien d'expropriations ça pourrait nécessiter?

3835

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, depuis 1860, il n'y a jamais eu un cas d'expropriation pour le forage d'un puits. Selon la *Loi sur l'expropriation*, il doit y avoir absolument une raison bien, bien importante et c'est dans le cas d'installation d'utilités publiques. Donc, dans le cas d'un forage d'exploration, il est très difficile d'invoquer l'utilité publique, car on ne sait même pas s'il y a une ressource qui peut être exploitée.

3840

**M. GUY ROCHEFORT :**

N'avez-vous pas vu comme tout le monde...

3845

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président.

3850

**LE PRÉSIDENT :**

S'il vous plaît, s'il vous plaît, laissez-le répondre.

3855

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Donc, Monsieur le président, il n'y a jamais eu de cas d'expropriation pour le forage d'un puits, puis en vertu des dispositions de la *Loi sur l'expropriation*, il ne pourra pas y en avoir non plus.

3860

**LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre deuxième question?

3865

**M. GUY ROCHEFORT :**

3870 La deuxième question concerne ce qu'on a mentionné concernant, notamment, les recettes  
de ciment utilisé pour cimenter les puits. On a mentionné que chaque contracteur a son nom ou sa  
recette particulière. Je vous ferais remarquer, respectueusement, que dans...

**LE PRÉSIDENT :**

3875 Là, vous faites des commentaires.

**M. GUY ROCHEFORT :**

3880 ...le monde dans lequel on vit aujourd'hui, même un fabricant, un cultivateur fabricant de  
fromage bio doit être accrédité PASA doit être accrédité HACCP et il doit être accrédité BIO. Est-ce  
que concevable en 2010 qu'on vienne nous dire, ou que ce soit la réalité de l'industrie, qu'on ne  
soit même accrédité ISO, que l'on ne soit même pas obligé de respecter des règles normalisées et  
standardisées?

3885 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Du côté du MRNF, est-ce que vous exigez une norme quant à l'utilisation du ciment?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3890 Monsieur le président, les règles qui régissent les coffrages, les tubages ainsi que le ciment  
sont régies par l'American Petroleum Institute et les compagnies doivent s'y conformer. Donc,  
dépendamment du diamètre du coffrage, dépendamment de la profondeur, autant pour l'épaisseur  
du coffrage, autant pour la composition du ciment, c'est une règle qu'on peut retrouver, c'est une  
3895 norme qu'on peut retrouver sur Internet de l'American Association, l'American Petroleum Institute.  
Et l'industrie se doit de respecter cette norme-là.

**LE PRÉSIDENT :**

3900 Ça va, Monsieur Rochefort? Donc, je vous remercie beaucoup.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

3905 Une question complémentaire en relation avec la première, pour monsieur Laliberté. Bon, j'ai  
bien compris pour l'exploration, mais pour l'exploitation? Alors, quelles seront les règles?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

3910 Monsieur le président, nous n'en sommes pas à l'étape exploitation encore. Il n'y a aucun puits présentement en production au Québec. Donc, je ne voudrais pas répondre dans le vide, là. C'est une situation qui n'existe pas actuellement.

**LE PRÉSIDENT :**

3915 Maintenant, j'inviterais monsieur Jeannot Caron. Bonsoir!

**M. JEANNOT CARON :**

3920 Bonsoir, Monsieur. Ma première question : quelle réaction l'argile qui est contenue dans le Shale de Lorraine et de l'Utica a quand elle rentre en contact avec l'eau? Parce que le Shale de Lorraine puis de l'Utica a des veines, comme des veines d'or. Tu sais, il y a des veines d'or qui descendent dans la terre, bien il y a les veines d'argile aussi qui descendent dans la terre à travers les deux shales qu'on a. Parce que quand on dit que les deux shales sont... le Shale de Lorraine est assez étanche pour empêcher les matières liquides de remonter, ce qui fait que c'est emprisonné, bien, moi, je pense que c'est faux, parce qu'il y a des veines d'argile...

**LE PRÉSIDENT :**

3930 On a compris votre question.

**M. JEANNOT CARON :**

3935 Parfait.

**LE PRÉSIDENT :**

Donc, quelle est la réaction, Monsieur Malo? Est-ce que vous êtes capable de répondre?

**M. MICHEL MALO :**

3940 Je ne vois pas vraiment le sens de la question, excusez-moi, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

3945 Monsieur Germain? Non? Pouvez-vous nous la reformuler?

**M. JEANNOT CARON :**

3950

O.K. Bien simplement, comment l'argile réagit au contact de liquide? On va commencer par celle-là.

**LE PRÉSIDENT :**

3955

Monsieur Malo.

**M. MICHEL MALO :**

3960

Bien, l'argile, il faut concevoir que c'est une roche, ce n'est pas de la boue. C'est une roche solide et puis l'eau va arriver sur l'argile et puis elle va simplement stopper là, elle ne pourra pas passer. Parce qu'il n'y a pas de perméabilité pour faire passer l'eau, tout simplement. C'est une roche très, très, très imperméable, qui n'est pas poreuse, qui n'a pas de conduit de circulation pour des fluides, de telle sorte que l'eau, elle ne passera pas à travers, tout simplement. À moins qu'on rencontre une fracture et puis c'est pour ça que les gens font la fracturation de ces roches-là, pour créer des fractures dans lesquelles vont pouvoir s'échapper les gaz, va pouvoir pénétrer le fameux liquide qui sert à la fracturation, pour créer les fractures.

3965

Donc, s'il n'y a pas de fracture, bien l'eau, elle ne passe pas à travers. C'est comme un imperméable. L'eau, elle ne passe pas à travers notre imperméable, c'est pour ça qu'on la met quand il pleut.

3970

**M. JEANNOT CARON :**

3975

Bon. Bien, moi, l'argile que je connais, là, Monsieur le président, je sais bien que moi, quand on met de l'argile, là, c'est poreux, c'est spongieux, ça absorbe l'eau, ça gonfle, puis quand la nappe phréatique baisse, l'argile sèche. O.K.? C'est l'argile que je connais. Puis cette argile-là, il y en a dans les Shales de Lorraine, puis il y en a dans les Shales de l'Utica, au même titre que la roche. Ça fait que cette argile-là, moi, là, on en a quand on creuse, que ça soit n'importe où au Québec, surtout ici, la région dans laquelle on est, tu as une couche d'argile qui est liquide, là. C'est comme de la soupe, on va s'installer ici dans le milieu puis je vais swinger, là, puis ça faire une vague à peu près 80 pieds de diamètre tout le tour.

3980

Mais il y a de l'argile qui est sèche, qui elle où est-ce qu'il n'y a pas d'eau. Mais un coup qu'on va avoir foré puis qu'on envoie le liquide, là, dans cette argile-là, puis qu'on fait de la fracturation dans cette argile-là, avec le liquide, là, quelle réaction que ça a, ça? C'est ça ma question. Parce que de l'argile, là, elle est compression à cette profondeur là, mais elle va gonfler. Ça fait que ça, ça fait un tassement qui va aller vers le haut.

3985

3990 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Malo?

3995 **M. MICHEL MALO :**

4000 Bien, l'argile dont monsieur Caron parle, c'est l'argile de la mer de Champlain, c'est l'argile que l'on retrouve dans les dépôts quaternaires. L'argile du Shale d'Utica et du Shale de Lorraine c'est une argile où il y a eu une pression, une lithification, on est rendu dans l'état rocheux. C'est une roche, ce n'est plus une argile. C'est une roche qui est composée, oui, d'argile, mais c'est une roche qui est consolidée.

4005 Donc, l'argile que monsieur Caron parle, c'est l'argile de la mer de Champlain que l'on retrouve dans la région de Saint-Hyacinthe et qu'on retrouve ailleurs dans les basses-terres du Saint-Laurent, mais c'est une argile qui est en surface et qui est par-dessus les dépôts de la plateforme des basses-terres du Saint-Laurent.

**LE PRÉSIDENT :**

4010 Donc, c'est une argile qui est assez consistante. Ce n'est pas une argile, ce n'est pas une boue qui est flasque, qui va...

**M. MICHEL MALO :**

4015 C'est une argile qui serait en voie de devenir une roche éventuellement, s'il y avait des dépôts par-dessus assez importants pour qu'il y ait une pression, une chaleur qui ferait que cette argile-là cuirait et deviendrait une roche. Pour le moment, l'argile en question de la mer de Champlain n'est pas une roche.

**LE PRÉSIDENT :**

4020 O.K.

**M. JEANNOT CARON :**

4025 Mais justement, ma question est, c'est que quand vous faites la fracturation de cette argile-là, parce que veux, veux pas, il y a le Shale de l'Utica, mais quand on ferait... parce que veux, veux pas, dans le Shale de l'Utica, il y a de l'argile. Dans le même type que dans le Shale de Lorraine, il y a de l'argile aussi. Mais quand ils font la fracturation de cette roche-là, le Shale de l'Utica, l'argile vient automatiquement à être fracturée elle aussi, puis il y a des eaux... puis en plus, il y a des sources d'eau saline à ces profondeurs-là qui sont en contact avec les sources aquifères qui sont

4030 plus hautes. Ça fait que veux, veux pas, ça va faire en sorte de venir contaminer les nappes  
phréatiques puis ces choses-là.

4035 Comment qu'ils font pour savoir qu'il n'y a pas de danger de contamination? Parce qu'à 2  
kilomètres de profondeur, 1 kilomètre et demi de profondeur, c'est pas juste de la roche qu'il y a là,  
tu sais qu'il peut y avoir comme les veines d'or qui descendent en profondeur, les mines de  
charbon qui descendent en profondeur, c'est tout en contact, là.

**LE PRÉSIDENT :**

4040 C'est beau. Monsieur Malo?

**M. MICHEL MALO :**

4045 Bien, ce que l'on connaît à partir des sondages qui pénètrent, justement, le sous-sol puis qui  
s'en vont en profondeur, c'est qu'à partir d'un certain moment donné, quand on est passé les  
dépôts dits quaternaires, les dépôts non consolidés, on tombe dans de la roche, et puis cette roche-  
là, c'est une roche qui est solide et puis on a des preuves de ça, parce qu'on a retiré des carottes et  
puis cette roche-là est tout à fait solide. Il n'y a pas de veine qui existe d'argile non consolidée à  
1 000, 2 000, 3 000, 4 000 mètres de profondeur.

4050 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Monsieur Lavoie, vous avez un complément d'information?

4055 **M. DENIS LAVOIE :**

4060 Non, mais j'allais justement rajouter ce que monsieur Malo vient de dire. Effectivement,  
lorsqu'on fait circuler de l'eau, par exemple lors des tests de fracturation sur ces argiles  
consolidées, on parle ici d'un minéral, on ne parle pas d'une particule boueuse non consolidée.  
Cette particule solide ne se retransforme pas en boue. Elle est solide, elle va rester solide.

**LE PRÉSIDENT :**

4065 O.K. Donc, ce n'est pas tout à fait comme on peut se l'imaginer, nous, qui quand on voit de  
l'argile, comme vous dites, qu'on peut faire de la poterie et tout, ce n'est pas tout à fait la même  
chose. C'est ce que je comprends. Et lorsqu'il y a fraction, elle ne se dilue pas nécessairement, là.

**M. MICHEL MALO :**

4070 Exactement.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Du côté de MDDEP, est-ce que vous faites un certain contrôle de la qualité de l'eau? Parce que le monsieur, il s'inquiétait de la qualité de l'eau.

4075

**Mme RENÉE LOISELLE :**

La qualité de l'eau qui sort des forages, bien, en fait toute l'eau, il y a certaines normes pour différents types d'eau, que ce soit de l'eau potable ou des choses comme ça. Avant un rejet dans l'environnement, oui, on demande que ce soit fait, qu'il y ait un contrôle de la qualité. Mais comme on l'a dit tout à l'heure, ce n'est pas nécessairement tous les forages. Les forages d'exploration, en début, en tout cas, de l'exploration, ne sont pas nécessairement assujettis à obtenir un certificat d'autorisation. À ce moment-là, il n'y a pas de contrôle. Mais quand il y a besoin d'avoir un certificat d'autorisation, qui est le cas quand il y a de la fracturation, il va y avoir du contrôle.

4080

4085

Je pourrais demander à monsieur Pierre Paquin, peut-être, de venir expliquer comment ça se passe dans le milieu régional? Monsieur Paquin?

**M. PIERRE PAQUIN :**

4090

Bonsoir, Monsieur Fortin.

**LE PRÉSIDENT :**

4095

Bonsoir, Monsieur Paquin.

**M. PIERRE PAQUIN :**

Effectivement, comme madame Loïsel le mentionnait, le régime de la *Loi sur la qualité d'environnement* fait en sorte que lors des forages, le ministère n'a pas à émettre d'autorisation. Mais il y a d'autres articles de la réglementation et de la loi qui s'appliquent, entre autres les puits de captage de l'eau souterraine, les puits de surface, l'installation de torchère ou des choses comme ça. Donc, le ministère intervient à plusieurs niveaux en termes d'autorisation, et effectivement, lorsqu'il étudie une demande, un projet, il s'assure effectivement que les rejets en eau, en boue – on en a parlé tantôt – se fassent conformément aux politiques, directives et réglementations qui sont applicables.

4100

4105

**LE PRÉSIDENT :**

4110

Donc, est-ce que vous faites un contrôle régulier de ces rejets?

**M. PIERRE PAQUIN :**

4115 Effectivement, comme il a été annoncé ce matin, pour tous les projets que le ministère du  
Développement durable, Environnement et Parcs, on a été saisi de projets, tous les projets... déjà,  
il y avait près de la moitié des projets où il y avait eu plusieurs inspections de faites, mais pour tous  
les projets qui ont été portés à la connaissance du ministère, qui ont été réalisés, il y aura des  
inspections de faites et tous les projets de fracturation à venir devront faire l'objet d'un certificat  
4120 d'autorisation du ministère, où les préoccupations qu'on entend ce soir vont être prises en compte,  
et il y aura des inspections de conformité et un programme systématique d'inspection pour  
l'ensemble des projets d'exploration.

**LE PRÉSIDENT :**

4125 Merci beaucoup. Donc, merci, Monsieur Caron. Regardez, ça complète les sept personnes  
qui s'étaient inscrites au début. J'en ai une dizaine d'autres qui se sont inscrits. Vous savez qu'on  
siège demain et une partie de la semaine ici. Il est 23 h 20, on va prendre encore quelques  
intervenants, on va compléter jusqu'à 23 h 30, si mes collègues acceptent, et on va reprendre  
demain. Donc, j'inviterais Michel Landry.

4130 Les autres personnes qui ne seront pas appelées ce soir conservent leur priorité et demain,  
en débutant la séance de l'après-midi, je vais les appeler. Demain soir, vous gardez votre priorité  
toujours. Donc, s'il y a des gens qui ne sont pas disponibles, on va essayer de les passer, puis s'il y  
a des gens qui sont capables de se libérer puis de venir demain, vous allez conserver votre droit.  
4135 Monsieur Landry.

**M. MICHEL LANDRY :**

4140 Bonsoir, Monsieur le président. Si vous me permettez, je vais me limiter à une seule  
question. Quel type d'occasion d'affaires l'industrie peut-elle générer et est-ce que le Québécois y  
aura accès?

**LE PRÉSIDENT :**

4145 Vous pouvez la répéter? Je l'ai mal saisie au début.

**M. MICHEL LANDRY :**

4150 Oui. Quel type d'occasion d'affaires l'industrie peut-elle générer?



**LE PRÉSIDENT :**

4155           Quelle occasion d'affaires l'industrie peut générer?

**M. MICHEL LANDRY :**

4160           Oui.

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Henderson?

4165           **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur le président, je vais diriger la question vers monsieur James Fraser de venir répondre à la question à cause de son expérience.

4170           **M. JAMES FRASER :**

4175           Mr. Chairman, Commissioners, if it is proven that the Utica Shale is commercial in Quebec, and that's a big "if", it's very early days in the exploration of the resource, if it is, natural gas companies will invest billions of dollars in this industry at full scale. With that billions of dollars of investment, there will be plenty of opportunities for local businesses to get some of that work, for example. To date, the company I work for, the money we spend here, 19% of what we spend today is spent on local contractors. It is construction companies, it's, you know, dirt work, trucking companies, that sort of things. So we are already spending 19% of the dollars we invest now in local businesses. That number will go up as the industry builds to scale. For example, the big ticket items, the high dollar things that we use in our industry – drilling rigs and stimulation cruise – they don't exist in Quebec at this point in time because there is just not enough activity to support their moving here. However, as I said before, if the commerciality of the shale proves itself up, those businesses will generate real jobs in the Province.

4185           **L'INTERPRÈTE :**

4190           Monsieur le président, commissaires, si on prouve que le Shale d'Utica est commercialisé au Québec – et ça, on ne le sait pas – si ça s'avère, les compagnies de gaz naturel vont investir des milliards de dollars dans cette industrie. Avec ces milliards de dollars, il y aura autant d'occasions d'affaires pour les entreprises locales, les entreprises qui pourront obtenir une partie de ce travail. Jusqu'à aujourd'hui, mon entreprise a dépensé – 19 % de ce qu'elle a dépensé ici a été dépensé sur les entrepreneurs locaux, les entreprises de construction. Le travail de déplacer la terre, les transporteurs, on dépense déjà 19 % de notre investissement sur les entreprises locales et ce

4195 pourcentage va augmenter quand on monte à notre rythme de croisière. Par exemple, les plateformes de forage, et cetera, elles n'existent pas au Québec parce qu'il n'y a pas assez d'activité au Québec pour produire ce produit-ci. Mais si un jour le shale s'avère commercialisable, alors ces entreprises pourront générer de vrais emplois dans la province.

4200 **M. MICHEL LANDRY :**

Merci, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

4205 Merci beaucoup, Monsieur Landry. Madame Diane Sergerie. Donc, Madame Sergerie n'est pas là, elle va conserver son droit. Monsieur Guy Lacroix? Et ce sera notre dernier interlocuteur. On va accélérer. Donc, Monsieur Lacroix, quelle est votre question?

4210 **M. GUY LACROIX :**

Oui. Monsieur le président, sur une note non scientifique, quelles sont ou seront les mesures prises par l'industrie avant et durant les différentes étapes de l'activité gazière pour tenir informer principalement les riverains et la population immédiate?

4215 Dans un même ordre d'idée, étant donné, considérant qu'on parle de retombées économiques anticipées, je pense, importantes, pour les Québécois et les entrepreneurs québécois, puis quel est le plan, je dirais, d'information pour rejoindre ces entrepreneurs-là?

**LE PRÉSIDENT :**

4220 Donc, du côté de madame Henderson.

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

4225 Monsieur le président, je vais diriger cette question à monsieur Vincent Perron.

**M. VINCENT PERRON :**

4230 Donc, pour répondre à la première question, qu'est-ce que l'industrie entend faire avant de réaliser ces travaux? C'est certain que le propriétaire impliqué dans la sélection de notre site va être rencontré. On va lui expliquer le projet. On va lui expliquer aussi qu'est-ce qu'il va arriver sur sa terre, c'est important que ça soit très clair dès le départ avec le propriétaire, pour pouvoir obtenir une entente qui va être valable pour les deux parties. Donc, ça, c'est la première des choses.

4235 Deuxième des choses, la municipalité va être rencontrée. Comme je le disais tout à l'heure,  
c'est une nécessité de rencontrer la municipalité très tôt dans le processus, puisqu'on doit obtenir  
une résolution municipale à l'appui d'une demande à la Commission de protection du territoire  
agricole. Mais au-delà de ça, c'est important d'établir un partenariat avec les municipalités, c'est  
important de les tenir informés de l'avancement de nos travaux, puisque de fait, c'est eux qui ont à  
répondre souvent au questionnement de citoyens. Donc, c'est important d'avoir des relations très  
4240 transparentes avec les municipalités et de bien les informer. Et c'est ce que l'Association pétrolière  
et gazière du Québec entend faire dans le futur et c'est ce qui a été fait, en tout cas, dans la  
mesure du possible présentement.

4245 Troisième chose, en ce qui concerne la population locale, l'Association pétrolière et gazière  
du Québec, aussi, a pris comme engagement que les populations locales qui sont touchées par les  
projets vont être informées. Informées de quelle façon? Ça reste à déterminer, soit par des séances  
d'information publiques ou des envois par la poste, mais une chose est certaine, les personnes qui  
vont être touchées directement par le projet vont être informées, parce que c'est, de fait, ce que la  
population demande, c'est d'être informée sur les différents impacts de nos projets, quelles seront  
4250 nos mesures d'atténuation puis quelles seront aussi nos mesures pour maximiser les retombées  
économiques, maximiser, de fait, les impacts positifs.

Donc, c'est un engagement que l'Association prend. Puis de fait, je pense que je réponds à  
la deuxième question : quel sera le plan d'information de l'industrie? Donc, c'est d'informer les gens  
4255 qui sont directement touchés pour établir un partenariat solide avec les communautés locales où on  
mène nos opérations.

**LE PRÉSIDENT :**

4260 Ça va?

**M. GUY LACROIX :**

Je vous remercie.

4265 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur Marc-André Legault.

4270 **M. MARC-ANDRÉ LEGAULT :**

Bonjour, Monsieur le président.

4275 **LE PRÉSIDENT :**

Bonsoir!

4280 **M. MARC-ANDRÉ LEGAULT :**

Ma première question c'est compte tenu du fait qu'il n'y a pas beaucoup de temps pour l'écriture d'un mémoire, puisqu'on nous a avertis depuis le 7 septembre que ça allait être le 4 novembre, pouvez-vous accorder une extension de temps pour pouvoir mieux peaufiner nos mémoires, afin de hausser le niveau du débat et d'enrichir cette commission?

4285 **LE PRÉSIDENT :**

4290 O.K. Regardez, j'ai regardé les dates. Le délai qui s'écoule entre les deux parties est de 24 jours. Le délai prescrit par le règlement est de 21 jours. Donc, on laisse quand même un délai au-delà du délai réglementaire et qui nous semble tout à fait assez grand pour pouvoir réaliser les mémoires.

4295 Déjà, nous avons eu des intentions de mémoire à compter du 2 septembre. Des gens nous ont déjà signifié qu'ils allaient faire un mémoire. Ça, ça ne veut pas dire de déposer tout de suite son mémoire. Ça voulait dire tout simplement... Nous, c'est important d'avoir les intentions pour être capables de planifier la logistique des mémoires.

Quelle est votre deuxième question?

4300 **M. MARC-ANDRÉ LEGAULT :**

4305 Ma deuxième question c'est : croyez-vous que votre commission devrait recommander un moratoire puisque nous sommes en train d'enquêter sur comment faire l'exploitation des gaz de schiste dans le cadre du développement durable et de pouvoir encadrer cette industrie-là? Mais il me semble que nous devrions imposer un moratoire pour laisser le temps de savoir comment bien faire le...

**LE PRÉSIDENT :**

4310 O.K., votre question est claire. Le BAPE a eu un mandat clair. Je l'ai lu tout à l'heure dans mon discours d'ouverture. Le BAPE ne peut pas changer son mandat. Il n'y a aucune application de la loi qui nous permet de modifier ou même de s'autosaisir d'un mandat. Il y a juste le ministre qui est capable de nous donner un mandat. C'est lui qui a les pouvoirs selon la loi. Donc, nous, on a reçu ce mandat et on se donne les moyens pour le réaliser avec les conditions qui nous ont été demandées.

**M. MARC-ANDRÉ LEGAULT :**

Merci beaucoup.

4320 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur Marc Beaulé. Bonsoir, Monsieur Beaulé.

**M. MARC BEAULÉ :**

4325

Monsieur, merci de me permettre de pouvoir aller me coucher, parce que je travaille demain et je me lève très tôt. Merci beaucoup.

**LE PRÉSIDENT :**

4330

Ça me fait plaisir.

**M. MARC BEAULÉ :**

4335

Qu'avez-vous à répondre aux gens du village de Saint-Jude qui ont un puits en plein centre du village, à une école à moins de 100 mètres du puits, et alors que ma compagnie d'assurance, Desjardins, pour ne pas la citer, m'a assuré – sans mauvais jeu de mots – qu'en cas d'incident d'un puits situé à un kilomètre de chez nous, je n'étais nullement couvert. Et donc, par le fait même, elle m'a bien assuré qu'il n'y aucune compagnie au Canada qui donne ce type d'assurance.

4340

Alors, qui, parmi votre panel d'experts, peut me signer... parce que depuis tout à l'heure, tout le monde nous affirme que tout est beau, il n'y aura pas de danger. Bien, j'aimerais qu'un des scientifiques puisse me signer une lettre comme quoi il s'engage personnellement à verser les compensations si jamais il y a un incident.

4345

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Pouvez-vous, du côté du MRNF, nous expliquer la réglementation? Qui est responsable et, surtout, comme il y a une norme de 100 mètres qui existe, à ce moment-là, pourquoi une compagnie d'assurance se défilerait des protections et de son obligation? Qui est responsable?

4350

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4355

Monsieur le président, je ne connais pas les règles en matière d'assurance et je crois que c'est une question qui devra être fouillée, parce que je suis surpris d'entendre ces propos-là ce soir.

4360 Parce qu'il existe quand même, il y a quand même eu des forages qui ont été faits dans le passé, il y a déjà eu des sites en exploitation dans le passé. Ces sites, ces gisements de gaz naturel qui ont été exploités, soit celui de Saint-Flavien et celui de Pointe-du-Lac ont été, ces anciens gisements-là ont été convertis en stockage souterrain. Et on n'a jamais entendu parler de telles choses. Donc, Monsieur le président, je ne peux malheureusement pas répondre à cette question et je suis surpris d'entendre ce questionnement.

4365 **M. MARC BEAULÉ :**

Alors, j'ajouterais un complément d'information, Monsieur le président. La dame de chez Desjardins, madame Dionne, m'a dit que c'était une clause qui s'appelle « Mouvement de sol », vu que c'est des situations qu'ils ont en dessous. Donc, j'invite fortement monsieur du ministère de je ne sais pas trop quoi, de s'informer. Parce que moi, c'est ce qu'on m'a répondu.

4370 **LE PRÉSIDENT :**

Pourriez-vous faire une petite recherche pour demain?

4375 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui, Monsieur le président, on va fouiller la question et on va vous apporter la réponse demain.

4380 **LE PRÉSIDENT :**

4385 Mais dans le fond, il s'agit de répondre à la question du monsieur, puis il y a un cas concret, c'est le cas de Saint-Jude, une école, puis il se fait répondre ça par une compagnie d'assurance. Donc, la commission, ce qu'elle aimerait savoir, c'est qui est responsable et pourquoi la compagnie d'assurance pourrait se défilier de ses obligations.

Puis du côté de monsieur Lacoursière, ça va être un thème aussi qu'on va aborder dans notre thématique sur les risques. À moins que vous ayez une réponse immédiate? Non? O.K.

4390 Donc, du côté du MRNF, pouvez-vous faire une recherche et nous revenir là-dessus demain?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4395 Oui, Monsieur le président, on fouille la question et on va vous revenir demain.

**LE PRÉSIDENT :**

4400           Merci.

**M. MARC BEAULÉ :**

4405           Ma deuxième question va être très rapide. Il est quand même étonnant d'entendre, autour,  
tous des gens qui nous rassurent comme quoi il n'y a aucun risque. Alors, qu'au moins, monsieur  
Cayer, la semaine dernière, avait affirmé que dans toute exploitation industrielle, il existe des  
risques. Et j'admire beaucoup ma voisine de Talisman, qui était en arrière – jolie dame blonde –  
que j'ai discuté avec, because my English is not so bad. Et elle m'a dit la même chose,  
qu'effectivement, elle ne pouvait pas garantir du sans risque, puisque lorsqu'ils vont forer, ils  
4410           passent au travers des nappes phréatiques. Et quand j'ai fait forer mon puits artésien, bien, on m'a  
demandé de faire couler l'eau pendant une semaine sans la consommer, à cause, justement, du  
fracking. Et ils n'ont pas creusé à 2 000.

**LE PRÉSIDENT :**

4415           Et votre question?

**M. MARC BEAULÉ :**

4420           Et ma question c'est : quand est-ce qu'on va avoir un panel qui va au moins nous dire qu'il  
existe des risques? Parce que tout ce que j'entends de vos experts, Monsieur le président, c'est  
qu'il n'y en a pas de risque. Alors, je trouve ça curieux que monsieur Cayer nous disait qu'il y en  
avait des risques – il avait cette honnêteté-là – et la jolie blonde en arrière, qui est mariée – je ne  
suis pas en train de la cruiser – bien, elle, elle m'a répété la même chose, qu'il y avait des risques  
4425           et ne pouvait pas assurer à 100 % qu'il n'y en avait pas.

**LE PRÉSIDENT :**

4430           On a compris le sens de votre question.

**M. MARC BEAULÉ :**

4435           Alors, moi, ma question c'est où sont les experts qui sont indépendants, parce que j'ai  
l'impression qu'ils sont tous...

**LE PRÉSIDENT :**

4440 Je pense qu'on a... c'est des experts. En tout cas, on ne se penchera pas là-dessus. Je vais  
poser, je vais commencer avec le MRNF, puis j'aimerais avoir un point de vue de l'industrie et de  
4445 monsieur Lacoursière. Je vous le dis, là, pour que vous... et de probablement monsieur Rousseau.  
Du côté du MRNF, est-ce qu'il y a des choses qui ont été répertoriées? Est-ce qu'il y a des  
statistiques?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4450 Monsieur le président, pour répondre à cette question-là, monsieur fait état d'eau trouble une  
fois que le puits est foré. Je dois vous dire que pour effectuer un forage comme celui-là, oui, on  
traverse la nappe phréatique, mais on ne traverse pas la nappe phréatique pour l'exploiter.

4455 Donc, on s'empresse de coffrer le puits et de cimenter le coffrage de surface. Et je dois  
ajouter que la plupart du temps, lorsqu'un forage débute, le forage ne débute pas avec la grosse  
foreuse qui va tout faire le travail. Souvent, le coffrage conducteur est installé avec une foreuse  
pour l'eau, une foreuse qui est utilisée pour l'approvisionnement en eau potable. Et c'est cette  
foreuse-là qui va forer à l'eau, le plus souvent, va traverser la nappe phréatique et va installer le  
coffrage conducteur et va le cimenter. Donc, c'est une protection à toute épreuve pour la nappe  
phréatique.

**M. MARC BEAULÉ :**

4460 J'aimerais juste demande à monsieur – pourtant, moi, on m'a bien répondu que pour forer  
mon puits artésien, ils utilisaient certains produits chimiques pour empêcher justement de trop  
4465 chauffer. Et on a parlé de boue tout à l'heure. Donc, j'aimerais que monsieur, s'il pouvait nous  
affirmer hors de tout doute, est-ce qu'il vérifie à chaque fois qu'on creuse comme ça et qu'on passe  
au travers la nappe phréatique? Est-ce qu'il y a un inspecteur sur place pour vérifier qu'il n'y  
aucune utilisation de produits chimiques et que ce n'est que de l'eau?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4470 Monsieur le président, il y a sûrement des additifs qui sont ajoutés. On mentionnait que pour  
forer, on utilise de la bentonite. De la bentonite c'est une argile, c'est un minéral qui appartient à la  
classe des argiles, et oui, parfois, on utilise cette substance-là pour forer le puits. Et c'est surtout  
4475 pour alourdir, lorsqu'on n'a pas la densité requise – la densité de l'eau c'est 1 – lorsqu'on a besoin  
d'une densité supérieure ou on a besoin d'un fluide plus dense pour faire remonter les retailles, on  
va rajouter de la bentonite.



4480 **LE PRÉSIDENT :**

Mais faites-vous un contrôle? Le sens de la question c'est de savoir s'il y a quelqu'un du ministère qui contrôle, lors du forage, pour s'assurer que tout se fait dans l'ordre.

4485 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

C'est la bonne pratique pétrolière. Je vous dirais que toutes les compagnies procèdent de cette façon-là et on ne va pas sur le terrain spécifiquement pour vérifier ça.

4490 **LE PRÉSIDENT :**

Quand vous dites ça, pourquoi vous ne vous déplacez pas de façon spécifique? Parce que vous faites confiance à l'industrie ou vous...? Vous assurez ça comment?

4495 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

C'est la façon dont l'industrie procède, et l'ensemble de l'industrie procède de cette façon-là.

**LE PRÉSIDENT :**

4500 Puis est-ce que vous trouvez ça adéquat?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4505 Bien, les compagnies doivent, dans leur rapport de fin de forage, nous indiquer ce qu'ils ont utilisé comme produits et ces produits-là sont conformes.

**LE PRÉSIDENT :**

4510 O.K. Donc, je vous remercie. Monsieur Beulé, moi, j'aimerais ça, par contre, si vous avez une lettre écrite de la compagnie d'assurance, ça nous aiderait beaucoup. Et j'aimerais ça si vous pouviez nous la faire parvenir.

**M. MARC BEULÉ :**

4515 Certainement. Et j'avoue que j'ai demandé à ma banque ce qu'elle pensait de tout ça. Parce qu'en ce moment, je suis locataire, parce que je paye mon hypothèque. Et j'attends toujours des réponses, parce qu'eux non plus n'avaient aucune idée par rapport à ce dossier-là. Et moi, personnellement, Monsieur le président, je pense qu'il y a des énormités de questions qui sont en train de surgir, et moi je crois effectivement que vous auriez droit de dire au ministère : Regarde, la

4520

job est trop grosse. Et de dire, comme les 11 signataires de la lettre, de dire que vous avez besoin de plus de temps.

**LE PRÉSIDENT :**

4525

Là, vous rentrez dans les opinions.

**M. MARC BEAULÉ :**

4530

Non. C'est un fait, Monsieur le président. C'est un fait. Vous avez besoin plus de temps. Vous avez besoin plus de temps et vous avez besoin d'un mandat plus large, vous avez besoin d'un mandat plus large.

**LE PRÉSIDENT :**

4535

Regardez, quand je vous dis qu'on examine les enjeux, on fait le tour de la question au complet et on regarde qu'est-ce qui manque ou qu'est-ce qui est insurmontable. Donc là, à la lumière des travaux de la commission d'enquête, on va faire le nettoyage. Comprenez-vous?

**M. MARC BEAULÉ :**

4540

Je comprends, mais ne nous dites pas que vous êtes indépendant du gouvernement. Tantôt, en ouverture, vous nous avez dit que vous étiez totalement indépendant.

**LE PRÉSIDENT :**

4545

Non, non. Je suis payé par le gouvernement du Québec. Ça, c'est sûr.

**M. MARC BEAULÉ :**

4550

Non, mais vous nous avez dit que vous aviez totale indépendance. Mais alors, ne venez pas nous dire ça en ouverture. Vous n'êtes pas totalement indépendant, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

4555

Bien, je ne sais pas comment vous l'expliquer. Nous sommes totalement indépendants des travaux de la commission.

4560

**M. MARC BEAULÉ :**

4565 Alors, si vous étiez totalement indépendant, si vous aviez l'indépendance totale, vous pourriez dire au gouvernement : Non, on a besoin d'un moratoire.

**LE PRÉSIDENT :**

4570 Mais je ne peux pas aller au-delà des lois.

**M. MARC BEAULÉ :**

Bien, moi, personnellement, je pense que vous pouvez si vous êtes indépendant.

4575 **LE PRÉSIDENT :**

C'est une question politique. Nous, on ne fait pas de politique.

**M. MARC BEAULÉ :**

4580 Bien, si vous ne faites pas de politique, c'est une raison de plus d'être indépendant de pensée.

**LE PRÉSIDENT :**

4585 S'il vous plaît, vous avez eu votre droit.

**M. MARC BEAULÉ :**

4590 Alors, moi, je vous encourage, Monsieur le président, de vous tenir debout.

**LE PRÉSIDENT :**

4595 Madame Dominique Newman. Dominique Newman.

**M. DOMINIQUE NEWMAN :**

4600 Bonjour, Monsieur le président. Je suis prêt à poser mes questions, mais moi, je suis prêt à revenir demain. Je crois qu'il y a des personnes dans la salle qui ne peuvent pas revenir demain. S'il y en a qui souhaitent passer avant moi, je...

**LE PRÉSIDENT :**

4605 Je vous remercie beaucoup. On va vous passer en priorité. John Burcombe. Est-ce que monsieur Burcombe est ici? Monsieur Burcombe va garder toujours son droit. Monsieur Yves Fauron.

**M. YVES FAURON :**

4610 Bonsoir, Messieurs, Dames.

**LE PRÉSIDENT :**

4615 Bonsoir!

**M. YVES FAURON :**

4620 Le scénario d'utilisation de l'eau qu'on a entendu en soirée a mentionné 6 millions de mètres cubes d'eau pour un chiffre d'environ 400 puits, soit un chiffre donc de 15 000 mètres cubes d'eau par puits et par an. Ma question : existe-t-il des statistiques sur le nombre de fractionnassions hydrauliques nécessaires par année pour maintenir la production d'un puits au cours du temps?

**LE PRÉSIDENT :**

4625 O.K. Tout d'abord au MRNF et ensuite à l'industrie.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4630 J'aimerais que monsieur me précise sa question.

**M. YVES FAURON :**

4635 Existe-t-il des statistiques sur le nombre de fractionnassions hydrauliques nécessaires pour maintenir la production d'un puits au cours du temps? Je pense que la question est claire.

**LE PRÉSIDENT :**

4640 Tout à fait.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4645 Oui. J'ai bien compris, Monsieur le président. Habituellement, dans un puits, on peut effectuer entre quatre et peut-être huit fracturations. Le nombre de fracturations ou de stages, si vous voulez, est fonction de la longueur du drain horizontal. Donc, un drain horizontal qui va avoir un kilomètre et un drain horizontal qui va avoir deux kilomètres, les deux ne nécessiteront pas le même nombre de stages de fracturation.

**LE PRÉSIDENT :**

4655 O.K. Est-ce que vous avez un complément additionnel?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

4660 Oui, Monsieur le président. Je dirige la question vers monsieur Paul Myers de venir répondre à la question.

**M. PAUL MYERS :**

4665 Merci. Je m'excuse, je ne parle pas français. I think there's two issues here. We're talking about the number of stages in a horizontal well, stages of a frack, and we're also, I think I heard, if I heard it correctly, how many times do we have to go back and refrack wells.

**L'INTERPRÈTE :**

4670 Alors, je pense qu'il y a deux questions ici. On parle du nombre d'étapes et je pense que j'ai entendu, si j'ai bien entendu, combien de fois devons-nous retourner pour...

**M. YVES FAURON :**

4675 That was my question.

**M. PAUL MYERS :**

4680 The refrack issue is we typically do not refrack wells. We do it once, but we do it in multiple stages within that well. So we'll go in and do – depending on the length of the horizontal well, we'll do maybe half a dozen or maybe 8 stages of fracks. So we'll do a frack and then we'll plug that and we'll do another one and then another one, all at the same time, one right after the other. And once we start producing that well, the production will generally come on fairly strong and it will drop off very quickly. And it'll level out, you know, the number varies but, you know, on a range of, you know,

4685 half a million to a million and a half a day, kind of thing, and it will be fairly flat production and we don't go back and refrack those wells.

**L'INTERPRÈTE :**

4690 On ne fait la fracturation qu'une fois, mais on le fait en de multiples étapes. Alors, ça dépend de la longueur du puits horizontal. On pourrait avoir une demi-douzaine ou huit étapes de « frack », en fait, de fractures ou de fracturations, on le fait l'un après l'autre. Une fois qu'on commence à construire un puits, la production commence à se faire très, très vite, et elle diminue aussi très vite. Mais les chiffres varient, ça va d'un demi-million à un million et demi par jour, et c'est une production... et on ne retourne pas pour refracturer ces puits.

4695 **LE PRÉSIDENT :**

Merci, merci beaucoup.

4700 **M. YVES FAURON :**

4705 Donc, ma deuxième question, c'est quel volume d'eau est utilisé lors des fracturations successives et de combien augmente le volume utilisé au cours du temps? Monsieur semble indiquer qu'il n'y a pas d'augmentation de volume. Or, les données américaines que j'ai vues indiquent que ce n'est pas le cas.

**LE PRÉSIDENT :**

4710 Quel est le volume d'eau? Du côté de l'industrie?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur Myers peut répondre à cette question aussi.

4715 **M. PAUL MYERS :**

4720 Yes, we use approximately 2,000 cubic meters per stage of frack when we do a frack. We get approximately 50% of that back. So when we will take that water, that 50% that comes back, we'll recycle that for the next frack stage, but we have to supplement that with more water because we do lose some to the formation.

4725

**L'INTERPRÈTE :**

Bien, nous utilisons environ 2 000 mètres cubes par étape de fracture. On obtient environ 50 %, on le récupère. Donc, on prend cette eau-là et ce 50 % qui nous revient, on le recycle pour la prochaine étape, mais il faut qu'on le supplémente avec plus d'eau parce que nous en perdons un peu dans la formation. Alors, il y a de l'eau additionnelle qui est utilisée.

4730

**M. YVES FAURON :**

So there is additional water used, right?

4735

**M. PAUL MYERS :**

For incremental well, not that same well.

4740

**LE PRÉSIDENT :**

Vous regardez le président quand vous adressez la question et la réponse. Ça va?

**M. YVES FAURON :**

4745

Très bien.

**LE PRÉSIDENT :**

4750

Merci beaucoup, Monsieur Fauron. Monsieur Thomas Welt. Donc, monsieur Thomas Welt n'est pas là, il conserve son droit d'intervention. Alain Savignac? Il conserve son droit. Roger St-Germain?

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

4755

Alors, Monsieur le président, ça va être une question sur la certitude. Alors, sur l'Internet j'ai vu ceci. Je peux vous le lire en anglais ou je vais lire en français?

**LE PRÉSIDENT :**

4760

Comme vous voulez.

4765

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

4770 Je vais le traduire. Alors, récemment, dans la Pennsylvanie l'organisme qui régit  
l'environnement a ordonné pour les major shale gas producers, la compagnie Chesapeake Energy,  
de conduire et de revoir 171 puits après qu'ils ont eu des rapports sur le mot anglais « bubble  
waters », probablement qu'il y a un dégagement de gaz dans la rivière Susquehanna River, dans le  
nord de la Pennsylvanie, et qu'il y a du méthane dans l'eau des puits. Première observation.

4775 Dans le Wyoming le producteur canadien EnCana qui a fait de la prospection puis qui drille...

**LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre question?

4780 **M. ROGER ST-GERMAIN :**

Pardon? Oui, j'arrive, c'est juste trois paragraphes. C'est juste pour la certitude, ce qui est  
ma question. Alors, le US Environmental Protection Agency, ils ont demandé aux gens de ne pas  
prendre de l'eau parce qu'ils ont découvert du benzène, du méthane et des métaux qui ont été  
4785 trouvés dans l'eau.

**LE PRÉSIDENT :**

Et votre question?

4790 **M. ROGER ST-GERMAIN :**

Et qu'ils ne savent pas où est le problème.

4795 **LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre question?

4800 **M. ROGER ST-GERMAIN :**

Elle s'en vient.

**LE PRÉSIDENT :**

4805 Parce que là vous prenez du temps...



**M. ROGER ST-GERMAIN :**

Oui, oui, je vais vous revenir, je m'en viens, là. C'est pour dans la certitude.

4810

**LE PRÉSIDENT :**

Vous prenez du temps pour les autres.

4815

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

Oui. Ça ne sera pas long.

**LE PRÉSIDENT :**

4820

On veut entendre votre question.

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

4825

Je vais finir par le troisième, si vous voulez, préambule qui est dans la certitude. Dans l'État de New York, ça prend du temps pour avoir les permis et ça fait déjà deux ans qu'ils font une étude.

Alors, la question est la suivante, Monsieur...

4830

**LE PRÉSIDENT :**

Par respect pour les autres citoyens, posez votre question.

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

4835

Êtes-vous capable de me donner la certitude que si nous avons l'exploitation des gaz au Québec, qu'on n'aura jamais aucun problème?

**LE PRÉSIDENT :**

4840

Bon. Est-ce qu'on peut donner cette certitude du côté du ministère des Ressources naturelles?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

4845

Je ne crois pas, Monsieur le président, qu'on puisse donner une certitude comme demandé par monsieur.

**LE PRÉSIDENT :**

4850 Du côté de l'industrie, est-ce qu'on peut donner cette certitude?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

4855 Je dirige, Monsieur le président, cette question à monsieur James Fraser.

**M. JAMES FRASER :**

4860 Mr. Chairman, Commissioners, there is no doubt that this is an industrial process and within any industrial process, there is a certain amount of risks. However, the oil and gas industry has been at this development shale gas and fracturing wells for over 70 years. We have a well defined process in place to mitigate as much risks as we humanly possibly can. However, having said that, we cannot guaranty that there will never be an incident. But as I said, we take every safeguard we can to ensure the safety of our workers, our contractors and, of course, the local citizens. That is our number one priority; it's the safety of everybody involved. So with that, there are well established procedures in place to mitigate, to reduce the risk as much as we can.

**L'INTERPRÈTE :**

4870 Monsieur le président, Messieurs les commissaires, il n'y a aucun doute. C'est un processus industriel et dans tous ces processus, il y a un risque. Cependant, le développement se fait depuis déjà 7 ans, nous avons un processus très bien défini qui est mis en place afin d'amoinrir le risque autant qu'il est humainement possible de le faire. Cela dit, nous ne pouvons pas garantir qu'il n'y aura jamais d'incident. Mais comme je l'ai dit, nous faisons notre possible pour assurer la sécurité de nos travailleurs, des contractants et des citoyens, bien entendu. C'est donc la sécurité de tout le monde dont il s'agit. Donc, nos procédures sont bien établies, elles sont orientées à réduire le risque autant qu'il est possible de le faire.

**LE PRÉSIDENT :**

4880 Merci beaucoup.

**M. ROGER ST-GERMAIN :**

4885 Alors, je vous remercie.

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur Jean Dubé.

**M. JEAN DUBÉ :**

4890 Bonjour, Monsieur le président. On utilise souvent dans la documentation le terme : développement durable. J'aimerais savoir, parce que, bon, je pense qu'on enseigne à nos enfants de ne pas gaspiller l'eau et nous, de ne pas arroser notre driveway avec de l'eau et là, on se lance dans une filière qui va utiliser beaucoup d'eau.

4895 Donc, ma question : dans le terme « développement durable » expliquez-moi pas le mot développement, je le connais, mais le terme durable. Et pour faciliter ma compréhension, est-ce possible de me donner un exemple de production industrielle qui ne s'inscrit pas dans l'esprit du développement durable, et un exemple qui s'inscrit dans le développement durable?

4900 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Est-ce que du côté du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, vous auriez une précision?

4905 **Mme RENÉE LOISELLE :**

Monsieur Dubé, vous connaissez sûrement la *Loi sur le développement durable*.

4910 **LE PRÉSIDENT :**

Madame Loisel, vous vous adressez à moi, s'il vous plaît.

4915 **Mme RENÉE LOISELLE :**

Vous avez raison, je m'excuse, Monsieur Fortin. À cette heure-ci, c'est plus dur. Évidemment, le ministère administre la *Loi sur le développement durable* qui contient les 16 principes aussi du développement durable. Et de plus en plus, on essaie de l'appliquer dans le plus d'endroits possible.

4920 Présentement, la *Loi sur le développement durable*, par exemple, s'adresse aux administrations, aux ministères, surtout; les ministère de mes collègues ici, elle s'adresse également au BAPE, mais c'est aussi un principe qu'on essaie d'appliquer dans les autorisations qu'on donne.

4925 Les autorisations qui sont données par le ministère s'inscrivent là-dedans. On regarde, avant d'autoriser un projet : est-ce qu'il s'agit vraiment d'un projet de développement durable ou non? Et sans pouvoir donner d'exemple précis, je pense que tout le monde ici peut être d'accord, que ce qui se fait par l'industrie aujourd'hui, de façon générale, c'est du développement beaucoup plus durable

4930 que ce qui pouvait se faire il y a 40 ans, quand on ne parlait pas de réutilisation, quand on ne parlait pas de principe de précaution ou des choses comme ça.

**LE PRÉSIDENT :**

4935 Monsieur Dubé?

**M. JEAN DUBÉ :**

Vous m'excuserez, mais ça ne répond pas vraiment à la question que j'ai posée.

4940

**LE PRÉSIDENT :**

C'est la réponse.

4945

**M. JEAN DUBÉ :**

Mais ce n'est pas... O.K. Deuxième question c'est concernant, justement, l'utilisation de l'eau. J'aimerais que la commission aille plus à fond sur les produits qui vont être utilisés. Parce que, exemple, un film comme Gasland dit qu'il y a 200, 300 produits chimiques...

4950

**LE PRÉSIDENT :**

Votre question?

4955

**M. JEAN DUBÉ :**

... ici, il semblerait qu'il n'y en a pas. Donc, la question c'est quels sont ces fameux produits chimiques et à 0,5 % de produits chimiques, bien, on est quasiment à des concentrations, il me semble, homéopathiques. Donc, pourquoi est-ce si important de faire des bunkers en acier et en ciment trempé puis tout ça pour conserver ces résidus-là qui semblent tellement anodins?

4960

**LE PRÉSIDENT :**

Au début de la séance, on a parlé de la composition, mais est-ce que vous pourriez, du côté de madame Henderson, nous répéter les composants chimiques utilisés?

4965

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur le président, vous voulez que je répète?

4970

**LE PRÉSIDENT :**

Oui.

4975 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

O.K. Il y a trois types de produits chimiques utilisés. Les agents de récupération qui aident les eaux, à la récupération des eaux injectées, il y a un désinfectant pour enlever les bactéries, parce que les eaux qu'on utilise ce sont les eaux qu'on prend des rivières ou de la surface. Et l'autre, c'est un sulfatant, et ça nous aide avec... c'est comme un lubrifiant, ça aide avec l'injection de l'eau et du sable. C'est les trois types de produits chimiques utilisés.

4980

**LE PRÉSIDENT :**

4985 Merci beaucoup.

**M. JEAN DUBÉ :**

Donc, la commission va se pencher là-dessus?

4990

**LE PRÉSIDENT :**

Tout à fait.

4995 **M. JEAN DUBÉ :**

Ça veut dire que c'est faux, ce que Gasland dit. C'est ça que je comprends, là.

**LE PRÉSIDENT :**

5000

La commission va se pencher là-dessus. Isabelle Lafortune? Elle va conserver son droit. France Mercile?

**Mme FRANCE MERCILE :**

Bonjour, Monsieur le président. Moi, je voudrais savoir comment s'est fait le partage de notre territoire par les compagnies? Qui est arrivé en premier et qui a décidé d'investir, d'envahir – moi, je dis envahir, là – envahir notre territoire? C'est la question. Parce que je veux juste vous dire, j'ai lu un site Internet d'une compagnie, puis ils disaient que c'était merveilleux ici, c'était les premiers arrivés, premiers servis.

5010

**LE PRÉSIDENT :**

On va se faire répondre directement par le ministère qui a attribué les droits.

5015

**Mme FRANCE MERCILE :**

Non. Par les compagnies, c'est les compagnies, oui.

5020

**LE PRÉSIDENT :**

Oui, mais le ministère c'est lui qui attribue les droits. Donc, du côté du MRNF, comment ça s'est fait?

5025

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, le régime minier actuel c'est le régime du premier arrivé, premier servi, communément appelé le « Free Mining », en anglais, et en vertu de ce principe-là de la *Loi sur les mines*, donc quelqu'un ou une compagnie qui effectue une demande de permis sur un territoire et qui satisfait les conditions de délivrance, se voit délivrer un permis de recherche de pétrole et de gaz naturel.

5030

**Mme FRANCE MERCILE :**

Moi, j'aimerais que le BAPE nous dise c'est qui, qui est arrivé en premier et comment s'est fait le...

5035

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Quelle entreprise est arrivée en premier?

5040

**Mme FRANCE MERCILE :**

En premier, en deuxième, en troisième, en quatrième. J'aimerais ça le savoir.

5045

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, la durée de vie des permis, c'est 10 ans. Donc, jusqu'où doit-on retourner dans le temps? Parce qu'on a commencé à faire de l'exploration, le premier puits a été foré en 1860.

5050

**Mme FRANCE MERCILE :**

5055 De gaz de schiste? Non, moi, je parle du tracé de gaz de schiste, là.

**LE PRÉSIDENT :**

5060 Vous vous adressez au président. Vous vous adressez au président, s'il vous plaît.

**Mme FRANCE MERCILE :**

5065 Excusez-moi, Monsieur le président. Je veux savoir qui a fait le découpage des compagnies, présentement, qui exploiteront le gaz de schiste?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5070 Monsieur le président, ce sont les compagnies elles-mêmes, avec les informations qu'ils détenaient, qui ont choisi les territoires. Donc, ce n'est pas le ministère qui a choisi pour eux.

**Mme FRANCE MERCILE :**

5075 Parfait. J'aimerais ça qu'on sache c'est qui, qui est arrivé en premier, dans la commission. J'aimerais savoir depuis quand est inventée la méthode de fracturation et je crois que c'est un Américain qui l'a inventée, mais je ne suis pas sûre. Puis c'est depuis combien d'années cette chose-là a été inventée?

**LE PRÉSIDENT :**

5080 Monsieur Laliberté?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5085 Comme on a mentionné au début de cette séance, les premiers travaux ont été réalisés aux États-Unis, au Texas, dans le shale qui s'appelle le Shale de Barnett, et le tout a débuté vers 1993.

**Mme FRANCE MERCILE :**

5090 93, très bien. Puis je veux juste...

**LE PRÉSIDENT :**

Vous avez posé vos questions, par respect pour les autres.

**Mme FRANCE MERCILE :**

5095

Excusez, c'est parce qu'il y a une question qui n'a pas été répondue. C'est où les sites préautorisés pour le nettoyage de l'eau? On a dit qu'il y avait des sites préautorisés, qu'il y aurait des sites préautorisés?

**LE PRÉSIDENT :**

5100

C'est une troisième question.

**Mme FRANCE MERCILE :**

5105

Oui. C'est tout. Merci beaucoup. Je reviendrai.

**LE PRÉSIDENT :**

5110

Merci. Pierre Brazeau.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5115

Bonsoir, Monsieur.

**LE PRÉSIDENT :**

Bonsoir!

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5120

Bonsoir, Messieurs! bonsoir, Madame! J'ai fait un petit calcul et je pense, avec mes calculs, que vous avez répondu à peu près à 20 % des questions.

**LE PRÉSIDENT :**

5125

C'est une opinion.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5130

J'espère que pour le bénéfice des citoyens, vous allez vous améliorer. Alors, j'ai deux questions à poser. Ah, oui. J'ai oublié de vous dire, moi, je suis membre de mobilisation gaz de schiste Mont Saint-Hilaire - Beloeil. Alors, je suis un simple citoyen, un petit peu instruit à cause des programmes collectifs que l'Éducation du Québec.



5135 Alors, j'ai deux questions à vous poser. En tant qu'ex-conseiller pédagogique, j'ai vérifié si mes questions étaient compréhensibles.

**LE PRÉSIDENT :**

5140 Adressez-vous au président.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5145 Et avec ma petite-fille, puis elle m'a dit oui, elle a compris. Ça fait que j'imagine que vous allez comprendre vous autres aussi. Alors, est-ce vrai que le forage de l'exploration à l'exploitation de chaque puits requiert de 8 à 12 millions de litres d'eau et requiert, en moyenne, de 160 à 200 produits chimiques? Si oui, avez-vous une petite calculatrice?

**LE PRÉSIDENT :**

5150 On va répondre à ça.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5155 Non, mais si oui, combien de litres d'eau seront en contact avec ces produits chimiques? Mais c'est simple comme question, là. C'est sûr, ça fait travailler les neurones, mais c'est simple comme question.

**LE PRÉSIDENT :**

5160 Monsieur Laliberté?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5165 Monsieur le président, on a mentionné tantôt que chaque stage de fracturation nécessitait environ 2 000 mètres cubes d'eau.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5170 Ça veut dire qu'im 2 000 mètres cubes d'eau en litres?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5175 Ça veut dire 2 millions de litres.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

Voilà. Bon, 2 millions de litres. Parfait. Vous dites ça...

5180

**LE PRÉSIDENT :**

Quelle est votre deuxième question?

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5185

Il y en a d'autres qui disent que c'est de 8 à 12 millions, O.K. Mais on ne discutera pas là-dessus. Vous dites 2 millions? Ce n'est pas grave. O.K. Alors, combien de litres d'eau vont être en contact avec les produits chimiques que j'ai mentionnés tantôt? Ce n'est pas ma deuxième question, c'est une question qui était dans la première.

5190

**LE PRÉSIDENT :**

Oui, oui.

5195

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Donc, le fluide de fracturation est composé d'eau, est composé de sable et est composé des trois additifs qui ont été mentionnés par l'industrie tout à l'heure.

5200

**M. PIERRE BRAZEAU :**

Ce n'est pas... en tout cas, c'est correct. Ce n'est pas une vraie réponse que vous me dites là. Alors, O.K. Est-ce vrai que l'on peut stimuler de quatre, six, huit et dix fois un puits? Ça, ça m'a été donné par un propriétaire de l'industrie pétrolière et gazière. Et si oui, pouvez-vous m'indiquer ou nous indiquer le nombre total de litres d'eau que requièrent toutes les opérations de l'exploitation des gaz de schiste?

5205

**LE PRÉSIDENT :**

On a déjà répondu tout à l'heure.

5210

**M. PIERRE BRAZEAU :**

Non, vous n'avez pas répondu.

5215

**LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que vous pouvez... non, on va y répondre pareil.

5220

**M. PIERRE BRAZEAU :**

C'est une règle de trois, hein?

5225

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, on a mentionné que les puits horizontaux nécessitent entre six et huit stages, qui nécessitent chacun 2 000 mètres cubes d'eau.

5230

**LE PRÉSIDENT :**

Donc, merci, Monsieur Brazeau.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5235

Donc, 2 millions de litres multipliés par... il y a 200 produits – bien, je veux juste ajouter quelque chose, parce que je les ai faits, les calculs, O.K.? Moi, je m'attendais à ce que vous répondiez à ça, parce que les gens ont une crainte sur l'eau...

5240

**LE PRÉSIDENT :**

Vous vous adressez au président.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5245

Oui. C'est que ce que je veux dire, c'est la chose suivante : c'est qu'il y a 2 millions de litres d'eau qui vont être en contact avec de 163 à 200 produits chimiques. Faites le calcul puis vous me direz combien qu'il y a de litres d'eau avec les quatre, cinq, six, sept restimulations de puits.

5250

**LE PRÉSIDENT :**

Mais ça, vous viendrez nous le dire le 8 novembre.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5255

Bien, je peux vous le dire tout de suite.

**LE PRÉSIDENT :**

5260 Non, non. Non, non. Je veux avoir les commentaires le 8 novembre. Vous viendrez me donner vos commentaires, j'apprécie beaucoup. Merci beaucoup.

**M. PIERRE BRAZEAU :**

5265 Bon, O.K. Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

5270 Madame Catherine Valton? Bonsoir!

**Mme CATHERINE VALTON :**

5275 Je suis Catherine Valton, je suis agricultrice dans la région de Saint-Mathias-sur-Richelieu. Et concernant notre 2 % de terres agricoles au Québec, je me demande pourquoi on est visé par les gaz de schiste alors qu'on devrait plutôt étudier les biogaz. Parce que les biogaz concernent aussi la façon dont on peut gérer l'énergie.

**LE PRÉSIDENT :**

5280 O.K., mais on comprend votre question.

**Mme CATHERINE VALTON :**

5285 Alors, j'aimerais savoir pourquoi vous visez plutôt les gaz de schiste plutôt que les biogaz?

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Laliberté.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5290 La consommation du Québec c'est 200 Bcf, donc 200 000 millions de pieds cubes annuels. Et à l'heure actuelle, on ne pourrait pas compenser cette demande-là uniquement avec les biogaz. Il y a des projets en cours de développement, les biogaz vont être de plus en plus valorisés, mais d'ici à ce qu'on soit en mesure de combler notre demande en gaz naturel, ce n'est pas demain.

5295

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Votre deuxième question, Madame Valton?

**Mme CATHERINE VALTON :**

5300

Pour quelle raison pas demain? Je veux dire, en quelque part, les biogaz, on les étudie à peine. Je veux dire, en quelque part, en agriculture, entre autres, on nous accuse d'être les premiers pollueurs. Alors, moi, j'aurais aimé ça savoir, une façon pour compenser notre pollution, pour moi, je le voyais par les biogaz. Et là, le bioschiste, pour moi, me pollue mon environnement avec des puits...

5305

**LE PRÉSIDENT :**

Mais là, vous argumentez, vous donnez un avis. Vous viendrez me le dire le 8 novembre.

5310

**Mme CATHERINE VALTON :**

Bien, non, mais je veux dire, le paysage. Un agriculteur est supposé faire un paysage. Là, présentement, le paysage que je vais avoir...

5315

**LE PRÉSIDENT :**

Vous viendrez me le dire, c'est des commentaires.

5320

**Mme CATHERINE VALTON :**

...ça va être quoi?

**LE PRÉSIDENT :**

5325

Vous viendrez me le dire le 8 novembre.

**Mme CATHERINE VALTON :**

5330

Bien, je ne le sais pas. Si vous autorisez des puits partout et que je peux avoir six puits sur un kilomètre carré, est-ce que vous savez quel paysage je vais avoir dans ma cour après?

**LE PRÉSIDENT :**

5335

Bon, regardez, vous viendrez me le dire le 8 novembre; ça fait partie de votre opinion.

**Mme CATHERINE VALTON :**

Oui. J'ai l'intention de mettre un moratoire.

5340

**LE PRÉSIDENT :**

Ça fait partie de votre opinion.

5345

**Mme CATHERINE VALTON :**

Mais est-ce qu'il y a une personne de l'agriculture présentement qui est capable de me dire quel paysage je vais avoir dans ma cour s'il y a neuf à huit puits par kilomètre carré, alors que j'ai un 50 hectares sur ma terre?

5350

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Regardez, on va poser la question autrement. Comment les puits affectent le paysage?

5355

**Mme CATHERINE VALTON :**

Puis je suis collée sur le pipeline!

5360

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, un forage dure environ un mois, et une fois que le forage est terminé, la tour de forage quitte le site. Ensuite, il y a des travaux de stimulation de puits, de fracturation et une fois ces travaux terminés, il n'y a que ce qu'on appelle communément un arbre de Noël ou une tête de puits alentour d'un... qui est clôturée et qui ressemble tout simplement à une borne-fontaine.

Donc, on ne peut pas dire qu'à l'étape exploitation, que ça affecte le paysage.

5365

**Mme CATHERINE VALTON :**

Exploitation ou exploration?

5370

**LE PRÉSIDENT :**

Exploitation et exploration?

5375

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

À la phase exploration, il y a une tour de forage qui est là pendant un mois, et à la phase exploitation, il n'y qu'une tête de puits.

5380

**LE PRÉSIDENT :**

Bon. Merci.

5385 **Mme CATHERINE VALTON :**

Je ne comprends pas, là.

**LE PRÉSIDENT :**

5390 Qu'est-ce que vous ne comprenez pas?

**Mme CATHERINE VALTON :**

5395 La différence entre l'exploitation puis l'exploration.

**LE PRÉSIDENT :**

5400 L'exploration, vous dites qu'il y a une tour?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5405 À la phase exploratoire, il faut effectuer le forage, il faut faire le trou et le trou nécessite l'utilisation d'une foreuse ou communément appelée un derrick. Mais une fois que cette opération-là est terminée, le derrick s'en va ailleurs et quitte le site. Donc, tout ce qui reste, c'est une tête de puits qui est une grosse borne-fontaine.

**Mme CATHERINE VALTON :**

5410 Mais ça, ça n'exploite pas le puits.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

C'est la façon de mettre le puits en exploitation.

5415 **Mme CATHERINE VALTON :**

Puis qu'est-ce qui se passe quand le puits est en exploitation?

5420

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5425 Il se passe que vous voyez tout simplement une grosse borne-fontaine qui permet au gaz d'être acheminé au réseau de distribution.

**LE PRÉSIDENT :**

5430 Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

5435 Bon, peut-être juste pour clarifier. Donc, à l'exploration, il y a le forage, 1) pour savoir s'il y a des réserves. Lorsqu'elles sont confirmées, peut-être le même forage est utilisé, mais si vous faites 8, 10 et des fois jusqu'à 20 puits pour le développement du réservoir à cet endroit-là, ça peut durer combien de temps?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5440 Le temps, comme je vous mentionnais, si le forage prend un mois et on décide d'effectuer plusieurs forages sur le site – actuellement, les sites ont deux forages, ce qui a été fait à date, il y a eu deux forages, donc deux fois un mois. Donc, dépendamment des résultats qui seront obtenus, on verra, l'industrie verra combien de puits devront être forés sur chacun des sites, mais c'est peut-être un petit trop précoce à l'heure actuelle pour le dire.

5445

**Mme CATHERINE VALTON :**

Mais quand est-ce qu'on va connaître les résultats?

5450 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Pardon?

**Mme CATHERINE VALTON :**

5455

Quand est-ce qu'on va connaître les résultats?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

5460 Lorsque l'état de connaissance sera un petit peu plus avancé.



**LE PRÉSIDENT :**

5465 Bon. Merci, Madame. De Saint-Édouard, Michèle Lemay. Donc, madame Lemay vous gardez votre priorité. Monsieur Jacques Tétreault. Et ce sera notre dernier intervenant.

**M. JACQUES TÉTREAUULT :**

5470 Je suis très étonné, Monsieur le président. Alors, on vient juste de mentionner que lors de l'exploitation, les derricks disparaissent, hein? C'est ce qu'on vient de nous dire. Mais quand une branche horizontale est épuisée, on en creuse une autre. D'après ma compréhension, le puits vertical, un puits horizontal, il est exploité, on ressort la drill puis on en creuse un autre. Alors, si on ressort la drill, on ressort le derrick.

5475

**LE PRÉSIDENT :**

De fait.

5480

**M. JACQUES TÉTREAUULT :**

Alors, ma question. Est-ce vrai qu'on va creuser jusqu'à 8, 10 branches horizontales à chaque trou de puits, là, on va se comprendre, à chaque trou vertical, il peut y avoir jusqu'à 8, 10 branches horizontales et qu'à chaque fois, on va voir réapparaître nos derricks?

5485

**LE PRÉSIDENT :**

Je vais poser la question à l'industrie. Est-ce que c'est vrai que vous allez faire 6 à 8 forages?

5490

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur le président, je vais diriger cette question à monsieur Fraser, pour répondre mieux à la question.

5495

**M. JAMES FRASER :**

5500

Mr. Chairman and Commissioners, in the exploitation of the shale gas, and this is after the exploration phase, in the exploitation, if we deem it is commercially viable to pursue the development of this resource, we typically do drill several wells of the same surface disturbance. It's called pad drilling. So we'll have several wells located 10-15 feet apart on a typically, a 5 to 10 acre plot of land. That 5 of 10 acre surface plot will be used to develop an entire section of land underneath the ground, because we drill these horizontal wells. So we'll go vertical and then we'll

5505 go horizontal in different directions, so we cover, if you will, that subsurface of a square mile from 1  
to 5 acre to 10 acre plot on the surface. So the answer is: yes, we could drill multiple wells from the  
same pad when we go to the exploitation phase. And the reason we do that is simply because it is  
the most effective way to have the least disturbance on the surface. That means the least amount  
of pipelines to connect the wells, the least amount of surface disturbance from the farmers' lands  
and so it's a much more effective way to do it in a full-scale exploitation. So yes, if we drill multiple  
5510 wells, the drilling rig will be there for the length of time it takes to drill those wells.

**L'INTERPRÈTE :**

5515 Monsieur le président, commissaires, en exploitation des gaz de shale, après la phase  
exploration, dans la phase exploitation, si on considère que ce soit viable commercialement, on va  
forer plusieurs puits dans un rayon de 10-15 pieds sur 5 ou 10 acres de terre. Cela nous permettra  
de développer toute une section de terre en dessous de la terre parce qu'on va forer ces puits  
horizontalement. Donc, on va faire des puits verticaux, ensuite des branches horizontales. Cela va  
permettre de couvrir tout un mille carré à partir d'une seule terre de 5 ou 10 acres. Oui, on pourrait  
5520 faire plusieurs puits à partir d'un seul puits vertical, parce que c'est la façon la plus efficace d'avoir,  
de perturber le moins possible la surface. On aura moins de pipelines pour réseauter les puits et  
moins de perturbation en surface. Donc, c'est beaucoup plus efficace lorsqu'on arrive en mode  
exploitation. Donc oui, si on doit percer plusieurs puits, effectivement le derrick restera sur place le  
temps de le faire.

5525 **LE PRÉSIDENT :**

Merci. Quelle est votre deuxième question?

5530 **M. JACQUES TÉTREAU :**

Alors, c'est donc ça qu'on appelle la réduction des impacts environnementaux? Ma  
deuxième question, Monsieur le président, est adressée à vous, directement. Alors, est-ce qu'on va  
avoir vraiment le temps, le 8 novembre, de vous dire ce qu'on a à vous dire ou est-ce que vous  
5535 allez limiter les interventions à deux minutes? Parce que nous avons l'intention de faire un rapport,  
de déposer un rapport complet qui va traiter de toutes les facettes du problème, et je vous garantis  
qu'en 1 minute 45 à 2 minutes, je n'en dirais pas gros. Vous allez me revoir souvent, parce que j'ai  
70 questions vraiment à vous poser.

5540 **LE PRÉSIDENT :**

Oui, on va passer à travers vos questions, puis tout ce que je souhaite, c'est d'être capable  
de répondre, avec plus d'une cinquantaine de scientifiques qui sont ici ce soir, qui vont être avec  
nous toute la semaine et toute la semaine prochaine, répondre à toutes vos questions.

5545

Pour la deuxième partie, la procédure est différente. C'est-à-dire qu'on vous accorde, en général, entre 15 et 20 minutes pour présenter votre mémoire. Idéalement, on aime recevoir une copie de votre mémoire avant l'audience, pour justement nous permettre de poser des questions précises sur votre mémoire. Donc, vous allez avoir le temps de vous exprimer.

5550

**M. JACQUES TÉTREAULT :**

Bien, là, Monsieur le président, vous nous avez dit tout à l'heure qu'on avait 24 jours, ce qui était une période raisonnable, même supérieure à ce que la loi prescrit. Et là, vous êtes en train de me dire que vous le voulez avant pour pouvoir l'étudier?

5555

**LE PRÉSIDENT :**

Si vous êtes capable. La date limite est le... 4 novembre? Non, pas le 4 novembre? Oui, le 4 novembre.

5560

**M. JACQUES TÉTREAULT :**

C'est impossible. On a jusqu'au 4 novembre pour déposer nos mémoires. Puis là, ça, ça fait 24 jours après la fin de ces premières phases d'audiences?

5565

**LE PRÉSIDENT :**

Le 24 jours court à partir de la première journée. Comme la semaine prochaine, on va terminer nos audiences aux alentours du 13 octobre. Du 13 octobre jusqu'au 8 novembre, ça donne 24, 25 jours. 24.

5570

**M. JACQUES TÉTREAULT :**

Merci, Monsieur le président.

5575

**LE PRÉSIDENT :**

Merci. Alors, merci à tous de vous être rendu disponibles aussi tard, et je vous convie à se retrouver demain après-midi. Merci beaucoup. La séance est levée.

5580

**AJOURNEMENT**

5585

\* \* \* \* \*

Je, soussignée, YOLANDE TEASDALE, sténographe officielle, certifie sous mon serment d'office que les pages qui précèdent sont et contiennent la transcription exacte et fidèle des propos recueillis par moi au moyen du sténomasque, le tout selon la loi.

5590

ET J'AI SIGNÉ :

5595

---

Yolande Teasdale, s.o.

5600