

Séance de l'après-midi du 13 octobre 2010

**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 10

Séance tenue le 13 octobre 2010 à 14 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 13 OCTOBRE 2010	1
MOT DU PRÉSIDENT	1
DÉPÔT DE DOCUMENTS	2

SÉANCE THÉMATIQUE SUR LE MILIEU BIOPHYSIQUE

PRÉSENTATIONS

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS M. Michel Ouellet	5
---	---

PENNSYLVANIA DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION, BUREAU OF OIL AND GAS MANAGEMENT MM Eugene Pine, Christopher Tersine, Joe Adams et Jim Fuller	6
--	---

QUESTIONS DE LA COMMISSION	14
----------------------------------	----

PÉRIODE DE QUESTIONS

Mme JOHANNE BÉLIVEAU	69
M. GÉRARD MONTPETIT	74
M. JOHN BURCOMBE	80
M. DANY OUELLET	83
M. JEANNOT CARON	89
M. GUY ROCHEFORT	90
M. JEAN ARCHAMBAULT	91

AJOURNEMENT

SÉANCE DU 13 OCTOBRE 2010
SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI
MOT DU PRÉSIDENT

5 **LE PRÉSIDENT:**

10 Mesdames et Messieurs, bonjour! Bienvenue à cette 10e séance de l'audience publique sur le Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Bienvenue également aux personnes qui sont à Saint-Édouard-de-Lotbinière et à Bécancour pour participer, en direct, aux travaux de la commission par visioconférence interactive ainsi qu'aux personnes qui suivent nos travaux sur Internet.

15 Je suis Pierre Fortin, je préside cette commission d'enquête et d'audience publique et je suis secondé par les commissaires Michel Germain, Jacques Locat et Nicole Trudeau. Je vous rappelle que tout ce qui est dit en audience publique est enregistré. Les transcriptions seront accessibles environ une semaine après la fin de la première partie de l'audience publique sur le site Web du BAPE, au Bureau du BAPE à Québec, à la bibliothèque des Sciences juridiques de l'UQÀM, ainsi que dans des centres de consultation ouverts dans les trois régions concernées, dont vous trouverez la liste à l'arrière.

20 Les documents et les renseignements obtenus par la commission d'enquête y seront également accessibles. Si vous avez l'intention de présenter un mémoire, veuillez en faire part à madame Monique Gélinas, coordonnatrice de la commission, qui est à la table située à l'arrière de la salle; ou encore, à madame Louise Bordage à la salle de Saint-Édouard-de-Lotbinière et madame Marie-Josée Méthot à Bécancour.

25 À la séance de cet après-midi, une présentation de 15 minutes sera faite par messieurs Gene Pine et Christopher Tersine du Bureau of Oil and Gas Management du Pennsylvania Department of Environmental Protection.

30 La commission posera ensuite ses questions. À 15 h 30, nous prendrons une pause de 10 minutes et comme les autres séances thématiques, si la commission a terminé son questionnement, nous prendrons les questions des participants des trois salles.

35 Pour la période de questions, je tiens à vous rappeler les règles de procédure retenues pour les séances thématiques. Je demande aux participants d'éviter les préambules dans leurs questions, une seule question par intervention est permise, et ce, sans sous-question. Et, bien sûr, la question doit porter sur le thème de la séance en cours.

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

Enfin, je vous rappelle qu'aucune manifestation, remarque désobligeante, propos diffamatoire ou attitude méprisante ne seront tolérés dans la salle, et ce, afin d'assurer un débat serein et respectueux.

45

DÉPÔT DE DOCUMENTS

50

LE PRÉSIDENT :

Avant de laisser la parole aux présentateurs, je désire vérifier si des personnes-ressources ont déposé ou souhaitent déposer de nouveaux documents depuis la dernière séance, et je commencerai du côté du ministère des Ressources naturelles et de la Faune.

55

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

Bonjour, Monsieur le président.

60

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

65

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

Oui, nous allons déposer le document d'information à l'intention des autorités municipales, ainsi que les accroche-portes qui ont été distribués lors du levé sismique 2008 réalisé par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune dans le Bas-Saint-Laurent. Nous allons également déposer le tableau que vous nous avez demandé de construire concernant les permis et autorisations qui ont été délivrés par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, le ministère du Développement durable et des Parcs ainsi que la CPTA, concernant les 15 puits qui ont été forés et fracturés dans les basses-terres du Saint-Laurent.

70

LE PRÉSIDENT :

75

Merci beaucoup. Du côté du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs?

80

Mme FRANCINE AUDET :

Nous avons déposé la carte qui illustre les programmes de connaissance sur l'eau, puis monsieur Ouellet a la réponse quant au pourcentage de la population qui utilise l'eau souterraine

par rapport à l'eau de surface dans le sud du Québec, il va pouvoir vous l'expliquer quand ça conviendra.

85

LE PRÉSIDENT :

On va continuer le tour de table, puis on reviendra à monsieur Ouellet dans quelques instants. Merci. Du côté de l'Association pétrolière et gazière du Québec?

90

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

Bonjour, Monsieur le président.

95

LE PRÉSIDENT :

Bonjour!

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

100

Trois choses à déposer cet après-midi. Premièrement, un tableau des professions à l'intérieur du champ d'enquête de l'industrie pétrolière et gazière et les exigences minimales pour une formation professionnelle et collégiale.

105

Deuxièmement, suite à la présentation effectuée hier après-midi par madame Wright, nous avons déposé la présentation en forme PowerPoint projetée lors de ladite présentation, ainsi que la liste bibliographique des sources exigées par la commission.

110

Et, finalement, comme engagé hier par monsieur Brenneis, un document préparé par lui contenant les exemples de processus conjoints pour aborder les impacts du développement des ressources, c'est-à-dire des groupes de synergie.

LE PRÉSIDENT :

115

O.K., merci beaucoup. Du côté de Gaz Métro?

M. JEAN TRUELLE :

120

Oui, Monsieur le président, nous avons déposé l'entente intervenue avec l'UPA, sous pli confidentiel, tel que convenu et nous allons tenir la commission informée aussitôt que les propriétaires concernés auront été rencontrés, de façon à la rendre publique.

125 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Nous attendrons votre appel, parce qu'on s'était fixé à peu près un mois, mais c'est important de...

130 **M. JEAN TRUELLE :**

Tout à fait.

LE PRÉSIDENT :

135 O.K., merci beaucoup. Si elle est sous embargo, c'est important de respecter cet embargo.

M. JEAN TRUELLE :

140 Tout à fait.

LE PRÉSIDENT :

145 Nous avons à la table des personnes-ressources invitées par le BAPE, monsieur Bohm de All Consulting, bienvenue. Vous allez nous faire une présentation dans la soirée, qui est prévue. Merci beaucoup. Du côté de Michel Malo, qui est de l'Institut national de la recherche scientifique – excusez-moi, c'est parce que j'essayais de lire le...

M. MICHEL MALO :

150 Bonjour, Monsieur le président. J'ai déposé une copie de la présentation que je vais faire ce soir.

LE PRÉSIDENT :

155 O.K. Monsieur René Therrien de l'Université Laval, bonjour. Monsieur Denis Lavoie de la Commission géologique du Canada.

M. DENIS LAVOIE :

160 Bonjour, Monsieur le président, Messieurs et Madame les commissaires, je n'ai pas de nouveau document, mais j'aimerais apporter une précision qui me semble assez importante, à une question qui a été soulevée : je n'ai aucun lien de parenté, de près ou de loin, avec monsieur Jean-Yves Lavoie, président de Junex Exploration.

165 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup pour cette précision. Que voulez-vous? Monsieur Ouellet, nous revenons à votre explication, ensuite nous allons aller en ligne avec nos représentants de la Pennsylvanie. Mais tout d'abord, Monsieur Ouellet.

170 **M. MICHEL OUELLET :**

175 Bonjour, Monsieur le président. Bonjour, Messieurs, Madame les commissaires. Donc, la question qui a été posée c'est : est-ce qu'il est possible de connaître le pourcentage de la population qui vit sur les territoires des basses-terres du Saint-Laurent, disons entre Québec et Montréal et au sud du fleuve Saint-Laurent, le pourcentage de la population qui s'alimente par eau de surface et le pourcentage qui s'alimente par eau souterraine?

180 Le ministère de l'Environnement a, sur son site Internet, publié un portrait général de l'eau potable par région administrative. Donc, ce portrait-là donne justement des statistiques concernant justement l'utilisation soit de l'eau de surface ou de l'eau souterraine pour l'alimentation des populations.

185 Donc, je peux vous donner les chiffres, si vous voulez. Alors, moi, je pense qu'on couvre, avec les quatre régions administratives suivantes, on couvre le territoire qui est ciblé. Donc, si on prend Chaudière-Appalaches, c'est 47,2 % de la population qui s'alimente à partir de l'eau de surface. Pour l'eau souterraine, 26,9 % est alimenté via un réseau de distribution, un système de distribution d'eau potable, et 25,9 par des puits individuels.

190 Si on prend maintenant le Centre du Québec, 56,9 % de la population s'alimentent par l'eau de surface; 18,2 % s'alimentent par eaux souterraines, mais via un réseau de distribution; et 24,9 %, toujours par eaux souterraines, mais à partir de puits individuels.

195 Pour la région de l'Estrie, maintenant : 59,3 % s'alimentent à partir des eaux de surface; 11,5 % par eaux souterraines, mais via un réseau; 29,2 % via des puits individuels.

Ensuite, finalement, la Montérégie : 72,5 % s'alimentent à partir des eaux de surface; 9,5 % à partir d'eaux souterraines, mais via un réseau; et 18 % à partir de puits individuels.

200 J'ai une précision à apporter, cependant, c'est que ces données-là datent d'avril 2000, donc effectivement ce sont des données qui sont, on pourrait dire peut-être, anciennes, mais je vous dirais que pour ce qui est des pourcentages de la répartition de la population, le portrait n'a probablement pas beaucoup changé depuis ce temps. Même, je vous dirais plutôt que probablement que la proportion de gens qui s'alimentent par eaux souterraines a probablement augmenté un peu; pourquoi? Parce que depuis l'entrée en vigueur du nouveau règlement sur la

205

210 qualité de l'eau potable, les exigences rattachées à ce règlement-là font en sorte qu'il est plus
avantageux, même qu'on recommande aux petites communautés qui désirent modifier leur source
d'approvisionnement en eau, de se tourner vers les eaux souterraines. Parce que l'eau souterraine
est une source d'approvisionnement qui est moins coûteuse à exploiter, donc pour les petites
communautés, c'est plus avantageux de se tourner vers l'eau souterraine que vers l'eau de
surface.

LE PRÉSIDENT :

215 Merci beaucoup. Je rappelle aussi aux participants que comme il y a des conférenciers de
langue anglaise, nous avons organisé le service de traduction simultanée, donc vous pouvez vous
procurer gratuitement des appareils pour vous permettre de suivre les discussions.

220 Donc, sans plus tarder, je laisserai la parole à messieurs Pine et Tersine. La parole est à
vous, Messieurs.

M. EUGENE PINE :

225 Hello, can everybody hear me?

LE PRÉSIDENT :

Oui, très bien.

230 **M. EUGENE PINE :**

Hello.

LE PRÉSIDENT :

235 Alors, nous vous écoutons.

M. EUGENE PINE :

240 Hello? Hi, this is Gene Pine, I just want to make sure everybody can hear me.

L'INTERPRÈTE :

245 Bonjour! C'est Gene Pine, je veux simplement m'assurer que tout le monde peut
m'entendre.

LE PRÉSIDENT :

Ça nous fait plaisir de vous parler.

250

M. EUGENE PINE :

Okay, I'd like to introduce myself. My name is Gene Pine, I work for the Pennsylvania Bureau of Oil and Gas Management in Harrisburg, Pennsylvania. I'm a professional geologist manager, I'm Chief of the Subsurface Activities Section in the Bureau of Oil and Gas Management. With me today in our Surface Division, we have Christopher Tersine and Jim Fuller, they are Environmental Engineering Specialists.

255

L'INTERPRÈTE :

J'aimerais me présenter, je m'appelle Gene Pine et je travaille à Harrisburg, Pennsylvanie, et je suis un géologue gérant et je travaille dans le service des activités en sous-surface et je travaille avec monsieur Tersine et Jim Fuller qui sont des spécialistes ingénieurs.

260

LE PRÉSIDENT :

Un instant. Un instant, je vous prie, c'est parce que j'ai des problèmes de traduction ici. Pouvez-vous faire un test? Du côté de la cabine de la traduction, pouvez-vous parler s'il vous plaît? Est-ce que tout le monde a des problèmes ou c'est encore... O.K.

265

270

M. EUGENE PINE :

I'm still here.

275

LE PRÉSIDENT :

Oui, ça ne sera pas long, un petit problème technique.

M. EUGENE PINE :

I can hear you quite fine.

280

LE PRÉSIDENT :

O.K.

285

M. EUGENE PINE :

290 Okay. The volume of the voice keeps going lower and higher too, so I don't know if that's part of the same problem or not.

L'INTERPRÈTE :

295 Le volume de la voie monte et descend constamment, donc je ne sais pas si c'est un problème aussi.

LE PRÉSIDENT :

300 On va tenter de remédier à ça au fur et à mesure. Donc, maintenant, la parole est à vous.

M. EUGENE PINE :

305 Okay. I'd like to just give a brief overview of the Pennsylvania Oil and Gas Program, starting with its history. We were one of the first oil producers in the country, started with shallow oil wells in 1859 with the Drake Well. Principally, Pennsylvania for many years produced shallow oil, then we exploited the shallow gas and then some of the deeper gas formations that are in the north, central north-western and north-eastern parts of the State of Pennsylvania. Those typically produced under natural formation pressure. We have known about shale gas plays that exist in Pennsylvania, the Marcellus being one, the Utica being another, they were traditionally not known to be good gas producing formations; they would actually be considered a nuisance on the way down to more lucrative producing formations, such as the risk in the sandstone.

315 In Texas, which you probably have spoken with people from the Texas Rail Work Commission, the newer techniques for developing wells, the hydraulic fracturing techniques as well as horizontal drilling techniques were refined through the operators down there using some of the offshore technology to the Barnett Shale in Texas, and that has really pioneered a whole different set of drilling here in Pennsylvania today.

320 The first Marcellus unconventional gas well in Pennsylvania was drilled here in October 2004. Most of the emphasis in Pennsylvania right now as far as unconventional shale gas reservoir has focused on the Marcellus. In 2008, we had 195 wells drilled into the Marcellus; in 2009 that increased to 768 wells; in 2010, we have nearly 1,100 wells drilled into the Marcellus. And our expectations are that that trend will continue.

325 Currently, we have 74 operators that report production from the Marcellus in Pennsylvania. There's other unconventional shale formations in Pennsylvania that we anticipate that will be targeted for development in the future. Several of those include the Rhinestreet Shale that is above

330 the Marcellus, the Mandata Shale – that's below – the Parkhead Shale, that is above the Marcellus.
The Utica Shale which I understand Quebec has some interest in, that is also in Pennsylvania.
That's fairly deep below the Marcellus. There is a Huron Shale above the Marcellus and there is
also non-shale producing formations, the Trenton-Black River formation being one of those.

335 A typical Marcellus Well in Pennsylvania is a horizontal completion, it may have a total
vertical depth of 5 to 7,000 feet. There'll be a lateral component to that well at depth in the range of
approximately 2,000 to 9,000 feet. The wells, the lateral component of the wells requires it to be
isolated and subject to hydraulic fracturing in a certain amount of stages. Thousands of gallons of
water are used per slit stage, per – for the stimulation. Typical Marcellus fluid is called a slick water,
frac fluid, it's mostly 99% water with a smaller amount of sand and friction reducer.

340 The water to do these stimulation activities typically comes from – there's authorizations in
Pennsylvania to River Basin Commissions. The largest one to date which issues a water
withdrawal permit is from the Susquehanna River Basin Commission; they typically issue a sort of
5-year, water withdrawal permit for consumptive use, for an operator to use the water for hydraulic
345 fracturing.

350 There is waste issues and flowback issues after the well has been stimulated. There's a
component that does not return to the surface, for the component that does return to the surface;
there's waste storage transportation and disposal issues that go along with that waste. Once it
comes back out of the hole, it is considered a residual waste and it is subject to other requirements
from the Department of Environmental Protection, specifically, the Residual Waste Storage and
Transportation Requirements in their Chapter 299.

355 We have centralized flowback impoundments, we've just revised some of the construction
standards for those. My colleagues here in the Surface Section can discuss all those plus the water
issues at depth, and certainly can answer the questions you may have in that area. As far as our
regulations, the Commonwealth and the Bureau have the statutory authority to implement the Oil
and Gas Program from the Oil and Gas Act, and our regulatory authority comes from Chapter 78
and Chapter 79 of our regulations. – Edith, I believe, it's mentioned in our Website. All these
360 regulations are available on that Website.

365 As I discussed with Edith yesterday, just yesterday we had received approval from our
Environmental Quality Board to – they approved our revisions to our casing and cementing
regulations to address some stray gas issues that had been associated with well drilling and
operation in Pennsylvania, some of which are Marcellus and unconventional well-related. I can
certainly go into those in as much detail as you would like.

370 After yesterday's approval, we have more two more hurdles to go through, one is an approval from our Independent Regulatory Review Commission, and after that, we need approval from our Legislative House and Senate Environmental Resource and Energy Committees.

375 Some of the highlights in our regulations to date include a requirement for pressure barriers for blowout preventer control. We had an incident in Clearfield County last June where they lost control of the well, there was a lot of completion fluid that was spilled, they did not have adequate pressure barriers in place, so that actually spawned a whole new pressure barrier policy where operators in Marcellus Wells that need to use blowout preventers need to have at least two mechanical barriers that are capable of being tested.

380 We have reduced pressure requirements on the surface casing seat to ensure the integrity of the cement in the well. We have new requirements for wellbore conditioning; after they drill a well with mud, the mud needs to be efficiently removed, so the cement can form a good bond between the borehole wall, the cement, and the steel casing.

385 We have new requirements as to what steps an operator must take if they lose circulation of cement when completing the well. We have a true 8-hour wait time on cement. In the past, the operators were not waiting a full 8 hours to continue drilling after the cement was displaced and set. We found that that premature wait time was causing some formations of micro-annular channelling pathways in the cement. The 8-hour wait time will definitely ensure that that cement cures properly to ensure the integrity of the cement sheath is intact.

390 We have new standards for mechanical integrity testing of all the existing wells in the Commonwealth of Pennsylvania, including pressure testing requirements. We have a new section as to what operators are obligated to do if they are aware of a stray gas migration incident, and we've enhanced our well completion and reporting requirements more in detailed disclosure of hydraulic-fracturing chemicals.

400 We also now publish on our Website production data. In the past, there was usually -- we would withhold it for 5 years. Now, due to Act 15, we require -- for twice a year, Marcellus wells have to publish, they have to report to the Department what their production data is, and that is published on our Website.

405 Funding – the Program is funded, the staff is funded by the permit fees that operators must send to the Department. That is how we fund our staff. There's a different hierarchy as to the price for the permit, it depends if it's a Marcellus or a vertical well versus a traditional vertical well. There's approximately 200 staff, total, in Pennsylvania right now. We have three main regional offices, one in Pittsburgh, one in Meadville, one in Williamsport. Each of those offices have approximately 60 people working in them. There are smaller field districts within those main offices, so they are kind

of spread around. In Central Office here in Harrisburg, we have about -- I think we are about 18 people now.

That is just a real quick snapshot of our program at the moment. It's kind of a very dynamic program, it's changing very quickly, mostly because of the Marcellus. And as I said before, we expect that to continue and increase and when the other formations, they come up as a point of interest, the Utica being one, we have had operators test the Utica in Pennsylvania, and from what we hear, it seems like the numbers are not bad. So we expect the non-conventional shale gas reservoir activity to increase above and beyond the Marcellus in the future.

Again, that is a very quick little mini-highlight of our program, and certainly -- certainly be more than willing to answer any questions you all might have.

L'INTERPRÈTE :

J'aimerais simplement vous donner un petit aperçu du programme pétrolier et gazéifère en Pennsylvanie. Je vais commencer avec les antécédents. Les premiers producteurs au pays qui ont commencé avec des puits de surface de pétrole en 1989 et on a produit donc du pétrole pendant plusieurs années puis on a exploité le gaz de surface et celui plus profond dans les parties du nord et nord-ouest de la Pennsylvanie et donc on essaie... C'était des zones de pression et on était au courant de zones qui existaient, une étant Marcellus, une autre qui existait qui était de façon traditionnelle, pas connue comme étant des bonnes formations de production de gaz. On pensait, en fait, que c'était des nuisances en déclin, rien de lucratif en termes de formations.

Et au Texas, vous avez probablement parlé à des gens de la formation du Texas d'une nouvelle technique pour développer des puits. Les techniques hydrauliques de fracturation, également le forage horizontal; les techniques ont été raffinées et les gens ont utilisé des techniques, des technologies plus avancées à Barnett Shale au Texas. Et ça, c'est vraiment... ça a créé toute une sorte, une nouvelle sorte de forage en Pennsylvanie ici.

Et le premier puits a été creusé en octobre 2004, et on l'emphase en Pennsylvanie à l'heure actuelle à titre de réservoir de gaz, étant Marcellus. En 2008, on avait 135 puits qui ont été forés à Marcellus; en 2009, il y avait 268 puits; en 2010, on a à peu près 1 100 puits qui ont été forés à Marcellus. Et nos attentes sont à l'effet que cette tendance va se maintenir.

À l'heure actuelle, nous sommes à 74 opérateurs qui rapportent des réductions de Marcellus en Pennsylvanie. Il y a d'autres formations de schiste non conventionnelles en Pennsylvanie. On s'attend à ce qu'il y ait des développements dans l'avenir. Plusieurs comprennent le schiste de Rhinestreet au-dessus du Marcellus, un autre qui est en dessous et le Forget (sic) qui est au-dessus du Marcellus et un autre... Je crois qu'au Québec, ils ont Utica au Québec qui intéresse le

450 Québec. Et il y a le Huron qui est au-dessus du Marcellus; également des formations qui ne produisent pas de schiste, Trenton-Black qui est en une.

455 Donc, le puits de Marcellus en Pennsylvanie est une complétion horizontale et il y a une profondeur verticale de 5 à 7 000 pieds, il y a une composante latérale et dans la portée d'à peu près 2,000 à 9,000 pieds. Les puits ou les composantes latérales des puits requièrent que ce soit isolé et assujéti à de la fracturation hydraulique à différentes étapes.

460 Il y a des milliers de gallons d'eau qui sont utilisés et, par exemple, de façon typique, les liquides sont à peu près à 99 % de l'eau avec un petit peu de sable et un réducteur de friction. Et l'eau, pour faire cette stimulation, vient typiquement... il y a des autorisations de commissions en Pennsylvanie et donc, il y a des permis qui s'obtiennent d'une rivière en Pennsylvanie et ça s'obtient pour 5 ans, pour qu'un opérateur l'utilise pour de la fracturation hydraulique.

465 Donc, il y a des problèmes d'eaux usées et de fluide usé après la fracturation. Il y a une composante qui ne revient pas à la surface pour la composante qui revient à la surface, et il y a des problèmes de transport et de disposition d'eaux usées une fois que ça ressort. Et tout ça, c'est traité comme étant de la matière résiduelle usée. Et plus précisément, les matériaux usés sont traités par le chapitre 299.

470 On vient de réviser certaines des normes de construction, mes collègues ici, en Surface, peuvent vous parler de cela, et tous les problèmes de température et toutes questions que vous puissiez avoir à cet effet-là.

475 À titre de réglementation, le Commonwealth et le Bureau ont l'autorité statutaire de mettre en vigueur les programmes de la *Loi sur le pétrole et le gaz* et la réglementation vient des chapitres 78 et 79 de nos réglementations, et je crois que c'est mentionné sur notre site Web. Tous ces règlements sont disponibles sur ce site Web.

480 Comme je l'ai dit hier, on a reçu l'approbation de notre Conseil approuvant l'environnement. Ils ont approuvé les révisions à nos règlements sur les bases, la cimentation. Il y avait eu des problèmes sur le gaz de forage des puits et des opérations en Pennsylvanie. Enfin, toutes sortes de puits non conventionnels. Donc, je peux vous en parler avec autant de détails que vous aimeriez. Et après l'approbation d'hier, on a eu deux autres problèmes à franchir : un, c'est l'approbation de notre commission réglementaire privée et, par la suite, on avait besoin de l'approbation de nos maisons législatives sur les comités environnementaux des ressources.

485 Et certains des faits saillants dans nos réglementations à date comprennent une exigence pour des barrières de pression pour empêcher des explosions. On a eu un incident à Clearfield County en juin dernier où ils ont perdu le contrôle d'un puits. Il y avait beaucoup de fluides de complétion qui se sont accumulés et il n'y avait pas ces barrières de pression en place. Et donc, il y

490 a eu toute une nouvelle politique sur le blocage de la pression puis donc, à Marcellus et ailleurs, on a des dispositifs de prévention d'explosion qui permettent la vérification.

495 On a révisé ce qui se passait au niveau du ciment dans le puits, on avait des nouvelles exigences pour le conditionnement après qu'ils procèdent au forage, et la boue doit être officiellement enlevée, de sorte que le ciment puisse former une bonne colle entre les murs et le coffrage. Et on avait des exigences en ce qui a trait aux étapes qu'un opérateur doit... auxquelles il doit procéder en utilisant du ciment lorsqu'il complète le puits. On a une attente de 3 heures véritablement sur le ciment. Les opérateurs n'attendaient pas un 8 heures complet, donc ils continuaient à forer après que le ciment avait été coulé et était pris. On a vu que c'était... que ce temps d'attente prématuré causait des problèmes de cheminement qui se fractionnait dans le ciment et donc, l'attente de 8 heures était la meilleure façon de s'assurer que le ciment prenait bien et que le ciment restait intègre et intact.

505 On a des nouvelles façons d'atteindre... tout ce qui est mécanique au niveau du puits, y compris la pression qui doit être testée, on a une nouvelle section en ce qui a trait aux opérateurs, à quoi ils sont obligés lorsqu'il y a des incidents de migration de gaz et on a amélioré la complétion du puits, et on a complété les exigences davantage sur la divulgation complète de la fracturation des chimiques, des produits chimiques qui existent et on a des données de production. Par le passé, on retenait ça pendant cinq ans. Maintenant, en raison de la Loi 15, on est requis à deux fois par année, le puits, deux fois par année, doit se rapporter en termes de problèmes et ses productions, et c'est publié sur notre site Web.

510 Le financement – le programme est financé et le personnel est financé par les frais de permis que l'opérateur doit faire acheminer au Département. C'est comme ça qu'on finance le personnel. Il y a une différente hiérarchie en ce qui a trait au prix, au permis, dépendant si c'est à Marcellus, un puits vertical par apport à un puits traditionnel. Il y a à peu près 200 membres du personnel au total en Pennsylvanie à l'heure actuelle. Il y a à peu près trois bureaux régionaux principaux, un à Pittsburgh, un à Meadville et un à Williamsport. Tous ces bureaux-là ont à peu près 16 personnes qui y travaillent. Il y a de plus petits bureaux à l'intérieur de ces plus grands bureaux, qui sont un peu éparpillés. Et à Harrisburg, il y a également, je pense qu'on est à peu près 18 membres du personnel.

520
525 Donc, c'était un petit aperçu de notre programme, brièvement, à l'heure actuelle. Et c'est un programme fort dynamique, il change très rapidement, pour la plupart en raison du Marcellus. Comme je l'ai dit auparavant, on s'attend à ce que ça se poursuive et que ça continue à croître lorsque les autres formations deviendront des points d'intérêt. Par exemple, Utica, on n'a pas ajouté des opérateurs, mais on teste l'Utica et de ce qu'il semble ici, apparemment les chiffres ne sont pas trop mal. On s'attend à ce qu'il y ait des activités de réservoir non conventionnel de gaz de schiste et qu'il puisse se poursuivre dans l'avenir.

530 Et encore là, donc c'est un aperçu très bref de notre programme et je serais très certainement prêt à répondre à toutes autres questions que vous puissiez avoir.

LE PRÉSIDENT :

535 Merci beaucoup pour votre présentation. Vous avez parlé d'un nouveau règlement, est-ce que votre nouveau règlement est en ligne sur votre site Web, est-ce qu'on peut aller le télécharger facilement?

M. EUGENE PINE :

540 Yes. I can send you a latest version that went to our Governor that was presented yesterday. I don't know if the final version that was presented yesterday is on-line yet, but I mean, I can certainly send you what we discussed yesterday, and if that would be the most convenient way for you to access it?

545 **L'INTERPRÈTE :**

550 Oui, je pourrais vous envoyer la version la plus à jour qui a été présentée hier. Je ne sais pas si la version finale qui a été présentée hier est déjà en ligne, mais je peux certainement vous faire parvenir ce dont on a parlé hier. Et si c'était la façon la plus pratique pour vous d'y accéder?

LE PRÉSIDENT :

555 Oui, tout à fait. Merci beaucoup.

M. EUGENE PINE :

Can I just send that to Edith since I've been communicating with her?

560 **L'INTERPRÈTE :**

Est-ce que je peux simplement la faire parvenir à Édith étant donné que je communique avec elle?

565 **LE PRÉSIDENT :**

570 Oui, s'il vous plaît, avec madame Édith Bourque. Merci beaucoup. Donc, ma première question, on a vu certains reportages en Pennsylvanie qui démontrent que des gaz se retrouvent dans les nappes phréatiques. Est-ce que c'est vrai que du gaz peut s'échapper du robinet et est-ce qu'ils peuvent prendre en feu?

M. EUGENE PINE :

575 There are instances of methane in groundwater. It's interesting to note that there have been instances of methane in groundwater for hundreds of years, and even before any oil and gas operator had been in the area. So it is naturally occurring. The levels that we typically see in the groundwater are maybe in the 5 to 10 milligrams per litre range. However, there are instances where an operator would come in, and in drilling down to the Marcellus they would drill through strata overlying the Marcellus that has low levels of methane gas in it. And in some instances, you know, that drilling has maybe accelerated some of the gas movement from the upper zones out into the water table. It's not associated with hydraulic fracturing. There's a misperception in Pennsylvania, and other places, that hydraulic fracturing is directly causing contamination of groundwater, which we have no documented instances of that, but yes, there is methane naturally occurring in groundwater in certain areas of Pennsylvania. There have been mishaps during the drilling operation where through the improper casing and cementing of wells, it has contributed to some additional levels of methane in groundwater, but in most cases, the methane that is showing up in groundwater, it's not gas from the Marcellus, it's the gas from above the Marcellus, and we do isotopic gas analysis of samples that we take from the gas in people's wells to look at the ratios of certain chemicals in there, to determine where it came from, and it's typically above the Marcellus.

L'INTERPRÈTE :

590 Il y a des cas de méthane dans l'eau souterraine et il y a eu des cas donc de méthane dans cette eau souterraine pour des centaines d'années et même avant qu'il y ait des opérateurs de gaz qui agissent dans la région. Donc oui, ça, c'est un phénomène naturel et les niveaux que l'on voit de façon typique dans l'eau souterraine, ça peut tourner autour du 5 à 10 milligrammes par millilitre, en fait de portée. Par contre, il y a des cas où un opérateur rentre et fore jusque – au Marcellus, par exemple, il forait à travers les strates, à Marcellus, avec des niveaux bas de méthanes qui étaient contenus et, parfois, ce forage a peut-être accéléré les mouvements gazéifères des zones, et à les faire sortir de la nappe phréatique. Mais ce n'est pas associé avec la fracturation hydraulique. Il y a une fausse perception en Pennsylvanie et à d'autres endroits en ce qui a trait à la fracturation hydraulique et quant à la décontamination de l'eau du sol. On a des incidents là-dessus, mais oui, effectivement, il y a du méthane et ça se produit de façon naturellement dans l'eau souterraine en Pennsylvanie, et il y a eu des fausses perceptions dans les opérations de forage lorsqu'on cimentait les puits. Ça a contribué à des niveaux accrus de méthane dans l'eau souterraine. Mais dans la plupart des cas, le méthane qui apparaissait dans l'eau souterraine, c'était pas du gaz du Marcellus, mais plutôt du gaz de au-dessus du Marcellus. On fait des analyses isotopiques de gaz, des échantillons du gaz dans les puits des gens pour examiner le ratio de certains produits chimiques contenus et déterminer leur provenance. Mais typiquement, ça vient du Marcellus.

LE PRÉSIDENT :

615 Merci beaucoup. Maintenant, je passe la parole à madame Trudeau. Vous avez une question?

Mme NICOLE TRUDEAU :

620 Oui. Hello!

M. EUGENE PINE :

Yes.

625 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

Nous aimerions savoir comment sont traitées les plaintes des citoyens. Qui les traite, comment elles sont traitées, quel est le processus de traitement de ces plaintes?

630 **M. CHRISTOPHER TERSINE :**

635 Hi, this is Christopher Tersine, I am an engineer here at the DEP. I am going to answer that question for you. The complaints, when they come in, they first of all, the first step is they try to, if there is a complaint, they try to settle it first with the operators themselves before it even comes to the DEP. The DEP is more of the mediator of, if there is no other way to mediate the problem. So the next step would be to contact the DEP, which would be what we call a water quality specialist here, and they go out and they, you know, investigate the complaint, and they try to find out whether or not the complaint is valid or not, and if the complaint is valid, they contact the company that whoever was the driller, the owner of the well, and if there is a valid complaint there, they have to replace the water supply if there is a water supply complaint, or if it is a different kind of complaint, it's not a water supply, they need to, you know, either make amends for that complaint and that's usually some sort of monetary amends.

640 Do you have any other further questions?

645 **L'INTERPRÈTE :**

650 Je m'appelle Christopher Tersine, je suis un ingénieur ici au DEP. Je vais répondre à cette question. Lorsque les plaintes entrent, premièrement, la première étape est d'identifier les plaintes pour voir et d'en discuter également avec les opérateurs avant qu'elles en arrivent au DEP, s'il n'y a aucune autre façon d'effectuer la médiation. Et par la suite, nous contactons le spécialiste ici sur les nappes phréatiques, nous faisons une enquête sur la plainte et on voit si elle est fondée ou pas.

655 On contacte la compagnie qui a effectué le forage en question et si la plainte est bien fondée, en fait, on va remplacer tout simplement l'alimentation en eau qui est utilisée pour le forage. Et afin de s'assurer donc qu'il n'y ait pas de nouvelles plaintes qui soient placées, nous allons monitorer cela.

Y a-t-il d'autres questions?

660 **LE PRÉSIDENT :**

Oui. Regardez, il y en avait combien de plaintes et elles portaient sur quoi?

M. CHRISTOPHER TERSINE :

665 Last year, we had 276 water complaints. Those complaints vary from, you know, different types of complaints. It's either quality of water, quantity of water, like you were just talking about before, you know, methane in their well water. So the complaints vary from different types of complaints. That's water complaints. That is just, you know, people's water supply, but there's other complaints, too. Noise, sound, other pollutional event complaints.

670 **L'INTERPRÈTE :**

675 L'an dernier, nous avons eu 276 plaintes sur l'eau et elles variaient, bon, c'était les différentes sortes, la quantité de l'eau, la qualité de l'eau, le méthane présent dans l'eau. Alors, les plaintes variaient, mais avaient toutes à voir avec l'eau, sur l'alimentation en eau des gens, et puis il y avait sur le bruit, et toutes les autres plaintes qui découlent de cela.

LE PRÉSIDENT :

680 Monsieur Locat?

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

685 Historiquement parlant, depuis que votre organisation est en place, est-ce que vous avez noté une augmentation des plaintes à la suite du développement des « shales de gaz »? Est-ce qu'il y avait une coïncidence? Les gaz de shale, pardon.

M. CHRISTOPHER TERSINE :

690 Yes, there's been a little bit of an upswing in complaints, because obviously when there is more drilling, because there's continued -- the same amount of shallow gas drilling and there's been an upswing with the... you know, the Marcellus and other shale gas, like Gene was talking about earlier. So when there is more drilling, there is more complaints.

L'INTERPRÈTE :

695 Oui, il y a eu une augmentation des plaintes parce que plus il y a de forages pour le schiste. Par exemple, il y a eu des augmentations de plaintes dans le cas de Marcellus, alors le plus vous avez de forages, le plus il y a de plaintes.

700 **M. EUGENE PINE :**

705 Yes. And this is Gene again. The areas in Pennsylvania that are experiencing most of the Marcellus drilling now are typically areas that have never experienced any of the traditional oil and gas drilling that's been occurring in Pennsylvania over the last century. In Pennsylvania, most of that traditional activity has been associated in the south-western part of the State and the north-western part of the State, and the Marcellus, the one of the two hot spots per se for the Marcellus has been the northern, north central and north-eastern part of Pennsylvania, away from any traditional activity. So I think, since it is so new there, people are, you know, very aware and keen, and scrutinize very carefully what is going on, and there actually have been some mishaps with casing and cementing issues. Casing designs, a number of casing strings, the type and quality of cement, those issues are currently being addressed through best management practices that the operators are instituting now, and also we have regulations in place or that we're working on that will strengthen those requirements to minimize the... you know, any kind of... these mishaps in the future. So it's an evolving practice, it's getting better. We think that the new regulations and the practices that the operators are using right now will continue to shrink that number of complaints in the future.

L'INTERPRÈTE :

720 C'est Eugene ici à nouveau. Et le secteur en Pennsylvanie qui, bon, voit le plus grand nombre de forages, par exemple, n'est pas différent de celui pétrolier. Cette activité traditionnelle a été associée avec le sud-ouest de l'État et le nord-ouest de l'État. Et le Marcellus, bon, l'endroit le plus chaud ou les deux endroits où il y a eu le plus de problèmes, c'est au nord-est et au nord en général où il y a des activités traditionnelles. Et je crois qu'il n'y a rien de nouveau pour les gens qui sont là, parce que les gens scrutent de très près ce qui se passe, sont très au courant et au fait. Il y a eu malheureusement certaines difficultés, par exemple lorsqu'on a effectué les coffrages sur la qualité du ciment, et cetera, mais ces difficultés ont été traitées à travers une meilleure gestion et nous avons une réglementation qui a été mise sur place, sur laquelle nous travaillons afin de renforcer tout simplement les exigences, afin d'éviter que ces bévues se reproduisent et nous pensons que la nouvelle réglementation et que les pratiques utilisées par les opérateurs
730 présentement continuent tout simplement à faire diminuer le nombre des plaintes à l'avenir.

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Concernant le développement de l'industrie, donc vous avez indiqué que vous aviez vraiment commencé en 2004 à voir les premiers puits de production dans les Shales de Marcellus. Comment est-ce que s'est fait le développement de ces puits-là? Est-ce que c'est parti d'un endroit et il y a eu une radiation ou ça s'est développé à différents endroits en même temps? Est-ce que vous pourriez nous donner une description de comment est-ce que le cheminement ou le développement s'est fait depuis 2004 dans votre région?

M. EUGENE PINE :

Yes, I believe it was October 2004, and this was, I believe it was Jim Fontaine from Universal Well Services worked with Range Resources in the south-western part of the state near Pittsburgh, and just as – it wasn't an experiment, but I think that there was just an interest in looking at some of these unconventional reservoirs like the Marcellus. Again, they had known about the Marcellus for nearly 100 years, and it was kind of a nuisance on the way down to some more better-producing sand gases, like de-risk, and they would have to shut down for a couple of days 'til the gas dissipated, but until you hydraulically fracture that shale and put a horizontal leg of a well in there, it's not going to produce much gas, and my understanding is that between the Universal and Range Resources, they decided to look at the lessons and the success stories from the Barnett in Texas and use those same techniques in Pennsylvania, and obviously that met with considerable success. I don't think that that well back then was maybe as good-producing as the ones today, because over the last 5, 6 years they have continually refined the fracking and the drilling and isolating it in different stages.

So, but that's our record. It started back then, and I think for the last couple of years after that, after 2004, there was very little Marcellus activity. It might have been in the single digits, and then in 2008, at least according to our records, that's when the numbers dramatically increased. As I said, in 2008, we only had 195 wells drilled, and then it went up to 3 to 4 times that in 2009, and then this year, we're looking at 1,100 wells. So it's been kind of like an exponential growth since 2004.

L'INTERPRÈTE :

Oui, je crois que c'était au mois d'octobre 2004 et je crois que c'était Jim Fontaine des Services universels des puits qui travaillait avec le Bureau des Ressources naturelles, et ce n'était pas une expérience que nous avons tentée, mais il y avait tout simplement un intérêt envers ces puits non conventionnels de Marcellus. Et on connaissait depuis près de 100 ans, le Marcellus, et on produisait, par exemple, des sables gazéifiés, en fait. Et par le biais donc d'une fracturation hydraulique, nous avons obtenu ce gaz de schiste. Ma compréhension de ceci est qu'entre Range Resources et Universal, ils ont décidé ensemble tout simplement vers une réussite qu'il y a eue à

Barnett au Texas pour effectuer les opérations en Pennsylvanie. Je ne crois pas que ce puits-là, à l'époque, avait un bon rendement tel que celui d'aujourd'hui, mais au fil des ans, dans les 5 et 6 dernières années, ils ont continué la fracturation, le forage et l'isolation de différentes étapes également de forage.

780

Voici ce que nous avons donc, et c'est seulement quelques années après 2004, bon, nous avons remarqué qu'il y avait très peu d'activités de Marcellus et puis, par la suite, en 2008, c'est là que la production a augmenté. Tel que je l'ai mentionné, en 2008 nous n'avions que 195 puits et puis par la suite, en 2009, nous en avons de 3 à 5 fois de plus et cette année ici, nous en avons 1 100 de ces puits-là. Alors, c'est comme une croissance exponentielle qui a eu lieu de puis 2004.

785

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Dans les régions où le développement des gaz de shale s'est fait, est-ce que ceci a apporté beaucoup de pression sur le réseau routier?

790

M. EUGENE PINE :

A lot of the operators now are currently upgrading that infrastructure there. They're making the road more robust to accommodate a lot of the truck traffic because a lot of the wells require significant amounts of water, and oftentimes, but not always, but often that water is delivered by tanker trucks, and when you have, you know, dozens of tanker trucks coming to a site, it can obviously compromise the integrity of an older road, so the industry is being very proactive in upgrading not only the roads, but also the rail systems. Pennsylvania's railroad system has really been revitalized because of the Marcellus activity. There's 4 to 500% more rail transport traffic now than there were a few years ago, and that has actually created a lot of jobs, a lot of employment in Pennsylvania, just to handle the infrastructure needs of the industry.

795

800

L'INTERPRÈTE :

La plupart des opérateurs aujourd'hui sont à améliorer ces infrastructures pour tout simplement bâtir des routes qui sont plus robustes, résistantes parce que la plupart des puits requièrent une grande quantité d'eau, mais souvent cette eau-là – pas toujours – mais en fait souvent, elle est transportée par réservoir. Et pour tout simplement offrir un compromis avec l'intégrité des routes, nous les solidifions. Et, également, le système ferroviaire est renforcé parce qu'il a été revitalisé à cause, entre autres, de l'activité au Marcellus. Il y a beaucoup plus donc d'utilisation du système ferroviaire qu'il y avait à l'époque. En Pennsylvanie, bon, la plupart des énergie est mise sur le système routier, l'infrastructure.

805

810

815 **LE PRÉSIDENT :**

Alors, je vous demanderais, quand vous répondez à une de nos questions, si vous pouviez vous identifier, c'est important pour la sténotypie, ici, à Saint-Hyacinthe. Et sans plus tarder, je passerais la parole à monsieur Germain. Non, ça va? Moi, j'en aurais une.

820 Moi, j'aimerais savoir pourquoi vous relevez du ministère de l'Environnement et non des Ressources naturelles?

825 **M. EUGENE PINE :**

We have a... this is Gene Pine again, and I answered the last question or two. I think the only one that I didn't answer is when Chris Tersine identified himself, so you can probably label all the other answers to me, Gene Pine.

830 So we are a regulatory agency, the Department of Environmental Protection, and as such we have the authority to issue permits, impose fines, craft regulations, which we do. We also have, you know, we have technical inspectors and technical people in our program. We do have a sister agency, it's called the Department of Conservation and Natural Resources. They are not a regulatory agency, they don't issue permits. But they have a more geologic basis of expertise. I mean, we have geologists here too, I mean, and I am one, but they're more like the pure technical folks. It's interesting, although they, Conservation and Natural Resources has a Bureau of Forestry, and they have some of the State lands, the State forest lands that they own have the Marcelluses underneath those, too, so they actually coordinate some of that issuance work with us, and the operators need to sign lease agreements with the Department of Conservation and Natural Resources. We still issue the permit, but that is an additional obligation on the operator. If they want to drill on lands that are owned by the State Forest people, they'll have to enter into a lease agreement with them. So we have two agencies that sometimes are both involved. When it comes to permits and enforcement and regulatory authority, we are always involved.

845 **L'INTERPRÈTE :**

Eh bien – c'est Gene Pine à nouveau qui s'adresse à vous et c'est moi qui ai répondu aux deux dernières questions ou à peu près. Alors, lorsque Chris Tersine s'est identifié... bon, vous pourrez tout simplement écrire que c'est moi qui ai répondu à toutes les autres, à part celle où l'autre personne s'était identifiée.

850 Alors nous travaillons, nous relevons donc de l'Environnement, nous traitons de la réglementation, des permis, et cetera. Nous avons des inspecteurs techniques, des techniciens dans notre programme. Nous avons également une agence qui s'occupe des ressources. Ils ne sont pas, ils n'ont pas d'action réglementaire et ne donnent pas de permis, mais ils sont ferrés donc

860 pour ce qui est de l'expertise et tout ça et des conseils. Donc, il est intéressant, quoiqu'ils... bon, en fait, le Département des Ressources naturelles a tout à voir avec également le Département, l'activité forestière. Donc, ils coordonnent, en fait, tout le travail pour délivrer la documentation. Alors, nous travaillons et nous relevons, en fait, des Ressources naturelles et de la Conservation des territoires. Mais en ce qui nous concerne, nous travaillons avec les gens qui s'occupent de la foresterie également puisque, bon, à cause des différents projets, mais souvent nous travaillons ensemble.

865 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur Locat?

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

870 J'avais une autre question qui portait sur le rôle des comités de bassins versants. La question était à savoir, si j'ai bien compris, il faut, pour obtenir le permis de forage, qu'il y ait une autorisation du comité de bassins versants. Pourriez-vous développer un peu là-dessus, s'il vous plaît?

875 **M. JOE ADAMS :**

880 This is Joe Adams. We're talking about the Susquehanna River Basin Commission which is basically an Interstate Federal Commission that was basically developed by the Federal Government here to govern activities that occur within a single river basin. If you look at Pennsylvania, you'll see that we have three major river basins here. The Ohio River, Susquehanna River and the Delaware River. Congress has created a River Basin Commission for both the Susquehanna River Basin and the Delaware River Basin. And they deal with many different issues that involve water in both of those river basins. So they work not only in Pennsylvania but also Maryland and New York.

885 **L'INTERPRÈTE :**

890 Nous parlons de la Commission Susquo (sic), qui est une entité étatique développée par le gouvernement fédéral où il y a de l'activité gouvernementale en ce qui a trait aux différents bassins. Ici, nous avons trois bassins qui sont des rivières ici. Le Congrès a créé une commission, en fait, d'étude sur les bassins et il y a différentes difficultés qui impliquent, en fait, l'utilisation de l'eau. Il y en a un au Maryland et à New York également.

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

895 O.K. J'aurais aussi une autre question concernant les puits orphelins. En fait, la question serait la suivante : dans votre réglementation, lorsque l'exploitation d'un puits est terminée, qui prend en charge la responsabilité future de la gestion de ce puits?

900 **M. EUGENE PINE :**

905 The current operator is responsible to plug the well when its effective life is over. The Oil and Gas Act essentially says you either have to produce from a well, or plug it. If you don't produce, it needs to be plugged after a certain time, unless it's been granted what we call inactive status, and if it's in inactive status, if we approve the inactive status determination, it can be inactive and not be plugged for a period of 5 years and renewable on a yearly basis. That would be – it is possible if – mostly for oil wells if they are not, the price of oil dramatically drops but they expect it may be... go back up again in the future, they'll apply for inactive status. They still need to demonstrate that the mechanical integrity of the well is sound enough where it can be idle for a number of years. But the operators today, for like... especially the Marcellus Wells, they are clearly reliable to plug. We haven't plugged any Marcellus Wells yet. They have to issue, they have to obtain a bond. We're in the process of revising our bonding amounts to update them from mid-80s when they were initially crafted.

915 There are many thousands of old, very old wells in Pennsylvania due to the 150 year old legacy of drilling before it was largely regulated, you know, 100, 125 years ago. It's called the Orphan and Abandoned Well Plugging Program. I actually manage that Program. In Pennsylvania here we currently have about 8,800 wells on our list to plug.

920 In addition -- I explained earlier about how our fee structure is, how we're funded by permit fees on the industry. In addition to those fees, there is a surcharge that comes in on each permit fee: \$50 on each permit goes toward the Abandoned Well Plugging Account, and either \$100.00 if it's an oil well, or \$200.00 if it's a gas well, goes into a separate account called the Orphan Well Plugging Account. Both the Abandoned and the Orphan Well Plugging Account is used for the Department to issue contracts to plugging operators to plug the wells on the Orphaned and Abandoned list.

930 And, you know, some of the old wells are in not so good condition. Some leak, some are threats, too, another ways, so we have a very successful program to plug those old wells. But the newer wells, the Marcellus wells, these operators are here to stay, they are all fairly large companies. You know, when you invest 5 or 6 million dollars per well – and that's about what a Marcellus well costs. I mean, you know, the cost to plug it will be significantly less, and, you know, we certainly have our enforcement authority to, you know, make them plug if in fact it would come

935 to that, but now we're pretty much – we're very busy with the Orphaned and Abandoned Well
Plugging Program, but the liability, the obligation is on all operators to produce or plug.

L'INTERPRÈTE :

940 L'opérateur donc est responsable tout simplement de fermer le puits lorsqu'il n'a plus d'utilité.
Alors, si on ne produit plus, il faut qu'il soit obturé et qu'il soit mis en état d'inactivité. Et s'il est en
état d'inactivité, nous approuvons donc la fin de l'activité. Et il est fermé pendant cinq ans et par la
suite, c'est renouvelable et cela est possible. La plupart des puits pétroliers, par exemple lorsque le
prix chute sur le marché, on ralentit la production et, par la suite, on le remet en activité. Mais on
945 doit démontrer l'intégrité mécanique, en fait, afin de le réactiver et il faut que pour un certain
nombre d'années, on offre un rapport d'inactivité.

950 Par exemple, pour les puits Marcellus, nous n'avons obturé aucun de ces puits-là et nous
pouvons donc tout simplement obtenir une période de temps pendant laquelle il est classé comme
étant en inactivité, alors il y a plusieurs milliers de très vieux puits en Pennsylvanie qui ont plus de
50 ans de vie, en fait, et qui sont sous réglementation. Il y en a qui sont même âgés de 125, on les
appelle... on appelle cela donc un Programme de puits orphelins et abandonnés. Il y a 8 800 puits
qui sont sur notre liste pour les mettre en inactivité.

955 Et ces structures et tout cela, les frais utilisés pour faire ça sont tirés tout simplement des
frais pour les permis et il y a une surcharge sur chacun des permis qui est émis, donc à 50 \$, par
exemple, dans le cas où un puits est abandonné ou obturé, et 100 \$ s'il s'agit d'un puits pétrolier ou
200 \$ si c'est un puits gazéifère. Alors, dans le cas des puits abandonnés ou obturés, ces frais-là
sont utilisés par les contrats et ils sont payés pour l'obturation. Certains des vieux puits qui ne sont
pas en très bonne condition, en très bon état, sont donc gérés de cette façon-là. Nous avons donc
960 un programme qui est très efficace pour l'obturation de ces vieux puits.

965 Les nouveaux puits comme ceux de Marcellus, il y a plusieurs opérateurs qui sont ici pour
rester. Nous avons de grandes compagnies. Lorsqu'on investit de 5 à 10 millions de dollars, c'est
ce que ça coûte et donc le prix serait beaucoup moindre pour l'obturation de ces puits-là. Donc, si
on en arrivait dans l'éventualité qu'on devrait obturer le puits, on peut le faire. Mais nous sommes
très impliqués et occupés avec le Programme d'obturation et de puits orphelins, mais nous savons
très bien que nos opérateurs sont préparés à produire cette obturation.

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

970 Merci, mais une petite question là-dessus. En fait, actuellement, si un puits est abandonné et
si un problème survient dans 50 ans, qui est responsable des risques résiduels? Est-ce que c'est
votre organisation ou si c'est le propriétaire du puits? Enfin, celui qui a creusé le puits.

975 **M. EUGENE PINE :**

The owner is always presumed liable, if they're in business. I mean, the problem with the old orphaned and abandoned wells that are hundreds of years old is that they've walked away long ago and they no longer exist as a corporation or a company. But the owner, the owner is – the obligation to plug a well is carried with the operator in perpetuity unless they would transfer the permit. Now, if they would transfer the permit to a new company, the new company picks up the burden to plug the well.

985 **L'INTERPRÈTE :**

En fait, le propriétaire... en fait, la différence et les difficultés que nous avons avec les puits orphelins et tout cela, qui ont plus de 100 ans, enfin les sociétés n'existent plus. Les compagnies n'existent plus. Mais l'obligation d'obturer un puits revient à l'opérateur à perpétuité. S'il y a un permis et si le permis est transféré à une nouvelle compagnie, alors la nouvelle compagnie prend la responsabilité donc d'obturer.

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

O.K., merci.

995 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Germain?

1000 **M. EUGENE PINE :**

I'm sorry, that was Gene again that answered that. I apologize for not saying that at first.

1005 **L'INTERPRÈTE :**

C'était Gene à nouveau qui a répondu à la question. Je m'excuse pour ne pas l'avoir spécifié avant.

1010 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Je vous remercie. Oui, bonjour, une question qui se rapporte à la gestion de l'eau. D'après votre expérience, les sources de contamination de l'eau, que ce soit de l'eau de surface ou de l'eau souterraine, proviennent de quelle activité de forage et aussi d'exploitation? Par exemple, c'est quoi les éléments les plus sensibles qui sont susceptibles de contaminer les eaux?

1015

M. CHRISTOPHER TERSINE :

Are you referring to groundwater well supplies?

1020 **L'INTERPRÈTE :**

Est-ce que vous réferez à l'alimentation avec l'eau souterraine?

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

1025 Oui, et eaux de surface également.

M. CHRISTOPHER TERSINE :

1030 And what kind of contamination are you referring to?

L'INTERPRÈTE :

À quelle sorte de contamination faites-vous allusion?

1035 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Excusez-moi, on me parlait au même moment. Bon, les sources de contamination, ce sont les activités de forage, mais je ferais allusion principalement aux produits chimiques qui sont utilisés dans les fluides de forage, donc ça peut être autant dans la boue que pour la fracturation. Donc, est-ce qu'à ce moment-là, les différentes opérations, de votre expérience, est-ce que c'est... Oui, allez-y.

M. CHRISTOPHE TERSINE :

1045 This is Chris Tersine again. I answered one of the questions earlier. There is all sorts of different, you know, types of pollutional events that could happen at a well site. Various types, I mean, starting from just erosion problems that get into streams, that's why we have, we issue a road -- well, we issue, if you have a certain amount of disturbed acreage in an area, we issue a permit for that, and that's over 5 acres. But even if you have less than 5 acres, you still need Erosion Sediment Control permit, and that is to control erosion. But for pollutional, we also -- on well sites, you need to have a PPC plan, and that is to control pollution on a well site, so pollution doesn't, you know, you contain any kind of chemicals that you have on-site. When it gets to drilling and you're drilling for a well, there's different chemicals, different additives that you use during drilling. Those are also used in a manner to minimize pollution, but they do have potential to pollute, and those are pathways to get into groundwater, but those are things that we have in our

1055

regulations crafted so that it is minimized by having fresh water strings, and what I mean by that, they have pipes in the ground to minimize the water communication with the drilling muds that may be used.

1060 And also, when they frac, within the frac water like Gene was talking about earlier, the frac
water is 99% water, and then the other 1% is sand and other chemicals. Those other chemicals
1065 are, you now, contained within those pipes in the pipes going beneath the ground into the actual
formation, so because of its cement job and the pipe, it does not communicate with the
groundwater, so that eliminates the pollution in that area. But those are areas that there could be
pollution if there's spills or, like Gene was saying, in the Clearfield County that we had a pollutional
event, that we had flowback water that was returned to surface. But those are different areas that
you do have pollution, but those are all managed by – like Gene was saying earlier – by best
practices and also by a plan that we are required to have on-site is the PPC plan.

1070 **L'INTERPRÈTE :**

C'est Chris Tersine à nouveau. Je vais répondre à votre question. Il y a toutes sortes de
différents genres de substances polluantes qui peuvent arriver. Ça peut être dû à des problèmes
1075 d'érosion ou ça peut se rendre dans l'eau également et il pourrait y avoir également un endroit, par
exemple, où il y aurait un autre genre d'érosion, mais la pollution, en fait – et ça, c'est couvert par
les coûts du permis. Afin de contrôler donc cette pollution, on tente de contenir les substances
chimiques et lorsqu'on en arrive au forage et on fore un puits, il y a différents additifs et produits
chimiques utilisés pour le forage. Ils sont utilisés de façon à minimiser la pollution, mais le potentiel
1080 existe toujours. Par exemple, utiliser tout simplement une conduite différente pour en arriver à
éviter les sources d'alimentation en eau, mais nous minimisons tout simplement le contact de l'eau
avec les différents produits polluants qui peuvent être utilisés.

Lorsque nous effectuons la fracturation, tel que Gene mentionnait précédemment, l'utilisation
1085 utilisée est à 99% de l'eau qui est utilisée pour la fracturation et 1% de sable et il y a tout
simplement tout un système de tuyauterie qui est placé en position souterraine, et nous nous
assurons que ces eaux usées n'entrent pas en contact avec la source aquifère. Et, bon, à
Clearfield County, par exemple, nous avons eu l'éventualité où il y a eu de la pollution des sources
d'eau, mais tout cela est généralement géré, tel que Gene le mentionnait, par l'utilisation de
1090 pratiques exemplaires et en suivant un plan d'activité.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

1095 Merci.

M. EUGENE PINE :

And this is Gene, could I add something to that, please?

1100 **L'INTERPRÈTE :**

Et c'est Gene ici, est-ce que je pourrais ajouter quelque chose à ce qui vient d'être dit?

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

1105
Oui.

LE PRÉSIDENT :

1110 Assurément.

M. EUGENE PINE :

1115 I think it's important to know that the industry is rapidly evolving through, you know, through reasons that benefits them economically, but also the environment into what we call Closed Loop Systems. Traditionally, when they would use drilling mud, it would be contained right in a, maybe, a partially lined or maybe not even a lined pit right next to the well. Today, what they are doing with the Marcellus wells, the drilling muds that they use, because when they drill a Marcellus well, you can drill on air for like a few thousand feet but the depths of the Marcellus wells usually require
1120 drilling on mud, especially the lateral part. hose drilling muds, with the additives that they use, are very expensive, so it's in their best interests to economise on their end but also prevent the discharge of any drilling fluids into the environment by going to totally self-contained closed-loop mud systems where they will actually rent the drilling mud from a specialty company, drill the hole, recondition the mud and sell it back to the company.

1125 Similarly, the companies, the drillers and operators are also recycling a lot of their hydraulic fracturing fluid, they just don't use it once anymore. It can be used multiple times. They may need to add a little bit of fresh water make-up to reconstitute the volume necessary for a frac, so between the fracking and the drilling, the closed-loop systems are becoming increasingly used.

1130 And as another separate consideration too, a lot of the companies, especially the hydraulic fracturing companies that actually make the blend for the hydraulic fracturing fluids are employing more green technology, more environmentally-friendly chemical mixes that are more biodegradable and pose less of a threat to the surface water or the groundwater should a spill ever occur.

1135

L'INTERPRÈTE :

1140 Je crois qu'il est important de savoir que l'industrie évolue rapidement à travers toutes les
éventualités, non seulement de façon économique, mais environnementale. Nous avons des
systèmes, donc un cercle fermé, par exemple. Nous avons des eaux usées qui sont contenues ou
des produits chimiques qui sont contenus, et d'ordinaire ils étaient à côté des puits. Ce qu'ils font
1145 présentement, c'est que toute la boue de forage, parce que lorsqu'ils ont effectué le forage de
Marcellus, vous pouvez effectuer le forage pour quelques milliers de pieds, mais normalement c'est
un forage à travers une boue. Et cette boue avec les additifs utilisés coûtait très cher et c'est dans
leur meilleur intérêt d'économiser, donc, et prévenir le contact de ces fluides avec le reste du milieu
environnemental. Alors, il y a un système fermé où la boue va être tout simplement, après le
forage, être reconditionnée et renvoyée à la compagnie.

1150 De façon similaire, les compagnies, les foreurs et opérateurs, lorsqu'ils utilisent le système
hydraulique de fractionnement n'utilisent plus ces boues, mais ils utilisent tout simplement de l'eau
propre et fraîche pour reconstituer, si vous voulez, cette boue qui est causée. Alors, les systèmes à
cercle fermé deviennent de plus en plus utilisés.

1155 Et il y a une autre considération distincte également, il y a des compagnies qui effectuent la
fracturation hydraulique, tout simplement composent le mélange pour la fracturation hydraulique, ils
utilisent une technologie plus écolo, utilisent des mélanges de produits chimiques qui sont
biodégradables de plus en plus, afin que les eaux de surface ou souterraines ne soient pas
affectées et qu'il n'y ait pas de déversement dans elles.

1160 **LE PRÉSIDENT :**

Merci. Madame Trudeau?

1165 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

Oui. Vous avez parlé de différents problèmes que vous avez rencontrés, qui vous ont
amenés à demander des changements à la réglementation, pouvez-vous être plus explicite sur ces
problèmes?

1170 **M. EUGENE PINE :**

You mean as far as case histories or...

1175 **L'INTERPRÈTE :**

Vous voulez dire des histoires de cas?

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Yes.

1180

M. EUGENE PINE :

1185

1190

1195

We've had a – this is Gene again, I'm sorry – we had a couple of incidents, one which is fairly well-known now due to this Gasland video that is being broadcast all over. In Susquehanna County, in Dimock, Cabot had been, had drilled certain wells, and there is a gas migration case there. I had partially alluded to that before, when operators are drilling down to the target formation, they unexpectedly hit, encountered methane gas, natural methane gas that resided in an upper formation called, in this case it was called the Mahantongo formation. And their casing and cementing plan did not successfully provide for the successful isolation of that gas. And as a result, it caused an over-pressurization of the intermediate casing seat between that and the cement – there is speculation that the cement was not adequately pumped and displaced into the annular space. Those two instances caused gas to migrate well beyond the area of the well pad. It affected private water supply wells. They had to -- they were shut down for a while, they were fined severely, they had to retrofit some of their newer wells. They weren't allowed to do any fracking for quite a while. Some of the wells they had to plug. That is one instance where we have revised our casing and cementing regulations to ensure a better quality of cement, require that a casing and cementing plan be submitted for review. We have now a new zone of critical cement similar to Texas for the surface string, we have new standards for intermediate and surface casing relative to how much needs to be cemented.

1200

1205

1210

There was another incident in June 3rd, 2010 in Clearfield County. EOG Resources had been doing what they call a workover operation. It was actually their completion contractor, CC Forbes, they had already drilled and completed the Marcellus well, they had fracked it. When they were done fracking it, they left composite ceramic plugs at selected intervals in the horizontal bore, they were in the process of drilling those frac plugs out with a coil tubing unit, the unit became friction-locked, so they brought in a different workover unit with what they call a stripper head on it to try and drill out the remaining plugs. The barrier to contain the pressure down there, because once you drill through those frac plugs, there is a lot of pressure behind those plugs and if you don't have adequate barrier pressures at the surface, you can lose control of the well. And by lose control of the well, I mean that, you know, there can be a rather spectacular explosive discharge of fracking and completion fluids.

1215

Fortunately, nobody was injured during that incident, but the determination at the time was that they had an unacceptable pressure barrier in place. The stripper rubber that they were using to do the drill out was inadequate. They had one other backup pressure barrier which was a ram preventer, it's part of a BOP stack that typically has annular and ram preventers. That was not

tested and it failed, so that incident prompted another set of regulatory changes, both of which are – you can see the language that's been proposed in the regulatory package that I'll send you today.

1220 That actually prompted the Department to require a pressure barrier plan to be submitted
upfront under our Well Control and Disposal Plan regulations. It also required, in instances where
blowout preventers are required, and most Marcellus wells – in fact, all Marcellus wells by
definition will need to have pressure control. They have to have at least two mechanical barriers
1225 that are capable of being tested. And acceptable barriers for drilling would be an annular blowout
preventer, a pipe ram, a blind ram, a sheer ram, they're the different mechanicals. And they are
capable of being tested.

Those, that's another set of regulations that are in our new rate package and both of those
1230 incidents I mentioned, Dimock in Susquehanna County and the OEG incident in Clearfield County,
resulted in these regulatory changes. And I'm sorry if I didn't say: This is Gene again.

L'INTERPRÈTE :

1235 C'est Gene à nouveau, je m'excuse. Nous avons eu quelques cas qui sont très bien connus
maintenant, à cause de ce vidéo qui a été diffusé, à Susquehanna County et à Dimock où Cabot
avait, en fait, effectué le forage et où il y avait eu une migration de gaz. C'est le cas qu'il y a eu à
cet endroit-là, et j'y ai fait allusion partiellement précédemment. Lorsque les opérateurs effectuent
le forage, ils ont rencontré du gaz méthane naturel qui se trouvait à une strate supérieure, qui
s'appelle... une différente formation, en fait, et le plan n'a malheureusement pas réussi à isoler ce
1240 gaz-là. Comme résultante, donc à cause d'une pressurisation trop élevée, ce qui était donc la cage
de ciment n'a pas résisté. C'était la cage où on effectue le pompage de façon angulaire. Par
conséquent, le gaz a migré bien au-delà de cette zone, ce « pad » ou zone dangereuse. Par
conséquent, ils ont dû fermer ces puits pendant un certain temps. Ils ont été... donc ils ont dû
refaire de nouveaux forages, de nouveaux puits avec une fracturation hydraulique. Alors, ça, c'était
1245 un cas où nous avons dû réviser nos coffrages et la cimentation donc qui a eu lieu, afin d'assurer
une meilleure qualité. Donc, nous avons donc soumis à la révision les plans de coffrage et de
cimentation. Pour ce qui est de la partie de surface, nous avons de nouvelles normes maintenant
de ciment ou de composition de ciment et de coffrage.

1250 Il y a eu un autre incident également, le 3 juin 2010, à Clearfield County. Les Ressources
EOG effectuaient certaines opérations pour compléter donc leur travail. Ils ont foré et complété le
puits Marcellus et ils étaient en train de fractionner et ils ont utilisé un composite pour l'obturation
d'une partie, et pendant donc cette obturation-là, il y avait une partie hélicoïdale donc qui a été
utilisée et celle-ci, cette barrière pour contenir la pression, en fait. Parce qu'il y a beaucoup de
1255 pression qui est générée derrière ces obturateurs. Et si vous ne les contrôlez pas bien, vous
pouvez perdre le contrôle du puits au complet, ce qui signifie que vous pourriez causer une
explosion causée par les fluides utilisés pour la fracturation.

1260 Donc, heureusement personne n'a été blessé, mais on a établi à l'époque que les niveaux de la barrière de pression n'étaient pas de niveau acceptable. Alors, les appareils qui sont utilisés pour faire le forage n'étaient pas adéquats. Ils avaient aussi une autre barrière supplémentaire qui faisait partie donc d'une structure de sécurité et cette structure n'avait pas été testée, elle n'a pas résisté, elle n'a pas tenu. Alors, cet incident a amené d'autres changements à la réglementation, mais vous pouvez voir donc les formules qui ont été utilisées dans les nouvelles réglementations, que je vais vous envoyer aujourd'hui même.

1265 Cela a incité le ministère à exiger donc un plan de barrière de pression qui doit être soumis avant que les opérations ne commencent. On a aussi exigé, dans les cas où il faut avoir une barrière supplémentaire, et la plupart donc des puits de type Marcellus vont devoir avoir des systèmes de contrôle de la pression et il faut qu'il y ait deux barrières mécaniques au moins qui soient... qui aient été testées d'abord, qui puissent être testées et ce genre de barrière serait donc des barrières annulaires qui vont prévenir les explosions. Et vous avez différentes rampes qui doivent s'ajouter et qui doivent toutes pouvoir être testées.

1270 Cela a entraîné une autre série de réglementations qui se trouvent dans la nouvelle loi, et ces deux incidents, donc au Susquehanna County et l'incident EOG donc dans le comté de Clearfield ont entraîné ces changements à la réglementation. Alors, je suis désolé, c'était Gene qui parlait encore une fois, oui.

1275 **LE PRÉSIDENT :**

1280 On vous remercie pour la réponse. On aurait d'autres questions, brièvement. Avant d'émettre des permis, est-ce que les promoteurs sont obligés de se soumettre à une étude d'évaluation des impacts environnementaux? Est-ce que vous êtes toujours en ligne?

1285 **M. CHRISTOPHER TERSINE :**

We're still here. There is no environmental impact statement. Are you talking at the end of the drilling, when it's completed, like what has happened afterwards?

1290 **L'INTERPRÈTE :**

Il n'y a pas d'évaluation d'impact environnemental. Est-ce que vous voulez dire à la fin du forage, ce qui se passe après?

1295 **LE PRÉSIDENT :**

Par exemple, avant d'émettre un permis, est-ce que premièrement vous émettez un permis puits par puits ou vous avez une approche plutôt intégrée qui va donner un permis pour l'ensemble

1300 de l'entreprise et l'entreprise fait une étude des impacts environnementaux qui sont susceptibles de survenir?

M. CHRISTOPHER TERSINE :

1305 Oh, I understand what you're saying now. I guess I didn't understand it first. I apologize. This is Chris again. Yes, we do, we basically assess it well by well, and what I mean by that is permit by permit. So each permit gives you the ability to drill a well, so for each well, we assess that well site, whether or not you can drill on that site. And then once, you know, we assess that you're able to drill on that site, you will be granted that permit and you can drill that well on that location, and that's a, you know, latitude/longitude location.

1310 **L'INTERPRÈTE :**

1315 Ah oui, je comprends. Je pense que je n'avais pas bien saisi la question au début, excusez-moi. Nous faisons une étude d'impact puits par puits et permis par permis. Donc, chaque permis donne l'autorisation de creuser un puits. Donc, pour chaque puits, nous évaluons donc s'il est possible de creuser un puits à tel endroit et nous évaluons si ça peut se faire, et bien sûr, à ce moment-là, si c'est possible, vous avez l'autorisation de creuser à cet endroit précis, et c'est tout.

M. EUGENE PINE :

1320 And just to add to that – this is Gene – all the permittees all have to submit a control and disposal plan for all the waste that might be generated before the drilling actually begins, and they also have to submit satisfactory plans for erosion and sediment control, too.

1325 **L'INTERPRÈTE :**

1330 Et pour ajouter à cela – c'est Gene qui parle maintenant – alors les compagnies doivent soumettre un plan pour le traitement de tous les déchets qui pourraient être produits, avant de forer. Ils doivent donc soumettre un plan aussi pour le contrôle de l'érosion, par exemple.

M. CHRISTOPHER TERSINE :

1335 Right. And those things are, like I was stating before, that is within the PPC plan. These are all the things that need to be included within, you know...

L'INTERPRÈTE :

Et comme je le disais plus tôt, c'est ce qu'on appelle le plan PPC, donc c'est ce qui doit être soumis avec la demande.

1340

LE PRÉSIDENT :

O.K. Et ça prend combien de temps avant d'obtenir un permis?

1345

M. EUGENE PINE :

30 to 45 days. This is Gene, I believe it's about 30 to 45 days.

1350

L'INTERPRÈTE :

Ici, Gene. Je pense que c'est entre 30 et 45 jours.

1355

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Locat?

1360

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

C'est Jacques Locat, ici. Alors, j'aimerais savoir s'il y a une interaction en Pennsylvanie entre les gestionnaires de l'aménagement du territoire et l'industrie des gaz de shale visant entre autres le transport, les pipelines et les sites d'implantation des forages.

1365

M. EUGENE PINE :

This is Gene. Typically, the operators, the State requirements usually are... kind of trump the local requirements, but all the operators work very closely with all the municipalities. They work and try to adhere to all the local ordinances that might exist. So... and they're very – they work very closely with the local communities. They want to, you know, maintain and improve the infrastructure so, you know, on a local basis, on a municipal basis, there is, you know, significant interaction of, and public awareness with the operators. The operators typically will meet with the local community, it could be at a Town Hall, and they will be very proactive in engaging the local public just to bring them up to an awareness of what they're doing. You know, any concerns that need to be addressed, so that's a very common thing to do.

1370

L'INTERPRÈTE :

1375

C'est Gene qui parle. Normalement, les exploitants... bon. L'État passe avant les exigences locales, mais tous les exploitants travaillent avec les municipalités normalement. Ils essaient de respecter aussi les ordonnances et la réglementation locales et ils sont soucieux de travailler en étroite collaboration avec les collectivités. Ils essaient donc d'améliorer les infrastructures, donc au niveau local, au niveau des municipalités, par exemple, il y a une interaction importante. Les

1380

exploitants, normalement, vont rencontrer la collectivité, vous pouvez avoir une rencontre publique et ils vont prendre l'initiative pour rejoindre le grand public et leur expliquer ce qu'ils vont faire et répondre aux préoccupations que les citoyens pourraient avoir. C'est quelque chose qui se fait fréquemment.

1385

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Une autre question : d'après votre expérience sur les gaz de shale, quels seraient les éléments que vous jugez essentiel de connaître, à priori, donc en amont, pour mieux planifier l'impact environnemental de cette industrie?

1390

M. EUGENE PINE :

By 'upstream', you mean physically upstream from a water course, or...

1395

L'INTERPRÈTE :

Quand vous dites en amont, est-ce que vous voulez dire en amont donc d'une source...

1400

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Non, je veux dire les informations, par exemple, sur la qualité des eaux, sur la qualité des sols, est-ce qu'il y a des connaissances qui sont préalables? Qui sont essentielles à connaître avant, pour mieux appuyer l'industrie ou son développement ou minimiser les impacts sur l'environnement?

1405

M. CHRISTOPHER TERSINE :

This is Chris Tersine. Are you saying, is this well by well or is this industry as a whole? Like, what you want to know before you actually go and drill a well? Or what we allow before they drill a well?

1410

L'INTERPRÈTE :

Alors, c'est Christopher. Est-ce que vous voulez parler donc pour l'ensemble de l'industrie ou puits par puits? Alors, le genre de renseignements que vous voulez avoir avant de forer un puits ou...

1415

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

En anglais, je dirais « baseline information ».

1420

M. CHRISTOPHER TERSINE :

The baseline information from the...

1425

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Pour vous, en tant que gestionnaires. Par exemple, ça peut être des cartes géologiques, des cartes de la qualité des eaux, ça peut être... donc, quel niveau de connaissance du territoire faut-il avoir?

1430

M. CHRISTOPHER TERSINE :

You're asking what the quality of water is before you drill or do anything in that area, right?

1435

L'INTERPRÈTE :

Alors, vous voulez savoir, vous voulez avoir la qualité de l'eau avant de faire un forage, par exemple, dans une région donnée?

1440

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Oui, par exemple, oui.

1445

M. EUGENE PINE :

This is Gene. It's very, it's important for the operator to know the area-specific geology and the local groundwater conditions. The Oil and Gas Act actually requires the operator to document the quality of groundwater before they actually drill just to make a determination if there's been an effect by drilling after it is commenced.

1450

In the Marcellus, especially in areas in north-central Pennsylvania where the geology is relatively complicated, there is a need to understand the local geology to be able to better design your casing and cementing plan, especially in the area around Dimock, for example, the northern part of Pennsylvania where there's shallower gas above the Marcellus that needs to be accounted for in your casing and cementing plan.

1455

The operators are encouraged to solicit information from the Department, and also contact the geologic survey. They are also obligated to talk to local drillers because the surface casing needs to be set a minimum of 50 feet below the deepest fresh groundwater, and the burden is on them to determine what the deepest fresh groundwater, where that deepest fresh groundwater is.

1460

And to that extend, they need to talk to the local drillers and home owners to determine the depth of fresh groundwater in the area.

1465 So there is an expectation to properly document the geology and the local groundwater
conditions to ensure that they are not going to adversely affect anything by having an improperly
cased and cemented well, and to document the quality of the groundwater to preserve their
defence. If a well owner, six months after they drilled a well starts to complain about having... their
1470 groundwater was affected, clearly if the operator had sampled those wells before drilling occurred
and can clearly document that the contamination was pre-existing, in other words not the fault of
the operator, you know, that kind of groundwater information prior to drilling is critical as well.

1475 So between the geology and the groundwater conditions there, you know, there is an
expectation and a really good reason for the operator to, you know, make the calls, make the
determinations, talk to who they need to, do some investigative work. A lot of the operators even do
pilot holes now to see what the geology is, especially if it's in an area where drilling had not
occurred in the past, it's all very helpful.

1480 Another thing we've been seeing too is a lot of the drillers are actually kind of working
together and sharing information. If one well-driller had been in there for a significant period of time,
there's been some level of cooperation between the operators to -- they don't always, 100% of the
time help each other out, because obviously they are all, they are individual -- ensure their bottom
line is in consideration, but you know, there is some sharing of data, too. And we are kind of
encouraged by that.

1485 **L'INTERPRÈTE :**

1490 C'est Gene qui répond. C'est important que l'exploitant connaisse les propriétés géologiques
de l'endroit et l'état de l'eau. La *Loi sur l'eau et le gaz* exige que l'exploitant puisse établir la qualité
des eaux souterraines avant d'entreprendre le forage pour qu'on puisse établir ensuite si le forage
aura eu des conséquences ou des impacts sur l'eau.

1495 Dans la formation Marcellus, surtout dans le nord et le centre de la Pennsylvanie où la
structure géologique est assez complexe, il est important de comprendre la géologie du lieu pour
mieux concevoir le coffrage et le système de bétonnage qui doit l'entourer. Par exemple, dans le
nord de la Pennsylvanie où il y a du gaz donc à proximité des formations de Marcellus, les
exploitants sont invités à aller chercher de l'information au ministère et à contacter le service de
l'arpentage et de la géodésie et ils sont aussi invités à parler aux foreurs locaux parce que le
coffrage de surface doit se trouver à 50 pieds au moins de la source d'eau la plus proche. Et c'est à
1500 eux de faire la preuve de l'endroit où se trouve cette eau douce, et ils doivent parler donc aux
foreurs locaux, au propriétaire même du terrain, pour établir la profondeur des eaux souterraines
dans la région.

1505 Donc, il y a une obligation donc d'établir la condition de la nappe phréatique et la géologie pour éviter qu'ils causent des dégâts parce que le coffrage ne serait pas adéquat, et ils doivent établir également la qualité de la nappe phréatique pour pouvoir se défendre si, six mois après qu'ils aient creusé un puits, les propriétaires se plaignent de ce que leur eau a été affectée. Si l'exploitant avait pris la peine de faire un échantillon de cette eau et s'il peut établir après coup que la contamination était déjà préexistante, par conséquent qu'elle n'était pas le résultat de son intervention comme exploitant, alors cette information sur la nappe phréatique est importante.

1510 Donc, au niveau de la géologie et l'état de la nappe phréatique, il y a une entente et de forts incitatifs qui amènent l'exploitant à recueillir l'information. Ils sont donc invités à faire la recherche. Alors, bon, parfois, ils vont faire des forages pour établir la géologie du site, alors surtout s'il n'y a pas eu de forage antérieurement dans la région, c'est très utile de le faire.

1515 Une autre chose qu'on a faite, c'est que très souvent, les foreurs, bon, partagent entre eux l'information. Si, par exemple, le foreur d'un puits est dans la région depuis un certain temps, il y a déjà donc une certaine collaboration entre les exploitants. Bon, ils ne s'entraident pas toujours dans tous les cas, parce que bien sûr, il y a, bon, ils pensent aussi à leur profit, mais il y a quand même une certaine communication de l'information entre les exploitants et c'est quelque chose que l'on trouve encourageant, nous.

1520 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1525 Merci.

LE PRÉSIDENT :

1530 Madame Trudeau?

M. EUGENE PINE :

1535 Yes, that is... Jim Fuller just mentioned another point too, which is a good point. Typically before the operators even drill in an area, they'll run seismic surveys to determine what the stratigraphic environment is at depth to see what is a good area to target their actual well-drilling.

L'INTERPRÈTE :

1540 Comme Jim l'a signalé, et c'est quelque chose d'important, avant que l'exploitant ne commence à forer dans une région, il y a des études sismiques pour pouvoir établir l'environnement stratigraphique pour voir quel serait l'endroit le mieux indiqué à cibler donc pour leur forage.

LE PRÉSIDENT :

1545

Merci beaucoup. Madame Trudeau?

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

1550

Oui. Par qui sont faites ces analyses? Est-ce que ce sont des laboratoires indépendants, accrédités qui procèdent à ces analyses?

M. EUGENE PINE :

1555

This is Gene. When the wells are sampled, they need to be analysed by a well that has been certified, a third-party certification. But these are usually laboratories that are accredited by the Department.

L'INTERPRÈTE :

1560

C'est Gene. Quand on procède à des échantillons, il faut que ce soit analysé par un laboratoire qui soit agréé, oui. Qui a une certification. Alors, ce sont des laboratoires qui sont reconnus par le ministère.

1565

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Merci. Lorsque vous avez parlé des plaintes que vous recevez, vous avez mentionné que majoritairement ça concernait l'eau, mais vous avez aussi parlé du bruit. Quelles sont les sources de problèmes qui sont soulevés concernant le bruit et est-ce qu'il y en a au sujet de l'air? Merci.

1570

M. CHRISTOPHER TERSINE :

1575

Yes. This is Chris Tersine again, I'm the one that brought up the various complaints. We get all sorts of complaints, and one of those, like you're saying, is noise. Noise complaints are relative to the drilling process. At any given site, there is quite a few diesel engines running at all time, not to mention the drilling process itself makes some noise as well, and this can take place 24/7 unless there's an ordinance within that area that would prohibit that.

1580

Also, you know, truck traffic also makes noise. You know, the larger trucks that carry water back and forth, and other materials for the well site. Those are just an example of noise. The types of -- you were talking about the air pollution problems would be -- again, with those diesel engines running on site for generation of power, and also for drilling, those are -- it is something we have taken into account to try to understand what, you know, that would cause for an air emission source for that area, and that is something that we are currently working on now, to try to figure out some

1585 reasonable idea and explanation on what we need to do with that. So currently right now, we're just trying to figure out whether those sources are going to be aggregated or not.

L'INTERPRÈTE :

1590 Oui, c'est Christopher. Donc, c'est moi qui ai parlé des plaintes. Nous avons toutes sortes de plaintes et, comme vous dites, effectivement le bruit en fait partie. Alors, c'est lié au processus, aux techniques de forage. Alors, dans un site donné, donc il y a plusieurs moteurs diesel qui sont en action, sans parler du forage lui-même qui est bruyant. Et, bon, cela peut travailler donc 24 heures sur 24, 7 jours, à moins qu'il y ait une réglementation dans la région qui l'interdise.

1595 Également, le trafic routier, donc vous avez de gros camions qui circulent, des camions-citernes qui transportent de l'eau et d'autres camions lourds qui... alors, ce sont des exemples de bruit. Vous parliez aussi des problèmes de pollution de l'air. Avec ces moteurs diesel donc qui travaillent sur le site, le forage aussi, pour le forage, c'est quelque chose dont nous avons tenu compte pour essayer de comprendre ce que cela pourrait provoquer comme source de pollution atmosphérique dans la région, et nous travaillons là-dessus présentement pour essayer de voir ce que nous pourrions faire à ce sujet. Alors, pour l'instant, nous essayons de voir s'il y a moyen d'atténuer ces sources de pollution.

1605 **M. EUGENE PINE :**

And this is Gene, I was going to add one or two points to the noise part. I've been to wells, Marcellus wells, where they've actually erected sound barriers around the entire well site, and they are extremely effective. They were not obliged to do that, but as a good neighbourly measure, they actually put up these fairly tall sound barriers around their site to protect the community from the noise. They were very effective, the community was actually very grateful, so they do have things that they can do like that in case the noise becomes an issue.

1615 Having said that, the drilling of the well is not an infinitely long time. They could be done, totally done drilling the well in less than a month, and then once they are done, they are gone and all that noise basically subsides. You've got a gas well that is just hooked up to a production line and it has minimal surface impact at that point, and there is really no noise issues associated after that first month during the drilling.

1620 **L'INTERPRÈTE :**

C'est Gene, maintenant. J'allais ajouter un ou deux points à propos du bruit. Je suis allé à des puits Marcellus où ils ont effectivement construit des barrières de son, donc autour du puits et c'est très efficace. Et l'exploitant n'était pas obligé de le faire, mais par souci de bon voisinage, ils ont construit donc ces barrières antibruit autour de leur site pour protéger la collectivité. Ces

1625

barrières sont très efficaces, la collectivité en a été reconnaissante. Donc, il y a des choses qu'on peut faire si le bruit devient un problème.

1630 Ceci dit, le forage du puits ne dure pas indéfiniment. Ça peut se faire, bon, en moins d'un mois, très souvent. Et une fois que le puits est creusé, donc ça, c'est terminé et tout ce bruit donc disparaît. À ce moment-là, vous avez simplement un puits de gaz qui est rattaché à un système de tuyauterie et, à ce moment-là, il n'y a plus de problème de bruit qui se pose après ce premier mois de forage.

1635 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Monsieur Germain, ça va? Monsieur Locat, ça va? Madame Trudeau, ça va? J'aurais peut-être une dernière question. Est-ce qu'il y a des comités de citoyens, des comités de suivi qui impliquent des citoyens?

1640 **M. CHRISTOPHER TERSINE :**

This is Chris Tersine again. Can you explain that a little bit more? Do you mean action groups, like citizen groups that monitor well drilling?

1645 **L'INTERPRÈTE :**

C'est Christopher. Pourriez-vous expliquer ce que vous entendez par... vous parlez de groupes de citoyens, c'est des groupes d'action qui surveilleraient donc les forages?

1650 **LE PRÉSIDENT :**

Non. Est-ce qu'il y a un lieu où l'industrie informe les citoyens des impacts environnementaux, les consulte sur les façons de faire et diffuse de l'information?

1655 **M. EUGENE PINE :**

1660 Well, the industry, especially the Deep Gas Industry, is very proactive with the local municipalities. They are highly engaged with the citizens, they run Town Hall meetings. They actually have invited the local leaders to the well site. They have issued seminars and training seminars at schools, and I believe that they – I don't think there's anything that mandates a certain type and amount and timeframe for interacting with the public, but they are very proactive just because they're trying to be good corporate neighbours. Now, obviously it's not a seamless thing all the time.

1670 Most of the Marcellus operators and some of the non-Marcellus operators are – they have a large group called the Marcellus Shale Coalition, and that collective group is also very, very engaged in dealing with the public, and there, you know, there are notification requirements that, you know, the Department gives that... we have a very significant notification process with the public. They can access our website, they can see where all the drilling activities are. We constantly get calls, they constantly get calls, so there's a significant flow of informative information that goes back between the, you know, the local government, the state, and the operators.

1675 **L'INTERPRÈTE :**

1680 L'industrie, en particulier l'industrie gazière est très proactive dans ses contacts avec les municipalités. Elle rencontre les citoyens, elle organise des réunions publiques, elle invite les leaders locaux sur le site du puits, ils organisent des séminaires, donnent des séminaires de formation dans les écoles, je pense que... je ne pense pas qu'il y ait quoi que ce soit qui les oblige à un niveau donné d'interaction avec le public, mais ils sont très proactifs parce qu'ils essaient d'être de bons voisins, comme entreprises. Évidemment, ce n'est pas quelque chose qui se fait sans problème tout le temps.

1685 La plupart des exploitants Marcellus et quelques-uns des autres ont formé donc la coalition du gaz de shale Marcellus et ce groupe donc est très engagé pour essayer de rejoindre le public. Et bien sûr, il y a des obligations donc d'aviser la population qu'émet le ministère. Alors, nous avons donc des... ils ont aussi une présence au public, parce qu'ils peuvent avoir accès à notre site Web. Nous recevons des appels constamment, ils reçoivent aussi des appels, donc il y a un échange d'informations continu entre les municipalités, l'État et les exploitants.

1690 **LE PRÉSIDENT :**

1695 Messieurs, ça complète notre période de questions. Merci beaucoup pour votre disponibilité et merci beaucoup pour votre générosité. Peut-être que nous aurons le plaisir de se revoir dans un mois, donc merci beaucoup.

M. EUGENE PINE :

1700 You're welcome. I thank you for your time. I was happy to be part of it, and I wish you all the best and I will send you up the draft regulations to Edith.

L'INTERPRÈTE :

1705 Bien, je vous remercie vous aussi de votre temps. Nous sommes heureux d'avoir participé à cette consultation, nous vous offrons tous nos vœux et nous vous enverrons donc le texte de notre réglementation pour que vous puissiez la lire.

LE PRÉSIDENT :

Merci. Merci, au revoir.

1710

M. EUGENE PINE :

Bye, bye.

1715

LE PRÉSIDENT :

Et nous, de notre côté, nous allons prendre une pause de 10 minutes. Nous sommes de retour à 15 h 40. Merci.

1720

PAUSE

LE PRÉSIDENT :

1725

Merci beaucoup. Donc, on va reprendre nos travaux, mais avant de poursuivre dans les questions de la commission, j'aimerais peut-être entendre nos personnes-ressources, si vous avez certains commentaires par rapport à l'entrevue qu'on vient de faire avec les gens de la Pennsylvanie.

1730

Tout d'abord, Monsieur Laliberté, est-ce que vous avez certains commentaires brefs, vos réactions?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

1735

Oui, Monsieur le président. Comme vous le savez, la future *Loi sur les hydrocarbures* va être accompagnée d'un règlement et ce règlement-là va s'inspirer des meilleures pratiques et on est content d'avoir entendu les gens de la Pennsylvanie aujourd'hui qui, suite à certains événements qui sont arrivés là-bas, ont justement ajusté leur réglementation et, principalement, la profondeur des coffrages, la cimentation, les tests d'intégrité pour tenir compte des phénomènes géologiques qu'ils ont là-bas. Ils ont du gaz naturel à faible profondeur, puis justement, ils veulent s'assurer que les coffrages vont être mis en place de façon à éviter que ce gaz-là remonte à la surface.

1740

LE PRÉSIDENT :

1745

O.K., merci. C'est tout? Ça va?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

1750 C'est mon commentaire général.

LE PRÉSIDENT :

1755 Vous, du côté du ministère du Développement durable, Madame Audet, est-ce que vous avez un commentaire à formuler par rapport aux sujets qui ont été discutés?

Mme FRANCINE AUDET :

1760 Madame Guay en aurait un à formuler.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour!

1765 **Mme ISABELLE GUAY :**

1770 Bonjour! C'est plus concernant les permis. Vous avez posé la question leur demandant si les permis étaient donnés puits par puits plutôt que pour un ensemble de puits. Effectivement, l'approche qu'ils utilisent c'est puits par puits, on utilise sensiblement la même approche qu'eux, sauf que quand... en tout cas, c'est peut-être moi qui ai manqué, parce que je peux avoir manqué des bouts en anglais, mais ils ont quand même déposé une norme sur les chlorures pour l'industrie gazière qui est plus sévère que pour les autres types d'industrie, pour tenir compte du fait qu'il y a beaucoup de puits. Donc, c'est des normes qui ne sont plus à ce moment-là puits par puits et la norme pourrait être beaucoup plus élevée si c'était évalué puits par puits, mais ils ont fait beaucoup plus sévère, justement, pour tenir compte du fait qu'il y en avait beaucoup. Donc, je ne pense pas qu'il avait été mentionné.

LE PRÉSIDENT :

1780 Moi, si j'ai bien compris, c'est comme s'ils donnaient une autorisation en vertu de l'article 22. C'est comme si c'était un CA que le ministère émet en général, là.

Mme ISABELLE GUAY :

1785 C'est sensiblement la même chose. C'est plus l'approche que, si jamais je peux le faire, je décrirai ou des attestations d'assainissement qu'on fait, nous, pour les papetières, donc c'est comme un permis, comme un CA, sauf que c'est des permis qui sont renouvelables.

LE PRÉSIDENT :

1790 O.K. Mais d'après vous, est-ce qu'il y aurait des avantages ou non à faire une évaluation
environnementale et est-ce qu'il y aurait désavantage à regrouper l'ensemble des puits et traiter
l'entreprise comme un – j'aimerais ça vous entendre là-dessus – comme un promoteur, comme
1795 un... un promoteur d'éoliennes, on va traiter l'ensemble des éoliennes dans un site. Qu'est-ce qui
fait que... est-ce qu'il y a une différence?

Mme ISABELLE GUAY :

1800 Oui. Bien, en fait, c'est une discussion qu'on a justement, où normalement l'approche qu'on
utilise va puits par puits... pas puits par puits, mais rejet par rejet pour l'ensemble de certains rejets.
Comme pour le municipal, où on retrouve des contaminants qu'on retrouve dans toutes les
municipalités, comme le phosphore, les coliformes, des choses comme ça, on va utiliser une
approche plus globale. Mais ce n'est pas une approche qui est faite pour tous les contaminants qui
est actuellement disponible.

1805 Et, effectivement, si on pense à des scénarios où il y a une plus forte densité – puis je pense
que c'est comme ça qu'il va falloir regarder les impacts possibles de cette industrie-là – parce
qu'effectivement, un seul puits, ce n'est pas un gros impact. Je pense qu'on peut arrêter de se
questionner sur ce qui s'est passé depuis quelques années ici. On appelle ça des petits pipis, chez
1810 nous, il n'y a probablement pas eu d'impact sur l'environnement à date, mais c'est quand on
regarde des scénarios de grande densité qu'on peut se demander comment il faudra, à ce
moment-là, regarder l'ensemble des rejets en même temps.

1815 Donc, effectivement, je ne sais pas la mécanique encore, mais c'est possible que... il faut
voir l'impact de plusieurs rejets en même temps.

LE PRÉSIDENT :

1820 Merci. Du côté de l'industrie?

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

1825 Merci, Monsieur le président. Parmi nos membres, je pense qu'il y a seulement un membre
qui a une compagnie qui est active en Pennsylvanie maintenant, et une des choses que j'ai
soulignées pendant son discours, c'est qu'au niveau du système de leur permis et le temps que ça
prend pour obtenir les permis. Et je sais que certains de nos membres ont fait comme une analyse
des différentes juridictions de combien de temps ça prend pour obtenir les permis, et je sais que la
Pennsylvanie est un des plus efficaces. Disons que c'est quelque chose que j'ai souligné de la
partie tantôt.

1830

LE PRÉSIDENT :

O.K., merci. Du côté de Gaz Métro, avez-vous un commentaire?

1835

M. JEAN TRUELLE :

Pas de commentaire particulier, Monsieur le président.

1840

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Bohm, est-ce que vous avez un commentaire? Non? Monsieur Malo?

1845

M. MICHEL MALO :

Je n'ai pas de commentaire, Monsieur le président.

1850

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Therrien? Ça va? Monsieur Lavoie?

1855

M. DENIS LAVOIE :

Juste un bref complément à ce qui a été discuté par un des deux intervenants où il a précisé qu'il était possible de distinguer la source du gaz dans la Pennsylvanie. Donc, l'outil utilisé, les isotopes du carbone dans le méthane, c'est un outil qui a été testé avec succès ici au Québec. Il y a d'ailleurs une publication scientifique par St-Antoine et Héroux dans le *Journal canadien des Sciences de la terre*, en 1993, où ils ont été capables clairement de distinguer isotopiquement le gaz présent dans un réservoir conventionnel à Saint-Flavien, le gaz qui provenait de l'Utica, le gaz à faible profondeur dans le réservoir de sable non consolidé dans la région de Pointe-du-Lac et Yamachiche, donc au niveau isotopique du gaz, les deux gaz sont bien différents. Donc, il est possible de distinguer la source et l'origine du gaz en utilisant les isotopes du carbone dans le méthane.

1860

LE PRÉSIDENT :

1865

Merci beaucoup pour cette précision. Donc, sans plus tarder, je céderai la parole à monsieur Germain pour... oui? Un commentaire additionnel du ministère du Développement durable, bien sûr.

Mme FRANCINE AUDET :

1870

Oui, pardon. C'est parce que c'est mon collègue du Centre du Québec qui vient de m'informer que dans les dernières autorisations qui ont été délivrées en 2010, l'étude de la demande s'est faite par site. Donc, ils ont autorisé, en fait, il m'a dit 6 puits sur 10 ans. Et la CPTAQ a fait la même démarche. Donc, c'est possible, à l'intérieur d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22, plutôt que d'y aller puits par puits, bien, de prendre en considération le site en tant que tel de forage où est-ce qu'il y avait 6 puits de prévus.

1875

LE PRÉSIDENT :

1880

Je n'ai pas saisi tout à fait. Vous dites que la CPTAQ a fait une analyse de 6 puits?

Mme FRANCINE AUDET :

1885

Oui, aussi. En fait, nous, ce qui a été autorisé, disons, c'est le site des travaux, mais il était prévu que la compagnie fore 6 puits sur ce site-là.

LE PRÉSIDENT :

1890

Ah, O.K.

Mme FRANCINE AUDET :

1895

Et donc, c'est une démarche qui a été faite, qui est un peu différente du puits par puits dont on parlait tantôt, là, c'est vraiment l'analyse globale du site qui a été faite.

LE PRÉSIDENT :

1900

Donc, ce serait le « pad » au complet.

Mme FRANCINE AUDET :

Oui, c'est ça, le « pad » dont on avait parlé.

LE PRÉSIDENT :

1905

O.K. C'est important d'avoir quand même toute cette réflexion-là. Donc, Monsieur Germain, est-ce que vous avez quelques questions?

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Oui, merci. J'aurais une question au ministère des Ressources naturelles. Alors, dans l'explication que nous avons eue tout à l'heure, il a été beaucoup question du renforcement des coffrages, notamment par une meilleure cimentation et aussi de moyens de contrôle de surpression. Si je compare – là, on n'a pas le nouveau règlement entre les mains bien entendu, mais de ce que vous avez entendu, comment se compare la réglementation actuelle du ministère concernant les coffrages et ces moyens de contrôle de surpression?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

Monsieur le président, eux ont une zone qui est surpressurisée dans le... ils ne nous ont pas précisé la nature de la formation géologique, on ne sait pas si c'est du charbon, on ne sait pas si c'est du morts-terrains, on ne sait pas si c'est une formation autre qui est surpressurisée, mais ils ont un problème avec une unité géologique qui se situe au-dessus du Marcellus, et semble-t-il qu'un des problèmes qui est survenu, c'est qu'ils n'ont pas tenu compte de cette zone-là qui est surpressurisée et la cimentation du coffrage n'a pas résisté lors des forages de bouchon entre les stages de fracturation.

Donc, pour contrer ça, ils vont justement modifier leurs règles concernant la profondeur des coffrages, le type de cimentation et les tests d'intégrité et, également, le système antiéruption.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Et ce besoin ne serait pas effectif ici?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

Bien, ici, le coffrage de surface, il est mentionné dans notre règlement que le coffrage doit avoir au moins 10 % de la profondeur totale du puits. Donc, règle générale, les compagnies ici installent leur coffrage à 200 – le coffrage de surface – à 250 mètres de profondeur, ce qui fait que les eaux de surface qui se situent à peu près à 100 mètres sont protégées. Mais on pourrait voir de quelle façon ils vont libeller ça pour s'assurer que vraiment tous les aquifères sont bien protégés.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Très bien, merci. J'ai une petite question concernant la fracturation... non, je préfère attendre ce soir pour ma fracturation. J'irais du côté du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, une question qui est en lien avec les certificats d'autorisation, c'est une question d'un citoyen, monsieur Jean Barril du Centre québécois du droit de l'environnement :

1950 alors, une fois qu'un certificat d'autorisation a été accordé sous l'article 22, est-ce qu'il y a un délai de péremption du 22? Est-ce que les gens... ça court indéfiniment ou s'il y a un délai?

Mme FRANCINE AUDET :

Monsieur Paul Benoît va venir répondre à la question.

1955 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Alors, notamment en ce qui a trait aux prélèvements d'eau, le nouvel amendement que vous avez fait aussi, là.

1960 **M. PAUL BENOÎT :**

1965 Bonjour. Dans des cas normaux, il n'y en a pas. Cependant, si le promoteur nous indique une périodicité pour une activité donnée, il est possible qu'un CA soit donné de façon temporaire. Mais normalement, dans la plupart des cas, si on parle pour un puits, par exemple, il n'y aura pas de délai d'application.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

1970 Lorsqu'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 est donné pour un prélèvement d'eau – la semaine passée, on en avait discuté – mais est-ce qu'au moment de l'émission du CA, on tient compte de la quantité d'eau qu'il y a dans les rivières?

M. PAUL BENOÎT :

1975 Les notions sont prises en compte, oui.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

1980 Disons, le sens de la question de monsieur Barril, entre autres, c'est qu'il dit : bien, si un certificat est donné, par exemple, au printemps, on est en période de crue et que le prélèvement d'eau se fait en étiage, par exemple au début du mois d'août, est-ce que ça peut poser un problème, ça, pour le ministère?

1985 **Mme FRANCINE AUDET :**

Oui. Je vais un petit peu préciser. Les prélèvements d'eau, on les étudie sous l'angle, justement, des débits d'étiage, donc on accorde un certain pourcentage du débit d'étiage. On n'y va pas selon le moment instantané de l'année où est fait le prélèvement.

1990

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Très bien, je vous remercie.

1995

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Locat? Madame Trudeau?

2000

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Oui, Monsieur le président, j'ai une question qui nous a été posée par courriel de monsieur Sirois qui dit habiter à Champlain où trois puits ont été forés derrière chez lui. Il se demande si l'industrie a prévu un plan d'intervention face à une éventuelle contamination de la nappe phréatique et il se pose la question, car en aval des forages, entre la rive de l'île Carignan et le fleuve Saint-Laurent, se trouve un milieu humide magnifique, semble-t-il, où on y trouve une grande diversité biologique. Et il a observé des espèces ayant un statut jugé précaire, notamment des tortues des bois.

2005

Alors, il se demande si l'industrie prend en considération la faune, la protection de la faune et de la flore lorsqu'elle effectue le choix des sites. Voilà.

2010

LE PRÉSIDENT :

Donc, la question est adressée à l'industrie?

2015

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Oui.

2020

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

Merci, Monsieur le président. Un de nos membres de notre panel, qui s'appelle monsieur Stahl, s'occupe de la réglementation et les autorisations. Donc, Monsieur Stahl.

2025

M. MELVIN STAHL :

Bonjour, Monsieur le président.

2030

LE PRÉSIDENT :

Bonjour!

M. MELVIN STAHL :

2035 Yes, I am Mel Stahl with Forest Oil Corporation, one of the wells in Champlain is our location, our well, and we do take into account the native wildlife in the location of our wells. The one well that we drilled in that location is not located up against either the river or... the St.Lawrence River, or any of the other smaller streams or rivers in that area, and we do take steps to protect the local wildlife.

L'INTERPRÈTE :

2040 Bonjour. Oui, je suis Mel Stahl avec Forest Oil Corporation et un des puits à Champlain, c'est notre emplacement, notre puits et on tient compte de la faune autochtone aux emplacements de nos puits. Un puits qu'on a foré dans cet emplacement-là n'est pas situé près, contre la rivière ou le fleuve Saint-Laurent ou tout autre plus petit cours d'eau dans cette région et on s'assure de la protection de la faune locale.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2050 De quelle manière? How do you?

M. MELVIN STAHL :

2055 We do that by attempting to locate the well away from sensitive areas, such as wetlands, and in this case the well is located on farmland, it's a corn field, normally.

L'INTERPRÈTE :

2060 On le fait en essayant de situer le puits de façon éloignée des endroits plus sensibles, par exemple des zones humides. Ici, c'était par exemple sur une zone agricole de maïs.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2065 Mais auparavant, est-ce qu'il y a un relevé de ces espèces, est-ce que vous faites un « survey »?

M. MELVIN STAHL :

2070 In this case, we did not conduct a survey because it is normally farmland that we utilize for our location. If we were in an area that was more sensitive, or appeared to be more sensitive, we may, if necessary, requested, conduct a survey. But in this case, it was a farmland, so we did not.

L'INTERPRÈTE :

2075 Dans ce cas-ci, non, on n'en a pas fait, car en général c'est de la terre agricole qu'on utilise pour nos emplacements. Et si on se trouvait dans une région qui était plus sensible ou qui semblait être plus sensible, il se pourrait, si nécessaire, demander de faire un sondage, mais dans ce cas-ci, c'était une terre agricole, donc on ne l'a pas fait.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2080 Est-ce qu'on a observé quelque problème avec les oiseaux, surtout lorsqu'il y a des bassins de rétention, est-ce que quelques problèmes ont été soulevés au sujet des oiseaux?

M. MELVIN STAHL :

2085 On this location, we did not observe any problems with birds in our pits, no.

L'INTERPRÈTE :

2090 À cet emplacement, on n'a pas observé aucun problème au niveau des oiseaux dans nos bassins, non.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2095 Non, je comprends, mais ma question était plus générale.

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

2100 Pour répondre aux questions, Madame Trudeau, plutôt générales sur la faune, il y a une autre personne aussi que je pense peut répondre aussi, donc je vais demander à monsieur Perron de venir répondre pour un autre exemple aussi, si vous permettez. Merci.

LE PRÉSIDENT :

2105 Nous vous écoutons.

M. VINCENT PERRON :

2110 Donc, je suis content que la question des espèces menacées puis de protection de la faune aviaire ait été soulevée ici à la commission. Donc, en ce qui concerne les espèces menacées, soit les espèces végétales, les espèces animales ou même celles qui sont susceptibles d'être ainsi désignées, il est certain que dans certains secteurs plus sensibles, il y a des inventaires qui sont

2115 faits. Je prends par exemple dans la Seigneurie de Joly, les sites de forage de Talisman Énergie de
Saint-Édouard-de-Lotbinière et de Leclercville sont situés sur le territoire public, situés quand
même à une certaine proximité d'une réserve écologique où il y a eu mention de certaines espèces
menacées, comme la tortue des bois, il y a aussi des espèces comme l'ail des bois. Donc, avant
de construire le site, il y a des demandes qui ont été formulées au ministère de l'Environnement
pour consulter la banque de données sur des espèces menacées, pour savoir s'il y avait eu des
occurrences de ces espèces-là dans le secteur visé. Dans ce cas-ci, c'était négatif.

2120 Le site de Saint-Édouard-de-Lotbinière aussi il y a eu un inventaire qui a été fait
systématique sur le site pour déterminer s'il y avait la présence ou non de ces espèces-là. Dans le
cas de notre site de Leclercville, il y avait eu des... il venait d'y avoir une coupe forestière, donc ça,
il n'y a pas eu d'inventaire de fait, mais quand même, on a quand même demandé au MDDEP s'il y
2125 avait eu des occurrences de telles espèces. Puis pour finaliser la question sur les bassins,
certaines compagnies vont installer des filets, effectivement, au-dessus des bassins pour s'assurer
que, surtout en période de migration comme on a présentement, les oies blanches, les canards,
tout ça donc n'utilisent pas nos bassins pour... Donc, certaines compagnies effectivement utilisent
des filets pour protéger la faune aviaire.

2130 **LE PRÉSIDENT :**

Avez-vous un complément d'information du côté du MDDEP?

2135 **Mme FRANCINE AUDET :**

Bien, en fait, juste pour dire que pour nous, le forage, on l'autorise seulement dans le cas
des milieux humides ou hydriques. Donc, s'ils forent en milieu terrestre, si on veut, on n'est pas
présent à cette étape-là. Mais n'empêche qu'il y a personne qui a le droit de forer dans un habitat
2140 floristique, par exemple.

LE PRÉSIDENT :

Allez, Madame Trudeau.

2145 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

J'ai une autre question qui nous est parvenue par courriel de monsieur André Bélanger, ça
concerne les boisés. Quelle est la mécanique et la façon de faire si une entreprise décide de venir
2150 forer sur un lot boisé sur lequel une petite érablière est en production? Quels sont les scénarios,
qu'il y ait entente ou non entre les deux parties? C'est sa question. Et est-ce que l'entreprise peut
abattre tous les arbres qu'elle désire et dans quel état doit-elle remettre les lieux à la fin, sachant

qu'un érable prend plusieurs années avant d'être productif? Alors, j'imagine que la question pourrait être adressée au MDDEP et à l'industrie?

2155

LE PRÉSIDENT :

D'abord à l'industrie.

2160

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Oui.

2165

M. VINCENT PERRON :

Une autre bonne question. Donc, les milieux boisés en milieu privé, effectivement il y a certaines compagnies qui vont effectuer des forages là-bas. C'est important de savoir qu'il y a des érablières qui sont – puis là, on parle ici d'érablières principalement – des érablières qui sont protégées au sens de la *Loi sur la protection du territoire agricole*. C'est des érablières de plus de 4 hectares. Donc, les compagnies, avant même de commencer la construction du site vont s'assurer avec une firme d'ingénieurs agroforestiers de déterminer s'il y a la présence de telles érablières. Puis de toute façon, lorsqu'on fait des demandes à la Commission de protection du territoire agricole, on doit leur fournir la preuve que dans un milieu boisé, c'est exempt d'érablières commerciales, donc d'érablières de plus de 4 hectares.

2170

2175

Puis ensuite de ça, pour abattre des arbres dans des lots privés, donc des forêts en milieu... des forêts privées, on doit aller chercher des permis d'abattage d'arbres à la MRC, donc il faut formuler une demande, il faut présenter un plan d'arpentage très précis, puis déterminer s'il n'y a pas eu des plantations. Parce que vous savez, il y a des plantations qui ont été subventionnées, donc il faut déterminer s'il y a de telles plantations puis quand ces plantations subventionnées là sont coupées avant même d'atteindre la maturité, on doit compenser, on doit fournir, dans le fond, rembourser les frais publics qui ont pu servir à l'aménagement de ces forêts en milieu boisé.

2180

Donc, j'espère avoir bien répondu à la question.

2185

LE PRÉSIDENT :

Merci beaucoup. Ça va, Madame Trudeau?

2190

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Oui.

LE PRÉSIDENT :

2195

Donc, Monsieur Germain?

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2200

Oui. Je vais retourner du côté du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Tout à l'heure, en début de séance, on a mentionné les fameux portraits régionaux de l'eau, on parlait des proportions d'utilisateurs, par exemple, qui étaient en eau de surface, mais du côté des quantités d'eau, est-ce que les portraits régionaux contiennent des données sur les quantités d'eau utilisées par région?

2205

Mme FRANCINE AUDET :

Je vais demander à monsieur Ouellet de répondre à la question.

2210

M. MICHEL OUELLET :

2215

Non, on ne possède pas – ces portraits-là portent vraiment, comme j'ai mentionné, c'est des portraits généraux concernant l'eau potable, donc ça concerne strictement l'approvisionnement en eau potable des collectivités. Donc, on peut quand même déduire les quantités d'eau utilisées en fonction de la population puis en prenant, exemple, les valeurs de référence qu'on trouve dans le Guide du ministère pour les installations et production d'eau potable, là.

2220

Mais je vous dirais que depuis au mois d'août, pas d'août dernier, mais août 2009, plutôt, le Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau est entré en vigueur. Donc, ce Règlement-là a pour objectif, justement, entre autres, de dresser un portrait de la consommation, des prélèvements d'eau au Québec. Donc, il y a des critères qui obligent les différents utilisateurs d'eau à déclarer leurs prélèvements d'eau puis cette déclaration-là est annuelle. Donc, ils vont devoir déclarer, année après année, les quantités d'eau qu'ils prélèvent.

2225

Alors, c'est sûr que c'est un nouveau règlement, même si ça fait un an, c'est une grosse mécanique à mettre en branle, alors avec les données recueillies, je vous dirais qu'on va être réellement en mesure de produire un portrait, je dirais, assez complet de quels sont les prélèvements d'eau au Québec. Donc, on a des chiffres préliminaires, là, mais je vous dirais que, bon, c'est encore en marche.

2230

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Très bien, merci. Tout à l'heure, ma collègue a mentionné les bassins de stockage des eaux de retour de la fracturation, notamment; au point de vue contrôle de qualité, pour s'assurer que ces

2235 bassins-là, 1) sont bel et bien étanches; 2) que – on dit le terme – qu'une « revanche » suffisante
pour éviter, s'il y avait des fortes pluies, qu'il y ait débordement, est-ce que le ministère fait des
contrôles de qualité pour le design de ces bassins-là?

Mme FRANCINE AUDET :

2240 Monsieur Martin Tremblay va venir.

LE PRÉSIDENT :

2245 Alors, bonjour!

M. MARTIN TREMBLAY :

2250 Bonjour! Concernant l'intégrité des bassins, bien, ça dépend des types de bassins qui sont
utilisés pour accumuler ces eaux de fracturation là. Dans un sens, il y a des bassins de type genre
piscine, là, qui sont utilisés. La manière de les vérifier, bien, c'est de s'assurer qu'il n'y a pas
d'exfiltration d'eau ou d'écoulement d'eau en périphérie au niveau de la membrane. Puis on peut
juger aussi de l'état de la membrane visuellement.

2255 Concernant les bassins qui sont aménagés à même le sol avec des membranes à l'intérieur,
là, à ce moment-là, la façon de contrôler ça, c'est avec effectivement une inspection visuelle de la
membrane et également des piézomètres pour vérifier s'il n'y a pas des écoulements en dessous
de la membrane, là, soit par des fissures invisibles ou des mauvaises... comment je pourrais dire
ça, des mauvaises soudures sur la membrane.

2260 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Si je comprends bien, est-ce que vous exigez l'installation de piézomètres?

2265 **M. MARTIN TREMBLAY :**

Ça pourrait arriver.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2270 O.K., ça peut arriver. Donc, ce n'est pas automatique.

M. MARTIN TREMBLAY :

2275 On l'a déjà fait dans d'autres secteurs, mais là, dans le secteur des puits gaziers, on l'a pas demandé encore, là.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2280 O.K., mais ça pourrait arriver éventuellement.

M. MARTIN TREMBLAY :

2285 Ça pourrait arriver, ça, des aménagements de ce type-là, effectivement.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2290 Ça marche. Et aussi, si vous vous assurez qu'il y ait une revanche suffisante, est-ce que vous demandez un bilan de l'eau à ce moment-là? Quand je parle des contrôles, c'est est-ce que simplement vous dites : vous êtes responsables de désigner un bassin de capacité suffisante, qui va avoir suffisamment d'endroits pour absorber une pluie qui pourrait survenir?

M. MARTIN TREMBLAY :

2295 Oui, on tient compte de ces éléments-là lorsqu'on analyse la demande de certificat d'autorisation, là, pour s'assurer que le bassin a les capacités adéquates pour accumuler des eaux usées de fracturation et, aussi, les volumes d'eau qui pourraient provenir des précipitations, puis également des interventions au besoin, là, s'il y a des niveaux qui sont atteints, afin de pouvoir abaisser le niveau de ces bassins-là.

2300

LE PRÉSIDENT :

2305 Très bien, je vous remercie. Une autre question, ma dernière question au MDDEP, ça concerne – hier, il a été question de la fameuse redevance sur les prélèvements industriels d'eau, vous avez dit que vous répondriez aujourd'hui, alors si vous pouvez apporter un complément?

Mme FRANCINE AUDET :

2310 Oui, ça va être monsieur Ouellet.

M. MICHEL OUELLET :

2315 Oui. Bon, le 4 juillet... le 5 mai, plutôt, dernier, le ministère a publié un projet de règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau. Donc, on parle, nous, dans notre langage de prépublication, donc c'est un projet de règlement qui a été publié, dans le fond, en consultation, à la Gazette officielle du Québec. Donc, c'est une période de 60 jours, ça s'est terminé le 4 juillet 2010.

2320 Alors, nous sommes en train de procéder à l'analyse des mémoires, commentaires reçus au cours de cette période-là. Donc, ce que je peux vous dire c'est ce que le projet contenait, à savoir que oui, l'industrie du gaz va être visée par les dispositions du règlement. Je me réfère toujours au projet de règlement publié. Naturellement, il y a des dispositions qui peuvent changer, là. Alors, les informations que je vous donne là, dans ce qui a été prépublié, donc le taux qui s'appliquerait à ce moment-là, c'est le taux de 0,7 \$ le mètre cube au niveau de la redevance.

2325

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Alors, ça, c'est un taux uniformisé pour l'ensemble des prélèvements industriels?

2330

M. MARTIN TREMBLAY :

2335 Oui, ça vise les catégories suivantes, c'est-à-dire fabrication, production de l'eau embouteillée; production de boisson; production de marinades ou de conserves de fruits et légumes; fabrication de produits minéraux non métalliques; fabrication de pesticides, d'engrais et d'autres produits chimiques agricoles; fabrication de produits chimiques inorganiques; et extraction de pétrole et de gaz.

Donc, ce sont les secteurs qui sont visés par ce taux de redevance là.

2340

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

Très bien, je vous remercie.

2345

LE PRÉSIDENT :

Madame Trudeau?

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2350

Oui. Alors, je pense que ça introduit bien la question d'un citoyen, par courriel, monsieur Audrey Jobin-Piché se demande quelles sont les données sur lesquelles se base le ministère de

2355 l'Environnement afin d'affirmer que la baisse de 20 % du débit des cours d'eau ne sera pas néfaste pour les écosystèmes aquatiques? Et, subsidiairement, quelles sont les mesures d'atténuation prévues par l'entreprise pour compenser cette perte d'eau et il se demande pourquoi on n'utilise pas les eaux usées au lieu de dépenser de l'eau propre des cours d'eau.

Alors, il y a une partie qui s'adresse au ministère et...

2360 **Mme FRANCINE AUDET :**

2365 En fait, je vais demander à monsieur Poirier du Centre d'expertise hydrique de refaire un petit peu le tour de la question de comment se font les prélèvements. Ce n'est pas 20 % du cours d'eau, c'est comme 20 % d'un certain débit d'étiage, donc être bien sûre qu'on comprend tous la même chose. Et puis pour l'utilisation des eaux usées, je laisserais peut-être à la commission l'occasion d'aller voir du côté de l'industrie, parce que je crois que c'est plus... bon, dans les eaux usées, il y a certains produits déjà qui s'y trouvent, ce n'est peut-être pas nécessairement compatible avec les produits qu'eux utilisent, là. Mais je vais demander à monsieur Poirier de bien revenir expliquer cette question d'utilisation du débit d'étiage.

2370 **M. CHARLES POIRIER :**

Bonjour! Peut-être commencer par juste clarifier, là. Il y a, dans la question, ça suggère qu'il y aurait une baisse de 20 % du débit dans le cours d'eau, là.

2375 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

C'est ce qu'a compris ce citoyen.

2380 **M. CHARLES POIRIER :**

2385 C'est ça. Donc, en fait, le 20 %, il est plutôt, il doit être interprété... il s'agit plutôt de 20 % du débit d'étiage qu'on appelle Q2,7. Donc, cette portion-là du débit d'étiage Q2,7 est celle qui présentement est octroyée pour un prélèvement sur un bassin versant, donc à une prise d'eau, qui fait l'objet d'une demande de certificat d'autorisation. Donc, à ce moment-là, on ne parle pas du tout de la même chose.

2390 Ce 20 % là du Q2,7, ça a été fixé comme un plafond ou une portion du débit d'étiage Q2,7 qui était jugé acceptable ou causant un impact minime au milieu. Je vais rappeler qu'est-ce que c'est le Q2,7. Donc, le Q2,7 c'est le débit d'étiage de récurrence 2 ans, donc c'est pourquoi on l'appelle le Q2, le 2 c'est pour récurrence 2 ans, et c'est le débit d'étiage sur 7 jours cumulés, donc c'est... pour prendre le même exemple que j'avais donné l'autre fois, si en 2009, je surveille le débit d'un cours d'eau, bon, à une station de mesure de débit, pour être plus précis, et que j'enregistre le

2395 débit moyen sur 7 jours, qui est minimal durant toute l'année, donc la série de débits sur 7 jours qui engendrent la valeur la plus faible sur toute l'année, alors j'obtiens un débit minimum sur 7 jours pour 2009.

2400 Ensuite, si je fais ça pour 40 ans, par exemple, à ce moment-là j'ai un échantillon de débit minimum sur 7 jours pour 40 années. Si je fais des statistiques avec ça, je peux sortir un débit minimum sur 7 jours à différentes récurrences. Et si je retiens celui de 2 ans, récurrence 2 ans, bien, j'obtiens le Q2,7.

2405 Donc ça, ça clarifie le 20 % du Q2,7. Lorsqu'il y a une demande de certificat d'autorisation pour prélever, les Directions régionales du ministère évaluent la demande pour s'assurer que le débit prélevé sera, s'avèrera avoir un poids relatif par rapport au débit d'étiage Q2,7 inférieur à 20 %.

LE PRÉSIDENT :

2410 Est-ce qu'il y a eu un complément pour l'industrie? Est-ce qu'il y avait une partie... parce que j'ai répondu.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

2415 Oui, bien quelles sont les mesures d'atténuation prévues par l'entreprise pour compenser la perte d'eau? Et pourquoi elles n'utilisent pas les eaux usées. Et je compléterai avec la question d'un autre citoyen qui lui, par contre, se demande pourquoi ce n'est pas l'industrie qui traite elle-même ses eaux usées.

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

2420 Madame Trudeau, ça se peut que cette question ait besoin d'une réponse à deux niveaux. Donc, je vais laisser monsieur Perron répondre à la première partie et peut-être monsieur O'Shea de venir pour la deuxième partie. Merci.

2425 **M. VINCENT PERRON :**

2430 Bon. La première partie de la question : pourquoi on n'utilise pas, exemple, des eaux usées pour faire nos travaux de fracturation? Donc, c'est ma compréhension de la question. Il faut savoir que les eaux usées, que ce soit industrielles ou domestiques, vont retourner, vont être acheminées vers les stations d'épuration d'eaux usées municipales pour être traitées, pour ensuite retourner dans le milieu. Donc, c'est une eau qui va retourner dans le milieu.

2435 Nous, l'eau qu'on utilise, c'est une eau non potable, donc une eau de surface qui viendrait –
si ça venait d'une eau usée, de fait, il n'y aura pas grand changement parce que les eaux usées
sont traitées et reviennent dans le système et cette eau-là est non potable. Donc nous, on utilise,
on préconise d'utiliser des rivières qui sont situées à proximité de notre site. Ça, ça a plusieurs
raisons. Premièrement, quand on peut installer un pipeline pour acheminer l'eau pompée des
rivières directement sur nos sites, ça limite l'impact sur les communautés, donc moins de transport.
2440 Puis également, bon, bien, si la rivière n'est pas... est située un petit peu plus loin du site, donc qui
ne justifie pas l'utilisation d'un pipeline, bien au moins ça réduit la distance pour les camions-
citernes à être parcourue, donc il y a un certain gain environnemental.

2445 Donc, utiliser une eau usée qui va être traitée et retournée dans le milieu, donc dans les
rivières ou utiliser l'eau directement des rivières, dans les deux cas, c'est une eau qui est non
potable. Donc, nous, on préconise d'utiliser des rivières qui sont à proximité. Surtout, on est en
phase exploratoire. En phase de développement, c'est peut-être d'autre chose, mais en phase
exploratoire, comme ce sont des travaux qui sont assez ponctuels, très limités dans le temps, on
est mieux de travailler avec des rivières qui sont situées plus à proximité.

2450 Puis ensuite de ça, pour les mesures de compensation, bien, de fait, lorsqu'on obtient nos
certificats d'autorisation, c'est qu'on a démontré que notre prélèvement n'entraînerait pas de
préjudice sur les écosystèmes aquatiques, mais également sur les autres usages. On va mettre en
place des systèmes de pompage qui vont respecter le débit d'étiage, donc des cours d'eau. On n'a
pas de mesure de compensation, mais une chose est certaine c'est que dès qu'on peut réutiliser
2455 de l'eau, c'est vraiment la philosophie ou même le principe de l'industrie, c'est de réutiliser au
maximum les eaux. Plus qu'on réutilise d'eau, moins grands sont les prélèvements nets dans les
rivières. Donc, c'est vraiment la stratégie préconisée par l'industrie : réutiliser l'eau quand c'est
possible.

2460 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Est-ce que vous avez un autre complément d'information?

2465 **M. KERRY O'SHEA :**

Bonjour! Je ne parle... français. Thank you, Mr. Chairman. The question of pre-treatment of
water before it is disposed of is one that the industry is currently dealing with. In other jurisdictions
where the concentration of the flowback water has much higher concentrations than we see in the
Utica, the pre-treatment is sometimes required to improve the efficiency of the frac water.

2470 In the case of the Utica, the chemistry that we are seeing, the low TDS, would suggest total
dissolved solids of the flowback water. As was described, the water will be continuously recycled. If
there is a need for pre-treatment for final disposal, there are options available, such as reverse

2475 osmosis, to reduce the salt content. There is various techniques to reduce the hydrocarbon level if
it is required, and this is something that is worked on by service companies, it is worked on by the
industry, because the goal is to recycle and reuse as much water as possible. And when the water
does have to go to a final disposal, then it has to meet the requirements of the disposal location,
and if pre-treatment is necessary, that is something that the industry will have to do.

2480 **L'INTERPRÈTE :**

2485 Alors, merci, Monsieur le président. La question du prétraitement de l'eau avant qu'elle ne
soit disposée est une question sur laquelle l'industrie place ses efforts. Par exemple, la
concentration de l'eau qui retourne à une moindre concentration et le prétraitement est là pour tout
simplement réduire l'efficacité et la pollution de cette eau de fracturation. Donc, nous avons dans le
retour des eaux... l'eau va, en fait, être continuellement recyclée. Et si le besoin se fait sentir de la
prétraiter avant d'en disposer, il y a différentes options qui sont disponibles, comme l'osmose
contraire pour réduire les niveaux d'hydrocarbure, par exemple, si c'est requis, et cela est fait par
des compagnies qui offrent ces services et par l'industrie, parce que le but est la réutilisation le plus
2490 possible, enfin, des eaux usées. Et avant qu'elles ne soient disposées, il faut répondre donc aux
exigences de différents sites. Alors, c'est l'action que les industries doivent prendre.

LE PRÉSIDENT :

2495 Merci beaucoup. Monsieur Locat?

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

2500 Oui, bonjour. Juste pour revenir sur la question du bilan de l'eau. En fait, suite aux
discussions et questions qui ont été abordées hier, on voit qu'il y a donc un potentiel assez
important de variabilité dans les besoins en termes de forage de l'industrie. On l'a vu, par exemple,
c'est des scénarios qui se basent – rapidement – sur 150 puits par année et jusqu'à 600 puits par
année.

2505 Alors, ma question c'est est-ce que le bilan que vous connaissez à l'état actuel, est-ce qu'il
est suffisant pour nous permettre d'établir la capacité de répondre du système en fonction de la
croissance de la demande? Donc, autant en eau de surface qu'en eau souterraine?

Mme FRANCINE AUDET :

2510 Je vais rappeler monsieur Charles Poirier.

2515 **M. CHARLES POIRIER :**

2520 Bonjour, Monsieur le président. Mon collègue Michel Ouellet a exprimé au cours des dernières séances qu'il y avait une philosophie, là, ou une approche pour la gestion des prélèvements contenue dans la nouvelle *Loi sur l'eau*, celle qui reconnaît le caractère collectif de l'eau, qui cadrerait avec une gestion des prélèvements en reconnaissant la nature... bon, en allant vers une gestion des prélèvements par débit réservé. C'est un concept que j'avais expliqué dans une séance précédente.

2525 Présentement, on ne gère pas l'eau, on ne gère pas les prélèvements par débit réservé et pour répondre à votre question, il faut donc que je réponde en fonction de la gestion par Q2,7, par 20 % du Q2,7 telle qu'elle est faite présentement. Mais dans le fond, je prends soin de rappeler ça dans la mesure où avec une gestion par débit réservé, la captation, le prélèvement de grandes quantités d'eau pourrait être beaucoup plus aisé à faire une fois qu'on a déterminé les débits environnementaux minimums à respecter. Tout débit excédant ces seuils-là peut être prélevé, en principe, selon cette philosophie de gestion par débit réservé, et on parle de quantités prélevables substantielles.

2530 Bon. Présentement, on n'est pas encore rendu là, mais on s'en va vers ça, avec cette loi-là qui a été déposée. Donc, présentement, on n'est pas non plus avec un scénario de 600 ou 250 puits par année non plus. Donc, peut-être que d'ici à ce que le tempo de l'industrie en vienne à cette quantité-là de puits par année, peut-être qu'on aura eu le temps de mettre en branle les impacts de cette nouvelle loi là, de cette nouvelle façon de gérer là. Mais advenant qu'il y aurait 250 puits dans les deux prochaines années, 250 puits, qu'on serait déjà à un tempo comme ça assez important, il y aurait quand même moyen, selon l'expérience qu'on a avec différents projets qu'on a faits dans le passé, il y aurait quand même moyen de gérer ces prélèvements-là dans la mesure où, au Québec, on a des périodes où l'hydraulicité, l'abondance relative du débit dans les cours d'eau est élevée.

2540 On pense tout de suite à la crue printanière au Québec. Crue printanière qui précède l'été, qui est typiquement une saison où, par exemple, d'avril, mai jusqu'à décembre ou novembre, on parle de mois où probablement que l'industrie a une facilité davantage à travailler, à faire des travaux qu'en plein mois de janvier, février.

2545 J'ai validé cette petite hypothèse-là avec monsieur Lavoie de l'industrie tantôt durant la pause, puis il m'a confirmé que c'est quand même beaucoup plus simple pour eux de travailler durant ces périodes-là.

2550 Donc, si on n'a pas encore ces paliers-là de débits réservés de définis, parce que ce n'est pas la situation actuelle, mais qu'on octroie des prélèvements, des droits de prélèvement qui ciblent une période de grande abondance d'eau, comme par exemple la crue printanière, bien, on

serait en mesure, avec une très bonne assurance, de garantir que de bonnes quantités d'eau pourraient être prélevées durant cette crue printanière là, et selon la philosophie que l'industrie témoigne, qui est celle de recirculer l'eau, bien s'ils recirculent l'eau au cours des mois suivants, bien on pourrait arriver à avoir un scénario où les prélèvements sont temporaires durant une période d'abondance d'eau dans les rivières puis, par la suite, il y a une recirculation.

Donc, bon, je déborde de mon champ d'expertise dans la mesure où je ne peux pas affirmer qu'ils vont recirculer à 100 %, mais c'est ce qu'on entend et c'est ce qui cadrerait bien avec cette façon-là de gérer les prélèvements.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Therrien de l'Université Laval, est-ce que...

Mme FRANCINE AUDET :

Pardon, est-ce que monsieur Ouellet peut amener un complément d'information?

LE PRÉSIDENT :

Oui, puis j'irai voir monsieur Therrien pour un commentaire additionnel. Monsieur Ouellet, on vous écoute.

M. MICHEL OUELLET :

Oui, j'aimerais peut-être juste faire un petit... quand même, préciser un petit point. Bon, actuellement, les prélèvements, bon, les prélèvements d'eau au Québec sont gérés en utilisant trois pouvoirs d'autorisation, qui sont tous présents dans la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Ça peut sembler un peu particulier, mais, bon, il y a toute une raison historique à la chose.

Donc, pour les prélèvements d'eau de surface, généralement c'est autorisé en vertu de l'article 22. Dans le cas de prélèvements d'eau à des fins d'alimentation en eau potable, toujours dans les eaux de surface, c'est plutôt en vertu de l'article 32 de la Loi. Pour les prélèvements d'eau souterraine, généralement c'est assujéti à un pouvoir d'autorisation qu'on retrouve à l'article 31 du Règlement sur le captage des eaux souterraines.

Si je reviens au cas qui nous intéresse actuellement, il faut comprendre – on a parlé du Q2,7, le 20 %, mais je ne voudrais pas qu'on reste avec l'impression qu'on autorise bêtement un débit, un chiffre, là. Quand on travaille avec un pouvoir d'autorisation comme 22 – dans notre jargon on parle souvent, on donne juste le chiffre – une autorisation en vertu de 22 couvre aussi l'exploitation. Donc, on n'est pas limité à autoriser un seul débit, là. On peut préciser la façon

2600 d'exploiter, entre guillemets, le prélèvement. Ce qui veut dire que, ce que mon collègue a mentionné, à savoir, il y a des périodes de l'année qui sont plus propices à des prélèvements qu'à d'autres, l'autorisation pourrait comporter, couvrir ces aspects-là. C'est de dire que l'industrie pourrait présenter un plan de prélèvement, dire par exemple qu'ils voudraient prélever de telle période à telle période, selon telles conditions, selon la nature du cours d'eau, puis l'autorisation porterait sur ce plan-là.

2605 Alors, il y a quand même une souplesse importante, là. Donc, dès maintenant, on est en mesure quand même de tenir compte des caractéristiques hydrauliques du cours d'eau puis on opère quand même un réseau de stations hydrométriques qui nous fournit depuis de nombreuses années des informations sur différents cours d'eau. Donc, on a quand même une certaine connaissance, là, de comment se comportent nos cours d'eau, particulièrement au niveau des basses-terres du Saint-Laurent.

2610 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Ça va? Donc, Monsieur Therrien, est-ce que vous avez un complément d'information?

2615 **M. RENÉ THERRIEN :**

Est-ce que vous pourriez préciser?

2620 **LE PRÉSIDENT :**

Par rapport aux commentaires et à la question?

2625 **M. RENÉ THERRIEN :**

2630 Bien, enfin, les réponses, ce que j'ai entendu, c'était surtout par rapport au règlement. Pour la question de monsieur Locat, il demandait : est-ce que vous avez des critères pour vous assurer que les prélèvements ne seront pas excessifs? Je pense que dans ce cas-là, il faut définir soit des normes ou des objectifs à atteindre et il y a un des objectifs qui ont été mentionnés pour les cours d'eau, donc on ne devrait pas diminuer... le débit de base du cours d'eau ne devrait pas diminuer en dessous d'un certain seuil, et je sais que ça se fait dans d'autres juridictions où on va autoriser des prélèvements jusqu'à un certain seuil et il y a différentes méthodes. Donc, on a le Q2,7 qui est mentionné ici. Je sais qu'en Alberta, par exemple, ils ont une méthode différente où ils vont prendre aussi le débit des cours d'eau, le débit historique et selon le débit qu'on observe à un moment donné par rapport au débit historique, on va permettre une certaine quantité de prélèvement. Si le débit diminue, on va autoriser encore moins de prélèvement. Et il y a aussi un autre critère qu'ils utilisent là-bas, c'est la superficie de l'habitat pour la faune.

2640 Donc, on peut penser que quand le débit d'un cours d'eau diminue, la zone humide diminue aussi. Donc, on observe ça aussi. Il existe différents critères dans différentes provinces.

2645 Pour les eaux souterraines, c'est peut-être un peu moins clair, parce que c'est certain que si on se met à pomper l'eau souterraine, les niveaux d'eau diminuent. Peut-être que mon collègue Michel Ouellet pourra faire des commentaires là-dessus par rapport au règlement, mais ce qu'il faut aussi reconnaître – ce que je peux faire aussi comme commentaire, c'est que les eaux souterraines et les eaux de surface, près de la surface, sont intimement reliées. Donc, si on se met à pomper l'eau souterraine, les niveaux d'eau souterraine diminuent, mais ça affecte aussi le débit de base des cours d'eau. Donc, il y a un impact entre les deux. Ce qui fait que dans le meilleur des mondes, il faudrait tenir compte de toutes ces interactions si on voulait vraiment regarder c'est quoi l'impact d'extraction de captage d'eau sur la ressource en eau.

2650 **LE PRÉSIDENT :**

2655 Ça va, Monsieur Locat? Oui? Regardez, je vais ouvrir le registre pour que les participants puissent s'inscrire. La commission a encore quelques questions à poser. Donc, Monsieur Germain?

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2660 Oui, j'aurais une dernière question pour cet après-midi, elle s'adresse au ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Il existe aux États-Unis une base de données qui est intitulée *Risk Based Data Management System for Underground Injection Control*. Est-ce que le ministère est au fait que cette base de données existe? C'est une base de données qui partage de l'information sur les produits utilisés, là. Les produits chimiques utilisés qui sont injectés dans le sol et que cette base de données semble être partagée par une vingtaine d'États américains. Est-ce que le ministère est au courant de l'existence de cette base de données là?

Mme FRANCINE AUDET :

2670 Disons que les personnes qui sont ici ne le sont pas, mais de dire que le ministère n'est pas au courant, ça m'embête un petit peu, il va falloir que je vérifie.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2675 Vérifiez. Si vous avez besoin du titre exact, je pourrai vous le redonner ou on vous le donnera par écrit.

Mme FRANCINE AUDET :

2680

Oui, d'accord. Merci.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2685

Très bien. Merci.

Mme FRANCINE AUDET :

2690

Oh! Pardon, je voudrais juste préciser – monsieur Ouellet vient de me dire, me rappeler qu'on ne fait pas d'injection ici au Québec. Donc, juste pour préciser.

M. MICHEL GERMAIN, commissaire :

2695

Mais c'est plus large que la seule injection.

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Locat?

2700

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

En fait, je préciserais que la fracturation pourrait peut-être être vue comme une forme d'injection dans le milieu rocheux, à la limite. Qu'est-ce que vous en pensez?

2705

Mme FRANCINE AUDET :

Oui, nous, on l'aborde plus comme mode de disposition des eaux usées.

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

2710

Moi, j'aimerais peut-être, vu que ce soir, après le souper, on va aborder plus les aspects de l'eau, j'aurais peut-être une question sur les émissions atmosphériques, à savoir est-ce que les fuites ou émissions fugitives possibles sont connues selon les étapes et le type d'infrastructure par le MDDEP pour cette industrie-là?

2715

Mme FRANCINE AUDET :

Je vais inviter madame Proulx.

2720 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Oui.

2725 **Mme FRANCINE AUDET :**

Pouvez-vous répéter la question?

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

2730 Oui, c'est ça. Donc, en fait, c'est quand on parle de fuites de gaz ou émissions fugitives, est-ce qu'on connaît un peu la nature des fuites potentielles et, éventuellement, la façon de surveiller ces fuites-là, et aussi peut-être identifier les composantes de l'industrie qui sont favorables à produire des fuites semblables?

2735 **Mme MARTINE PROULX :**

2740 Bonjour! En ce qui concerne les sources d'émissions possibles, en regardant un peu dans la littérature ce qu'on a trouvé, c'est qu'elles sont principalement dues, comme par exemple, il peut y avoir des fuites qui surviennent à partir du trou de forage lui-même. Ensuite de ça, il y a aussi des pannes de matériel qui peuvent causer des fuites. Comme, par exemple, s'il y a une panne au niveau de la torchère, du système antiéruption, il peut y avoir une remontée des fluides puis dispersion dans l'environnement.

2745 Ensuite, bon, il y a toujours les pertes au niveau du stockage des fluides, des fluides de forage, tout ça, et puis, bon, il y a aussi la migration du gaz à la surface. En gros, c'est principalement les fuites que j'ai pu répertorier lors des différentes activités.

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

2750 Puis est-ce que vous avez des normes de rejet à ce niveau-là? Et si oui...

Mme MARTINE PROULX :

2755 Actuellement, il y a le Règlement sur la qualité de l'atmosphère qui est en vigueur, mais qui ne comporte aucune disposition qui vise les émissions fugitives de composés organiques volatiles. Toutefois, on a un projet de règlement sur l'assainissement de l'atmosphère qui a été publié en 2005, par contre, il n'est pas encore adopté.

2760 Ce projet-là prévoit l'implantation de programmes de mesure et de contrôle d'émissions fugitives. Par contre, les usines qui sont visées, les industries, on parle plus que ça va être au

niveau des raffineries de pétrole, des usines pétrochimiques pour, dans le cas où la production ou la distribution est plus de 250 millions de litres par année. Donc, ça ne viserait pas, là... dans ce cas-là.

2765 Par contre, lors des demandes d'autorisation, ce qui est fait, on peut demander à ce que les gens s'inspirent des normes prescrites dans un document du CCME, qui est le Conseil canadien des ministres en Environnement. Ça s'appelle le *Code d'usage environnemental pour la mesure et la réduction des émissions fugitives de composés organiques volatiles résultant de fuites provenant du matériel*. Donc, c'est un code qu'on met dans nos recommandations pour que les gens le suivent.

2770

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

Est-ce que vous pourriez déposer ce code ou le lien, si possible?

2775

Mme MARTINE PROULX :

Oui. Il va falloir que je le récupère puis je vais vous le déposer.

2780

M. JACQUES LOCAT, commissaire :

O.K., merci.

LE PRÉSIDENT :

2785

Alors, j'inviterais madame Johanne Béliveau qui s'est inscrite hier. Et puis, Madame Béliveau, comme vous avez lu une grande... vous l'avez déjà lu, l'ensemble de votre question, je dirais, je vous demanderais de poser directement votre question, parce que vous avez lu tout votre préambule et il est dans les transcriptions. Donc, allez directement à votre question.

2790

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

D'abord, j'aimerais vous saluer, Monsieur le président, puis Madame et Messieurs les commissaires. J'aimerais vous demander cependant, c'est que j'ai révisé un peu, comme j'ai eu à revenir sur la question, alors j'ai révisé un peu le texte, alors j'aimerais ça le relire, ça remettrait aussi les gens qui n'ont pas assisté...

2795

LE PRÉSIDENT :

C'est parce qu'on demande de ne pas faire de commentaire parce que ça prend du temps pour les autres questions. On a beaucoup de participants d'inscrits.

2800

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

Oui. Je vais essayer d'aller le plus vite possible.

2805

LE PRÉSIDENT :

O.K. Et je déclare le registre fermé.

2810

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

Alors, je vais commencer aussitôt. Alors, je suis Johanne Béliveau, je suis étudiante à la maîtrise en histoire, en histoire environnementale. Je suis résidente de Saint-Marc-sur-Richelieu et de la Vallée du Saint-Laurent. Alors, je suis préoccupée par plusieurs choses et moi, la question qui m'intéresse, c'est : quels sont les impacts à court et à long terme et à moyen terme? Alors, on parle d'un an, cinq ans, jusqu'à 50 ans, jusqu'à 100 ans. Moi, ce qui me concerne c'est le prélèvement de l'eau dans les ruisseaux, les rivières, le fleuve Saint-Laurent, donc localement et sur l'ensemble du bassin versant.

2815

2820

Principalement, le problème, c'est qu'on le voyait à l'audience d'hier, on parlait de 250 nouveaux puits dès la 7e année, alors, on parle donc de milliers de puits après quelques années. Alors, après une dizaine d'années, certainement. Et les représentants de l'industrie, on voyait que les représentants espéraient même que ce soit beaucoup plus de puits que ça, et si on pense qu'il y a une possibilité de... alors chaque puits demande 6 à 10 fracturations par puits, qui nécessitent chacune des millions de litres d'eau pour chacune de ces fracturations, et aussi, si on se rappelle les chiffres de monsieur...

2825

LE PRÉSIDENT :

Rapidement. Rapidement, allez à votre question.

2830

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

O.K. Bien, c'est parce que le texte de monsieur Jean-Yves Laliberté mentionnait que de 50 à 70 % de l'eau de fracturation ne remonterait pas à la surface lors des essais de production. Alors, ce que j'aimerais savoir c'est les impacts à court et à long terme, mais aussi ce qui arrive, c'est sur les rives, sur les ruisseaux, sur le fleuve même, s'il y a une baisse de niveau – puis on sait, quand on a une baisse de niveau, souvent le phénomène est accompagné par des phénomènes d'inondation aussi...

2835

2840

LE PRÉSIDENT :

2845 Donc, vous voulez savoir si, à moyen terme, à court terme et à long terme, il y aurait un impact sur les niveaux de l'eau et la faune, et les ruisseaux qui l'entourent. Est-ce que je comprends bien votre question?

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

2850 C'est exactement ça.

LE PRÉSIDENT :

O.K.

2855 **Mme JOHANNE BÉLIVEAU :**

2860 Puis d'ailleurs, il a été mentionné tantôt, si on parle de 20 % de l'étiage, qu'est-ce que ça veut dire après quelques années si les niveaux d'eau ont baissé, puis il faudrait être sûr... c'est parce qu'il y a aussi de nouveaux types d'usage. Il y a différents types d'usage et des usages qu'on ne peut pas prévoir dans l'avenir.

LE PRÉSIDENT :

2865 Oui, on a très bien compris votre question. On a très, très bien compris votre question.

Mme JOHANNE BÉLIVEAU :

O.K., merci.

2870 **LE PRÉSIDENT :**

2875 Maintenant, je demanderais, parce qu'on l'a expliqué un petit peu, c'est une question qu'on a déjà répondu, mais est-ce que vous pourriez brièvement, très, très brièvement, puisqu'on a quand même passé passablement de temps sur cette question, résumer un peu quel serait l'impact du prélèvement d'eau dans le bassin versant? Quels seraient les effets à moyen et à long terme et à court terme?

Mme FRANCINE AUDET :

2880 O.K., Monsieur Ouellet.

LE PRÉSIDENT :

Parce qu'il ne faut pas reprendre toutes les explications.

2885

Mme FRANCINE AUDET :

Oui, c'est ça.

2890

M. MICHEL OUELLET :

Oui, non, c'est ça.

LE PRÉSIDENT :

2895

Un résumé, là.

M. MICHEL OUELLET :

2900

Oui. Peut-être, bon, j'ai parlé tout à l'heure qu'actuellement on travaille, bon, il y a trois mécanismes d'autorisation qui sont présentement utilisés pour les prélèvements d'eau. Ce qui s'en vient dans le futur, je vous dirais, je pense qu'il faut se référer à la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, qui vient en quelque sorte modifier, je dirais, qui va venir modifier la situation actuelle, à savoir, venir introduire un nouveau pouvoir d'autorisation spécifique aux prélèvements de l'eau puis qui va, en quelque sorte, remplacer les trois pouvoirs que je vous ai mentionnés tout à l'heure, toujours par rapport aux prélèvements de l'eau.

2905

Alors, si on regarde le libellé de ce nouveau pouvoir d'autorisation là qui, bon, en passant, comme je vous l'ai mentionné la semaine dernière, n'est pas encore en vigueur, on travaille sur la chose, alors si on regarde les pouvoirs, les articles qui accompagnent ce pouvoir d'autorisation là, on voit qu'il y a réellement une préoccupation, justement, par rapport à ce que madame a soulevé.

2910

La semaine dernière, j'avais lu un peu le libellé de l'article 31.76 où, justement, on dit bien que le ministre, lorsqu'il exerce ce pouvoir d'autorisation là, il doit l'exercer de manière à assurer la protection des ressources en eau, notamment en favorisant une gestion durable, équitable et efficace de ces ressources, ainsi qu'en prenant en compte le principe de précaution et les effets du changement climatique.

2915

Donc, on voit déjà qu'il y a bien des choses qui doivent être prises en considération. Il y a un ordre de priorité qui est donné aussi au niveau de l'utilisation, au niveau de l'autorisation des prélèvements d'eau, mais également on a un autre article qui vient préciser d'autres éléments qui

2920

2925 doivent être pris en considération, à savoir les droits d'utilisation d'autres personnes, des municipalités, la disponibilité et la répartition des ressources en eau, dans le but de satisfaire ou concilier les besoins actuels ou futurs. Donc, il y a vraiment des obligations qui sont faites à ce moment-là lors de l'examen d'un prélèvement d'eau, de prendre en considération, justement, non seulement les besoins des demandeurs, mais également la situation où le prélèvement. On va dire : quelle est la situation à l'endroit où le prélèvement va devoir s'effectuer.

2930 Puis ce pouvoir d'autorisation là va pouvoir comporter des conditions, des restrictions, interdictions, toutes conditions que le ministre va juger nécessaires. Donc, quand je parlais tout à l'heure qu'on peut en arriver à regarder également à quelle période de l'année les prélèvements devraient se faire, puis si on regarde l'industrie en question qui effectivement, on le voit, il y a une consommation d'eau qui va se faire, c'est-à-dire si on regarde la quantité d'eau qui est prélevée, ce n'est pas toute la quantité d'eau qui va être retournée au milieu, il y a une certaine partie qui va être consommée, c'est-à-dire qui ne retournera pas au milieu. Ça, c'est à prendre en considération également.

2940 Alors, mais il faut voir aussi au niveau des cours d'eau. On parle de période de crue, un cours d'eau, ce n'est pas un système en circuit fermé. C'est un système ouvert. Donc, il faut comprendre qu'au printemps, quand on a une crue, l'eau qui passe dans le cours d'eau, elle poursuit son chemin, elle va aboutir au fleuve puis ultimement se retrouver dans le golfe. Donc, c'est un élément à prendre en considération, justement, lorsqu'une industrie ou quelqu'un a besoin d'eau, de regarder à quel moment il serait le plus approprié, pour minimiser l'impact justement sur les autres usagers, sur les écosystèmes, et aussi sur le développement futur de l'industrie. Pas de l'industrie, mais je veux dire, de l'occupation du territoire.

2950 Alors, je pourrais peut-être passer la parole justement à monsieur Charles Poirier qui pourrait peut-être justement développer un peu plus la question du comportement et des impacts au niveau de l'hydraulique d'un cours d'eau.

M. CHARLES POIRIER :

2955 Oui. Donc, il y a deux composantes, dans le fond. Il y a la composante spatiale – pour les régions visées, il y a quand même, on pourrait dire, plusieurs cours d'eau dont certains bassins versants de taille appréciable, là. Quand on pense, ne serait-ce qu'on a le Richelieu qui fait quand même 24 000 kilomètres carrés, on a les bassins comme la Yamaska, près de 5 000 kilomètres carrés; la Chaudière, 6 000 kilomètres carrés; la Nicolet, 3 600 kilomètres carrés. Donc, il y a des gros bassins versants et il y a les tributaires de ces bassins versants là qui sont plus petits, évidemment.

2960 Donc, mais tout ça pour dire que pour les régions visées, si on regarde la composante spatiale, on n'est pas dans une région pauvre en eau. Le Québec, globalement, le Québec

2965 méridional est quand même bien pourvu en termes de débit et la crue printanière de tout le Québec méridional est généreuse qu'on pourrait dire.

2970 L'autre dimension, l'autre composante, c'est la composante temporelle. C'est de savoir, c'est d'évaluer comment peut-on gérer ces prélèvements d'eau là dans l'espace-temps, comme on dit. Donc, comment les distribuer temporellement pour minimiser l'impact. Tantôt, j'ai fait allusion à un scénario qui pourrait atténuer l'impact hydrologique de ces prélèvements d'eau là en ciblant des périodes d'abondance relatives du débit.

2975 C'est, comme mon collègue vient de le mentionner, toute l'eau, lors d'une crue printanière qui se ramasse dans la rivière, elle suit son cours jusqu'au fleuve puis le fleuve se draine éventuellement dans le golfe puis cette eau-là, je ne dirais pas qu'elle est perdue, dans le sens que ce n'est pas... bien, c'est une perte en termes de volume, là, à l'échelle du bassin. Si on fait un bilan hydrique, c'est une perte, mais bon, c'est un cycle, c'est le cycle de l'eau. C'est naturellement une eau qui quitte le bassin versant.

2980 Si on en intercepte une quantité à divers usages, c'est de l'eau qui, de toute façon, quittait la zone, comme Michel Ouellet le mentionnait. Donc, c'est sûr que ce serait souhaitable que ces prélèvements-là aient lieu durant cette période d'abondance là. S'ils sont faits à d'autres périodes dans l'année, bien, il y a lieu de se munir de mécanismes pour évaluer l'impact au cours d'eau. Mais globalement, on peut retenir qu'en période de crue printanière, c'est une abondance
2985 appréciable d'eau qui circule et qui quitte le bassin. Donc, se servir d'une quantité, d'une portion de ce débit-là, c'est un peu optimiser la gestion des prélèvements. C'est de récupérer quelque chose qui quittait la zone.

LE PRÉSIDENT :

2990 Ça va? Bon, bien, merci beaucoup, Madame Béliveau. Monsieur Gérard Montpetit. Bonjour, Monsieur Montpetit.

M. GÉRARD MONTPETIT :

2995 Bonjour! Ce que monsieur disait il y a un instant, il y a une abondance momentanée d'eau au printemps; moi, ce que j'aimerais savoir c'est : est-ce que l'industrie qui paie des millions de dollars pour creuser un puits, si elle a 4, 5, 8 puits – on parlait de 250 ou quelque chose comme ça – ils ont un nombre X de puits de prêts aux mois de juillet, août, septembre, est-ce qu'ils vont attendre
3000 sur leurs lauriers en attendant d'avoir la quantité d'eau nécessaire jusqu'au printemps suivant, par exemple, pour les « fracker », je crois que c'est le mot utilisé, lorsqu'il y aura une grande abondance d'eau?

LE PRÉSIDENT :

3005

O.K. Donc, on va s'adresser à l'industrie. Dans le fond, si je comprends bien votre question, vous voulez savoir si l'industrie va réaliser ce que monsieur a dit tout à l'heure, c'est-à-dire prendre, prélever de l'eau quand elle est en grande quantité et ne pas en prélever quand on est en pénurie.

3010

M. GÉRARD MONTPETIT :

Et ce, même lorsque leurs puits sont prêts à être...

LE PRÉSIDENT :

3015

Et ce, même lorsque votre puits est prêt à être opéré.

M. GÉRARD MONTPETIT :

3020

Et qu'ils ont des équipements dispendieux qui attendent.

LE PRÉSIDENT :

3025

Oui. Est-ce que vous pouvez répondre à ça, Madame?

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

3030

Oui, Monsieur le président, je vais demander à monsieur Scott Sobie de venir répondre à la question.

LE PRÉSIDENT :

Après ça, on retournera au ministère de l'Environnement.

3035

M. SCOTT SOBIE :

3040

Mr. Chairman, Commissioners, I'll just make one point. As responsible operators in this province, we will minimize impact on the environment. That, we have to do that. It's our own internal mandate. And we believe that this resource can be developed sustainably and we understand the importance of water. We, in other jurisdictions in Canada, for example, have shale plays where we've ran into conditions of drought. An industry in that situation does not just indiscriminately take water when things are at a critical level.

3045 So after saying that, we do have some flexibility. But programs – these programs, as we get
into commercialization are large in nature. It takes a lot of preplanning. You plan, you plan for a
program for a year at the time. So it would not be conceivable that we would be able to just start
and stop the program, unless there was some extraordinary currents such as what I just described.

3050 So what we do do is we manage our process to insure that we have planned out into the
future what our withdrawals would be, that they are being done effectively, that they are managing
the environment. When we think about fracking one well, it's about one second of flow on the
St.Lawrence River. So that's the amount of water that we take. To put it in some other perspectives,
3055 to frac 400 wells is about 1% of what the pulp and paper industry uses in one year. So when you
put it in that context, we're not trying to argue that we don't use a significant amount of water, we
do, but in the context of other industrial uses, they are able to manage their programs and we feel
that we can effectively manage ours as well.

And sorry, and one more point I might make is that we are not taking water for every new
operation, we continue to reuse our waters after the frac, and we continue to do that.

3060 **L'INTERPRÈTE :**

3065 Monsieur le président, Messieurs et Madame la commissaire, il y a un point que j'aimerais
souligner. Comme exploitant responsable dans la province, nous allons réduire l'impact sur
l'environnement. Nous devons le faire et c'est le mandat que nous avons à l'interne. Et nous
croyons que cette ressource peut être développée de façon durable. Nous comprenons
l'importance de l'eau dans d'autres juridictions au Canada, par exemple, dans d'autres provinces.
Nous avons rencontré des conditions de sécheresse et dans ces conditions, l'industrie ne prend
pas l'eau de façon arbitraire lorsque les choses se trouvent dans une situation critique.

3070 Donc, ceci dit, nous avons aussi une certaine souplesse, mais ces programmes, quand il
s'agit donc de commercialiser, sont des programmes importants. Ça demande beaucoup de
planification au préalable et il faut prévoir l'exploitation sur toute une année. En conséquence, il
serait inconcevable que nous puissions commencer à interrompre le programme à moins que des
3075 circonstances tout à fait extraordinaires se présentent, comme celles que je viens d'évoquer.

3080 Alors, ce que nous faisons, c'est que nous gérons nos procédés pour faire en sorte que nous
ayons déjà prévu à quel moment il y aurait des interruptions pour qu'elles soient faites de façon
efficace et lorsque nous procédons au frackage d'un puits, eh bien, c'est comme donc une
seconde... une seconde de débit du Saint-Laurent. C'est la quantité d'eau que nous prenons. Alors,
si on frackait 400 puits, ce serait 1 % de ce que l'industrie de la pâte et papier utilise dans une
année. Alors, si on replace cela dans ce contexte, nous ne voulons pas dire que nous n'utilisons
pas une quantité importante d'eau, nous le faisons, mais dans le contexte des autres utilisations

3085 industrielles de l'eau, ils sont en mesure de bien gérer leur programme, nous pensons pouvoir le faire nous aussi.

Et une autre chose que je pourrais signaler, c'est que nous ne prenons pas d'eau pour chaque nouvelle opération, nous réutilisons les eaux après le frackage et nous continuons de le faire après la fracturation.

3090 **LE PRÉSIDENT :**

3095 Merci. Du côté du ministère de l'Environnement, est-ce que vous contrôlez ça? Est-ce que vous avez un complément d'information par rapport à la question de monsieur Montpetit?

Mme FRANCINE AUDET :

Oui, monsieur Ouellet a un complément.

3100 **M. MICHEL OUELLET :**

3105 Oui. C'est peut-être une évidence que je vais statuer, mais c'est que quand quelqu'un fait une demande d'autorisation, il arrive que le ministère refuse l'autorisation. Donc, c'est pas parce qu'une entreprise ou un demandeur quelconque voudrait prélever de l'eau, exemple, au mois d'août, qu'on doit nécessairement dire oui à cette demande-là.

Si le prélèvement d'eau en question se fait à une période que le cours d'eau, bon, pour toutes sortes de raisons, c'est pas admissible, le cours d'eau ne peut supporter un tel prélèvement d'eau, bien, là, il va devoir y avoir une modification du plan de prélèvement.

3110 Donc, quand on parlait tout à l'heure de favoriser les périodes de crue, bien c'est sûr que ce qu'on dit à l'industrie c'est : bon, la conservation de l'eau c'est important, donc s'ils peuvent recycler l'eau, donc réduire la quantité d'eau à prélever, ils ont intérêt à le faire. Puis naturellement, c'est de planifier leurs travaux pour justement qu'ils effectuent leurs prélèvements d'eau à des moments de l'année où l'impact est minimal sur le milieu.

3115 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Locat, Madame Trudeau, ça va? Monsieur Germain, ça va?

3120 **M. CHARLES POIRIER :**

Est-ce que je peux juste ajouter un point?

3125 **LE PRÉSIDENT :**

Oui.

3130 **M. CHARLES POIRIER :**

3135 Dans le fond, cette gestion-là, en ciblant des périodes dans l'année où les prélèvements sont autorisés, ça existe déjà. Il y a déjà des certificats d'autorisation qui ciblent des prélèvements durant la crue printanière et durant la crue automnale. C'est le cas notamment des préleveurs d'eau pour l'industrie des cannebergières, dont j'avais fait mention la semaine dernière. Puis juste
3140 repréciser que tantôt, ce que j'ai dit par rapport à cette période-là qui serait favorable pour les prélèvements, c'est advenant un rythme soutenu et substantiel de prélèvements à raison de 500 puits par année, bien c'est certain que ce serait beaucoup plus simple de cibler cette période-là. Si on est à une cadence inférieure à ça, et/ou pour toute autre raison, s'il y a des prélèvements qui sont demandés à d'autres périodes, bien, comme on a dit depuis le début, chaque CA est une évaluation en soi puis ce n'est pas une finalité qu'il est accepté, c'est d'évaluer les conséquences puis la viabilité de chaque prélèvement, là.

LE PRÉSIDENT :

3145 O.K. Monsieur Montpetit, oui?

M. GÉRARD MONTPETIT :

3150 Monsieur tout à l'heure disait que c'est peut-être quelque chose comme une fraction, 1 % du volume du Saint-Laurent. On ne parle pas du Saint-Laurent, en ce qui me concerne, on parle de la Yamaska. Et pendant plusieurs semaines cet été, le Yamaska, c'était un filet d'eau. C'était pas une quantité énorme. Donc, même là, l'industrie nous affirme qu'ils ne viendront pas dire : il nous faut de l'eau. Il nous faut de l'eau pour notre industrie, parce qu'on a des millions de dollars qui attendent.

3155 **LE PRÉSIDENT :**

Oui. Oui. D'ailleurs, du côté du ministère tantôt, vous nous avez parlé de l'approche par bassin versant...

3160 **Mme FRANCINE AUDET :**

Oui.

3165

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que vous avez des commentaires à ajouter? Par rapport à la Yamaska, par exemple, on a un cas précis, là.

3170

Mme FRANCINE AUDET :

Monsieur Poirier va ajouter quelque chose.

3175

M. CHARLES POIRIER :

Bon. Pour fixer les idées, je vais reprendre mon exemple de la semaine dernière. Une opération de fracturation qui utiliserait 8 stages, selon les informations qu'on a reçues, 8 stages avec 1 500 mètres cubes chaque, à chaque fracturation, requérait au total environ 15 000 mètres cubes. 15 000 mètres cubes accumulés sur une période, par exemple, de 10 jours, avec une pompe qui pompe 24 heures sur 24, ça donne un débit instantané de 17 litres/seconde.

3180

17 litres/seconde, si c'est fait en pleine canicule durant un étiage estival record tel qu'on l'a eu cet été, c'est certain que ça peut laisser une empreinte, surtout s'il y a plusieurs de ces prélèvements-là qui sont à la queue leu leu dans une section du bassin versant. On parle d'un scénario critique, mais possible.

3185

Maintenant, si non seulement il y a une séquence de prélèvements qui favorise des périodes d'abondance, on n'est pas dans cette problématique-là autant et, deuxièmement, je rappelle aussi la composante spatiale. Il y a lieu de choisir, de privilégier des cours d'eau qui drainent des lieux sur des bassins versants, qui drainent des bonnes superficies, ce qui va faire en sorte que ces débits d'étiage là vont être supérieurs par rapport à des bassins versants plus petits, par rapport à des plus petits cours d'eau.

3190

Donc, c'est certain qu'il serait préférable de privilégier aussi des cours d'eau de plus grande envergure.

3195

LE PRÉSIDENT :

O.K. Merci beaucoup, Monsieur Montpetit.

3200

M. GÉRARD MONTPETIT :

Est-ce qu'on peut une autre question?

3205

LE PRÉSIDENT :

3210 Non. La règle c'est une question. Mais ce soir, on continue aussi; c'est sur le même thème.
Monsieur John Burcombe. Bonjour!

M. JOHN BURCOMBE :

3215 Bonjour, Monsieur le président. C'est que j'aimerais clarifier un peu ma compréhension des choses. C'est qu'on parle, quand on est au bon rythme, de peut-être 250 puits par année. Et quand on regarde la courbe de production d'un puits, dans une année ça diminue de 60 à 70% qu'on nous dit. Alors, si une compagnie a un contrat pour fournir une certaine quantité de gaz, il est presque obligé de forer autant de puits par année pour remplir ce contrat.

3220 Après une année, un puits ne vaut pas grand-chose, de ce que je comprends, alors est-ce que ma compréhension est correcte qu'une fois qu'on est dans la vraie production de gaz avec un certain nombre de puits, il faut continuer ça presque *ad infinitum* pour assurer la quantité de gaz nécessaire? Parce que les puits qui sont là depuis 2, 3 ans, ils ne contribuent presque rien à la production, c'est toujours les nouveaux puits qui sont... ceux qui fournissent la plupart de la
3225 production. Alors est-ce que ma compréhension est correcte?

LE PRÉSIDENT :

3230 O.k. Donc, si je comprends bien, étant donné que la production décroît rapidement, dans la production d'un puits, vous voulez savoir, l'industrie, si elle doit fournir une quantité de gaz X, qu'est-ce qu'elle doit faire pour compenser ce volume de gaz là puisqu'un puits va baisser rapidement. Est-ce que c'est bien ça, votre question?

M. JOHN BURCOMBE :

3235 Oui. Alors, une fois qu'on commence à forer, il faut continuer tout le temps presque.

LE PRÉSIDENT :

3240 Donc, est-ce que ça va être un cycle continu d'augmentation du puits pour maintenir la quantité?

M. JOHN BURCOMBE :

3245 Oui, et on aura beaucoup de puits qui ne donneraient pas grand-chose après quelques années.

LE PRÉSIDENT :

3250 Donc, du côté de l'industrie?

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

3255 Je vais demander à monsieur Chad Holowatuk de venir répondre à la question.

LE PRÉSIDENT :

 On en a parlé pas mal hier soir. Vous regarderez les transcriptions.

3260 **M. JOHN BURCOMBE :**

 Oui. J'ai écouté, même.

LE PRÉSIDENT :

3265 Alors, nous vous écoutons.

M. CHAD HOLOWATUK :

3270 Monsieur le président, je m'excuse je ne parle en français très bien, je voudrais parler anglais s'il vous plaît?

LE PRÉSIDENT :

3275 Oui, oui, assurément. Moi, je ne parle pas tellement bien anglais non plus, donc c'est pour ça qu'on a la traduction.

M. CHAD HOLOWATUK :

3280 Merci. When a development program is put together and a facility and pipeline is needed to produce the gas, the industry will need to manage the wells in order to fill up that capacity of that pipeline. The gentleman is correct and we've seen many graphs of decline that there is a high decline rate in the first few years. After about 4 or 5 years, typical for shale gas, you start to see that decline be reduced and the well exhibits a more exponential decline rate which can range between
3285 4 and 8% per year.

 When the well comes on production, often the wells are choked back and they are held back, so they do not produce at their full capability. When you design a pipeline, you do not design for a

3290 maximum rate for the wells; you need to manage that and bring wells on to back fill and to fill up
that capacity. So yes, you will be drilling wells to maximise the capacity of your pipeline and the
contracts that you have to sell the gas, and the facility that is required to process it and condition
the gas for sale spec, but when you bring on the wells, you will often have them choked back and
that decline that you see of 60%, 65% per year will be reduced somewhat and you won't see, you
know, you will not see the high decline while the well is choked back.

3295 **L'INTERPRÈTE :**

3300 Quand un programme de développement est mis en place et qu'il faut une installation et qu'il
faut un pipeline pour produire le gaz, l'industrie devra gérer les puits pour bien sûr remplir le
pipeline. Alors, le monsieur a raison et nous avons vu plusieurs tableaux qui indiquent une
décroissance rapide de la production après quelques années, après 4 ou 5 années pour le gaz de
schiste. On voit ce déclin diminuer et à ce moment-là, le taux de diminution exponentiel va à 3 ou
4 % par année.

3305 Quand le puits entre en production, très souvent les puits sont contenus, sont régulés pour
ne pas produire à leur pleine capacité, au début. Quand vous dessinez un pipeline, vous ne le
dessinez pas pour une exploitation maximale des puits. Vous devez gérer votre niveau
d'exploitation des puits et amener les puits donc à une production contrôlée. Oui, c'est vrai que
vous allez utiliser votre pipeline au niveau maximum et respecter les contrats de vente de gaz que
3310 vous avez, et vous aurez à gérer les puits pour ce faire et aussi pour conditionner le gaz, mais très
souvent, quand vous ouvrez un nouveau puits, si on parle d'un déclin de 60 ou 65 % par année, ça
va être beaucoup moins, en pratique, parce que vous n'allez pas exploiter le puits à sa pleine
capacité. Et vous n'allez pas, à ce moment-là, assister à un déclin aussi rapide de la production du
puits que vous venez de mettre en opération.

3315 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup.

3320 **M. JOHN BURCOMBE :**

Si vous permettez une petite chose, c'est seulement une clarification ou une information. Est-
ce que toutes les compagnies gazières au Québec sont membres de l'Association? Est-ce que
c'était demandé déjà?

3325 **LE PRÉSIDENT :**

C'est une deuxième question.

3330 **M. JOHN BURCOMBE :**

Oui, effectivement.

3335 **LE PRÉSIDENT :**

Regardez, ça enlève du temps pour les autres qui...

M. JOHN BURCOMBE :

3340 C'est une très simple question, Monsieur le président.

LE PRÉSIDENT :

3345 Mais on va l'adresser pareil, mais je demanderais tout de suite à monsieur Dany Ouellet de venir en attendant. Donc, du côté de l'industrie, est-ce que vous êtes tous membres? Du côté de l'industrie, Madame Henderson, est-ce que vous êtes tous membres?

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

3350 Chez l'Association pétrolière et gazière du Québec, nous sommes comme une douzaine de membres des compagnies qui sont en exploration ici au Québec, mais s'il y a des autres compagnies avec des intérêts qui s'intéressent sur les shales gazéifères ou les produits pétroliers, il y en a peut-être des compagnies qui ne sont pas membres actuellement, mais nous sommes une douzaine et parmi nous, 10 sont des compagnies en exploration et nous avons aussi d'autres
3355 compagnies qui sont des services.

LE PRÉSIDENT :

3360 Merci. Monsieur Ouellet, quelle est votre question? Bonjour.

M. DANY OUELLET :

3365 D'accord. Bonjour, Monsieur le président, Madame et Messieurs les commissaires. La question a été posée ici dernièrement concernant, par exemple, la contamination accidentelle d'une nappe phréatique à partir de la surface. La question avait été posée aux différents intervenants du gouvernement et ministères concernés, concernant les plans d'urgence ou les mesures qui pourraient être mises en place.

3370 J'aimerais reformuler cette question, mais sous une hypothèse légèrement différente. Comment les ministères s'y prendraient à ce moment-là si la contamination venait par en dessous,

suite à une migration de gaz? Comme on a pu l'entendre avec la conversation téléphonique, c'est possible. C'est possible que ce genre de situation là se présente. Donc, je répéterais la question qui a déjà été demandée, mais avec cette prémisse-là : si la contamination provenait d'une migration de gaz par en dessous?

3375

LE PRÉSIDENT :

Et la première partie de votre question?

3380

M. DANY OUELLET :

Ah, c'est est-ce que les ministères ont des plans d'intervention, des plans d'urgence, des mesures qui permettraient de stopper la fuite ou qu'est-ce qui pourrait être proposé aux gens qui sont incommodés pour corriger le problème?

3385

LE PRÉSIDENT :

Est-ce du côté du MNRF, vous avez des éléments de réponse?

3390

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

Je crois que le ministère de la Sécurité publique pourrait être interpellé, effectivement, et ça sera peut-être à eux à donner les éléments de réponse concernant le plan national de sécurité publique, qui serait sûrement mis en action. Les différentes missions du programme de sécurité nationale qui seraient mises en action à ce moment-là.

3395

LE PRÉSIDENT :

Du côté du ministère de l'Environnement, est-ce qu'il y aurait une façon différente d'intervenir si la contamination venait de par en dessous? S'il y avait une migration du gaz?

3400

Mme FRANCINE AUDET :

Je vais peut-être un petit peu... là, tout le monde attend, là, mais...

3405

LE PRÉSIDENT :

Regardez, consultez-vous et je vais demander à l'industrie. Est-ce que ça peut arriver, ça, qu'il y ait une migration du gaz par en dessous? Premièrement, on va regarder si ce problème-là pourrait survenir.

3410

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

3415 Oui, Monsieur le président, je vais demander à monsieur Denis Isabel, ingénieur et géologue aussi, de répondre.

M. DENIS ISABEL :

3420 En fait, Monsieur le président de la commission, il y a deux parties, deux parties de réponse qu'on peut donner à cette question-là, parce qu'il y a, comme on l'a déjà mentionné, pour n'importe quel déversement, il faut arrêter la fuite, O.K.? Donc, s'il y a une fuite – et on l'a vu avec les gens de Pennsylvanie, ça arrive si un puits est mal construit. Un puits bien construit n'aura pas ce problème-là. Donc, il y a des moyens de réparer un puits en défaut – et là, ce serait plus un expert du forage qui pourrait venir répondre à cette partie-là de la question.

3425 Maintenant, à partir du moment donné qu'on a une fuite localisée à la tête de puits, c'est une source potentielle... ponctuelle de contamination des eaux souterraines. Les méthodes habituelles qui s'appliquent à d'autres genres de contamination ponctuelle comme ça s'appliquent; on peut la pomper, la récupérer, la contrôler, la traiter, comme si c'était une fuite d'un réservoir de produit pétrolier à la surface, dans le fond. Mais pour ce qui est de la réparation ou du colmatage d'un puits en défaut, je préférerais qu'un expert dans ce domaine-là vienne vous répondre.

Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :

3435 Je peux demander à l'ingénieur pétrolier de venir. Monsieur Jean-Yves Lavoie, pouvez-vous venir répondre s'il vous plaît?

M. JEAN-YVES LAVOIE :

3440 Monsieur le président, lorsqu'une situation comme telle se produit, comme on a entendu tout à l'heure en Pennsylvanie, la façon de faire, c'est justement, on va voir en surface. Par exemple, si ça arrive dans une manoeuvre de cimentation, comme c'était le cas, donc ils l'ont vue quand même assez rapidement. La façon d'y remédier, c'est que le gaz naturel étant plus léger que l'air va s'acheminer naturellement vers la surface. Donc, s'il y a une fuite, dépendamment si la fuite se rend jusqu'à la surface, le gaz naturel va être évacué en même temps.

3445 La façon de faire la correction, on va vérifier s'il y a possibilité, par exemple, de refaire le travail de cimentation, dans un premier temps. Donc, il y a des outils qui existent, par exemple, qu'on appelle « ciment bond log », par exemple, qu'on va passer dans le trou – des outils, par exemple avec les compagnies comme Schlumberger –, qui vont nous permettre de voir à quel endroit il manque du ciment comme tel.

3455 Donc, on va à ce moment-là reperformer la zone en question et on va injecter sous pression
du ciment pour colmater cette zone-là. Cette opération-là se fait d'une façon courante dans
l'industrie avec un haut taux de succès. Si ce n'est pas possible, pour des raisons, par exemple,
3460 trop difficiles, on va à ce moment-là procéder à l'abandon du puits. Il peut y avoir à ce moment-là
une opération qui consiste carrément à couper le tuyau si, par exemple, il n'y a pas de ciment, et
de l'enlever et de le remplacer.

3460 Donc, il y a des façons de faire dans l'industrie qui sont bien connues et bien documentées.

LE PRÉSIDENT :

3465 Et à ce moment-là, est-ce que la compagnie communique avec la Urgence Environnement?

M. JEAN-YVES LAVOIE :

3470 Oui. À ce moment-là, le plan d'urgence qui est déposé vis-à-vis des municipalités, disons
qu'il va y en avoir un dans la nouvelle loi, à ce que je comprends, à ce moment-là, le plan
d'urgence est mis en fonction.

LE PRÉSIDENT :

3475 Donc, vous êtes tenus de communiquer avec le ministère de l'Environnement s'il arrivait une
contamination quelconque?

M. JEAN-YVES LAVOIE :

3480 Oui, mais disons qu'il y a une échelle d'autorités qui va être atteinte, dépendamment, disons,
de la catastrophe ou du problème, qui va être mise en action.

LE PRÉSIDENT :

3485 Puis du côté du ministère de l'Environnement, est-ce que Urgence Environnement agirait
différemment ou...

Mme FRANCINE AUDET :

3490 Oui, bien mon collègue Martin Tremblay va venir expliquer un petit peu le rôle d'Urgence
Environnement puis aussi, dépendamment du mécanisme d'urgence qui est en place, il y a
plusieurs ministères, c'est le ministère de la Sécurité publique qui va gérer un petit peu la question
et donc, notre ministère va être interpellé par le biais d'Urgence Environnement, et je pense que ça
va être important de préciser que l'obligation de résultat, l'obligation de décontaminer, ça revient

3495 vraiment aux compagnies et le ministère va être là pour pousser dans cette direction-là. Mais
monsieur Tremblay peut expliquer un peu, si vous voulez, plus précisément comment intervient
Urgence Environnement dans des cas de même.

LE PRÉSIDENT :

3500 Bien sûr.

M. MARTIN TREMBLAY :

3505 Bonjour!

LE PRÉSIDENT :

Bonjour!

3510 **M. MARTIN TREMBLAY :**

3515 Bon, justement, lorsque le ministère de l'Environnement est interpellé, c'est Urgence
Environnement sur un cas de, mettons par exemple, un cas de détection de gaz ou quelqu'un qui
constate qu'il y a des gaz en quelque part, bien, Urgence Environnement est envoyée pour évaluer
la situation puis suite à des... comment je peux dire ça, aux inspections ou aux vérifications qui
sont réalisées, là, à ce moment-là, ils peuvent mettre en branle les mesures d'urgence associées
avec le ministère de la Sécurité publique et autre intervenant susceptible d'apporter leur
contribution à la problématique, pour corriger la problématique.

3520 Ça fait que c'est sûr que dans ces cas-là, à ce moment-là, ils peuvent avoir des parties qui
peuvent occasionner de libérer du monde de leur maison, là, des expropriés temporairement, des
choses comme ça, là, mais c'est une question de sécurité, là.

LE PRÉSIDENT :

3525 De les évacuer?

M. MARTIN TREMBLAY :

3530 C'est décidé en groupe, ces choses-là. Puis là, chacun fait sa partie, soit des mesures, pour
jusqu'à tant que la problématique soit sous contrôle.

3535

LE PRÉSIDENT :

O.K. Merci beaucoup. Merci, Monsieur.

3540

M. DANY OUELLET :

Monsieur, si vous me le permettez, j'aimerais émettre un avis concernant les prélèvements d'eau.

3545

LE PRÉSIDENT :

Ce n'est pas l'heure des avis, vous viendrez me le dire le 8 novembre.

3550

M. DANY OUELLET :

Bien, concernant ce que j'ai entendu tantôt, j'aimerais que vous m'entendiez à titre d'expert biologiste, écologiste, spécialiste des milieux aquatiques de l'ichtyofaune et de l'aquaculture.

3555

LE PRÉSIDENT :

Rapidement.

3560

M. DANY OUELLET :

Rapidement? Bien, à mon avis, un modèle écohydraulique ou écohydrologique garantirait, donnerait des meilleures garanties d'assurer les conditions minimales d'habitat pour différents cycles vitaux des organismes aquatiques, comme des poissons, par exemple, au stade de reproduction d'alevins ou d'incubation.

3565

LE PRÉSIDENT :

O.K. Vous viendrez nous le dire le 8 novembre. Ça rentre dans votre partie de mémoire par rapport à l'information que vous avez eue. Là, c'est là où vous donnez votre avis.

3570

M. DANY OUELLET :

Bon, bien d'accord. Bien, en tout cas, en tant que biologiste, sur les questions de Q2,7 et de débit réservé, j'émets moi-même des réserves à ce niveau-là, à ce sujet-là.

3575

LE PRÉSIDENT :

Vous viendrez nous expliquer ça puis on va vous poser des questions par rapport à ça.

3580 **M. DANY OUELLET :**

Merci, Monsieur.

LE PRÉSIDENT :

3585
Merci beaucoup. Jeannot Caron.

M. JEANNOT CARON :

3590
Monsieur le président, bonjour.

LE PRÉSIDENT :

Bonjour.

3595
M. JEANNOT CARON :

3600
Ma question s'adresse au ministère des Transports, ministère de la Sécurité publique concernant les infractions que l'industrie a pu faire concernant le transport, tout ce qui est transport sur nos routes, surtout en période de gel/dégel. Les infractions que cette industrie a faites depuis le début des années 2000, j'aimerais ça que le ministère des Transports puis le ministère de la Sécurité publique nous donnent cette information-là pour le nombre de fois que cette industrie-là s'est mise en infraction ou les compagnies environnantes qui ont servi au transport de matières, de l'eau, par rapport aux exploitations.

3605
LE PRÉSIDENT :

3610
Là, vous avez vu que les conditions qu'on s'était données au début, c'était des questions reliées au thème. Toutefois, le ministère des Transports était là hier ou la semaine passée – hier, je pense. Donc nous, ce qu'on va faire, votre question, on va l'acheminer par écrit. Ça fait que je vous remercie, parce qu'ils ne sont pas là, ce soir, ils ne peuvent pas répondre.

M. JEANNOT CARON :

3615
O.K. Ça veut dire que je garde mon droit de parole?

LE PRÉSIDENT :

3620 Non, c'est-à-dire on ne reviendra pas avec la question, on va l'acheminer par écrit directement au ministère des Transports.

M. JEANNOT CARON :

3625 O.K. Puis je vais avoir une réponse bientôt?

LE PRÉSIDENT :

Le plus tôt possible. On l'achemine aussitôt qu'on arrête les audiences.

3630 **M. JEANNOT CARON :**

Merci.

LE PRÉSIDENT :

3635 O.K.? Merci. Monsieur Guy Rochefort. Bonjour, Monsieur Rochefort.

M. GUY ROCHEFORT :

3640 Bonjour! Monsieur le président, la semaine dernière, jeudi dernier, on avait posé des questions concernant la Centrale nucléaire de Gentilly 2; entre autres, on voulait avoir une coupe géologique des couches rocheuses en dessous de la Centrale nucléaire Gentilly 2. Ce document-là devait être déposé, a-t-il été déposé? Et si oui, sous quelle cote pourrait-on le consulter?

3645 **LE PRÉSIDENT :**

3650 Je ne crois pas qu'il ait été déposé. À qui on l'avait adressé, Madame Messenger? On l'avait adressé au ministère de la Sécurité publique? Ils sont prêts à déposer, mais il n'est pas déposé encore. Donc, c'est dans les prochaines heures, prochains jours, là, normalement ce tableau va être déposé.

M. GUY ROCHEFORT :

3655 D'accord.

LE PRÉSIDENT :

3660 Vous avez bien fait de poser la question.

M. GUY ROCHEFORT :

3665 Merci.

LE PRÉSIDENT :

Merci beaucoup. Monsieur Jean Archambault. Bonjour!

3670 **M. JEAN ARCHAMBAULT :**

Bonjour, Monsieur Fortin, bonjour madame Nicole Trudeau, présidente actuelle de Union Montréal.

3675 **Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

Non, je vous corrige.

LE PRÉSIDENT :

3680 C'est faux.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

3685 Je ne suis plus présidente.

M. JEAN ARCHAMBAULT :

3690 Ah, vous ne l'êtes plus.

Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :

Non, non.

3695 **LE PRÉSIDENT :**

Vous savez qu'on s'est donné des règles aussi, aucun propos diffamatoire.

M. JEAN ARCHAMBAULT :

3700

Bien, je la présentais simplement.

LE PRÉSIDENT :

3705

Non, mais elle n'es pas présidente et vous...

M. JEAN ARCHAMBAULT :

3710

Bon. Elle ne l'est plus. Depuis combien de temps?

LE PRÉSIDENT :

Est-ce que c'est votre question?

3715

M. JEAN ARCHAMBAULT :

3720

Non, ce n'est pas ma question. Par rapport à ce qui a été décrit en Pennsylvanie, il y a une chose qui m'apparaît importante, c'est la difficulté d'évaluer les fuites, la libération des gaz par rapport au coffrage. C'est-à-dire qu'il me semblait beaucoup qu'on allait beaucoup par essai-erreur. L'autre élément qui me posait problème, c'est les 8 000 puits orphelins.

3725

Donc, ma question est la suivante : les compagnies actuelles au Québec, doivent-elles déposer une caution ou une somme d'argent dans une fiducie, pour toute situation de crise ou de fermeture de puits?

LE PRÉSIDENT :

3730

O.K., c'est clair, mais on y a répondu déjà. Donc, du côté du MRNF, est-ce que vous pouvez nous répondre brièvement?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

3735

Oui, Monsieur le président. Lors de la demande de permis de forage de puits, on exige évidemment le programme de forage complet, et on demande également une caution. C'est une garantie d'exécution et cette garantie d'exécution là est calculée à 10 % de la valeur du puits, avec un maximum de 150 000 \$ si la compagnie devait faire faillite ou s'en aller ou quoi que ce soit et le ministère devait compléter les travaux de fermeture de puits.

3740 Donc oui, effectivement, il y a une caution maximale de 150 000 \$ par puits qui est exigée ainsi qu'une police d'assurance responsabilité.

M. JEAN ARCHAMBAULT :

3745 Et cette caution est-elle suffisante pour fermer un puits ou pour une situation de crise?

LE PRÉSIDENT :

Vous vous adressez au président.

3750 **M. JEAN ARCHAMBAULT :**

Excusez, Monsieur le président.

LE PRÉSIDENT :

3755 Est-ce que cette caution sert à une situation de crise?

M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :

3760 C'est pour éviter les puits orphelins qu'on a, comme certaines provinces ont connu, certains États américains ont connu. Donc, c'est une disposition qui est entrée en vigueur en 1988 justement pour permettre d'éviter d'être obligé de payer ou de créer des fonds spéciaux pour abandonner les puits orphelins qui ont été forés il y a plusieurs années.

3765 **M. JEAN ARCHAMBAULT :**

Donc, ce que j'en conclus, Monsieur Fortin, je m'adresse à vous, c'est qu'au niveau d'une situation de crise, il y a aucun, à part le gouvernement, qui pourrait assumer les frais d'une situation qui deviendrait hors contrôle.

3770 **LE PRÉSIDENT :**

Est-ce que c'est bien ça, Monsieur Laliberté?

3775 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Le montant de la caution, c'est pour permettre la fermeture de puits.

3780

LE PRÉSIDENT :

Donc, vous avez la réponse.

3785

M. JEAN ARCHAMBAULT :

Tout à fait. Merci.

3790

LE PRÉSIDENT :

Monsieur Jacques Tétreault. Monsieur Jacques Tétreault est-il là? Non? Donc, si on ouvre à nouveau une période de questions ce soir, il aura le privilège d'être inscrit le premier.

Et ceci clôt pour notre séance de cet après-midi et nous vous invitons à reprendre les travaux à compter de 19 h 30. Merci beaucoup.

3795

AJOURNEMENT

3800

* * * * *

3805

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.

3810

ET J'AI SIGNÉ :

Yolande Teasdale, s.o.

3815

3820