

**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 11

---

Séance tenue le 13 octobre 2010 à 19 h 30  
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

LE FORAGE ET LA FRACTURATION HYDRAULIQUE (LA TECHNOLOGIE) M. Brian Bohm, All Consulting .....	4
CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES DES ROCHES DANS UN SYSTÈME PÉTROLIER M. Michel Malo, Institut national de la recherche scientifique.....	20
QUESTIONS DE LA COMMISSION .....	27

#### PÉRIODE DE QUESTIONS

M. JACQUES TÉTREAULT .....	45
M. GÉRARD MONTPETIT.....	48
M. JEANNOT CARON .....	49
Mme KIM CORMELLISAN.....	54
M. PIERRE BATELLIER .....	60
Mme MARIE-ÈVE MATHIEU .....	61
Mme JOHANNE BÉLIVEAU.....	64
M. MARCEL GAUTHIER .....	65
M. GUY ROCHEFORT .....	67
Mme LUCIE SAUVÉ .....	68
M. YVON GRAVEL.....	71

#### AJOURNEMENT

**SÉANCE DU 13 OCTOBRE 2010**  
**SÉANCE DE LA SOIRÉE**  
**MOT DU PRÉSIDENT**

5 Mesdames et Messieurs, bonsoir. Bienvenue à cette 11e séance de l'audience publique sur le Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.

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

Je suis Pierre Fortin, je préside cette commission d'enquête et d'audience publique, et je suis secondé par monsieur Michel Germain, Jacques Locat et Nicole Trudeau.

15 Je vous rappelle que tout ce qui est dit en audience 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, à nos bureaux du BAPE à Québec, à la bibliothèque des sciences juridiques de l'UQÀM, ainsi que dans les centres de consultation ouverts dans les trois régions concernées dont vous trouverez la liste à l'accueil.

20 De plus, je vous informe également qu'en raison de l'ampleur des informations obtenues au cours des 11 séances d'audience, que ce soit des représentants gouvernementaux, des représentants de l'industrie et des experts invités au cours de cette première partie, la commission d'enquête a décidé de reporter au 15 novembre, le début de la séance de la deuxième partie initialement fixée au 8 novembre. Elle consent à recevoir jusqu'au 21 octobre plutôt qu'au 15 octobre, date déjà annoncée, les questions provenant tant des personnes qui n'ont pu assister aux séances que des participants actuellement présents. Il appartiendra à la commission d'apprécier l'intérêt qu'elles présentent pour les travaux de la commission d'enquête et de déterminer si les informations déjà fournies suffisent pour y répondre. Dans ce cas, également, la commission  
25 compte recevoir les renseignements demandés dans un délai de 24 heures.

30 Nous sommes maintenant à la dernière séance de la première partie d'audience et nous poursuivons sur le thème : Le milieu biophysique. La soirée se déroulera ainsi : présentation d'une vingtaine de minutes de monsieur Brian Bohm, de All Consulting, sur le forage et la fracturation hydraulique.

35 Une autre présentation était prévue. Un représentant de la British Columbia Oil and Gas Commission devait nous faire part de leur expérience vécue. Nous avons été prévenus qu'un contretemps empêchait la présence du conférencier. La commission d'enquête communiquera à  
40 nouveau avec l'organisme pour obtenir l'information désirée.

Enfin, monsieur Michel Malo de l'Institut national de la recherche scientifique nous présentera les caractéristiques physiques des roches dans un système pétrolier.

45 La commission posera ses questions. Si la commission a terminé son questionnement, elle prendra des questions des participants des trois salles au moment convenu. Pour la période de questions, je tiens à rappeler les règles de procédure en audience. 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, sur le thème de la séance de ce soir.

50 Vous pouvez vous réinscrire au registre si le temps le permet. Toutes les questions et réponses me sont directement adressées. 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.

---

## DÉPÔT DE DOCUMENTS

55  
**LE PRÉSIDENT :**

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

65 **M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Aucun document, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

70 Du côté du ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs.

**Mme FRANCINE AUDET :**

75 Bonsoir, Monsieur le président, aucun document déposé.

**LE PRÉSIDENT :**

80 Du côté de l'Association pétrolière et gazière du Québec.

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

85 Bonsoir, Monsieur le président. Nous avons deux choses à déposer ce soir. La première, c'est deux plans des mesures d'urgence de deux de nos membres ont été déposés. Deuxièmement, on dépose, suite aux demandes de la commission au cours de la semaine dernière, un exemple d'une composition chimique des eaux de fracturation et des eaux usées d'un puits horizontal fracturé dans l'Utica.

90 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Du côté de la société en commandite Gaz Métro.

95 **M. JEAN TRUELLE :**

Aucun nouveau document de déposé, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

100 Du côté de monsieur Bohm, j'imagine que vous allez nous déposer la conférence que vous allez faire tout à l'heure?

**M. BRIAN BOHM :**

105 That's correct.

**LE PRÉSIDENT :**

110 Merci beaucoup. Du côté de monsieur Michel Malo de l'Institut national de la recherche scientifique?

**M. MICHEL MALO :**

115 Je n'ai pas de document, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur René Therrien de l'Université Laval?

120 **M. RENÉ THERRIEN :**

Non plus, pas de document.

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Denis Lavoie de la Commission géologique du Canada.

**M. DENIS LAVOIE :**

Pas de nouveau document, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

Et j'imagine que la présentation que vous allez faire va être déposée, Monsieur Lavoie? Vous allez déposer votre présentation? Ah, excusez! Monsieur Malo. J'ai oublié de vous le demander.

**M. MICHEL MALO :**

Oui, Monsieur le président. Je l'avais déposé cet après-midi, je l'avais mentionné.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Merci beaucoup. Alors, je vous informe aussi que nous avons un service de traduction simultanée. Donc, les citoyens qui veulent entendre notre prochain conférencier et les discussions, je vous invite à vous procurer ici, à côté de la salle, un appareil pour vous permettre d'entendre les conversations en français.

Donc, sans plus tarder, j'inviterais monsieur Brian Bohm. Donc, la parole est à vous, Monsieur.

**PRÉSENTATION**  
**LE FORAGE ET LA FRACTURATION HYDRAULIQUE**

**M. BRIAN BOHM :**

Let me start by apologizing, I am English-speaking only; two years of High school French 20 years ago have not carried over, so -- To start, I'd like to try to hopefully address some of the issues that have arisen earlier today and provide some technical details on the two processes of horizontal drilling and hydraulic fracturing. One point of clarification I would like offer is that the process of hydraulic fracturing is a completion process, it is not a drilling process, it's often described as hydraulic 'fracture drilling'.

165 These two processes can occur independently of one another, so you can horizontally drill a well, you don't have to hydraulically fracture it, and then you can vertically drill a well and you can hydraulically fracture a vertical well. So that, I'd like to start with, and then give you a brief overview of the presentation.

170 I'll start out by introducing why we're kind of talking about shale gas, then go into a discussion of the different kinds of unconventional natural gas plays, real briefly go over a history of shale gas, identify some of the plays in the U.S. and in Canada, look then into the horizontal drilling process, looking at kind of the steps from the well pad to drilling operations and how the wells are constructed and drilled in a manner that protects groundwater and provides protection to groundwater.

175 I will then go into a discussion of the completion process that hydraulic fracturing... looking at the design, the operations; we'll then go into the details on some fracturing fluids. These will be examples from the U.S. that include both recycled produced water, sometimes termed the flowback water, and then look at the groundwater risk associated with that. A brief discussion of some water sourcing, and then water disposal, water re-use, and I'll provide you at least one other additional resource for additional information.

180 One of the reasons why we're talking about shale gas is that shale gas has a tremendous potential as a resource across North America for supplying energy for many years to come. Associated with that, though, there are these environmental concerns related to the horizontal drilling process, and the large volumes of water that are both needed for hydraulic fracturing and that are returned as produced water from hydraulic fracturing.

185 And to say that there's been, at least in the U.S. and from what I've seen in the last couple of days reading the newspaper up here, it seems like there is also a very spirited debate amongst stakeholders as to the process, why it's occurring, how it's occurring, and how it is done.

190 What I hope is that providing some technical background on this, that we can alleviate some of these concerns and help the public understand the process and what is occurring.

195 Unconventional natural gas is a gas that is – it takes an extra effort on the part of industry to bring that gas to the surface. Typically, there's three primary unconventional plays that are talked about and being produced. Those are coalbed methane, tight sands and shale gas or gas shales. These are resources and reservoirs that... where the gas is generated in the same place that it's produced.

200 Conventional shale or conventional gas, typically the reservoir that stores the gas is not the same geologic formation in which it was produced and first generated. But if we look at unconventional plays, it's -- the growth in oils and gas industry lately has been in unconventional

205 development, at least for the natural gas side. Onshore, since 1998, there's been about a 65% increase in the U.S., and as of 2007, about 50% of the U.S. gas production comes from unconventional plays.

210 If we look at shale gas, shale gas has almost a bi-polar, or a two-tiered history. Very early some of the most earliest wells were produced from shale gas wells. Earlier in the teleconference with Pennsylvania, they talked about stray gas and gas migration. Well, these earlier wells were drilled because of that stray gas that existed. It was found through the natural seeps that occur, and then we came in and started developing that resource, and it was some of the -- you know, used for illumination of streets in some of the earliest cities. The Fredonia, New York well is located between Erie and Buffalo, and it is right on Lake Erie, and it's one of the first wells. It was 30 feet, it was hand dug, so you know, this gas, stray gas migration has been an issue in parts of the U.S. for 215 hundreds of years. And it's occurred naturally long before oil and gas development started, came in and started hydraulically fracturing wells.

220 Since the earliest production, the next biggest shale gas play started with the Big Sandy Field, it's an Ohio shale. It is still being developed today, so it is, you know, 140 years or 130 years worth of development. And that's kind of the historic shale development, but modern shale gas development started with the Barnett Shale, which started in the early 1980s. It was the first shale gas play where hydraulic fracturing and horizontal drilling were applied. But, you know, from the earliest, you know, the play started in 1980, but it was really in the late '90s and early 2000 that this play started to grow where it took, you know, a decade of research and input and time for these 225 companies to develop the technical prowess to effectively produce this gas.

230 Now, since then, you know, from 2003, the U.S. shale boom started, and you had the Fayetteville Shale play which is about 25 to 35 miles south of where I live, the nearest well, so I'm familiar, very familiar with the Fayetteville play. And then you have several other plays with the Haynesville Shale play, and then the Marcellus shale which is starting to develop now.

235 After that, then you have, you know, the two Canadian plays that started in 2006, 2007 out west. So what happened in the Barnett Shale that made things -- suddenly shale gas economically, or feasible, and it was a combination of what we call the Shale Gas Trifecta. The industry advanced horizontal drilling to the point where they are very successful with it, they are able to get very good well completions. They combined that with the relatively large-volume hydraulic fracturing of slick water fracturing treatments, which was a new, a relatively new development at the time. Prior to that, water-based fracs were not that common, at least not in large scales. And then, coupled with 240 the fact that at the time gas prices were very high, so it allowed for the drilling of these multimillion dollar wells.

If we look at why shale gas is going to be such a big deal for the next generation or two, is that shales are ubiquitous across North America. You know, I mean, there are literally shales in



245 almost every state, so you have issues such as you have here in Quebec where there's no historic  
industry from conventional plays but now there is this unconventional play that has the potential to  
occur.

250 That's true in many states. The Fayetteville play is in northern Arkansas, and there had been,  
you know, a handful of wells drilled in the last 100 years in that area until the shale gas boom of the  
Fayetteville, and now there has been, you know, 1,500 wells in the last four years, five years. The  
Marcellus is the same way. There are some historic development in some areas of Pennsylvania  
but, you know, the areas where the Marcellus is currently being developed are relatively new and  
undeveloped in terms of historical oil and gas.

255 And this map here shows, you know, that there's at least three major plays that are already  
being developed in Canada, likely there'll be more in North America or in the U.S. You know, there's  
probably another five, six, seven shales that aren't even shown on this map that may potentially in  
the future be developed, where there's just shales laying on top of shales or underneath shales that  
260 are already being developed.

If we look in terms of what shale gas offers the United States, one of the U.S.'s biggest  
concerns it what we consider energy security. We import a tremendous amount of oil currently, and  
at least in the U.S. we're not currently in a situation, or alternative fuel sources are viable technically  
265 to provide us the energy we need. So we look at natural gas, and especially natural gas from  
unconventional resources such as shale gas, as a bridging fuel that can get us from the petroleum-  
based society to an alternative-fuel society, but it's going to take years to develop these  
unconventional or alternative fuels.

270 It's also a tremendous domestic resource. Almost every area that is currently undergoing  
shale gas is receiving an economic boom in terms of tax revenue. And then, natural gas  
production, at least in the burning of natural gas for electricity, is a much cleaner alternative than  
the burning of coal.

275 It you look at the individual states, you know, some of the benefits are the same. It does  
provide a tremendous economic boom locally, the potential tax revenues are great. If you use,  
especially one of the benefits that is being considered in the state of New York is that New York City  
is a tremendous energy consumer, and local production of natural gas could be a huge benefit to  
bring in energy sources to that area. And that's common throughout most of the shale gas plays.  
280 And of course, there's a tremendous economic input in terms of jobs for some of these –

285 Now, if we start with the process of horizontal drilling, when we horizontal drill a well, it's  
typically completed in two stages where they'll drill down to what they call the kickoff point, and then  
they come back out, and depending on the location, they may bring in a different rig and drill the  
curve and then the lateral portion. The well pads, because the size of the rigs are so much bigger,

and because there's usually multiple pads or multiple wells, anywhere from 4 to 8 wells is typical on a well pad, they are a little bigger than a conventional well pad. However, once the drilling process and the fracturing processes are completed, they come in and they reclaim that to a much smaller area. So the final impact to an area is typically, you know, half the size of what the initial impact is, if not smaller.

The other thing is that they can drill -- you know, with multiple wells on a single pad, you can develop a tremendous area up to a section which would be 640 acres off a single pad. Conventionally, drilling with vertical wells that would probably take anywhere from 4 to 8 times as many wells, and you would probably take up to 5 to 10 times as much space occupied by those wells.

When drilling the wells -- it's a 24-hour, 7-day a week process where -- mentioned earlier in Pennsylvania, they said around 30 days. Typically a rig is on, from what we've seen is when they come in, they are usually on a well pad from 90 to 120 days. In that time, they may drill 2 to 3 wells. Typically, what they'll do is they'll come in and they'll drill 2 to 3 wells on a single pad. They'll move off, and then if there are going to be additional wells, they'll come back and drill them later.

Depth range in the U.S. for shale gas plays is somewhere in the point 8 kilometre to 3 kilometre depth. Most wells are not drilled shallower than the point 8 kilometres, and the reason for that is it's difficult to maintain the wellbore, the lateral portion of that wellbore at a depth shallower than that.

When you drill multiple wells on a single pad, the industry, over time, develops an experience and a knowledge understanding the geology where they can orient the wells to maximize production. This takes time. It's very common now in the Barnett for this process to do, to be done, and it's becoming more common in the Fayetteville. In the Marcellus they are starting to do this. It's something where you have to -- the knowledge of experience and past experience applies.

The benefit, one of the other key benefits of horizontal drilling is that it allows development to occur from up to a mile away. So with that long lateral wellbore, you don't have to have a location right next to the area you're producing. You can actually develop an area from a distance, so that allows you to develop under schools, under homes, you know, under different resources without affecting the surface, the near surface.

The drilling process is also to the point where it's a very, very state of the art activity, computer-driven, lots of information is collected and observed throughout the entire process.

This was kind of discussed earlier in the call with Pennsylvania, but when a well is completed, there are multiple zones of steel casing and cement that are emplaced to ensure the groundwater resources are protected, not only during the drilling process but also during the

330 production process. And these are two examples or two figures, one is kind of a cross-sectional view on the left that shows the production side, the production well, the Christmas tree, but also shows the three layers of surface -- of casing with a surface casing, an intermediate casing and a production casing, and then how this casing may be cemented.

335 Now, in the U.S. the depth of these different – the depth of the surface casing is set, it's a state level by the Oil and Gas Agency, State Oil and Gas Agency is not only responsible for ensuring responsible production of oil and gas, but they are also exclusively charged with protection of groundwater resources. And it's one of the mandates in almost every State Oil and Gas Agency.

340 So the depth of that surface casing is determined by the protection of – is there to ensure that groundwater resources are protected and isolated during the drilling and production process. And then, you know, the intermediate casing is usually designed for one of two things. It's either, there's an alternate zone which may be over-pressured, like the discussion was earlier, where you want to drill down and isolate that over-pressured zone or, you know, there may be another fluid-producing zone deeper that you're trying to isolate and protect the wellbore so that fluids don't migrate out of the well.

345 And then, the final is the production zone. In this case, for horizontal wells, in the U.S. there's both cased and uncased laterals, and cemented and non-cemented laterals, and it's based on state regulation, production and idealizing just, you know, trying to get the maximum production.

350 The figure on the right, it's kind of a surface view, and it shows the comparison of what a typical oil and gas well looks like, at least in terms of the casings and the cement at the surface.

355 So again, I mean, it's – in most cases, it takes a failure within the drilling process or the cementing process for there to be a migration in the wellbore. The protections are there to ensure that the gas or the oil is not in contact with the groundwater zones.

360 The second part of the whole process is what has been deemed 'slick water', or 'high volume hydraulic fracturing', and it's after the well has been drilled, you have to come in... because shales are so tight, they are not willing to freely give up their gas, you have to come in and you have to generate permeability so that that gas can be released into the wellbore. That is done through high-volume hydraulic fracturing in which multiple isolated zones within a wellbore are fractured individually.

365 I heard earlier a comment that a well may be fractured up to 10 times. Most of the shale gas wells that I know of in the U.S., one fracturing, maybe two. Over the production life how many more fracturing jobs will there be? We don't know, but it's not likely to be high. But when I hear 10 or 15

fracturings, that's 10 or 15 different zones within a horizontal lateral. It's not the whole well fractured 10 or 15 times.

370 And there are several keys to the fracturing process which, you know, ideally you want to fracture the producing zone, you don't want to fracture outside that producing zone. Operators are not looking to fracture up to groundwater resources, if it was even physically possible, because it's not productive to the process of oil and gas. Or in this play, shale gas production. Confining to the zone that you are trying to produce from is economically the most beneficial approach.

375 If we look at the design of a hydraulic fracture treatment, typically, especially early on in development, as a lot of time is spent in computer simulations and they are able to simulate the design of the well, they are able to simulate the formation, and then they run through scenarios looking at how much volume of fluid do you push, what size proppant do you use, how much pressure is needed, and the idea is that by running these simulations in the computer, when you go out into the field, you have an idea of what is going to happen, and then you don't have to do a multiple fracture treatments on a single well.

380 These numbers are based on what we have here in – what we've observed in the U.S., a typical horizontal hydraulic fracture treatment uses between 3 and 5 million gallons of water. That's for a complete fracture treatment. The diagram here depicts a bunch of sub-stages of fracturing, and that's typical. There's usually – I believe the number I've heard here is 8 they are expected in Quebec. In the U.S. you can see 8, 10, 12, 15 – it's all based on the length of that lateral, and how many – how discreet you have to fracture within that lateral.

385  
390 Supplying water – water is typically in the U.S. at least, either trucked in or delivered by temporary pipeline. If the water resource is, the source is close by, they will pipeline it in using what they call fast lines, which are portable plastic lines. This water is then brought onto the well pad, it's stored either in a tank, a local impoundment, or in some cases there are centralized impoundments which are then used to distribute water to the different well pads in an area.

395  
400 A fracture job lasts anywhere from a few days to a week, it depends on how many stages they are fracking. After the water is pumped in and the fracturing is done, then the well is closed in, and then after, you know, up to a week, the well is then put on production for water, and it flows back. In the U.S., we are typically seeing anywhere from 15 to 30% of the volume pumped in returned. You know, these numbers can be as high as 50 to 60%, but it varies. It is based on the geology, and what you see in one play is not always what you see in another play.

405 In the Haynesville, initially, the Haynesville shale in Louisiana, initial reports were that anywhere from 15 to 20% was returning, and then it got to the point where they were getting less than 5% during flowback. Those wells are 10,000 feet deep to 12,000 feet deep, so they are a little bit deeper than most of the other shale plays.

410 Water production may continue long-term, it's really based on geology. In the Barnett Shale they seem to see more long-term water production. In the Fayetteville Shale, we do not see a lot of long-term production of water, and in the Marcellus, it's very area specific.

415 If we look at what is the components of a fracturing fluid, by volume, 98 to 99.5% of the water or of the fracturing fluid is a water. The other 2 to .5% is a chemical additive that each has an engineered and design purpose, and then there's the proppant and the sand. These next figures are not by volume, but they are actually by weight, so those numbers are a little bit different. The figure on the top left is for a recycled frac fluid in the Marcellus. It's approximately 12.5% recycled water, that is produced water that was used in a previous frac job that has returned to the surface and is now being used in a subsequent frac job.

420 Then there's approximately 71% fresh water, 15%, 15.5% by sand, and then there's only three chemical additives. There's an acid that is used to clean up the near wellbore. That acid would be similar to swimming pool acid that is used for pH control in a swimming pool. It is quickly neutralized into an inorganic salt. So you would not see much, if any, acid returned to the surface. 425 The other two components are a friction reducer, which just slicks the water so that it can be pumped at a higher pressure and carry the sand, and then the last component is a biocide, and that is just used to kill organic matter, bacteria that are present in the fresh water.

430 The second hydraulic fracturing fluid is a fluid from West Virginia. There is a few more additives in it because the geology dictates what goes into the fracturing fluid. So in this case, water, sand, and acid are still comprising 99.7% of the fluid, but there's also some surfactant friction reducer, a chemical to control the formation of scale, some biocide again. In part the biocide here is, you'll see is higher, and the reason why that is higher is there is also a gelling agent, which is usually a guar or an organic matter, which bacteria on the subsurface feed on, therefore they can clog the pores of the reservoir or of the well. Then there is an acid corrosion inhibitor and a breaker for the gel. 435

440 Again, you know, these fluids – they are engineered and they are designed based on the conditions at the site. Most companies, and I'll say probably all companies involved in the process of shale gas development are not going to add a chemical just for the fun of it. It's added because it's necessary for that well.

445 To look at the risk associated with the process of hydraulic fracturing on top of the risk of just a well construction related to the contamination of groundwater, one of the studies that we've looked at internally is a 1989 study that was done by the American Petroleum Institute and the Department of Energy, and what they did was they actively researched for injection wells, which are wells that are designed for the permanent disposal of fluids in the subsurface, the risk that a well failure could occur and result in contamination of groundwater, and what they found is that for a

450 typical well in a typical basin with a reasonable likelihood of corrosion, there is somewhere between  
a 1 in 200,000 to a 1 in 200 million chance that well could fail to the extent that you would see  
groundwater contamination.

455 Now, in comparison of that to hydraulic fracturing, I understand that an injection well operates  
24 hours a day, 7 days a week, almost for an entire year, and they are designed to operate for  
years at a time. In contrast, hydraulic fracturing is days to a week. The volumes injected are much  
smaller, so the risk associated or believed to be associated with hydraulic fracturing is much  
smaller than what you're seeing in those numbers.

460 One of the other issues that I heard this morning is where does the water come from? In the  
U.S., almost every operator will develop as many resources as they can for water because of  
concerns related to seasonality of water flows and surface water, competing interests. So in the  
U.S., I mean, we see everything from surface water and groundwater being used. There's  
465 companies that buy from municipal water supplies, there's acid mine drainage water that is used in  
some instances. In the U.S., the recycling of produced water or the reuse of flowback water is  
almost to the point where in some plays it's 100%, every ounce of water that comes back in, comes  
back out of a well is used again, and it's becoming more and more as the treatment technology has  
advanced, and as the water quality – it's all based on water quality whether or not treatment is  
needed.

470 Finally, collected water, companies are constructing impoundments just to collect rainwater,  
and then private individuals are selling water. And here, just the graph shows the different water  
needs for some of the different plays.

475 One of the biggest issues with sourcing water in the U.S. is that there is a competing interest,  
and this graph for the Barnett shows how shale gas water competes or, at least, the percentage of  
shale gas water that is needed in comparison to some of the other different industries, and that's...  
you can see, obviously, public water supply is the biggest user. The Barnett Shale is located in the  
Dallas/Fort Worth municipal area.

480 You know, then the next are industry and mining, power generation, irrigation, livestock.  
Overall, shale gas is expected to, you know, be less than a half a percent of the total water needs  
in shale gas, or in the Barnett Shale.

485 To conclude, I'd like to offer up the permit that was developed by the Groundwater Protection  
Council as another reference and a resource for additional information for those that are interested.

490 **L'INTERPRÈTE :**

Permettez-moi de m'excuser parce que, bon, je n'ai étudié le français qu'il y a 20 ans de cela à l'école secondaire. Donc, je vais vous livrer ma présentation en anglais.

495 Afin de commencer, je vais tenter tout simplement d'offrir des réponses aux questions qui ont été discutées l'autre journée, et vous parlez également du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. Une précision que j'aimerais apporter, c'est que le processus du forage horizontal n'est pas un forage proprement dit, mais sinon utilisant de l'eau. Donc, c'est une fracturation hydraulique. Lorsqu'on parle de pétrole, on n'a pas à utiliser cette procédure-là quand on le fait de  
500 façon verticale, mais lorsqu'on le fait de façon horizontale.

Donc, premièrement, je vais donc vous donner différentes définitions et puis, par la suite, je vais expliquer où se retrouve le gaz de schiste. Je vais identifier les endroits où se retrouve cette recherche aux États-Unis et au Canada, et par la suite, expliquer le processus de forage, les  
505 différentes étapes, donc du « pad » des puits, et les autres. La façon dont les puits sont construits et forés, la protection également des eaux de surface et, enfin, des nappes phréatiques également.

Par la suite, nous allons parler de facturation hydraulique, la conception des HVHF, l'exploitation, les fluides également. Il y a aura des exemples des États-Unis et cela va inclure également le recyclage de l'eau. Et par la suite, nous allons parler des risques associés aux  
510 nappes phréatiques. Nous allons parler également, brièvement, des sources d'eau et de la disposition des eaux. Et par la suite, les renseignements supplémentaires.

Donc, une des raisons pour laquelle nous parlons des gaz de schiste, c'est tout simplement  
515 parce qu'ils possèdent un potentiel énorme en Amérique du Nord pour l'alimentation en énergie pour plusieurs années à venir. Associées avec cela, il y a des préoccupations environnementales en ce qui a trait au processus de forage horizontal et de ce qui est utilisé pour la fracturation hydraulique.

520 Alors, pour vous dire que pour le moins, aux États-Unis et de ce que j'ai pu remarquer à la lecture des différents documents ici, c'est qu'il y a un débat sur le processus, comment c'est fait, pourquoi on fait les choses de cette façon-là, et cetera. Donc, il y a également un historique, un peu, qu'on voudrait donner afin que le public puisse comprendre le processus et comment cela se passe.

525 Bon. Le gaz naturel non conventionnel fait qu'on l'appelle comme ça, parce que ça prend beaucoup d'efforts pour amener à la surface ce gaz-là. Il est produit de différentes façons. Vous avez le gaz méthane sur lit de charbon, les sables et également le gaz de schiste. Le gaz est généré, en fait, au même endroit d'où il est produit. Les gaz conventionnels se retrouvent dans un  
530 réservoir qui est distinct de celui qui est généré lors de la première étape.

535 Mais si on regarde où se retrouvent, par exemple, les gaz conventionnels, par exemple, et on se tourne vers l'industrie pétrolière, depuis 1988 on peut se rendre compte qu'il y a eu 65 % d'augmentation aux États-Unis du gaz naturel non conventionnel et à partir de 2007, 50 % de la production de gaz aux États-Unis est dérivé des gaz non conventionnels.

540 Si on se tourne vers l'historique du gaz de schiste, qui possède un historique, enfin, qui est bipolaire. Premièrement, vous avez celle par les puits. Un peu plus tôt, avec un appel conférence avec la Pennsylvanie, on a parlé de la migration des gaz, et tout cela a donné lieu, également, à cette migration et ce gaz qui s'échappe. Il s'agissait donc des ressources qui étaient utilisées, par exemple, pour New York et Buffalo, et le lac Érié – c'est un des premiers puits.

545 Alors, la migration de ces gaz a été une préoccupation pour une bonne partie des États-Unis et cela pour une centaine d'années, et cela, bien avant que nous en fassions l'extraction par fracturation hydraulique. Alors, à Ohio, par exemple, on a effectué la première exploitation de gaz de schiste. Ça a pris 30 à 40 ans pour le développement de cette industrie-là. Et ça, c'est l'histoire qu'on a derrière tout cela. Mais pour le gaz de schiste plus moderne, eh bien nous avons commencé au début des années 80 où on a eu, par exemple à Barnett, où on a tout simplement effectué le forage qui était la première utilisation, lors de ce forage, du HVHF. Et ce n'est qu'à la fin des années 90, ou début des années 2000, qu'il y a eu le développement de différentes technologies, afin de produire, de façon plus efficace, ce gaz de schiste.

550 Depuis lors, depuis 2003, il y a eu donc une progression exponentielle et de 20 à 30 miles au sud de Fayetteville, qui est un endroit très renommé pour cela. Puis il y a eu d'autres endroits, celui de Haynesville, celui de Marcellus qui sont en pleine exploitation pour l'instant.

555 Alors, au Canada, dans l'Ouest Canadien, ça a commencé en 2006-2007. Alors, ce qui est arrivé au site Barnett qui a causé notre compréhension que l'exploitation était faisable est celle-ci : c'est que nous avons tout simplement utilisé ce que l'industrie avait de mieux pour le forage horizontal et nous l'avons combiné avec un plus grand volume et un traitement à l'eau, qui est un nouveau développement pour la fracturation. Donc, ce n'est pas à grande échelle que c'était utilisé. Et, à l'époque, le prix du gaz était très élevé. Ce qui nous a permis donc d'injecter des millions de dollars pour ces puits-là. Alors, pourquoi le gaz de schiste serait quelque chose de très important pour la prochaine génération ou deux? C'est qu'il y en a plusieurs en Amérique du Nord de ces accumulations-là et vous avez donc certaines préoccupations.

560 565 570 Il n'y a pas d'historique, si vous voulez, en ce qui a trait au gaz conventionnel et c'est plutôt au nord de l'Arkansas que l'on va retrouver cela et qu'il y a eu, en fait, une poignée de puits qui ont été creusés ce dernier centenaire. Et pour le gaz de schiste, ce sont plus de 50 puits ces dernières cinq années. Et en Pennsylvanie, l'endroit où nous sommes en plein développement et exploitation de Marcellus, c'était une région où il n'y avait presque pas de développement.



575 Alors, nous avons trois endroits principaux où ça a été développé au Canada, par contre, et nous espérons qu'il y en ait plus en Amérique du Nord, pour le moins aux États-Unis. Il y en aura encore cinq ou six gisements aux États-Unis qui n'ont toujours pas été développés et ce sont un gisement par-dessus l'autre, en fait.

580 Si on regarde ce qu'offre le gaz de schiste aux États-Unis. Aux États-Unis, la plus grande des préoccupations est la sécurité de l'énergie. Nous importons beaucoup de pétrole présentement et pour le moins, aux États-Unis, nous ne sommes pas dans une situation où les sources alternatives de carburant pourraient nous offrir l'énergie dont nous avons besoin. Si nous nous tournons vers le gaz naturel comme ressource naturelle, tout comme le gaz de schiste pourrait être considéré comme étant une source d'énergie alternative. Mais cela prendra des années avant de pouvoir pleinement développer ce domaine-là.

585 Il y a, également, énormément de ressources domestiques et le gaz de schiste reçoit, par son essor, beaucoup de revenus en termes de subventions, et cetera. Et, bien sûr, le gaz de schiste et l'électricité sont beaucoup plus écologiques, en fait, que l'utilisation du charbon. Et cela donc va nous permettre un grand essor économique également. Une des retombées qui est considérée dans l'État de New York, c'est qu'en fait, New York est très énergivore comme cité et le gaz naturel va, en fait, générer de grandes retombées. Et c'est la raison pour laquelle nous avons considéré cela. Et en termes, également, de création d'emplois, c'est un volet très intéressant.

590 Maintenant, nous allons parler du forage horizontal. Lorsque nous voulons effectuer le forage d'un puits, nous effectuons le forage pour le démarrage et, par la suite, nous avons une autre foreuse qui va tout simplement faire un forage angulaire, en courbe en fait. Et il y a ordinairement plusieurs « pads » pour plusieurs puits, et c'est un peu plus grand dans ce cas-là que ceux qui sont conventionnels.

600 Lorsque la fracturation est complétée, alors on se rend vers des emplacements qui sont plus petits, plus étroits, qui sont la demie de l'ampleur que qu'est-ce qu'ils sont initialement, donc avec des puits multiples sur une zone particulière. Par exemple, si on parlait de 650 acres pour un « pad » ou une zone. Alors, il y a des puits verticaux, qui pourraient être forés, mais ça prendrait six à huit fois plus de temps pour ce faire, pour l'extraction, et ça occuperait comme espace, ces puits-là, de cinq à huit fois plus d'espace.

605 Lorsqu'on effectue le forage des puits, il s'agit des exploitations d'un procédé 24 heures par 7 jours – en Pennsylvanie, ils l'ont fait à l'intérieur des 30 jours. Ce qu'on a en 30 jours consécutifs, c'est le transport qui est fait par la suite. On a le forage entre 90 à 120 jours, et on va effectuer le forage de 2 ou 3 puits sur un gisement, en fait, et par la suite ils reviennent.

Aux États-Unis, on couvre donc, comme profondeur, de 0 à 0,8 kilomètre à 3 kilomètres sous la surface et pour cette raison, il est difficile de maintenir la partie latérale des puits, des parois du puits, en fait.

615 Et lorsque l'on parle de l'exploitation d'un « pad » seulement ou d'un gisement, il faut comprendre la géologie afin de maximiser la production. Cela prend beaucoup de temps. Il est très commun, pour Barnett par exemple, d'utiliser ce procédé-là et dans le Marcellus, ils commencent à peine à faire les choses selon ce procédé-là. Alors, nous utilisons tout simplement les expériences précédentes et passées pour ce faire.

620 Alors, les avantages qu'on a tirés du forage horizontal, c'est que nous pouvons effectuer un développement à un mile de distance. Vous n'avez pas besoin d'avoir un emplacement près de l'endroit où vous allez extraire, mais vous pouvez tout simplement le faire à distance. Vous pouvez développer cela sous les écoles, sous les maisons et sans, tout simplement, affecter les différents services disponibles dans une communauté.

625 La différence, c'est que c'est le genre de forage qui est mené par des données télématiques et très précises également. Cela a été discuté quelque peu lorsqu'on nous avons eu l'appel conférence avec le représentant de la Pennsylvanie. Voici : lorsque le puits est complété, il y a des zones multiples, tout simplement, d'acier, de ciment qui se font pendant la construction des parois.

630 Voici donc une coupe transversale du puits qui vous montre où se retrouve le site de production, qui ressemble un peu à un arbre de Noël. Ici, vous avez donc une partie plus grande et plus petite, et enfin plus petite sur le dessus. Et vous allez voir la profondeur de cette première structure. Donc, a tout à voir avec la production et elle est chargée de la production des sources d'eau. Et la profondeur de cette structure est isolée pendant la production de gaz.

635 Alors, pour la partie intermédiaire, elle est conçue pour une ou deux choses, c'est-à-dire elle est la zone qui isole la surpression et il se peut fort bien qu'il y ait une zone plus fluide en dessous, et elle sert d'isolation, afin que les fluides ne puissent pas migrer à l'extérieur du puits. Et pour les puits horizontaux, aux États-Unis, il y en a qui ont des parois et sans paroi latérale, et cimentée ou pas, d'ailleurs. Et tout cela est fondé sur la réglementation d'État, en ce qui a trait à la production, afin de maximiser la production.

640 Vous avez une vue de surface ici, et ça vous démontre et compare également à quoi ressemble un puits de gaz et quelle est tout simplement cette structure cimentée à la surface. Dans la plupart des cas, il faudrait qu'il y ait des manquements dans le processus de forage et de cimentation afin qu'il y ait une migration des gaz à la surface. La structure est ainsi pour assurer que le pétrole ou quel que ce soit le gisement exploité, n'arrive pas en contact avec les nappes phréatiques à la surface ou souterraines.

655 Alors, maintenant, voici le système de fracturation hydraulique à volume élevé. Par exemple, il est nécessaire de générer une certaine perméabilité afin que le gaz pénètre, en fait, à l'intérieur des parois. Il y a des zones multiples isolées, à l'intérieur, où la fracturation est individuelle. J'ai entendu des commentaires à l'effet qu'on pouvait fracturer jusqu'à 10 fois. Aux États-Unis, on utilise une fracturation ou deux. Nous ne connaissons pas en fait combien de fois on pourrait fracturer, mais lorsque nous parlons de 10 à 15 fracturations, c'est-à-dire dans 15 zones différentes, ce n'est pas le puits en tant que tel qui subit les 10 ou 15 fracturations.

660 Alors, les procédés sont ceux-ci : vous voulez fracturer la zone de production où il y a la présence de gaz et non pas les autres. Donc, il faut... si c'était même physiquement possible, on voudrait utiliser l'eau pour trouver. Mais pour la production du gaz de schiste, ce doit être un espace confiné pour la production seulement.

665 Si nous observons l'image ici qui nous indique comment est conçue la fracturation hydraulique, vous avez ici des simulations télématiques où on peut simuler tout simplement la conception du puits, les différentes formations, étudier également quel est le volume de fluide utilisé, combien de pression est nécessaire. Et l'idée, c'est qu'en simulant ceci sur un ordinateur, on a une très bonne idée, lorsqu'on se rend sur les emplacements, de qu'est-ce qui peut survenir pour un seul puits à la fois.

670 Alors, ces données sont fondées sur nos observations, aux États-Unis, pour un traitement de fracturation hydraulique qui utilise de 3 à 5 millions de gallons d'eau pour ce faire, et ça, c'est pour une fracturation complète.

675 Il y a des sous-étapes de fracturation et cela est typique. Ce que j'ai entendu ici, c'était 8 au Québec. Aux États-Unis, vous pouvez observer entre 8, 10, 12, 15, et ça correspond à la longueur latérale et à combien de fracturations vous devez faire sur cette longueur-là.

680 Alors, l'approvisionnement en eau. Typiquement, aux États-Unis, elle nous est livrée par camion-citerne ou par pipeline, lorsque la source est à proximité, qui sont des pipelines rapides, par des tuyaux en plastique, tandis que dans la cas où la source est plus éloignée, il y a tout simplement des camions-citernes, ou il y a des sources d'eau qui sont redistribuées, recanalisées. Ça peut prendre de quelques jours à quelques semaines pour avoir toute l'eau nécessaire pour la fracturation hydraulique.

685 Lorsque l'eau est pompée à l'intérieur et la fracturation est effectuée, et lorsqu'on arrive à proximité, au bout d'une semaine, donc il y a mise en service du puits. Alors, l'eau retourne, et il y a de 15 à 30 % du volume qui a été pompé à l'intérieur qui retourne. Cela pourrait monter jusqu'à 50 ou 60 %, mais évidemment cela varie, cela dépend de la géologie. Ce que vous voyez à un endroit donné ne sera pas nécessairement ce que vous verrez à d'autres endroits.

695 À Haynesville, en Louisiane, les premiers rapports, il y avait de 15 % à 20 % de retour et c'est venu au point où il y avait moins de 5 % au niveau de la récupération. Ces puits sont à 10 000 pieds de profondeur, 12 000 pieds de profondeur. Donc, ils sont certainement beaucoup plus profonds que la plupart des autres puits de gaz de shale.

700 La production peut continuer à long terme, ça dépend de la géologie essentiellement. Dans le Shale de Barnett, il y a plus de production à long terme; dans le Fayetteville, il y a beaucoup moins de production à long terme avec l'eau, et dans la formation Marcellus, c'est très... ça dépend beaucoup de chaque localisation.

705 Si on examine quelles sont les composantes du fluide de fracturation en volume, de 98 à 99,5 % de ce fluide est formé d'eau. Les 2% qui restent ou le 0,5% qui reste, selon le cas, sont des produits chimiques qui ont un objectif de génie et, ensuite, le sable. Donc, les chiffres sont en poids et non en volume. Alors, en haut à gauche, c'est pour un fluide de fracturation dans une formation Marcellus. 12,5 %, il y a de l'eau recyclée. C'est de l'eau qui avait déjà été utilisée dans une autre fracturation, qui a été ramenée à la surface et qui est utilisée de nouveau, dans une autre opération de fracturation.

710 Alors, vous avez 71 % d'eau fraîche, de 15,5 % de sel. Il n'y a que 3 produits chimiques : un acide qui sert à utiliser la mèche de forage, c'est un peu ce qu'on utiliserait dans une piscine pour contrôler le pH d'une piscine. C'est rapidement neutralisé dans un sel organique. Donc, vous n'aurez pas d'acide qui va remonter à la surface. Les deux autres composantes servent d'abord à réduire la friction, alors ce qui permet de pomper l'eau à une plus grande pression et transporter le sable. Et ensuite vous avez un bioacide qui est là pour tuer les bactéries qui peuvent être présentes dans l'eau fraîche.

720 Le deuxième fluide de fracturation, ça vient de la Virginie occidentale. Vous avez quelques autres produits qui sont ajoutés, parce que la géologie décide de ce qu'on va trouver dans ce fluide de fracturation, en l'occurrence l'eau, du sable et l'acide, donc représentent 99,7 % de ce fluide, mais il y a aussi des surfactants, produit chimique pour contrôler la formation des tartres. Donc, le bioacide, ici, que vous verrez, c'est un peu plus élevé. La raison pour laquelle c'est plus élevé, c'est qu'il y a un agent de gel qui est un agent mécanique, mais qui peut alimenter les bactéries et, par conséquent, qui pourrait obturer les pores du réservoir ou du puits. Et, ensuite, il y a un agent pour prévenir la corrosion. Et encore une fois, ces fluides sont conçus en fonction des conditions spécifiques au site.

730 La plupart des entreprises, et je dirais que toutes les entreprises qui font cette exploitation du gaz de schiste ne vont pas ajouter de produits chimiques pour le plaisir d'ajouter un produit chimique. C'est là parce que c'est essentiel pour tel puits précis.

735 Si on examine les risques liés à la fracturation hydraulique, en plus des risques liés à la  
construction du puits, la contamination de la nappe phréatique, les études que nous avons  
étudiées, bon, l'étude de 1989 qui a été faite par le ministère de l'Énergie, et ils ont recherché plus  
exactement les puits d'injection ou des puits qui ont été conçus pour l'élimination permanente des  
fluides dans la sous-surface, les risques qu'un défaut puisse se produire et que, par conséquent, il  
y ait une contamination de la nappe phréatique. Et ce qu'ils ont trouvé, c'est que pour un puits  
typique, dans un bassin typique avec un taux de corrosion... donc, il y a une chance sur 200  
740 millions à ce que vous ayez une contamination de la nappe phréatique.

745 Alors, si on compare la fracturation hydraulique – bon, il faut comprendre qu'un puits par  
injection fonctionne 7 jours sur 7, 24 heures sur 24 à l'année longue, et ils sont conçus pour  
fonctionner pendant trois ans. Tandis que la fracturation hydraulique dure quelques jours, une  
semaine, et les volumes injectés sont beaucoup moindres, de sorte que les risques associés, enfin  
qu'on estime associés à la fracturation hydraulique sont beaucoup plus petits que ce que vous  
pouvez trouver dans les chiffres qui sont à l'écran pour cette autre approche d'injection.

750 Alors, une chose qu'on a dit ce matin, c'est d'où vient l'eau. Aux États-Unis, presque tous les  
exploitants vont utiliser le plus de ressources possibles pour l'eau parce qu'on est très attentif aux  
risques liés à la variabilité des saisons. Alors, aux États-Unis, il y a de l'eau de surface, la nappe  
phréatique est utilisée. Il y a des entreprises qui achètent l'eau des municipalités. Il y a aussi de  
l'eau de drainage des opérations minières qui est parfois utilisée. Il y a le recyclage de l'eau  
industrielle, et c'est au point même qu'à certains endroits c'est 100 %, donc toute l'eau qui est  
755 utilisée revient, revient du puits pratiquement, et toute l'eau qui vient du puits est réutilisée. Et ce  
qu'on voit de plus en plus, c'est que les techniques de traitement de l'eau sont de plus en plus  
perfectionnées et, par conséquent, c'est toujours en vertu de la... ce qu'on cherche c'est la qualité  
de l'eau, alors qu'il faille ou non la traiter pour y arriver.

760 Enfin, il y des eaux qui sont recueillies. Les entreprises vont construire des bassins pour  
pouvoir recueillir l'eau de pluie et, aussi, il y a des individus qui vont vendre de l'eau à ces  
entreprises. Et vous avez ici les différents besoin d'eau pour les différents endroits.

765 Un des plus grands problèmes au niveau de l'approvisionnement en eau, c'est la compétition  
et les intérêts. Alors, ici, pour la formation Barnett, on voit comment l'eau, en fait le pourcentage de  
l'eau lié au gaz de schiste, les besoins en eau comparés à d'autres industries. On voit donc que  
vous avez, que le plus grand utilisateur c'est l'eau des municipalités. Donc, pour ce qu'on trouve ici  
dans le comté de Somerval.

770 Alors, vous pouvez comparer ça à l'élevage ou à différentes autres productions industrielles.  
Alors, c'est moins d'un demi de un pour cent de l'ensemble des besoins, ce qu'on utilise donc dans  
le cas du Shale de Barnett.

775 Pour conclure, j'aimerais donner une autre référence qui peut servir à ceux qui sont intéressés. Donc, l'article qui est cité à l'écran.

**LE PRÉSIDENT :**

780 Merci, Monsieur Bohm. Nous allons poursuivre avec notre prochain conférencier, mais on va vous poser des questions tout de suite après la présentation du deuxième conférencier. Merci beaucoup.

Donc, j'inviterais monsieur Michel Malo de l'Institut national de la recherche scientifique.

785  

---

**CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES DES ROCHES  
DANS UN SYSTÈME PÉTROLIER**

790 **M. MICHEL MALO :**

Bonsoir, Monsieur le président, bonsoir, Messieurs les commissaires, Madame la commissaire, tout le monde dans la salle.

795 Donc, voici les points qui seront abordés ce soir dans cette présentation. On va parler des roches impliquées dans un système pétrolier, ce qui va nous amener à parler de la notion de porosité et perméabilité. On va parler du comportement des roches à la fracturation. Je vais aussi vous donner des données sur la porosité, perméabilité des roches des basses-terres du Saint-Laurent. On va aborder aussi la microsismique comme vérification de la fracturation hydraulique, et  
800 enfin, on va conclure sur les systèmes pétroliers dans les basses-terres du Saint-Laurent.

J'ai essayé d'aborder certains points qui avaient été discutés la semaine dernière et puis dans cette présentation-là, j'espère pouvoir éclairer un peu plus les gens qui sont ici pour apprendre et comprendre les « shale gas ».

805  
Donc, quelles sont les roches impliquées dans un système pétrolier. Bon, premièrement, si on regarde en bas, ça nous prend une roche-mère. La roche-mère serait ici, la roche, ici, qui est en brun pâle. Donc, ça nous prend une roche-mère qui a un contenu en carbone organique total qui va produire le pétrole et les hydrocarbures. Par la suite, ça va nous prendre une roche-réservoir, une roche dans laquelle les hydrocarbures vont aller s'emmagasiner. Et enfin, ça nous prend un  
810 autre type de roche qui est la roche couverture, une roche qui va empêcher les hydrocarbures de migrer vers la surface.

815 Ici, je dois vous spécifier que sur cette illustration-là, on voit de l'eau, de l'huile et du gaz qui se retrouvent souvent dans des réservoirs d'hydrocarbure, mais ce qu'il faudrait voir c'est qu'ici c'est une roche, et l'eau, l'huile et le gaz se retrouvent dans la roche, dans la porosité de la roche.

820 Quels sont les autres éléments d'un système pétrolier? Bon, bien, entre la roche-mère et la roche-réservoir, il faut qu'il y ait eu génération d'hydrocarbures. Donc, la matière organique qui est dans la roche-mère va être générée suite à une maturation thermique de cette roche-là. Après, on peut voir ici, sur le petit sketch qu'il y a en bas, les hydrocarbures doivent être expulsés de cette roche-mère là et ils doivent migrer. Donc, on peut voir ici que suite à la pression – souvent cette expulsion-là et cette migration-là se font à la faveur du poids de la colonne de roches qui est par-dessus la roche-mère. Donc, les hydrocarbures, les gouttelettes d'hydrocarbure vont migrer pour  
825 s'en aller dans une roche qui est un réservoir. On voit ici le pétrole entre les fragments de quartz ou d'autres matières qui constituent la roche.

830 Donc, une fois que les hydrocarbures ont été générés, ils migrent et ils s'en vont dans une roche-réservoir, mais cette roche-réservoir-là, elle doit être arrangée d'une certaine façon qu'il y ait un piège. Ici, le piège, c'est une structure d'un pli anticlinal, c'est peut-être le piège le plus répandu dans le domaine des réservoirs de gaz et de pétrole dans le monde. Je crois qu'il y a quelques années, il y avait 80 % des réservoirs de gaz et de pétrole qui se situaient dans ce genre de structure de piège là. Ce piège-là, ici, il est recouvert d'une roche couverture qui empêche les hydrocarbures de fuir vers la surface.

835 Au Québec, quelles sont ces roches du système pétrolier? On voit ici sur cette coupe de sismique qui passe par le réservoir de Saint-Flavien, on voit à la base ici, des unités qui sont en bleu, qui sont considérées comme des séquences de la plateforme des basses-terres du Saint-Laurent comme des roches-réservoirs. Ces roches-réservoirs-là sont recouvertes par le Shale d'Utica, qui fait l'objet de notre rencontre depuis quelque temps. Cette roche de Shale d'Utica est  
840 une roche mère, c'est elle qui a généré les hydrocarbures qui sont allés migrer dans les roches-réservoirs qui sont situées ici, mais cette roche de Shale d'Utica constitue également une roche de couverture. Et par-dessus tout ça, ici, tout est mis en jaune, c'est le bassin d'avant-pays ou, qu'on appelle, le groupe de Lorraine qui comprend des shales, des siltstones, des roches à grains très fins qui, aussi, peuvent agir comme roche de couverture.  
845

850 Et puis si on regarde ici, dans la partie droite du diagramme, mais ici, en plus gros, on voit la structure de Saint-Flavien dans laquelle un réservoir de gaz a été exploité durant les années 80. Donc, le réservoir se trouve dans ces roches, ici, en bleu. Elles sont recouvertes par le Shale d'Utica, qui est la roche de couverture, et c'est une grande structure anticlinale, un peu le même genre de piège que je vous ai montré tout à l'heure.

Donc, les roches impliquées encore dans la première partie de la présentation. Pour que le système pétrolier fonctionne, les roches doivent avoir des propriétés physiques particulières. Ici,

855 donc, pour que les hydrocarbures qui sont générés dans la roche-mère puissent migrer le long de ces flèches-là vers une structure anticlinale dans une roche-réservoir qui serait ici, peut-être une dolomie ou en calcaire, d'après cette couleur bleue, il faut que les roches aient des conditions physiques particulières.

860 Bon, pour les conditions physiques particulières, la roche-mère, comme je l'ai mentionné tout à l'heure, il faut que ça soit une roche-mère qui est riche en matière organique, avec un haut niveau de carbone organique total et une maturation thermique adéquate qui va faire que la matière organique va être transformée en pétrole. Pour les roches-réservoirs et de couverture, ce sont les propriétés physiques de porosité et de la perméabilité qui sont importantes.

865 Ceci m'amène à vous parler des notions de porosité et de perméabilité. La porosité c'est le pourcentage de vide par unité de volume dans un sédiment ou une roche. Ça s'exprime en pourcentage. La perméabilité réfère à la capacité du sédiment ou de la roche à transporter les fluides qui se trouvent dans les pores. Cette mesure s'exprime en Darcy. On peut voir ici, quand on parle de porosité, que si on place, mettons, des balles de golf ou des balles de tennis l'une sur l'autre, dans cet arrangement géométrique là, ici, on pourrait avoir jusqu'à 47 % de porosité entre chacune des balles de golf ou chacune des balles de tennis. Par contre, si les roches étaient arrangées autrement, comme ici, on pourrait avoir jusqu'à 25,9 % de porosité.

875 Ici, c'est une roche des grès du Potsdam à la base de la séquence des basses-terres du Saint-Laurent. Ici, on voit un affleurement rocheux. Ici, on voit une vue au microscopique, et remarquez ici l'échelle, c'est un millimètre. Donc, ce sont tous des grains de quartz qui sont entassés les uns sur les autres. Le grès de Potsdam, si vous voulez, c'est un peu comme un grès de plage. Si vous allez dans le sud ou dans le Maine, à la plage, vous voyez un grès, ça ressemble à ça, exactement, qui a été consolidé. Dans le cas présent, la porosité a été remplie par un ciment de calcite et il n'y a pas beaucoup de porosité dans cette roche-là, mais vous pouvez constater que ces plages, ici, en rosé, brunâtre, ça serait de la porosité si la roche n'avait pas été cimentée.

885 Maintenant, on peut regarder le Shale d'Utica, une autre roche, celle qui nous intéresse. En affleurement rocheux, c'est ça que ça a l'air. Pour ceux qui étaient là la semaine dernière, vous avez vu un échantillon qui provenait de ce même affleurement-là.

890 Maintenant, une vue au microscope fois 100. Et remarquez l'échelle, ici, c'est point un millimètre. Donc, ça veut dire que les grains de quartz qui sont ici ou encore les grands grains de biotite qui sont là et tout ce qui est encore plus pâle, c'est plus petit, c'est autour de point un millimètre. Et puis ce qui est en noir, c'est tellement petit qu'on n'a pas la définition au microscope polarisant pour le voir. De telle sorte que tous ces grains-là très, très, très petits, placés les uns sur les autres et sous la compaction, fait qu'il ne reste plus beaucoup de place pour avoir de la porosité dans cette roche-là.

895



Ici, un autre exemple d'une roche poreuse. C'est un calcaire silurien poreux de l'Île d'Anticosti. On peut voir sur la figure tous ces trous-là, ici, que s'ils étaient en profondeur pourraient être remplis d'hydrocarbures et donc, ça constituerait, cette roche-là, ça pourrait constituer facilement un réservoir à hydrocarbures.

900

Maintenant, si on parle de perméabilité. Ici, on a un exemple dans une roche qui pourrait être un grès, on a une perméabilité interparticulaire. Donc, le fluide, l'eau, le gaz, le pétrole peuvent circuler entre les pores. Ici, ça pourrait être un calcaire, donc une roche qui a été fracturée et toutes les fractures sont interconnectées entre elles, ce qui permet d'avoir une perméabilité de fractures. Ici, si on regarde un shale, comme j'ai dit tout à l'heure, à cause de la manière que les roches se sont déposées et de la granulométrie des grains, il n'y a peu de place pour de la porosité et encore moins pour de la perméabilité.

905

Donc, la porosité effective, ça exprime le degré de connexion entre les pores. Ici, on a une roche qui est un exemple, qui pourrait être un grain encore une fois, qui est poreux, et puis l'habileté à circuler les fluides à travers ça, ce serait la perméabilité.

910

Maintenant, j'aimerais vous parler du comportement des roches à la fracturation. Ici, on a le terme « plus compétent » et le terme « moins compétent ». Ça veut dire plus facilement fracturable et moins facilement fracturable. Ce sont des roches sédimentaires que l'on retrouve en général dans les basses-terres du Saint-Laurent et dans beaucoup de bassins sédimentaires.

915

Donc, la dolomite, l'arkose, les grès siliceux sont des roches qui sont facilement, qui sont compétentes, donc facilement fracturables. À l'opposé, en bas, les couches d'halite, d'anhydrite ou de shale ou de marne, c'est-à-dire le shale calcaireux, ce sont des roches qui sont difficilement fracturables, des roches que l'on dit plus ductiles.

920

Ceci explique un peu le comportement des roches, ça explique un peu que dans certains cas, on va avoir un piège d'hydrocarbures comme ici, dans lequel on pourrait avoir un calcaire très fracturé dans lequel on retrouve des hydrocarbures. Ici, une roche de shale, qui est la roche couverture qui n'est pas fracturée. Donc, pourquoi? Les deux roches ont subi la même déformation tectonique, la même déformation régionale pour former le pli; dans un cas, on a créé des fractures qui vont donner une bonne perméabilité et une porosité, et dans l'autre cas, il n'y a pas de fractures qui se sont développées. C'est à cause, justement, du comportement géologique de ces roches-là à la fracturation.

925

930

Maintenant, on va parler de certaines données sur les basses-terres du Saint-Laurent. On a ici une colonne stratigraphique généralisée. C'est donc une des demandes de monsieur Ouellet, la semaine dernière, il voulait avoir une de ces colonnes stratigraphiques là qui soit déposée. Donc, en déposant ma conférence, on peut avoir maintenant cette colonne stratigraphique là. Je vais y revenir plus en détail un peu plus loin.

935

Donc on a, comme on disait la semaine dernière, à la base, le socle grenvillien; après, des grès, des dolomies, des calcaires puis par-dessus, les roches de couverture qui seraient des shales et des siltstones.

940

Maintenant, allons voir comme se distribuent ces roches-là en profondeur. On va aller dans une coupe que l'on a faite à partir des données des puits dans ce secteur-là, ici, au sud de Trois-Rivières. Donc, c'est la carte géologique que Denis Lavoie avait présenté la semaine dernière et qui provient du ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec. Remarquez la faille de Yamaska qui limite le domaine peu profond, le domaine moyennement profond et le domaine plus profond.

945

Donc, on a pris des sondages, ici, un au nord du fleuve Saint-Laurent, un au sud, et ainsi de suite jusqu'à la région de Saint-Wenceslas. Je vous ferai remarquer qu'ici c'est la région de Bécancour et que la Centrale nucléaire de Gentilly se retrouve à peu près ici. Donc, ce que l'on va voir sur le sondage A25 va correspondre à peu près à la géologie que l'on retrouve sous la Centrale de Gentilly – pour répondre à monsieur Rochefort qui posait la question cet après-midi.

950

Donc, ici, on a le fleuve Saint-Laurent et on voit la descente en marches d'escalier. Ici, c'est la faille Yamaska, donc c'est le domaine moins profond; ici, le domaine moyennement profond; et le domaine plus profond se retrouverait dans ce secteur-là ici. Donc, on a nos roches avec le socle grenvillien, les grès, les dolomies, les calcaires, le Shale d'Utica et après ça, le Lorraine. Par-dessus le Lorraine, on a ici les roches les plus jeunes du groupe de... des roches plus jeunes de l'ordovicien supérieur. Donc, plus qu'on s'en va vers le sud, plus la profondeur des roches de couverture du Lorraine sont importantes.

955

960

Donc, maintenant, quelles en sont les données de porosité et de perméabilité pour ces roches-là dans les basses-terres du Saint-Laurent.

D'après les sondages de la région d'au sud de Trois-Rivières que nous avons étudiée, les grès du Potsdam ont une porosité moyenne de 6 à 12 %, une perméabilité de 10 à 100 milli-darcy; les dolomies de Beekmantown, 3 à 12 %, perméabilité de 45 à 250 milli-darcy; calcaire Trenton-Black River, Chazy, ces données-là, ici, qui sont là.

965

Par contre, pour les Shales d'Utica, les Shales et siltstones du Lorraine, les grès siltstones, les Shales du groupe de Bécancour, la formation de Bécancour, du groupe de Queenston, il n'y a pas de données dans les banques de données du ministère des Ressources naturelles du Québec. Pourquoi? C'est facilement explicable. Les sondages que l'on a étudiés c'est des sondages qui datent des années 50, 60, 80, 2000, et à cette époque-là, les réservoirs qui étaient recherchés pour les hydrocarbures, c'était les réservoirs dans les réservoirs conventionnels de ces unités-là ici.

970

975

Quand les compagnies font un sondage, ils ne prennent une carotte que lorsqu'ils sont dans le réservoir qui a été ciblé par leur exploration, de telle sorte que toute cette partie-là, ici, n'était pas une cible à l'époque, et les gens ne prenaient pas de carotte.

980

Donc, quand les compagnies prennent des carottes, ils font des tests de porosité, perméabilité qui doivent être déposés, je crois, dans le rapport de sondage de la compagnie, rapport qui est remis au ministère et qui devient public après trois ans.

985

Donc, maintenant, je voulais aborder un point, rapidement, sur la microsismique comme vérification de la fracturation hydraulique. Donc, on a vu, on en a parlé en long et en large, la semaine dernière, de la fracturation hydraulique dans les sondages horizontaux. Ici, on voit une image de petits fragments de quartz qui vont tenir la fracture ouverte une fois que le fluide a été infiltré. Comment on fait pour savoir que la fracturation hydraulique ne s'étend pas plus de 100 mètres ou 150 mètres? On utilise la microsismique.

990

Donc, on voit ici le sondage d'exploration horizontal, donc pour faire la microsismique. ça prend un sondage de monitoring qui n'est pas loin du sondage vertical. Et dans ce sondage-là, on installe un réseau de sismomètres ultrasensibles. Et de la même manière qu'un réseau de sismomètres peut déterminer – au point de vue un à Québec, un à Montréal un autre au Lac-Saint-Jean – pourrait déterminer où se produit un tremblement de terre au Québec par triangulation, de la même manière, on utilise ce système-là pour savoir où se sont développées les fractures, donc les microséismes. On voit ici, sur cette figure-là, un peu les enveloppes de fracturation dues aux microséismes.

995

1000

Et si on regarde sur cette figure-là, un exemple qui provient des Barnett Shales aux États-Unis. Ici, on a une vue longitudinale et ici on a une vue perpendiculaire au sondage. La semaine dernière, monsieur Burcombe nous demandait qu'est-ce que ça avait l'air de façon perpendiculaire au sondage, on a la vue ici. Donc, on voit que les microséismes ont été enregistrés par ce réseau de microsismomètres, se sont développés sur une épaisseur d'à peu près 350 à 400 pieds, donc à peu près 100 mètres, et puis de façon latérale sur à peu près la même chose, à peu près, peut-être 100 mètres. Donc ça, ici, c'est l'axe du sondage et puis le sondage, il serait comme dans le milieu ici, à travers ce réseau de microséismes.

1005

1010

Les microséismes enregistrés dans le cas de cette vérification de monitoring là, dans les Barnett Shales, les plus hauts microséismes enregistrés étaient à moins 1.6 sur l'échelle de Richter, la plupart étant autour de moins 3, moins 3.2 à l'échelle de Richter. Donc, c'est vraiment une très faible magnitude.

1015

Maintenant, on va arriver à la conclusion sur les systèmes pétroliers des basses-terres du Saint-Laurent. Donc, au Québec, on avait donc les roches-mères de l'Utica dans les systèmes conventionnels. Il y a eu maturation, génération, expulsion vers les roches-réservoirs de Trenton-

1020 Black River, Chazy, Beekmantown et Potsdam, piégées dans une structure anticlinale comme à Saint-Flavien. Par contre, dans le système non conventionnel des « shale gas » il y a eu maturation et génération et une partie des hydrocarbures sont restés piégés dans la roche-mère elle-même. Et donc, la roche-mère devient une roche-réservoir à ce moment-là et devient aussi le piège stratigraphique.

1025 Donc, ce qui est important à comprendre ici, c'est que la perméabilité faible explique qu'une partie des hydrocarbures sont restée dans la roche-mère, et ça explique aussi qu'il faut la fracturer pour faire sortir le gaz qui y est pris dans la microporosité et qu'il y est absorbé.

1030 Cette caractéristique physique du shale et son comportement à la fracturation naturelle et sa faible perméabilité en font donc, le Shale d'Utica, donc son comportement à la fracturation et sa faible perméabilité en font une roche de couverture intéressante. Même le shale est une des roches-couvertures les plus répandues dans l'ensemble des réservoirs d'hydrocarbures dans le monde. Il y aurait peut-être deux roches-couvertures qui sont aussi bonnes comme roches-couvertures, les couches d'anhydrite ou les couches de sel, ce qu'on n'a pas ici dans la géologie des basses-terres du Saint-Laurent.

1035 Donc ici, on a, pour terminer, donc les deux systèmes pétroliers du Québec qui sont constitués des mêmes roches, mais dans un cas la roche-réservoir, ce sont les roches classiques, donc le système conventionnel à Saint-Flavien. Tandis qu'ici, la roche d'Utica, à cause de sa faible perméabilité, de sa faible porosité est devenue une roche... elle était une roche-mère comme ici, mais elle restée une roche, un piège et aussi une roche de couverture en même temps.

1040 Donc, je vous remercie de votre attention.

1045 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Malo, merci beaucoup de cette présentation. Nous allons suspendre jusqu'à 20 h 45 pour reprendre par la suite avec une période de questions. Donc, à tout à l'heure et merci beaucoup.

1050 **PAUSE**

1055 **LE PRÉSIDENT :**

Donc, si vous voulez on va reprendre notre séance. Donc, j'inviterais monsieur Germain à poser la première question.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1060

Merci. Ma première question va s'adresser à monsieur Malo. Sur votre présentation, dans votre présentation, vous avez montré, si j'ai bien compris, c'était un genre de levé sismique que vous avez fait, il y avait les cotes A128, A070, c'était un levé sismique, ça? Non?

1065

**M. MICHEL MALO :**

1070

Non. Bonjour, Monsieur le président. Ce n'est pas un levé sismique, ce sont les données de puits. Donc, c'est la vraie profondeur. Les levés sismiques que l'on voit souvent, c'est des données en temps, donc le temps que l'onde descende puis qu'elle revienne. Donc, ce n'est pas une profondeur vraie. Tandis que dans le cas présent, c'est des sondages. Donc, c'est des vraies profondeurs, les vraies épaisseurs des unités.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1075

C'était pour m'assurer, parce que je veux être bien certain. On ne voyait pas la faille de Yamaska apparaître dans le schéma, et je voulais être bien certain. Je vous remercie. J'enchaînerais avec monsieur Therrien.

1080

Donc, en me référant toujours à la présentation de monsieur Malo, alors que monsieur Malo, dans sa présentation, nous montre le Shale de Lorraine qui est par-dessus celui de l'Utica. On voit que celui-là, il n'y a pas de faille ou à peu près pas de failles si on exclut la faille de Yamaska. Quelle interprétation on peut faire dans le cas du Shale de Lorraine, c'est-à-dire qu'il est à peu près pas faillé ou les failles sont extrêmement vieilles et est-ce qu'on peut interpréter aussi qu'il serait peu fracturé? C'est quoi les caractéristiques générales au niveau d'étanchéité du Shale de Lorraine?

1085

**M. RENÉ THERRIEN :**

1090

Comme le professeur Malo l'a montré, il n'y avait pas de données sur la perméabilité. Donc, ce sur quoi on peut se fier, c'est des observations de la formation; soit en forage qu'on peut récupérer les échantillons de la formation ou sinon ça serait des affleurements en surface, mais là, ce n'est peut-être pas indicatif de ce qui se passe en profondeur.

1095

Une première chose à remarquer, c'est que même si on observe des failles ou des fissures, elles ne sont pas nécessairement actives pour l'écoulement de l'eau souterraine. Donc, elles ne vont peut-être pas contribuer à augmenter la perméabilité. Mais en général, on pourrait certainement supposer que si c'est un shale, donc les parties plutôt fines de la formation de Lorraine ont des perméabilités très, très faibles, et si elles ne sont pas faillées ou fissurées, la perméabilité, c'est la perméabilité de la roche non fracturée. Donc, c'est extrêmement faible.

1100 Puis je peux peut-être ajouter un commentaire à la présentation que le professeur Malo a  
faite où il a parlé de porosité et de perméabilité. Une des caractéristiques de la perméabilité des  
matériaux géologiques avec lesquels on travaille, c'est la très grande variabilité; quand je dis très  
grande, c'est des ordres de grandeur. Donc, les matériaux très perméables comme des sables et  
1105 graviers auront une perméabilité. Si on compare ça à un shale non fracturé, comme on a, le Shale  
de l'Utica, un sable et gravier qui est très perméable, dans lequel l'eau circule facilement, auront  
une perméabilité qui va peut-être être un milliard de fois plus élevée que celle d'un shale.

Donc, quand on met ça en perspective sur les temps de parcours de l'eau souterraine, on  
peut dire que c'est un ordre de grandeur. Si ça prend – typiquement, dans un sable et gravier, l'eau  
1110 souterraine peut peut-être migrer jusqu'à 100 mètres par année. Donc, ça serait dans une  
formation très perméable, ça va peut-être être moins que 100 mètres. Dans un shale qui ne serait  
pas fracturé, on pourrait donner un ordre de grandeur, ça ne prendrait pas une année pour 100  
mètres, ça prendrait un milliard d'années pour franchir 100 mètres. Donc ça, c'est quand la  
1115 formation n'est pas fracturée.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Mais au-delà de la porosité qui est très, très faible, même dans le Shale de Lorraine, est-ce  
qu'il y a une incertitude liée à l'étanchéité de Shale de Lorraine au niveau des failles et des  
1120 fractures ou on peut être assez rassurés dans le sens qu'on considère la couche qui est par-  
dessus le Shale d'Utica comme étant étanche dans l'ensemble?

**M. RENÉ THERRIEN :**

1125 Bien, moi, ce que je connais de la géologie et l'hydrogéologie des basses-terres, donc les  
connaissances en hydrogéologie sont plutôt dans la partie supérieure, parce que c'est la partie qui  
sert à l'approvisionnement de l'eau, mais il y a quand même des évidences hydrogéologique plus  
en profondeur et, entre autres, c'est les forages qui traversent la formation de Lorraine. Et lorsqu'on  
fait l'échantillonnage de l'eau souterraine dans les formations sous la formation de Lorraine, c'est  
1130 essentiellement des saumures. Donc, c'est des fluides qui circulent à des vitesses très, très faibles.  
S'il y avait des ouvertures, donc des fractures actives, beaucoup de fractures actives dans la  
formation de Lorraine, ces fluides-là auraient la possibilité de migrer vers la surface, mais là, on a  
plutôt l'évidence qu'ils sont trappés.

1135 Donc, l'évidence suggère que ce sont des formations qui sont très, très, très peu perméables  
puis qui forment une couche de faible perméabilité au-dessus des formations qui sont plus  
profondes.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Très bien, je vous remercie. J'enchaînerais aussi – Monsieur Lavoie, oui?

**M. DENIS LAVOIE :**

On a également des observations directes de cette imperméabilité des Shales du Lorraine. Par exemple, si on prend le réservoir de Saint-Flavien, un réservoir conventionnel qui a été illustré par le professeur Malo lors de sa présentation, au-dessus du réservoir de Saint-Flavien qui a été formé, et le réservoir s'est rempli d'hydrocarbures il y a approximativement 425 millions d'années, ce réservoir s'est formé à cette époque et les hydrocarbures étaient toujours présents dans ce réservoir lors de leur découverte et de leur exploitation dans les années 80.

Donc, c'est une preuve que le système est passablement, fortement même, imperméable.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Très bien. Je vous remercie. J'enchaînerais maintenant dans les Shales d'Utica. Bon, on voit que localement, bien entendu, ou régionalement, le shale apparaît également imperméable. On fait de la fracturation hydraulique pour en augmenter la perméabilité. La semaine dernière, entre autres, il était question de quelle pouvait être la densité intéressante pour l'exploitation du gaz de schiste; si je me souviens bien, ça pouvait aller à un puits, une station multipuits, que ça pourrait atteindre des densités de l'ordre, disons, d'un puits peut-être par kilomètre carré. Sur le long terme, ça voudrait dire qu'il y aurait, à une échelle quasi régionale, il pourrait y avoir de larges portions du Shale d'Utica qui seraient systématiquement fracturées par les opérations de frac, là, sur une période de, je ne sais pas, 30, 40, 50 ans.

La question que je me pose encore une fois sur la migration des fluides dans le Shale d'Utica, si on a une fracturation à grande échelle, est-ce que ça change les propriétés à ce moment-là, régionales, de l'Utica? Après 50 ans de frac dans l'Utica? J'irais à monsieur Lavoie, monsieur Therrien et monsieur Malo. Monsieur Malo en premier.

**M. MICHEL MALO :**

C'est une bonne question. La question est de savoir si la forte densité de fracturation régionale va changer les caractéristiques du shale? Je ne peux pas vraiment répondre à cette question-là, sinon que probablement que la pression lithostatique à 2 000 mètres de profondeur va faire que probablement, ça va avoir tendance à refermer les fractures qui auront été créées avec le temps. Et donc, ça va redevenir imperméable comme c'était avant la fracturation.

1180 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Malgré le sable?

1185 **M. MICHEL MALO :**

Malgré quoi?

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1190 Malgré la présence du sable dans les interstices?

**M. MICHEL MALO :**

1195 Il faudrait demander peut-être aux gens de l'industrie qui ont l'expérience de la fracturation hydraulique et puis l'expérience de production dans des régions comme les Barnett Shales, qu'est-ce qu'ils pensent de ça.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1200 Très bien. Monsieur Therrien, avez-vous quelque chose à ajouter.

**M. RENÉ THERRIEN :**

1205 Je vais revenir un peu au commentaire que j'ai fait tout à l'heure sur la connectivité des réseaux de fractures. Encore là, je ne serais pas spécialiste dans la fracturation hydraulique telle qu'elle a été montrée ce soir, mais je peux quand même parler en connaissance de cause pour ce qui se passe dans le roc fracturé.

1210 Ma compréhension c'est que la fracturation se produit autour. Donc, il y a un certain diamètre autour des forages horizontaux, ensuite c'est sur la longueur du forage horizontal. Et d'après ce qu'on a eu comme information, il y a peut-être jusqu'à 16, peut-être, forages par plateforme. Ça, ça serait le gros maximum. C'est peut-être plus la moitié de ça. Donc, on peut penser que ça irradie à partir d'un point central en profondeur. Je n'ai pas fait de calcul, mais moi j'ai l'impression que la fracturation qui est induite dans chacun des forages horizontaux ne sera jamais connectée à la fracturation qu'il y a dans les forages voisins. Donc, il va toujours rester une partie de shale intacte entre les différents forages.

1220 Peut-être que l'industrie peut compléter l'information, mais encore là, on peut avoir des fractures dans une roche, mais si ces fractures-là ne sont pas connectées puis ça se termine en cul-de-sac, à l'échelle régionale la formation n'aura pas vraiment des propriétés très, très variables.



**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Monsieur Lavoie?

1225 **M. DENIS LAVOIE :**

Ce qui semble sortir des résultats préliminaires de l'industrie, c'est que ce n'est pas tout l'Utica qui est prospectif au niveau de la production de gaz.

1230 Je ne sais pas si vous vous souvenez, dans la présentation que j'ai faite, il semble que la teneur en calcite des shales soit un élément important pour favoriser la fracturation de ces shales. Et ce n'est pas tout l'Utica qui a une teneur significative en calcite pour être fracturé de façon convenable pour générer des productions ou des volumes de gaz significatifs.

1235 Il faut également voir aussi que le taux de récupération final du gaz est d'approximativement 25 % dans les bassins relativement matures. Donc, ce qui implique encore une fois que la roche n'est pas fracturée complètement, fracturée dans sa totalité. Les réseaux de fractures, ce sont des fractures millimétriques très fines qui, finalement connectent une partie et non pas... ce n'est pas le volume complet de la roche qui est fracturé. Et c'est ce qui se reflète justement dans ce taux de récupération relativement faible ou bas du volume total de gaz dans cette unité.

1240

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Merci. Du côté de l'industrie, est-ce que vous auriez des commentaires?

1245

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Merci, Monsieur le président. Oui, nous avons parmi nous un expert des États-Unis qui peut faire des commentaires là-dessus. Monsieur John Conrad, venir faire vos commentaires s'il vous plaît.

1250

**M. JOHN CONRAD :**

1255 Good evening. I'm John Conrad, I'm a groundwater geologist with a background in contaminant hydrogeology and fluid injection; and a lot of my work has to do with environmental issues surrounding shale gas development in the Appalachians, in New York and in Pennsylvania.

I have a slide I'd like to show, that I think is relevant to the discussion that we've just been having here, that has to do with propagation of fractures in wells that are hydraulically fractured. Would you like me to show that slide?

1260

**L'INTERPRÈTE :**

1265 Bonsoir. Je suis John Conrad, je suis un géologue, un hydrogéologue, alors donc avec une  
expérience dans les injections et la géologie de l'environnement. Et pour la plupart de mes études,  
elles se sont déroulées sur le gaz de schiste à New York. Je crois que j'ai compris des discussions  
que nous avons eues, que nous parlons de la propagation de la fracturation.

1270 Est-ce que vous aimeriez que je vous montre une diapo pour illustrer cela?

**LE PRÉSIDENT :**

Oui.

1275 **M. JOHN CONRAD :**

1280 There have been several studies over the years of possible... examining possible impacts to  
groundwater from shale gas development. Some of those studies have been mentioned previously  
in these proceedings, but I wanted to talk to you about this graph which is from one of the more  
recent studies that has been completed. This is from just July 2010, and it was published in the Oil  
and Gas Journal. And what you are looking at is a plot, on this – I'm going to try to use the laser  
pointer here. There. This line consists of about 2,400 separate points. Each one of those points  
1285 represents a place in the Barnett Shale in Texas where a hydrofrac event was done on a horizontal  
well. So there are 2,400 frac events represented here, this represents depth in thousands of feet  
below the surface, this being the surface up here. And for each frac event, you'll notice there are  
spikes that go up and go down, and those spikes represent the distance of fracturing from the  
wellbore; how far the fracture propagated away from the wellbore during hydrofracking.

1290 The upper part of the graph – again this is ground surface – those blue bars show the  
deepest extent of fresh water below ground surface. And so the importance of this graph, and the  
reason I wanted to show it to everyone, is that it shows that where the fracs penetrate the farthest  
and where the groundwater, the fresh water penetrates the deepest, you still have a very large and  
thick section of bedrock that separates the fractured bedrock from the fresh water aquifers. And  
even here where you have shallower frac jobs, the separation between the fractures that you have  
1295 created are still over one kilometre in separation.

And so this is impermeable rock that access a barrier to upward migration of any fracture  
fluids that are in these fractures. And it's really for this reason largely that we really haven't seen  
impacts to fresh water aquifers from a hydraulic fracturing process.

1300 Thank you.

**L'INTERPRÈTE :**

1305 Il y a eu différentes études qui ont été menées au fil des ans, qui observaient les impacts sur  
les nappes phréatiques par le gaz de schiste. Certaines observations ont déjà été apportées  
précédemment. Laissez-moi vous indiquer ce qui est démontré par ce graphique-là du mois de  
juillet 2010. Et ce que vous pouvez observer ici c'est – je vais tenter d'utiliser le pointeur laser.  
1310 Cette ligne-ci est formée par 2 700 points et c'est tiré des études menées à Barnett sur les  
différentes fracturations.

1315 Alors, il y a 2 400 fracturations qui sont indiquées ici. La profondeur en milliers de pieds. La  
surface est en haut. Et pour chacune des fracturations, vous voyez qu'il y a des pointes  
supérieures et inférieures et elles représentent les distances des fractures du puits principal  
vertical, c'est-à-dire.

1320 La partie supérieure de ce graphique – ça, c'est à la surface – donc, les colonnes en bleu  
représentent l'eau fraîche à la surface. Ce que je voulais démontrer à tous, ici, c'est qu'il est  
démonstré ici que, où la fracturation est la plus profonde et que l'eau pénètre le plus profondément,  
il y a une grande section, très épaisse, en fait, de roches et... aquifère. Et vous pouvez voir ici que,  
où la fracturation est faite, il y a un kilomètre qui sépare de la nappe phréatique. Alors, nous  
parlons ici de roches imperméables qui sont très difficiles à percer.

1325 Alors, nous n'avons vu aucun impact sur les nappes phréatiques pendant le processus de  
fracturation. Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

1330 Merci beaucoup. Monsieur Bohm, vous avez un commentaire additionnel par rapport à...

**M. BRIAN BOHM :**

1335 One of the things that I want to say is that part of the reason why there are still 15 to 30%  
flowback return is that the overburden pressure of the rocks that overlie these formations are  
compressing these formations once that wells open back up. In other words, you know, there is a  
pressure source during the fracturing process that pushes away from the well, but once you open  
that wellbore back up, that well is a pressure sink; water, gas flow back into that well. So, you know,  
there's pressure all around those fractures to close them back up, and that's why the sand is in  
place, you know. So the sand that is put in there is there to hold those fractures open. So once that  
1340 pressure is released from that well, you know, natural processes want to close those fractures back  
up.

So, you know, to say that... and that's why, you know, you see a 15 or a 30% return on  
water, it's because that water then, the frac water becomes trapped once that pressure is released

1345 and that pressure acts against it, you know, and it's trapped down there. I mean, it's not... you don't see long-term water production because it becomes isolated and trapped, you know, a fracture that allowed the water to go in is now closed.

**L'INTERPRÈTE :**

1350 Une des choses que j'aimerais dire, c'est qu'une partie des raisons pour lesquelles il y a encore entre 15% et 20% de retour qui a lieu. Il y a une formation qui vient comprimer et les puits... en fait, en d'autres mots, il y a une source de pression qui repousse l'eau de cela, et par la suite, lorsque la pression diminue, cela devient comme une espèce de réservoir et ça prend une autre fracture pour les refermer. Et c'est la raison pour laquelle nous avons l'utilisation du sable. Le sable  
1355 est là pour maintenir ces fractures ouvertes afin que la pression qui est relâchée par ce puits-là... puisque le processus naturel voudrait tout simplement refermer la fracturation.

Et c'est la raison pour laquelle vous pouvez voir un 15 à 20 % de retour sur l'eau, puisque la fracturation de l'eau devient piégée, une fois que la pression est relâchée. En fait, elle est piégée  
1360 là-dessous. Vous ne voyez pas de la production d'eau à long terme puisqu'elle est isolée dans ces pièges qui permettent à l'eau de repartir lorsque les fractures ne sont pas refermées.

**LE PRÉSIDENT :**

1365 Merci. Monsieur Locat.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1370 Pour monsieur Bohm, quand vous faites le forage avec la fracturation hydraulique, vous allez augmenter la perméabilité de combien d'ordre de grandeur? Quand vous faites la fracturation, la conductivité hydraulique, elle va augmenter de combien par rapport à la conductivité hydraulique du shale lui-même?

**M. BRIAN BOHM :**

1375 It's going to be variable... I don't know if the industry may have someone who can answer that better. You know, it's based on geology, it's going to be based on the grain size of the proppant you use, I mean, the proppant that's in place is what... is then you're fracturing – it fills your fractures and creates your permeability. So the proppant size is going to determine – there may be  
1380 someone from the industry who may be able to give you specific details.

1385

**L'INTERPRÈTE :**

Ça va être variable. Je ne sais pas si l'industrie à quelqu'un qui pourrait répondre à cette question mieux que moi. C'est basé sur la géologie. C'est fondé sur la grosseur du grain, du genre du soutènement que vous allez utiliser et de la fracturation. Et ça va créer la perméabilité, en fait, peut-être qu'il y a quelqu'un qui pourrait – de l'industrie – vous donner de plus amples de détails à cet égard.

1390

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

S'il vous plaît.

1395

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur Locat, je vais demander à madame Lazreg, une experte en fracturation, de venir répondre. Madame Lazreg.

1400

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

Bonsoir! Pour votre question, oui, la fracturation... la perméabilité dépend de la taille du proppant, du sable qu'on met et la longueur de la fracture qu'on effectue. Alors, ça peut être dans les centaines que dans les 500 fois la perméabilité de la formation.

1405

Donc, quand on génère une fracturation dans un shale, un réservoir, on a ce qu'on appelle « enhanced area », donc on a une longueur qui a une grande perméabilité, qui est de 30 à 50 mètres, que peut-être dans les ordres de milli-darcy, le shale est en nano-darcy. Donc, ça peut être dans les point 5, point 6 milli-darcy. Donc, c'est 100 fois plus que le réservoir. Et il y a l'autre qui est hydraulique, qui est un peu moins que ça.

1410

Donc, on évalue ça avec la production, quand on a des données de production, on utilise des simulateurs, on fait un « history matching », donc on essaie de matcher la production avec le réservoir et on ressort ces chiffres.

1415

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

C'est bien. La zone qui va être fracturée, quelle peut-être son influence sur le régime hydrogéologique, du fait que possiblement cette zone-là devient une zone préférentielle d'écoulement dans un contexte où, en plus, on a réduit les pressions ambiantes en dépressurant, en extrayant le gaz finalement, le secteur.

1420

1425            Quel effet que ça peut avoir sur le transport des fluides, aussi lent soit-il, cette zone-là qui a été donc ainsi modifiée?

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

1430            Donc, quand on fracture un puits, surtout un Utica, par exemple, qui est surpressurisé – des données qu'on a jusqu'à maintenant, les puits qu'on a forés montrent quelques puits à haute pression, plus que le gradient, donc des réservoirs de shale qui sont surpressurisés, comme Haynesville et tout ça, la déplétion, les premiers rejets de production sont gros. Il y a une grosse déplétion. Cette déplétion de pression change le stress avec le temps.

1435            Il y a eu beaucoup de *refracturing*, par exemple, au Barnett, qui ont montré qu'il y a un changement de stress. Quand on va et on refrac le puits, il y a un changement, il y a une nouvelle fracturation qui se crée parce que le *near wellbore*, le devant, *le near wellbore stress* a changé. Mais avec les nouvelles techniques qu'on applique maintenant, c'est rarement qu'on fait la refracturation.

1440            Donc, une fois qu'on fracture, si un puits est over pressured, on utilise un proppant qui est plus solide. Donc, ça maintient la fracture bien et la conductivité plus longtemps. Et on essaie aussi, durant la production, quand on produit ces puits-là, le drawdown, quand on les met en production, on essaie de le faire petit, pas vraiment agressif, pour garder, maintenir une bonne pression, back pressure, pour le fracture ne « déplete » pas. Mais on fait pas beaucoup de... enfin, avec le temps, oui, il y a un changement de stress, mais il ne va pas affecter l'écoulement de fluide verticalement.

1445            Est-ce que j'ai répondu à votre question? Est-ce que j'ai été claire?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Oui, mais...

1455

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

1460            Comme j'avais dit, oui, comme j'avais dit, la fracture, il y a la petite section, elle est devant le *wellbore*, il y a la grande... la fracture qu'on a créée, donc la déplétion elle peut être ce qu'on appelle *near wellbore* aussi. Elle ne va pas affecter tout le long de la fracturation de la zone fracturée. Ça va se faire très lentement, ça dépend à quelle pression on produit le puits et combien de temps. Mais elle peut prendre longtemps pour se « déplete ».

1465

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1470 Et le graphique qu'on a vu tout à l'heure semblait indiquer qu'à l'occasion, il était possible que les fractures se propagent sur une distance d'environ 500 mètres verticalement. Est-ce que vous pensez que c'est quelque chose de possible, ici, dans le Shale d'Utica?

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

1475 Le Shale d'Utica, 500 mètres, même le Marcellus, quand au début, quand les gens ont vu les résultats microsismiques, au Marcellus, ils ont dit qu'il y a beaucoup de *height growth*, on ne voit pas les 500 mètres. Utica, en particulier, j'avais expliqué ça aussi la semaine passée, il y a un grand stress, un contraste de stress entre l'Utica et le Lorraine. Donc, ce contraste joue une barrière. Aussi, étant une roche très vieille, ordovicien, donc il y a beaucoup de laminations. Cette lamination, tous nos résultats de microsismiques qui ont été faits au Utica, ils ont montré un *height*,  
1480 une hauteur de fracturation qui est moins que même le modèle géomécanique qu'on avait prévu de montrer.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1485 Et ça, je pense que vous avez déposé un exemple pour un de vos sites de surveillance de microsismiques? Est-ce qu'on a un exemple? Ou sinon, est-ce que ça pourrait être déposé comme exemple?

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

1490 On a déposé un exemple de microsismique en général, pas celui d'Utica parce que c'est en pilotage. C'est un peu confidentiel.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1495 O.K. Je reviendrais peut-être à une question – merci, Madame – à une question pour monsieur Malo. Vous avez montré une courbe géologique dans laquelle on voyait que l'Utica descendait en escalier, de plus en plus profond, en allant vers le sud ou le sud-est. Et ces escaliers semblent être contrôlés par des failles dans le précambrien. Et on sait que lorsque l'activité  
1500 sismique se fait, bien souvent c'est à ces nouveaux-là, dans les failles normales à peu près, que se fait l'activité sismique.

Alors, est-ce que d'après vous, les blocs qui composent ces escaliers-là qui présentent donc des failles à chaque palier, est-ce que ces failles-là se prolongent dans l'Utica?

1505

**M. MICHEL MALO :**

1510 Oui. On l'a vu que l'Utica est affecté par ces failles-là. Mais par contre, ces failles-là ont été actives pendant la sédimentation de l'Utica et du Lorraine, et elles ont été recoupées par les failles de chevauchement taconiques, de telle sorte qu'on voit clairement ce recoupement de failles là sur la sismique. Donc, à partir du moment qu'il y a eu la compression et la formation des plis, les failles sont recoupées par les autres et elles n'ont pas été actives par la suite.

1515 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Donc, il n'y a pas de... la possibilité que des chemins latéraux, par exemple causés par la fracturation hydraulique, rencontrent des fissures ou des fractures – pardon, plutôt des fractures ou des zones de faiblesse qui pourraient remonter à la surface sont faibles, si j'ai bien compris.

1520 **M. MICHEL MALO :**

1525 Il n'y a rien d'impossible. Mais aussi, on peut voir sur la sismique que les failles, des fois, elles arrêtent ici et les couches du Lorraine passent par-dessus, et elles ne sont pas déplacées. De telle sorte qu'on voit que les couches du Lorraine ont scellé ces failles-là. Donc on a, encore une fois, une relation de recoupement qui montre que pendant le dépôt du Lorraine, cette faille-là n'était plus active.

1530 **M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Merci.

**M. MICHEL MALO :**

1535 Pardon. Tout à l'heure, ce que j'ai montré pour la microsismique, c'était en pieds; le 500 c'était 500 pieds et non 500 mètres.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1540 Non, non, mais c'était l'exemple de tout à l'heure qui était présenté par...

**M. MICHEL MALO :**

1545 Ah, O.K.



**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1550 ... qui montrait ce qu'ils appellent des « spikes », là, qui montaient jusqu'à 1 500 pieds au-dessus du point de mesure. Donc, je calculais environ 500 mètres.

**M. MICHEL MALO :**

1555 O.K. Excusez-moi.

**LE PRÉSIDENT :**

1560 Madame Trudeau?

**Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

1565 Oui. Je pense que ma question s'adresserait à monsieur Bohm. Lorsque vous avez décrit tout le processus, il y a une étape, il y a l'étape du choix du site qui serait intéressante de toucher ici. C'est de savoir, une fois qu'un secteur a été déterminé, a été ciblé comme potentiel quant à son shale, est-ce qu'il y a de la flexibilité pour le choix de la position du site de forage? Quels sont les critères qui président au choix du site de forage?

**M. BRIAN BOHM :**

1570 With horizontal drilling and the magnitude of the size of the area that you can develop off a single pad, there is a degree more flexibility than a conventional vertical well. In the U.S., again, it's, you know, I mean, there's aspects of, you know, the available space, you know, leasing and the landowner surface use agreements, you know, these all contribute to selecting that location, but  
1575 there are geologic factors, you know, that dictate idealize locations, you know, to... And then, you know, in the U.S., there's also issues with spacing requirements, you know, how many wells and what separation you have to have for wells that... those tend to dictate locations as well on top of just environmental concerns.

**L'INTERPRÈTE :**

1580 Avec un forage horizontal, vous pouvez développer une certaine région. Il y a un degré de souplesse ou de flexibilité comparativement à un puits conventionnel. Dans les États-Unis, nous considérons l'espace disponible, les baux, les propriétaires de terrain, et cetera. Alors, il y a  
1585 plusieurs critères qui vous permettent d'effectuer un choix. Donc, ces critères nous dictent un site idéal.

1590 Donc, aux États-Unis également, il y a également une distance qui est établie entre chacun des puits et cette réglementation dicte également l'emplacement bien plus que seulement les préoccupations environnementales.

**Mme NICOLE TRUDEAU, commissaire :**

1595 Is there any documentation on that topic? Est-ce qu'il y a un document sur ces critères qui existe dans l'industrie?

**M. BRIAN BOHM :**

1600 You know, there's Best Management Practice documents that kind of dictate how the industry operates, there's examples of Surface Use Agreements; some of the States require a Surface Use Agreement. You know, Pennsylvania is one of those states – I'm not sure what other documents, you know, that I could provide or...

**L'INTERPRÈTE :**

1605 Il y a les pratiques exemplaires de gestion qui nous dictent cela. Il y a les différentes ententes également et ce qui est établi par l'État, comme la Pennsylvanie est un des États qui dictent également ce genre de règle-là. Je ne sais pas si nous avons la documentation.

1610 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Si vous me permettez, Madame Trudeau, je peux diriger la question à un de nos autres experts. Monsieur Sobie, s'il vous plaît.

1615 **M. SCOTT SOBIE :**

Mr. Chairman and Commissioners, to answer your question, I think it's best to think about a recovery of the resource. And Province of Quebec owns resource and as a company, we're here to help extract the resource and that is why we pay a royalty.

1620 So as we do so, we want to do an effective job at recovering the resource. So although we have some degree of flexibility in an unconventional play, as was mentioned where we put our surface location, we do need to effectively space the wells such at that the resource is taken out in an efficient manner. So that typically dictates the spacing, although we do, with horizontal drilling techniques, have some flexibility to put the surface location within a reasonable distance from the targeted area.

1630 And my colleague here just mentioned a good point, that the effectiveness – we want to be efficient with our operations as well, so it's not our intent to drill more wells than absolutely necessary.

**L'INTERPRÈTE :**

1635 Monsieur le président et commissaires, pour répondre à votre question, je crois que le mieux est de réfléchir au recouvrement de nos ressources. La province de Québec a des ressources et en tant que compagnie, qu'entreprise ici, nous voulons tout simplement extraire ces ressources-là et en payer les redevances.

1640 Alors, pour effectuer notre travail à l'extraction des ressources, tel qu'il a été mentionné, à l'endroit où nous plaçons notre emplacement de service, nous tâchons d'espacer nos puits afin que l'extraction se fasse de façon efficace. Nos différentes techniques de forage nous permettent donc d'établir une distance raisonnable entre chaque puits ou emplacement ciblé.

1645 Et également, ma collègue vient tout juste de mentionner une question importante, nous voulons être efficaces dans l'exploitation. Alors, il n'est pas de notre intention de forer plus de puits que nécessaire.

**LE PRÉSIDENT :**

1650 Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1655 Oui. Ma question irait au MRNF, au ministère des Ressources naturelles et de la Faune, pour savoir quelles sont les méthodes qu'ils utilisent pour s'assurer que l'opérateur ou l'exploitant de la ressource, effectivement, réalise une extraction jugée adéquate par le MRNF?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

1660 Donc, vous demandez si nous, on a des mesures pour évaluer s'il y a une optimisation de la ressource?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

1665 De l'extraction de la ressource.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui. De toute façon, dans les conditions de délivrance du bail d'exploitation, on se doit justement de vérifier ça, et les compagnies se doivent de maximiser la production pour éviter les pertes. Et dans le cas du gaz, du « shale gas », c'est évidemment la façon dont les puits vont être dirigés et la façon dont les « pads » de ces puits-là vont être situés. Donc, on va être capable de visualiser, de voir si on optimise la récupération maximale de la ressource.

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

Merci. Monsieur Germain.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Oui. J'enchaînerais sur un autre sujet, cette fois-ci sur la qualité de l'air. Ma question s'adresse au ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs. Lorsqu'on parle des endroits, bon, des sites de forage, il peut y avoir des émissions liées, soit des émanations fugitives du gaz naturel ou des émanations issues des équipements qui peuvent dégager des NOx, des oxydes d'azote plutôt, et des poussières. Dans votre évaluation jusqu'à maintenant des sites de forage, est-ce que la qualité de l'air apparaît une problématique spéciale ou vous considérez que c'est sous contrôle?

**Mme FRANCINE AUDET :**

Je vais inviter madame Proulx à venir répondre à la question.

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Proulx.

**Mme MARTINE PROULX :**

Bonsoir! Comme vous avez mentionné, les activités reliées à l'exploration et l'exploitation engendrent des émissions par la présence des différents équipements, les camions, des émissions générées par la combustion de mazout ou de gaz naturel. Ça, ça va engendrer des émissions de contaminants à l'atmosphère. En particulier, des oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, le SO2 et certains contaminants, composés organiques volatils.

1710           Présentement, on n'a pas de données sur des sites ici au Québec concernant la quantité de  
ces contaminants-là qui sont émis. Il n'y a pas beaucoup d'analyses, d'études non plus qui sont  
disponibles. Un des cas qu'on a vu, c'est une modélisation qui a été faite dans l'État de New York.  
Toutefois, il faut être prudent, parce que cette analyse-là, elle a été effectuée en se basant sur la  
1715 mise en production séquentielle de 10 puits dans l'État de New York. Donc, les auteurs de l'étude  
font plusieurs mises en garde, parce qu'ils ont posé un nombre considérable d'hypothèses.

Donc, les résultats, on ne pourrait pas dire que ça va être sensiblement la même chose ici,  
là, parce qu'on n'a pas l'équivalent. Mais les résultats de cette étude-là disent qu'il y a une  
possibilité qu'il pourrait y avoir un excès des critères d'air ambiant durant de courtes périodes. Mais  
1720 encore là, ici, nos critères à nous ne sont pas les mêmes que ceux de l'État de New York. Donc, il  
faudrait, ici aussi, effectuer des modélisations, mais présentement on n'a pas de données du tout  
de l'industrie de ce côté-là.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1725           Dans l'article que vous avez consulté, est-ce que les dépassements sont dus à l'utilisation  
d'équipements qui fonctionnent au diesel?

**Mme MARTINE PROULX :**

1730           Bien, ce n'est pas spécifié par équipement, là, c'est l'ensemble des activités. Donc, la mise  
en production séquentielle de 10 puits, là. Ça part du forage jusqu'à la mise en production des 10  
puits.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1735           Mais les dépassements c'est quoi? Est-ce que c'est des matières particulières ou c'est des...

**Mme MARTINE PROULX :**

1740           Oui. Bien, par exemple, sur de courtes périodes, ils ont remarqué qu'il y avait effectivement,  
au niveau des particules, leurs critères étaient excédés. Puis aussi, au niveau de certains produits  
chimiques dans l'air, mais pour vraiment de courtes périodes de temps.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

1745           Très bien. Avez-vous une autre question, Monsieur Germain?

1750

**LE PRÉSIDENT :**

Avez-vous une autre question, Monsieur Germain?

1755 **M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

J'aimerais envoyer la même question du côté de l'Association. Est-ce qu'on a des relevés, des données ou des études qui nous donnent une bonne idée de la qualité de l'air à proximité des sites de forage?

1760 **Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Oui, Monsieur Germain. Je vais demander à monsieur Jean-Luc Allard, un ingénieur avec une spécialisation en qualité d'air.

1765 **M. JEAN-LUC ALLARD :**

1770 Bonsoir. Compte tenu qu'on est à la phase exploration actuellement, à ma connaissance, il n'y a pas eu de mesures comme telles qui ont été faites. En fait, il faut voir qu'au niveau qualité de l'air dans la zone immédiate d'où les travaux vont être faits, il y a deux volets importants. En fait, il y a tout ce qui est émission directement à la source, qu'il faut contrôler le mieux possible. Donc, il y a deux façons de contrôler les émissions à la source. En fait, utiliser les meilleures technologies disponibles et utiliser le meilleur combustible disponible.

1775 Donc, côté technologie, il y a des équipements qui peuvent être avec des meilleures efficacités énergétiques. Il y a maintenant des génératrices diesel qui sont munies d'antipollution; ça ne fait pas tellement longtemps, c'est très récent, mais ça existe maintenant. Donc, il y a différentes technologies qui peuvent être utilisées pour minimiser les impacts. Ça peut être des brûleurs, aussi, à basses émissions d'oxyde d'azote. Donc, il y a différentes technologies qui sont possibles, qui permettent de limiter en fait la quantité d'émissions, de polluants qui vont être émis. Il y a les choix de combustibles aussi.

1780  
1785 Donc, idéalement, comme on est au Québec et que l'électricité vient de l'hydroélectricité, donc il n'y a pas d'émissions significatives ni de polluants traditionnels, ni de gaz à effet de serre. Tout ce qu'il est possible de faire fonctionner à l'électricité, en fait les membres de l'Association se commettent d'utiliser l'électricité le plus possible. Lorsque ce n'est pas possible, à ce moment-là ça va être d'utiliser le meilleur combustible fossile possible, donc le gaz naturel.

1790 Il faut comprendre que les informations disponibles à date, au niveau du gaze de shale du Québec, je l'ai déjà mentionné, je pense, ne contient pas de H<sub>2</sub>S ou très peu, contient très peu, également de CO<sub>2</sub> ou, enfin, ce qu'on parle c'est moins de 1 %, mais j'ai vu certaines analyses où

c'était au niveau de trace. Ne contient pas non plus de benzène, donc c'est un gaz qui est pratiquement prêt pour être mis en pipeline ou pour être vendu, à part l'aspect déshydratation.

1795           Donc, il y a moyen d'utiliser de bons combustibles, de la même façon que les diesels qui pourraient être utilisés dans des génératrices – en fait, maintenant c'est le standard au Québec – contiennent à peu près pas de soufre. Donc, côté SO<sub>2</sub>, ce n'est pas très inquiétant non plus.

1800           Ça, c'est le volet réduction à la source au niveau des émissions. Évidemment, si ce qui nous intéresse c'est de voir à une résidence donnée qui serait à une certaine distance, au niveau des récepteurs les plus sensibles, si on s'inquiète pour savoir : est-ce qu'on respecte les normes. Évidemment, il faut faire une étude de dispersion. Mais la probabilité, en fait, en utilisant les meilleures technologies et les meilleurs combustibles, c'est que dès qu'on sort de la propriété, en fait, on va respecter les critères d'air ambiant qui sont applicables au Québec.

1805

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

Très bien, merci.

1810

**LE PRÉSIDENT :**

1815           Monsieur Locat? Madame Trudeau? Monsieur Germain? Écoutez, nous avons prolongé d'une semaine la période de temps pour transmettre des questions à la commission. Je vais ouvrir le registre et permettre à des personnes – et on avait précisé qu'on allait siéger jusqu'à 22 h 30. Donc, on va maintenir le cap et je vais permettre aux personnes, le plus de personnes au registre, à venir poser des questions à l'avant. Pour ceux et celles qui ne pourraient pas s'inscrire ou passer leur question, bien c'est pour ça qu'on a prolongé la période de temps pour nous les transmettre.

1820           Donc, nous allons faire tout notre effort pour... Donc, est-ce que monsieur Montpetit, vous vous êtes inscrit? Donc, on vous invite à l'avant. Ah, c'est vrai. C'est vrai, Monsieur Jacques Tétrault, vous aviez la priorité cet après-midi, vous étiez inscrit. Excusez-moi, c'est parce que je n'ai pas le registre puis je vous voyais vous inscrire.

1825           Donc, nous allons commencer par prendre les 10 premiers qui s'inscrivent, ensuite le registre sera fermé.

**M. JACQUES TÉTREAUULT :**

1830           Merci, Monsieur le président. Alors, en lien direct avec ce qu'on vient d'avoir, on nous a démontré clairement que l'imperméabilité de la roche est quasi-totale. Je reviens à la quantité d'eau utilisée pour fracturer. On nous a mentionné depuis une semaine qu'il y avait environ 50 % de l'eau qui restait dans le sol. Là, j'ai entendu 25 à 30 % seulement qui ressortait, mais je vais

1835 rester à 50 %. Alors, ça fait environ 2 millions litres d'eau qui restent au sol, à l'intérieur, de façon immuable à chaque fractionnement.

1840 Alors, comme un puits peut avoir 8 fractionnements par niveau. Quand je fais un petit calcul rapide, dans 7 ans, selon le ministère des Finances, on devrait avoir environ 250 nouveaux puits par année en opération. Ça fait l'équivalent de 16 000 piscines olympiques d'eau qui reste au fond de la terre, irrécupérable. Si je m'en vais du côté des États-Unis à 450 000 puits, on passe de l'ordre de 7,2 milliards de piscines olympiques d'eau à chaque année qui reste au fond de la terre.

**LE PRÉSIDENT :**

1845 Et votre question?

**M. JACQUES TÉTREAU :**

1850 Ma question est la suivante, puis s'adresse aux experts en eau. Ne croyez-vous pas que cette quantité astronomique d'eau piégée dans le fond ne contribue pas à la diminution de l'eau de surface? Parce qu'il faut comprendre aussi que l'eau c'est global, tout le tour de la planète. Si on en engouffre 7,2 milliards de piscines olympiques à chaque année, aux États-Unis, plus nos 16 000 chez nous, juste dans la Vallée du Richelieu, ça risque, à mon point de vue...

1855 En tout cas, ma question c'est : est-ce que ça peut risquer de débalancer sérieusement le côté hydrique de notre province, de notre pays, de notre continent et de notre planète à long terme?

**LE PRÉSIDENT :**

1860 Donc, la question s'adresse au ministère du Développement durable. Si je comprends bien la question : l'eau piégée peut-elle débalancer le côté hydrique?

**Mme FRANCINE AUDET :**

1865 Je vais rappeler monsieur Charles Poirier qui a expliqué un petit peu les effets du prélèvement d'eau sur les eaux de surface.

**LE PRÉSIDENT :**

1870 Évidemment, on a répondu à ça.



**M. JACQUES TÉTREault :**

Ah non, surtout pas le Q2 encore, là.

**M. CHARLES POIRIER :**

Bonjour, Monsieur le président. C'est sûr que ça peut paraître énorme comme quantité d'eau, surtout si on l'exprime en litres. Non, mais c'est des quantités qui peuvent être exprimées en mètres cubes et en litres aussi. J'ai fait un petit exercice pour mettre en lumière un peu, lors de mois typiques pour certaines rivières, quelle quantité d'eau circule à travers nos stations hydrométriques de mesure de débit pour les régions touchées.

Puis pour répondre à la question, je pense, ça serait peut-être une bonne illustration des quantités d'eau en jeu. Si vous me permettez, je peux juste relater ces chiffres-là. Donc, par exemple, si on regarde pour la région du Centre du Québec, par exemple, si on regarde les débits moyens qu'on observe au courant, par exemple, du mois de mai – puis je vais le faire aussi tantôt pour le mois d'août –, pour certaines rivières, notamment par exemple la Nicolet, la station de la rivière Nicolet est située à peu près à 25 kilomètres à l'ouest de Victoriaville. Pour un débit de pompage effectué pendant 10 jours sur cette rivière-là à raison de... pour pomper les 15 000 mètres cubes requis pour les 8 stages de fracturation, donc 15 000 mètres cubes ou 15 millions de litres accumulés en 10 jours, on a parlé d'un débit de pompage en continue de 17 litres/seconde.

Cette quantité d'eau là va être pompée en 10 jours et à raison de 17 litres/seconde. Pour fixer les idées, une cruche d'eau en bouteille, c'est 18 litres que ça contient une cruche d'eau potable. Donc, c'est cette quantité-là qui serait prélevée à chaque seconde, pour accumuler le 15 000 mètres cubes que monsieur faisait mention.

Durant le mois de mai, cette station-là va faire passer sous le pont de la 20, autrement dit, là, parce que cette station-là est située près de l'autoroute, durant le mois mai donc, cette station-là va laisser passer une quantité de 66 milliards de litres durant le mois de mai. Donc, on pourrait dire 66 millions de mètres cubes durant le mois de mai. Cette eau-là s'en va au fleuve. Le fleuve Saint-Laurent et dans le golfe, donc éventuellement cette eau-là est perdue.

Donc, c'est juste pour fixer les idées en termes de quantité. Je ne suis pas en train de faire un plaidoyer pour dire que c'est pas beaucoup d'eau qui est captée, je suis juste en train de mettre en perspective le volume. Et si on compare le volume qui est prélevé durant cette période-là par rapport au volume qui coule durant la période de 10 jours, pour le mois de mai, à cette station-là, le prélèvement d'eau représenterait .07 % durant ces 10 jours-là, durant le mois de mai. Si on le compare au mois d'août pour cette station-là, ce volume-là prélevé durant le débit moyen pendant 10 jours consécutifs dans le mois d'août, pour cette station-là, serait de .14%.

1915

Donc, on est en-dessous de 1 % du débit qui sort puis on est aussi en-dessous de 1 % par rapport au Q2,7. Je voulais juste placer les idées avec ça.

**LE PRÉSIDENT :**

1920

Merci beaucoup. Merci, Monsieur Tétreault.

**M. JACQUES TÉTREULT :**

Il n'a pas répondu à ma question, Monsieur le président, je vous ferais remarquer.

1925

**LE PRÉSIDENT :**

C'est la réponse.

1930

**M. JACQUES TÉTREULT :**

Merci beaucoup.

**LE PRÉSIDENT :**

1935

Merci. Monsieur Montpetit. S'il vous plaît, on finit ça en beauté. Monsieur Montpetit. Bonsoir, Monsieur Montpetit.

**M. GÉRARD MONTPETIT :**

1940

Bonsoir. Alors, je reviens à la charge pour la troisième fois. Mercredi soir et jeudi après-midi j'ai posé une question, qui est une question hypothétique. Dans 15 ans, dans 20 ans, ceux qui auront acheté, les compagnies, doivent avoir un quadrillage pour sortir tout le gaz des propriétés qu'ils ont, dans le sous-sol. Donc, à l'intérieur de la Ville de Saint-Hyacinthe, il faut combien de puits pour pouvoir aller chercher tout le gaz qu'il y a là. Je fais référence ici à Saint-Louis où il y a un puits à l'intérieur du village ou à Fort Worth au Texas. Donc, à l'intérieur de Saint-Hyacinthe, combien est-ce qu'il faut de puits pour aller chercher tout le gaz?

1945

**LE PRÉSIDENT :**

1950

Monsieur Laliberté, combien de puits est-ce que vous pensez qu'il pourrait s'établir à Saint-Hyacinthe?

1955

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

1960 Regardez, on est en milieu... on est dans une ville. Il y a des contraintes par rapport aux routes, il y a des contraintes par rapport aux édifices, il y a des contraintes par rapport aux sources d'approvisionnement en eau. Il faudrait regarder la superficie exacte de la ville de Saint-Hyacinthe. Il faudrait soustraire tout le territoire où on ne peut pas forer, et ensuite, on pourrait avoir une réponse, mais actuellement on n'a pas ces données-là. Il faudrait calculer le tout en fonction des règles puis des distances actuelles. Actuellement en vigueur.

1965 **M. GÉRARD MONTPETIT :**

Donc, c'est la troisième fois que je n'ai pas de réponse. Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

1970 Merci beaucoup. S'il vous plaît, on s'est donné des règles. On essaie de les respecter jusqu'à la fin. Monsieur Jeannot Caron, bonsoir.

**M. JEANNOT CARON :**

1975 Bonsoir, Monsieur le président. Pour répondre au monsieur qui parle que l'eau, quand elle coule, elle s'en va direct dans la rivière, c'est du gaspille, là. On a un gros problème présentement au Québec, on appelle ça l'érosion des sols, puis il y a des bandes riveraines qui sont supposées être aménagées justement pour empêcher cette eau-là de s'écouler. On a une grosse problématique présentement au Québec face à ça. Ça fait que quand monsieur parle qu'on gaspille l'eau, on devrait plutôt s'occuper, commencer par faire en sorte qu'on ait des sols qui sont supposés de l'absorber. Parce que cette eau-là, il n'y a pas plus loin que de 2-300 ans, le sol l'absorbait puis on n'avait pas des grosses crues comme il y a présentement dans nos rivières au Québec. Puis ça, c'est à cause qu'on a laissé faire plein niaiseris, là, ce qui fait qu'on est pogné avec cette problématique-là aujourd'hui.

1980  
1985  
1990  
1995 Pour en venir à ma question, Monsieur le président, les études sismiques lors des fracturations, si j'ai bien compris, les seules informations qu'on a présentement, il faut se fier à ce que l'industrie dit. Parce qu'en tant que tel, il y a personne, il n'y a aucun ministère qui s'occupe de vérifier les dires de la fracturation du Shale d'Utica, parce que c'est quelque chose de nouveau. Le Shale d'Utica est unique. Ça fait que donc, les tests de fracturation sismique, on n'a aucune donnée là-dessus.

**LE PRÉSIDENT :**

2000 On a compris. Donc, du côté du ministère, concernant les études sismiques, vous vous fiez à ce que l'industrie dit?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2005 Actuellement, on n'a pas d'étude au Québec, mais l'industrie nous a démontré cette semaine que la fracturation en termes de sismicité c'était 100 000 fois plus faible que le plus faible tremblement de terre qui peut être ressenti. Donc, c'est quasiment rien.

**M. JEANNOT CARON :**

2010 Bien, moi, j'ai vu tantôt, avec ce qu'ils ont donné, ils montraient 1,5 %, 1,5 à 3 sur l'échelle de Richter. Rendu à 4, là, les assiettes « shakent », là. Ça fait que là, je ne comprends pas. Moi, en plus de ça, les puits qui sont forés pour justement faire ces tests sismiques là, quels sont les moyens de protection pour les nappes phréatiques puis les aquifères? Parce que c'est bien beau, là, quand on fait une fracturation puis une perforation d'un kilomètre de long, ils doivent en faire plusieurs puits, là. C'est quoi les moyens de protection de ça?

**LE PRÉSIDENT :**

2020 O.K. Donc, Monsieur Malo, vous avez un complément d'information?

**M. MICHEL MALO :**

2025 Bien, je voulais juste... Bonjour, Monsieur le président. Je voulais juste mentionner que l'échelle que j'ai montrée c'était de moins 1.6 à moins 3.6, 3.8. Donc, c'est moins 3 et non 3.

**M. JEANNOT CARON :**

Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

2030 Merci, Monsieur Caron.

2035

**M. JEANNOT CARON :**

2040 Mais, c'est quoi les moyens de protection? Quand les puits, là, pour faire ces études  
sismiques là, de la manière que vous parliez, vous vous rendez assez proches où est-ce qu'il y a  
les fracturations pour pouvoir faire les relevés...

**LE PRÉSIDENT :**

2045 Vous vous adressez au président, puis on va la traiter comme question complémentaire à  
monsieur Malo. Monsieur Malo?

**M. MICHEL MALO :**

2050 C'est quoi la question exactement?

**LE PRÉSIDENT :**

2055 C'était quoi, la question?

**M. JEANNOT CARON :**

2060 C'est quoi les moyens de protection? Parce qu'il doit y avoir un puits qui doit être foré pour  
pouvoir faire les relevés sismiques, Monsieur le président, c'est quoi les moyens de protection pour  
ne pas contaminer les aquifères puis les nappes phréatiques?

**LE PRÉSIDENT :**

2065 Les moyens de protection, Monsieur Malo, par rapport aux chiffres que vous avez donnés?

**M. MICHEL MALO :**

2070 Excusez-moi, mais je ne suis pas quelqu'un qui fait de l'exploration. Alors, ce n'est pas mon  
business de faire des puits. Il faudrait poser la question à l'industrie.

**LE PRÉSIDENT :**

2075 Mais dans l'ordre de ce que vous avez dit, donc vous parliez de moins point 3?

**M. MICHEL MALO :**

Oui.

**LE PRÉSIDENT :**

2080

O.K. Donc, Madame Henderson, brièvement.

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

2085

Je vais demander à madame Lazreg de venir répondre.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2090

Si je comprends la question, le monsieur demande comment...

**LE PRÉSIDENT :**

2095

Dans le fond, si je comprends bien la question, il veut savoir, avec le chiffre que monsieur Malo a dit, moins point 3 sur l'échelle de Richter, quelles sont les mesures de protection contre un séisme?

**M. JEANNOT CARON :**

2100

Non. Ce n'est pas ça, Monsieur le président. Ma question est : il doit y avoir un puits pour pouvoir faire les relevés sismiques quand ils font la fracturation. Il y a des relevés qui se font par rapport à la fracturation sismique. Ils doivent forer un puits pour faire ces relevés-là, pour mettre les sondes qui descendent quasiment à la même hauteur où est-ce qu'est le niveau de fracturation. Ils doivent traverser les aquifères, les nappes phréatiques. Est-ce qu'ils utilisent les mêmes procédés de protection que quand ils forent un puits? Et aussi, combien qu'ils en font de puits comme ça, partout sur le terrain? Parce que s'ils font 1 kilomètre de long ou 2 kilomètres de long, le « pad » qu'ils utilisent pour faire les... ce n'est pas si long que ça. Mais eux autres, ils vont aller forer 1 ou 2 kilomètres plus loin, là. S'ils ne font pas de relevés à cette distance-là, qu'est-ce qui leur dit que ce n'est pas fait tout croche?

2105

2110

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

J'ai compris la question.

**LE PRÉSIDENT :**

2115

Est-ce que vous comprenez l'esprit de la question?

2120 **Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

J'ai compris la question. Donc, quand on a la phase pilote, on fore les puits verticaux pour plusieurs *purposes*. Pour trouver l'échelle, les évaluer, les loguer, et on utilise ces puits quand ils sont à proximité des puits horizontaux, comme des puits moniteurs.

2125 La microsismicité, ce n'est pas un tremblement de terre. On a un outil avec des écouteurs qu'on met dans le fond – enfin, je simplifie, pardon – et ces géophones écoutent les cracks que la fracture fait et les transforme en zones, en points, et localise où est-ce qu'ils sont. Et puis les données sont, après, filtrées par des experts pour dire : est-ce que ces points, est-ce que ce sont des fluides qui sont partis ou est-ce que c'est juste un bruit?

2130 Il y a aussi, la technologie est très avancée maintenant. Maintenant, on peut la placer sur un puits horizontal. Quand on pense qu'on n'a pas un puits vertical autour, on peut mettre ces outils dans un puits horizontal et on peut écouter en même temps quand on le frac. Il y a même des techniques qu'on le met dans le même puits et on frac. Donc, il y a plusieurs techniques. Si on n'a pas un puits vertical, c'est très rare qu'on va forer un puits vertical juste pour la microsismicité.

**LE PRÉSIDENT :**

2140 Monsieur Germain, suivi de monsieur Locat qui ont des compléments de question.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

2145 C'est ça, c'est-à-dire que le puits qui est utilisé comme puits d'observation est un puits standard muni d'un coffrage qui est cimenté, et cetera.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2150 Oui, oui.

**M. MICHEL GERMAIN, commissaire :**

C'est un puits pareil.

2155 **Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

C'est un puits qu'on a foré jusqu'à l'Utica avec tout le coffrage, toute la construction nécessaire pour un puits de production.

2160

**LE PRÉSIDENT :**

Monsieur Locat. Ça va? Donc, merci...

2165 **M. JEANNOT CARON :**

Si j'ai bien compris, Monsieur le président, c'est sur le « pad »? Ça ne se fait pas plus grand que le « pad » que...

2170 **Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

Oui.

**LE PRÉSIDENT :**

2175  
Oui.

**M. JEANNOT CARON :**

2180 Ça fait que ce qui se passe à 1 kilomètre plus loin, 2 kilomètres plus loin, sur l'horizontal, on n'a aucune donnée là-dessus. Ça fait qu'il faut se fier à l'industrie, c'est ça? On n'a pas rien pour vérifier ce qui se passe plus loin.

**LE PRÉSIDENT :**

2185  
C'est la réponse qu'on a.

**M. JEANNOT CARON :**

2190  
Merci, Monsieur le président.

**LE PRÉSIDENT :**

2195  
Merci. Madame Kim Cormelissan. C'est parce que l'écriture que j'ai ici, là, ce n'était pas évident. Alors, bonsoir.

**Mme KIM CORMELISSAN :**

2200  
Cormelissan. Si le BAPE dure trois mois, on va s'y habituer.



**LE PRÉSIDENT :**

Bien sûr.

2205

**Mme KIM CORMELISSAN :**

En fait, ma question est un petit peu en suivi. Parce que j'essaie de comprendre à propos de la fameuse sonde. La sonde, si je comprends bien, elle est mise là quand il y a la fracturation et elle ne demeure pas là après, si je comprends bien. C'est une double question.

2210

**LE PRÉSIDENT :**

Mais on va en prendre juste une.

2215

**Mme KIM CORMELISSAN :**

Non, non, Monsieur, ça va avec aussi. C'est tout simplement de demander s'il y a le même genre de mesure pour les émissions atmosphériques qu'il peut y avoir lorsqu'on fait des puits comme ça. Est-ce qu'il y a un double monitoring?

2220

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Henderson?

2225

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Madame Lazreg.

2230

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

Si je vous pouvez répéter la question?

**LE PRÉSIDENT :**

2235

Donc, la sonde...

**Mme KIM CORMELISSAN :**

2240

Bien, la question est : la sonde qui est mise, est-ce qu'elle est mise seulement pendant la fracturation et enlevée après?

**LE PRÉSIDENT :**

2245 Vous me regardez, s'il vous plaît. Vous vous adressez à moi. Donc, la sonde?

**Mme KIM CORMELISSAN :**

2250 La sonde, est-ce qu'elle est enlevée tout de suite après la fracturation ou si elle demeure?

**LE PRÉSIDENT :**

Puis on prendra la deuxième après.

2255 **Mme KIM CORMELISSAN :**

O.K.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2260 Donc, elle parle de la sonde... c'est une continuité de la question d'avant, pour la micoséismicité?

**LE PRÉSIDENT :**

2265 Oui, c'est l'appareil.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2270 Oui, oui. C'est un outil qu'on place dans le puits durant la période de fracturation, qui peut durer deux heures. Et on écoute aussi – juste pour compléter les informations – deux heures après, après, quand on arrête le pompage, on laisse le géophone pour écouter ce qui se passe après la fracturation, pendant deux heures, et puis on enlève l'outil. Les informations sont évaluées et on fait l'interprétation.

2275 **LE PRÉSIDENT :**

O.K. Puis le deuxième volet de votre question?

2280

**Mme KIM CORMELISSAN :**

2285

Bien, c'est la même chose. Est-ce qu'il y a le même genre de monitoring pour les émanations qui pourraient y avoir quand on fait le puits pour les couches intermédiaires? Ce qui pourrait sortir au niveau des émissions atmosphériques, entre autres.

**LE PRÉSIDENT :**

2290

S'il y a le même monitoring de suivi pour ce qui pourrait sortir du puits pour la pollution atmosphérique.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2295

Il y a des outils d'évaluation pour voir ce qui sort du puits comme fluides, que ce soit le gaz ou l'eau, ce qu'on appelle des productions, c'est ce qu'on appelle des *production logs*.

**LE PRÉSIDENT :**

2300

Mais vous n'avez rien concernant ce qui pourrait contaminer l'air?

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2305

Peut-être qu'une autre personne pourrait répondre.

**LE PRÉSIDENT :**

2310

Mais vous ne faites aucun suivi sur l'air?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

2315

Monsieur le président, c'est meilleur que quelqu'un d'autre réponde à la question, c'est une autre expertise.

**LE PRÉSIDENT :**

O.K.

2320

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

Monsieur Sobie.

2325

**M. SCOTT SOBIE :**

Mr. Chairman and Commissioners, we would certainly do air-monitoring if we were sensing that there was an issue. Routine air-monitoring is not typical, although we do have our people who wear personal monitors to ensure, for example, lower and upper level exposure limits, so we do monitor for methane because we do treat our workers with utmost caring caution. Their safety is of prime importance as is the safety of anybody living in the area.

2330

So in terms of continuous air monitoring, unless there is an indication that there is an issue – we do not – but if there is an indication of an issue, we would bring in third parties to do air-monitoring around our sites.

2335

**L'INTERPRÈTE :**

Monsieur le président, Messieurs, Madame la commissaire, nous allons certainement faire une surveillance de l'air si nous sentions qu'il y avait un problème. Mais on ne prend pas de mesure de la qualité de l'air de façon routinière, mais nous avons des gens qui vont procéder à des études pour suivre donc les niveaux minimums et maximums d'explosion. Alors, donc pour les niveaux de méthane présents, donc il y a des... comme la sécurité du personnel est de la première importance. Nous prenons ce genre de mesure.

2340

2345

Par conséquent, il y a une surveillance de l'air, mais à moins qu'il n'y ait problème qui se manifeste. Alors, s'il n'y a pas de tel risque immédiat, nous allons demander à des tierces parties de faire l'évaluation de la qualité de l'air.

2350

**Mme KIM CORMELISSAN :**

Je voudrais juste savoir, est-ce que c'est lors du creusage?

**LE PRÉSIDENT :**

2355

Attendez un petit peu. Monsieur Locat?

**M. JACQUES LOCAT, commissaire :**

Je pense que ce que madame voudrait savoir, c'est quand vous faites le puits pour faire la surveillance sismique, ce puits-là par la suite, vu qu'il traverse, il est assez profond et qu'il peut traverser des zones contenant des gaz, et cetera, est-ce que vous vérifiez, après, si jamais il y a des gaz qui sont émis le long de ce puits-là, vers l'atmosphère?

2360

2365

**M. SCOTT SOBIE :**

2370 Mr. Chairman, Commissioners, I think I understand your question. We have to remember  
though that this is a closed-loop system, not only is a wellbore built to engineer standard, where  
we've talked about often the layers of casing and cement to protect the wellbore, on top of the  
wellhead, the top of the well is a well-drilling a BOP stack and that's – sorry, it's an acronym for  
Blowout preventer – and that piece of equipment has redundant safety tools on it such that if there  
were a release of gas, they would be shut in. They can be activated either with instrumentation or  
they can be manually activated and there's a redundancy on how that equipment functions.

2375 **L'INTERPRÈTE :**

2380 Monsieur le président, chers commissaires, je pense que je comprends votre question. Il faut  
se rappeler cependant qu'il s'agit là d'un système à boucle fermée. Alors, non seulement le puits  
est-il construit selon les normes du génie, donc on a déjà établi les structures de coffrage et de  
béton, mais autour, bien sûr, au sommet du puits, vous avez donc des appareils de prévention des  
explosions et vous avez là des mécanismes de sécurité et des outils. De sorte que s'il y avait des  
émissions de gaz, elles seraient contenues et à ce moment-là, il serait soit activé par des  
instruments automatiques ou soit activé manuellement. Et il y a des mesures de sécurité sur le  
fonctionnement de ces appareils.

2385 Alors, la question de savoir, comme j'ai dit, est-ce que nos ouvriers sur le site, il y a des  
détections des gaz? Alors, s'il y avait une émission de gaz sur le site, nos travailleurs en auraient  
connaissance et pourraient donc réagir en conséquence.

2390 **LE PRÉSIDENT :**

Ça va. Merci beaucoup.

2395 **Mme KIM CORNELISSAN :**

Merci.

2400 **LE PRÉSIDENT :**

2405 Donc, j'inviterais monsieur Pierre Batellier s'il vous plaît. Alors, bonsoir, Monsieur.

**M. PIERRE BATELLIER :**

2410 Bonsoir. Ma question va être assez simple. J'ai vu, dans les différentes présentations, que ce soit le MDDEP, le MRNF, l'APGQ, SECOR, le ministère des Finances, on donne à chaque fois une définition un petit peu différente de ce qu'est l'exploration.

2415 Ma grande question c'est : existe-t-il des limites claires de où commence et finit l'exploration, notamment si ça inclut ou non la complétion et la fracturation hydraulique? Je pense notamment aux crédits d'impôts qui sont reliés aux frais d'exploration. Je pense à beaucoup de... En tout cas, si on évalue juste la phase exploratoire, il faut vraiment que tout le monde ait une définition commune. Est-ce que c'est le cas actuellement? Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

2420 Monsieur Laliberté.

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2425 Monsieur le président, la phase exploitation débute lorsque les forages ont été effectués, les puits ont été complétés, les puits ont été bien évalués et qu'il y a une démonstration à l'effet que les puits peuvent être économiquement rentables s'ils sont exploités et que la compagnie fait une demande de bail d'exploitation.

2430 Donc, à partir du moment où il y a un bail qui est délivré, que la substance est extraite et qu'elle est vendue et qu'il y a une redevance, nous parlons d'exploitation. Tout ce qui se passe avant ça, c'est la phase exploration.

**LE PRÉSIDENT :**

2435 Merci beaucoup. Merci beaucoup, Monsieur Batellier.

**M. PIERRE BATELLIER :**

2440 Est-ce que ça incluait complétion et fracturation hydraulique?

**LE PRÉSIDENT :**

2445 Monsieur Laliberté?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2450 Oui, Monsieur le président.

**M. PIERRE BATELLIER :**

2455 Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

Madame Marie-Ève Mathieu. Bonsoir.

2460 **Mme MARIE-ÈVE MATHIEU :**

2465 Ma question va être très simple. Je voudrais savoir s'il y a une réglementation pour assurer la sécurité de façon permanente dans les sites pendant et après l'exploration? Je vous donne un exemple, à Saint-Louis, comment est-ce qu'on fait pour empêcher les enfants d'aller jouer dans les puits? Ou dans les boues?

**LE PRÉSIDENT :**

2470 Tout à fait. Donc, on va diriger notre question à l'industrie. Et là, on a un exemple, vous parlez de Saint-Louis de?

**Mme MARIE-ÈVE MATHIEU :**

2475 Bien, Saint-Louis qui est à 10 minutes au nord de Saint-Jude.

**LE PRÉSIDENT :**

2480 Tout près de Saint-Jude. Est-ce qu'il y a un représentant de l'industrie qui est capable de répondre à ça?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

2485 Oui, Monsieur le président, je vais demander à Jean-Yves Lavoie de venir répondre à la question.

**LE PRÉSIDENT :**

Donc, il s'agit d'un cas précis et on parle de mesures de sécurité.

**Mme MARIE-ÈVE MATHIEU :**

2490

Ça peut se généraliser, par contre. Parce que sur un site, il faudrait que ce soit égal à tous les sites.

**LE PRÉSIDENT :**

2495

Tout à fait. Monsieur Lavoie, on vous écoute.

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

2500

Oui, Monsieur le président. Je comprends que c'est un cas particulier. Je suis moins au courant de ce cas-là. Mais ordinairement, dans l'industrie, lorsqu'on laisse, par exemple que les équipements sont partis et qu'il y a eu, par exemple, la première phase, c'est-à-dire le forage d'un puits vertical, ce puits-là, c'est un puits qui est muni, à ce moment-là, d'une tête de puits et qui relie à ce moment-là toutes les tubulures qu'on a mises dans le puits. Donc, il n'y a pas, disons, de danger de tomber dans le puits comme tel, et les compagnies, on va sécuriser, soit temporairement avec une clôture ou avec, souvent on va utiliser des blocs de béton aussi, pour éviter qu'il y ait, justement, quelque chose qui se produise, qui se produise un accident.

2505

Lorsque par exemple on est en phase production comme telle, où les tests sont faits, à ce moment-là, ces équipements-là sont d'une base plus permanente avec des clôtures qui permettent, qui empêchent l'accès au puits comme tel.

2510

**LE PRÉSIDENT :**

2515

O.K. Est-ce que c'est à la discrétion de l'entreprise ou s'il y a une réglementation? Du côté du ministère, est-ce que...

**M. JEAN-YVES LAVOIE :**

2520

Disons que la réglementation est assez ouverte là-dessus, mais ça revient aux entreprises, justement au point de vue sécurité, de sécuriser les lieux comme tels.

**LE PRÉSIDENT :**

2525

O.K.



2530

**Mme MARIE-ÈVE MATHIEU :**

Bien, il y aurait peut-être juste une observation à faire. C'est que dans un village puis à la campagne, donc dans un rang ce n'est pas la même chose. Dans le cas de Saint-Louis, c'est en plein milieu du village, ce qui fait les enfants peuvent aller jouer sur le site en ce moment, aucun problème avec ça.

2535

**LE PRÉSIDENT :**

Vous viendrez me le dire dans la semaine du 15 novembre. Parce qu'on a donné une semaine de plus pour...

2540

**Mme MARIE-ÈVE MATHIEU :**

D'accord.

2545

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup, Madame Mathieu. Johanne Béliveau. Monsieur Laliberté, vous avez un complément d'information là-dessus?

2550

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Oui, Monsieur le président. L'article 103 du Règlement est très, très clair là-dessus, sur la façon dont une tête de puits doit être protégée. Donc, si vous voulez que je la lise?

2555

**LE PRÉSIDENT :**

Oui, certainement. Attendez un petit peu. Madame Mathieu, vous écoutez le complément d'information du ministère des Ressources naturelles, il y a un article.

2560

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

*La tête de puits, en production, doit être protégée d'un abri à double paroi construit de matériaux inflammables et donnant accès au puits par l'ouverture d'une section amovible du toit ou par le déplacement d'une section amovible de l'abri ou protégée d'une clôture d'au moins 2,5 mètres de hauteur surmontée d'un torsadé de 30 centimètres à barbelé, dont la broche de la clôture doit être galvanisée de calibre 9, avec des ouvertures ne donnant pas accès à plus de 6 centimètres de côté. Le périmètre de protection d'au moins 12 mètres et de poteaux de coin doivent être en acier galvanisé de 9 centimètres et ancrés dans le béton à une profondeur d'au moins une virgule deux mètres. (Tel que lu).*

2570

C'est la façon de protéger une tête de puits.

**LE PRÉSIDENT :**

2575 Donc, Monsieur Lavoie, il y a une réglementation. Ce n'est pas nécessairement laissé à la discrétion de l'industrie. Merci beaucoup. S'il vous plaît, pas de manifestation.

Madame Béliveau, nous vous écoutons.

2580 **Mme JOHANNE BÉLIVEAU :**

2585 Merci. Monsieur le président, Madame et Messieurs les commissaires. Je voudrais savoir jusqu'à combien de fois les opérations de fracturation peuvent-elles être effectuées dans un puits et à chaque fois qu'on le refracture, la quantité d'eau nécessaire est-elle croissante? Et cela, cette question-là c'est dans l'état actuel des dernières technologies. Et si vous n'avez pas les données au Québec, on pourrait, par exemple, se servir de l'exemple des Shales de Barnett au Texas.

**LE PRÉSIDENT :**

2590 Je pense qu'on a répondu encore, partiellement du moins, à cette question-là. Est-ce que du côté de l'industrie, vous pouvez nous redire combien de fois un puits peut être fracturé et est-ce que la quantité d'eau va en augmentant?

**Mme HOPE DEVEAU-HENDERSON :**

2595 Oui, Monsieur le président, je vais demander encore à madame Lazreg de venir répondre, à la question.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2600 Avec les nouvelles technologies, on frac le puits une seule fois. Ça dépend de la longueur latérale. On fait de 8 à 16 stages, comme monsieur a mentionné. Ça dépend quelle longueur de l'horizontale on a. Généralement, on essaie de fracturer à chaque 100 mètres, on met une fracturation. Parce qu'on utilise les dernières techniques maintenant, on n'a pas besoin de refracturer. Le coût sera trop élevé d'aller refracturer et ça ne vaut pas la peine. Donc, on essaie d'un seul coup, utiliser les meilleures méthodes, de fracturer une seule fois, ça peut-être de 8 à 16, ça dépendra de la longueur du puits foré.

**LE PRÉSIDENT :**

2610 Puis est-ce que la quantité d'eau va en augmentant? C'était le deuxième volet.

**Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

2615 Oui. On a donné un chiffre approximatif pour l'Utica, pour 8 étages on a utilisé 15 000 mètres  
cubes. Donc, si on utilise 1 500 mètres cubes par étage, si on fait ça, ça prend 1 500 fois 16. Mais  
quand on va plus en exploitation, on comprend mieux la réaction du réservoir et on peut réduire  
énormément l'eau pompée. Je parle d'une expérience personnelle dans le Marcellus. On a  
beaucoup amélioré la réduction d'eau, on pompe, on défrac, quand on comprend comment le  
réservoir réagit. Donc, ça peut être réduit.

2620 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup. Merci beaucoup, Madame.

2625 **Mme NABILA LAZREG LARSEN :**

Et plus de réutilisation.

2630 **LE PRÉSIDENT :**

Oui. J'inviterais monsieur Marcel Gauthier. Bonsoir, Monsieur Gauthier.

**M. MARCEL GAUTHIER :**

2635 Bonsoir. Sachant qu'aucun des ministères n'a fait ce genre d'étude-là, ma question va  
s'adresser à votre premier invité, Monsieur.

**LE PRÉSIDENT :**

2640 Vous vous adressez à moi.

**M. MARCEL GAUTHIER :**

Oui, mais je voulais vous le montrer pour ne pas se tromper.

2645 **LE PRÉSIDENT :**

Monsieur du Gaz Métro?

2650 **M. MARCEL GAUTHIER :**

Non, le monsieur... Brian quelque chose.

**LE PRÉSIDENT :**

2655 Le consultant américain que le BAPE a invité.

**M. MARCEL GAUTHIER :**

2660 Voilà.

**LE PRÉSIDENT :**

2665 Donc, ça va être à monsieur Bohm, mais quelle est votre question avant? Après ça je verrai si je l'achemine à monsieur Bohm. Mais quelle est votre question?

**M. MARCEL GAUTHIER :**

2670 Alors, moi, j'aimerais savoir si l'organisme que monsieur représente, s'ils ont déjà fait des études scientifiques qui évaluent la composition de l'eau qui est maintenue dans le sol une fois que l'extraction est faite. Je ne sais plus le pourcentage, on a parlé de 40 ou 50 %, je ne m'en souviens plus, et savoir si cette étude-là démontre l'effet que cette eau « chimifiée » là à sur le sol.

**LE PRÉSIDENT :**

2675 Alors, Monsieur Bohm, la parole est à vous.

**M. BRIAN BOHM :**

2680 There have been studies done in Pennsylvania looking at the chemistry of the water as it comes out. There are no investigations that I know of that look at the chemistry of the water that is been left in the ground. That chemistry is going to change over time, as the water interacts with the rocks that are in place, the chemistry will change.

**L'INTERPRÈTE :**

2685 Il y a eu des études de faites en Pennsylvanie pour analyser la chimie de l'eau lorsqu'elle ressort. Il n'y a pas d'enquête, à ma connaissance, qui analyse la chimie de l'eau qui est laissée à l'intérieur du sol. Ça va changer avec le temps. Si l'eau réagit avec les roches qui sont en place, la chimie changera.

2690 **LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup.

**M. MARCEL GAUTHIER :**

2695

Donc, il n'y en a pas? Ce serait intéressant qu'un des ministères prenne l'initiative, alors.  
Merci.

**LE PRÉSIDENT :**

2700

Merci. Monsieur Guy Rochefort. Rebonsoir, Monsieur Rochefort.

**M. GUY ROCHEFORT :**

2705

Bonsoir. Cet après-midi, vous m'avez informé que les informations demandées, notamment la coupe géologique en dessous de la Centrale Gentilly 2, ce serait disponible aussitôt que l'information aurait été approuvée par le ministère de la Sécurité nationale. La question que je pose est la suivante : en 2006, lorsque la concession gazière a été accordée par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune, que s'est-il passé à ce moment-là? Est-ce que les recommandations du ministère de la Sécurité nationale n'auraient pas été suivies ou que le ministère de la Sécurité nationale n'aurait même pas été informé?

2710

**LE PRÉSIDENT :**

2715

O.K. Donc, dans le fond, si je comprends bien la question, Monsieur Laliberté, quand vous avez octroyé le permis, comment avez-vous considéré le fait qu'il y avait une Centrale nucléaire sur le site?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2720

Monsieur le président, lorsqu'on accorde les droits, nous accordons des droits de sous-surface, nous n'accordons pas des droits de surface. Donc, le droit de surface est très différent du droit de sous-surface. C'est la raison pour laquelle les propriétaires de droits de surface ne sont pas avisés que la surface a été... le droit de sous-surface a été délivré. Ce sont des droits très différents.

2725

**LE PRÉSIDENT :**

2730

O.K. Mais qu'est-ce qui pourrait interdire, est-ce qu'il existe un règlement par rapport à une centrale nucléaire?

2735

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

Monsieur le président, il faudrait vérifier, mais je crois que les terrains alentour de la Centrale nucléaire, il y en a pour un mile de chaque côté qui appartiennent à Hydro-Québec, et je serais très surpris qu'Hydro-Québec, en tant que propriétaire de la surface, autorise un forage à proximité de la Centrale.

2740

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Donc, on pourrait peut-être transmettre une question par écrit à Hydro-Québec, qui va aller dans le sens de la question de monsieur Rochefort pour s'assurer...

2745

**M. GUY ROCHEFORT :**

Parce qu'il faut comprendre qu'avec la technologie et les méthodes habituelles concernant le gaz de schiste, qu'il n'y a pas seulement le forage vertical, il y a aussi le forage horizontal.

2750

**LE PRÉSIDENT :**

Merci beaucoup, Monsieur Rochefort. Madame Lucie Sauvé.

2755

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Bonsoir, Monsieur le président, bonsoir tout le monde. Alors, je voudrais savoir, au terme de cette soirée où on a entendu des exposés hautement spécialisés, quel premier bilan, quelle première synthèse peut-on faire des risques associés à la dynamique souterraine des fluides au gaz, dynamique induite par les opérations de forage, en relation avec la contamination des nappes phréatiques et les émanations de surface? Et j'aurai ensuite une sous-question.

2760

**LE PRÉSIDENT :**

Bien, écoutez, vous posez : quelle est la synthèse... Nous avons été en audience toute la semaine dernière et cette semaine, et on va, dès demain, commencer l'analyse comme telle du dossier en vue de vous rencontrer dans la semaine du 15 novembre.

2765

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Alors, dans la semaine du 15 novembre, les citoyens qui participeront au BAPE auront accès à la synthèse que vous aurez faite sur les risques associés à la dynamique des fluides?

2770

2775

**LE PRÉSIDENT :**

Non. Nous, on a va commencer à analyser, à préparer notre rapport et, dans le fond, la réponse que vous demandez, elle va être dans notre rapport.

2780

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Donc, le citoyen pourra en être informé?

2785

**LE PRÉSIDENT :**

Le citoyen va en être informé...

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

2790

Des risques associés à la dynamique des fluides?

**LE PRÉSIDENT :**

2795

Dès le dépôt du rapport le 4 février.

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Ça va aller au 4 février?

2800

**LE PRÉSIDENT :**

Oui.

2805

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

D'accord. Maintenant, pour...

**LE PRÉSIDENT :**

2810

Non. Maintenant, ça, c'était votre question. On s'est fixé une règle, qu'on répond à une question.

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

2815

C'était une sous-question.

**LE PRÉSIDENT :**

C'était une sous-question. Votre deuxième sous-question.

2820

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Ma sous-question c'est est-ce que vous jugez que, suite aux exposés qu'on a entendus ce soir, que vous disposez d'une information suffisante sur la question de la dynamique des fluides?

2825

**LE PRÉSIDENT :**

Vous me demandez si on dispose de l'information suffisante?

2830

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Oui.

**LE PRÉSIDENT :**

2835

On va l'analyser et à ce moment-là, nous allons qualifier l'information de suffisante ou pas, mais ça va être dans notre analyse.

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

2840

Et quel sera le plan de match si vous n'avez pas les informations suffisantes?

**LE PRÉSIDENT :**

2845

Encore là, ça va être à l'intérieur de notre rapport. Vous allez tout voir...

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Le plan de match va être là?

2850

**LE PRÉSIDENT :**

Autrement dit, ce qu'on a fait, là, on a regardé qu'est-ce qu'il y avait comme documentation. On a invité les meilleurs experts. On a communiqué avec des provinces canadiennes. On a communiqué avec des États américains. On a fait venir un consultant américain. Cet après-midi, on a parlé avec la Pennsylvanie de choses concrètes. On a fait venir des gens de New York. On a

2855



un ensemble d'universitaires qui sont venus ici, des personnes-ressources des ministères, donc on a regroupé l'ensemble de l'information qui existe.

2860 La commission va faire son analyse et les deux questions que vous avez posées vont être la réponse de notre rapport.

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

2865 Vous parlez du rapport du 4 février?

**LE PRÉSIDENT :**

Oui.

2870

**Mme LUCIE SAUVÉ :**

Je vous remercie.

2875

**LE PRÉSIDENT :**

Merci. Et monsieur Yvon Gravel. Bonsoir, Monsieur Gravel.

**M. YVON GRAVEL :**

2880

Bonsoir, Monsieur le président. Moi, ce qui m'intrigue, là, c'est dans quelle mesure le gouvernement actuel était-il au courant des progrès technologiques de forage, de fracturation hydraulique dès le milieu des années 2000, puis on peut même passer de 2000 à 2005.

2885

**LE PRÉSIDENT :**

O.K. Monsieur Laliberté?

**M. JEAN-YVES LALIBERTÉ :**

2890

Les véritables travaux ont débuté, là, 2006 et 2007, ici, au Québec. Et je vous dirais qu'au début des années 2000, ça commençait à peine aux États-Unis et on n'était pas vraiment aux faits, là, de ce qui s'en venait au début des années 2000. C'est plutôt alentour de 2005-2006 qu'on a vraiment senti qu'il pouvait y avoir un intérêt vers le Shale d'Utica.

2895

**LE PRÉSIDENT :**

2900 O.K. Merci beaucoup, merci beaucoup, Monsieur.

2905 Ceci clôt officiellement la première partie de l'audience publique. La commission constate que des informations complémentaires sont attendues pour répondre à des question. La commission compte les recevoir, au plus tard, dans les prochaines 24 heures. Ces renseignements seront aussitôt rendus publics afin qu'ils soient utiles à la préparation des mémoires et à l'expression des opinions des participants au moment de la deuxième partie de l'audience.

2910 Les endroits où les lieux de cette deuxième partie d'audience vous seront annoncés ultérieurement. La commission a initialement fixé au 8 novembre le début de la deuxième, au cours de laquelle sont présentées les mémoires.

2915 En raison de l'ampleur des informations obtenues au cours des 11 séances d'audience, que ce soit des représentants gouvernementaux, des représentants de l'industrie et des experts invités au cours de cette première partie, la commission d'enquête a décidé de reporter au 15 novembre les séances de la deuxième partie.

2920 Entretiens, la commission d'enquête poursuit ses travaux. Elle consent à recevoir jusqu'au 21 octobre plutôt qu'au 15 octobre, date déjà annoncée, les questions provenant tant des personnes qui n'ont pu assister aux séances que des participants actuellement présents. Il appartient à la commission d'apprécier l'intérêt qu'elles représentent pour les travaux de la commission d'enquête et de déterminer si les informations déjà fournies suffisent pour y répondre. Dans ce cas également, la commission compte recevoir les renseignements demandés dans un délai de 24 heures.

2925 Les questions et réponses, ainsi que les nouveaux documents obtenus seront déposés officiellement et rendus publics. Ils deviendront accessibles dans les centres de consultation dont vous trouverez la liste à l'arrière de la salle, et également dans le site Web du BAPE.

2930 Je vous rappelle qu'il est important de manifester votre intention de déposer et de présenter un mémoire écrit ou une opinion verbale auprès de madame Monique Gélinas, la coordonnatrice de la présente commission, au plus tard le 28 octobre prochain. L'objectif vise à préparer l'horaire de la deuxième partie de l'audience publique.

2935 Pour nous permettre de prendre connaissance de votre mémoire et de bien comprendre votre opinion, je souhaite que vous me transmettiez votre mémoire au secrétariat de la commission d'enquête, au plus tard le 11 novembre 2010.

2940 Pour vous aider à préparer votre mémoire, le BAPE a produit un guide d'information sur la  
préparation d'un mémoire, lequel est disponible à l'arrière de la salle ainsi que dans le site Web du  
BAPE.

2945 En deuxième partie de l'audience, la disposition de la salle est bien différente. Seule la table  
des participants et celle de la commission demeurent en place. Les personnes-ressources qui  
souhaitent être présentes seront les bienvenues. Nous les invitons toutefois à se rendre  
disponibles pour la dernière séance, après la présentation du dernier mémoire, afin de répondre  
éventuellement à certaines questions de la commission.

2950 Cette deuxième partie est consacrée à la présentation des opinions des citoyens, des  
groupes, des municipalités et des organismes municipaux ou paramunicipaux sur le sujet et ses  
répercussions. Je vous accorderai 15 minutes de présentation. Il va de soi que mes collègues et  
moi pourrons échanger avec vous pour préciser et éclaircir certains points de votre opinion. Les  
mémoires demeurent confidentiels jusqu'au moment de leur présentation devant la commission.

2955 Pour terminer, je remercie le porte-parole du ministère des Ressources naturelles et de la  
Faune, Monsieur Jean-Yves Laliberté et son équipe, de même que toutes les personnes-  
ressources tant des ministères et des organismes, de l'industrie, que des milieux universitaires  
pour toute l'information fournie au cours de cette première partie de l'audience publique.

2960 Merci aux participants d'avoir posé des questions, ce qui nous a permis d'approfondir les  
différentes facettes du sujet.

2965 Enfin, je tiens à remercier l'équipe de la commission, les autres commissaires, Michel  
Germain, Nicole Trudeau et Jacques Locat, la coordonnatrice du secrétariat, Monique Gélinas, les  
analystes Édith Bourque et Sandrine Messenger, nos conseillers spéciaux monsieur Louis Dériger,  
notre conseiller scientifique, monsieur René Lefebvre, l'agente de secrétariat, Marie Anctil, qui a fait  
un très bon travail. La conseillère en communications, Julie Olivier. Le responsable de la Web  
diffusion, Pierre Dufour, la sténographe Yolande Teasdale et Denise Proulx, les gens de la  
technique Richard Grenier, Daniel Moisan et Michel Filteau, ainsi que les interprètes. À Bécancour,  
Karine Lavoie, Marie-Josée Méthot et Danielle Guy. À Saint-Édouard-de-Lotbinière, Louise  
2970 Bordage, Marie-Ève Gendron et Martin Lajoie.

Au plaisir de vous revoir à compter du 15 novembre. Et merci encore de votre participation.

2975 **AJOURNEMENT**

2980 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.

2985 ET J'AI SIGNÉ :

2990 \_\_\_\_\_  
Yolande Teasdale, s.o.

2995

3000