

# **POINTS DE RUPTURE :**

**L'eau du Canada sera-t-elle protégée face à  
l'engouement pour le gaz de shale?**

**Ben Parfitt**

**Pour le Programme sur les questions de l'eau  
École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto**

**15 septembre 2010**

**Sous embargo jusqu'à 9 h HNE  
le jeudi 14 octobre 2010**

**MUNK  
SCHOOL  
OF  
GLOBAL  
AFFAIRS**



## **À propos de l'auteur**

Ben Parfitt, un résident de Victoria, est un auteur et journaliste primé qui est reconnu pour ses articles sur des sujets liés à l'environnement et aux ressources naturelles. Il partage son temps entre, d'une part, son travail d'analyste des politiques sur les ressources pour le bureau de la Colombie-Britannique du Centre canadien de politiques alternatives et, d'autre part, différents contrats à la pige.

## **À propos du Programme sur les questions de l'eau**

Le Programme sur les questions de l'eau (PQE) crée des possibilités, pour les membres des secteurs universitaire, public, privé et non lucratif, de participer à des initiatives communes en matière de recherche, de dialogue et d'éducation. Ce programme vise à donner la parole à ceux et celles qui travaillent à clarifier et à enrichir les connaissances sur lesquelles reposent la compréhension et la protection des précieuses ressources en eau du Canada. Depuis 2001, le PQE a publié des analyses, de l'information et des opinions sur une variété de questions importantes et émergentes liées à l'eau. Sa situation au sein de l'École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto lui donne accès à un large éventail de ressources analytiques, aux technologies de l'information de pointe et à une expertise internationale. Le présent article se trouve sur le site Web du Programme sur les questions de l'eau à [www.powi.ca](http://www.powi.ca). Pour obtenir de plus amples renseignements sur le PQE ou sur cet article, veuillez communiquer avec :

Adèle M. Hurley  
Directrice, Programme sur les questions de l'eau  
École Munk des affaires internationales  
Université de Toronto  
1 Devonshire Place, South House, Room 258S  
Toronto (Ontario)  
Canada  
M5S 3K7

Tél. : 416-892-8919 Fax : 416-946-8915 Courriel : [hurleyut@istar.ca](mailto:hurleyut@istar.ca)

Nous remercions la Fondation Walter et Duncan Gordon et la Fondation Tides Canada de leur appui.

## Table des matières

1. Gaz de schiste : la course est lancée	1
2. La plus importante opération de fracturation hydraulique au monde	3
3. Gaz de schiste : une révolution non conventionnelle	6
4. Le chaos non linéaire de la fracturation	9
5. L'argument de la sécurité énergétique	14
6. Gaz de schiste : énergie propre et verte ou responsabilité face au climat et à l'eau?	17
7. L'impact sur la quantité d'eau utilisée	20
8. L'impact sur la qualité de l'eau	21
9. La réglementation du gaz de schiste et l'allocation de l'eau au Canada	27
10. Supervision et suivi des activités de fracturation et d'élimination des eaux usées	38
11. États-Unis : une vague de réglementation?	41
12. De l'eau, partout de l'eau? La méconnaissance des ressources en eau du Canada	43
13. Regard vers l'avenir : la réglementation de l'exploitation du gaz de schiste au Canada	47
Annexe A Lettre de Henry Waxman, président du Comité sur l'énergie et le commerce, Chambre des représentants	54
Annexe B Traduction des graphiques et de la lettre de Henry Waxman	56
Notes de fin de document	61

## Remerciements

L'idée du présent article a été lancée par Adèle Hurley, directrice du Programme sur les questions de l'eau de l'École Munk des affaires internationales. Adèle est reconnue pour sa capacité de cerner les questions émergentes qui touchent l'environnement, particulièrement les ressources en eau, et d'attirer l'attention du grand public, des médias, des gouvernements et des organismes de réglementation sur ces questions.

Adèle a vite compris que l'intensification de l'exploitation du gaz de schiste non conventionnel aux États-Unis était susceptible de se reproduire au Canada et que ces développements feraient grimper les prélèvements d'eaux de surface et souterraines ainsi que les risques de contamination de ces eaux.

Ayant prévu avec justesse les préoccupations croissantes du public à l'endroit des projets d'exploitation de gaz non conventionnels, de l'Ouest canadien aux Maritimes, Adèle et l'École Munk m'ont demandé de rédiger le présent rapport – une occasion pour laquelle je les remercie sincèrement. Je suis d'abord et avant tout reconnaissant envers Adèle pour ses nombreuses suggestions utiles à plusieurs stades du rapport, et je souhaite aussi remercier chaleureusement les personnes qui ont accepté de réviser et de commenter les ébauches du rapport, à savoir Jim Bruce, Joanna Kidd, Andrew Miall et Tom Myers. Merci également à Bronson Whitford et à Eric Chenoix pour avoir traduit ce rapport en français et au personnel de l'École Munk, dont Nina Boric, Todd Lane, Wilhelmina Peters, Sean Willett et Lucinda Li. Je dois aussi souligner le travail de Joanna Kidd à l'édition et à la mise en forme de la version finale du rapport. Enfin, je voudrais remercier Will Koop pour m'avoir dirigé vers un grand nombre de documents et de personnes-ressources utiles.

BP, septembre 2010

## 1. Gaz de schiste : la course est lancée

**A**u cours de la dernière décennie, l'industrie du gaz naturel a traversé une révolution remarquable qui pourrait transformer le paysage politique et énergétique de l'Amérique du Nord. Au moment même où les réserves conventionnelles de gaz naturel semblaient sur le point d'être épuisées, l'industrie pétrolière a combiné une technique vieille de 60 ans, à savoir la fracturation hydraulique, avec la technique du forage horizontal afin d'exploiter une ressource en apparence inabordable : le gaz de shale (couramment appelé gaz de schiste), un gaz naturel piégé dans des roches schisteuses très denses qui sont enfouies à une grande profondeur.

La fracturation hydraulique, qui consiste à injecter dans un puits des tonnes de sable, d'eau et de produits chimiques sous pression, a permis à l'industrie de fendre le schiste de la même manière que des cailloux peuvent fissurer un pare-brise. Les fractures ainsi créées ouvrent des voies minuscules qui permettent à de petites poches de gaz naturel de s'échapper du schiste. Depuis que l'industrie a démontré que la fracturation pouvait libérer de grandes quantités de gaz de ces anciens fonds marins, on assiste à une explosion de forages non conventionnels partout sur le continent. Dans un grand nombre d'États et de provinces, des entreprises sont engagées dans une course frénétique pour conclure des baux d'exploitation minière couvrant des zones aussi grandes que certains petits pays européens. Par exemple, Talisman Energy a acquis un million d'acres, soit environ 2 400 milles carrés, dans les basses-terres du Saint-Laurent, au Québec, dans le but d'exploiter le schiste d'Utica<sup>1</sup>, tandis qu'Encana Corporation a acheté plus de deux millions d'acres en Colombie-Britannique<sup>2</sup>.

Des milliers de puits ont été forés au Texas, en Pennsylvanie, dans l'Ohio, en Alabama, au Wyoming et au Colorado. Présent dans 22 formations géologiques (ou régions schisteuses) réparties dans 20 États, le gaz de schiste, qui était encore une ressource négligeable en 2000, représente maintenant 20 % de tout le gaz produit aux États-Unis<sup>3</sup>. La course vers le gaz de schiste a aussi été lancée au Canada, de son point de départ dans le nord de la Colombie-Britannique jusqu'aux formations riches en schistes en Alberta, en Saskatchewan, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick

Comme les régions schisteuses pourraient fournir à l'Amérique du Nord un combustible relativement « propre » à de faibles coûts pendant environ 100 ans, tant l'industrie que les gouvernements vantent les mérites de cette nouvelle ressource. Entre autres, la firme Cambridge Energy Research Associates prédit que le gaz de schiste pourrait remplacer le charbon intense en carbone à titre de combustible de choix pour les centrales d'énergie et devenir la plus importante innovation énergétique du siècle jusqu'à présent<sup>4</sup>. Le Fraser Institute du Canada décrit le gaz de schiste comme une solution de rechange fiable et abordable aux projets écologiques dispendieux tels que l'énergie éolienne et solaire<sup>5</sup>. Si le gaz naturel comprimé issu des formations de schiste est utilisé pour alimenter des véhicules légers, il pourrait même réduire la demande de pétroles lourds tels que le bitume. Jim Mulva, PDG de ConocoPhillips, considère que le gaz de schiste est un cadeau de la nature à l'homme<sup>6</sup>. La ressource est si abondante qu'elle a son propre groupe de pression : America's Natural Gas Alliance. Selon l'Alliance, le gaz naturel contribue à 3,5 % des emplois et à près de 6,7 % du PIB du Canada<sup>7</sup>.

Cependant, on n'entreprend pas une course au pied levé. Même les personnes en faveur de l'exploitation du gaz de schiste ont admis que l'eau était devenue le principal enjeu environnemental associé à la production de gaz de schiste<sup>8</sup>. En fait, dans toutes les communautés rurales prises d'assaut par l'industrie du schiste, l'utilisation de l'eau, la contamination des eaux souterraines et la réglementation de l'industrie ont déclenché des controverses. Selon un rapport de 2010 du MIT sur le gaz naturel, le secteur de la gestion de l'eau, particulièrement en ce qui concerne l'élimination efficace des fluides de fracturation, est celui qui pose les plus grands défis<sup>9</sup>. Aux États-Unis, les points de rupture sont de plus en plus clairs. Une série de reportages primés par le site de journalisme *ProPublica* a soulevé des questions graves entourant le contenu des fluides de fracturation hydraulique et la contamination de près de 1 000 puits d'eau en milieu rural par l'industrie du gaz de schiste. À la suite de ces reportages, l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (Environmental Protection Agency; EPA) a ouvert une enquête d'envergure visant à déterminer les répercussions potentielles de la fracturation hydraulique sur l'approvisionnement en eau potable. Des projets d'exploitation du schiste de Marcellus, situé sous des bassins hydrographiques critiques approvisionnant en eau douce des villes majeures telles que New York, ont fait l'objet de moratoires. À ce jour, des milliers de citoyens ont assisté aux audiences publiques sur la fracturation hydraulique.

Des points de rupture sont aussi lentement en voie d'être atteints au Canada. Le forage exploratoire dans le schiste d'Utica, le long du fleuve Saint-Laurent entre Montréal et Québec (une région d'environ 5 000 kilomètres carrés), a suscité de vives protestations et des demandes de moratoire<sup>10</sup>. Au Nouveau-Brunswick, une entreprise a abandonné son projet de forage dans les limites de la ville de Sackville après que des conseillers municipaux aient fait part de leurs préoccupations concernant la contamination de l'eau<sup>11</sup>. Le forage intensif dans le nord de la Colombie-Britannique a entraîné des prélèvements d'eau sans précédent en plus de provoquer une série d'attentats à la bombe à l'endroit d'Encana Corporation en protestation contre la vitesse du développement<sup>12</sup>.

Dans le contexte de l'importance économique du gaz de schiste et des préoccupations croissantes entourant l'utilisation de l'eau par l'industrie et ses répercussions, le présent rapport portera sur les implications de la production du gaz de schiste pour l'approvisionnement en eau du Canada. En plus de décrire les facteurs technologiques à l'origine de la révolution du gaz de schiste, ce rapport exposera l'état de la cartographie dans les régions schisteuses. Il abordera également la capacité des cadres de réglementation actuels de protéger les ressources en eau, les propriétaires de terrains et les communautés rurales.

Contrairement aux États-Unis, où le Congrès et les organismes de réglementation des États participent activement aux débats sur la politique publique, au Canada, ni l'Office national de l'énergie ni Environnement Canada n'ont soulevé de question de fond en réponse à la course au gaz de schiste ou à ses répercussions sur les ressources en eau. En raison de sa vitesse, la révolution du gaz de schiste doit faire l'objet d'un examen minutieux avant l'atteinte d'autres points de rupture dans le pays.

## 2. La plus importante opération de fracturation hydraulique au monde

**P**eu après le début de 2010, des travailleurs dans une région isolée du nord de la Colombie-Britannique ont commencé ce qui allait devenir, 111 jours plus tard, la plus vaste opération d'extraction de gaz naturel en son genre au monde.

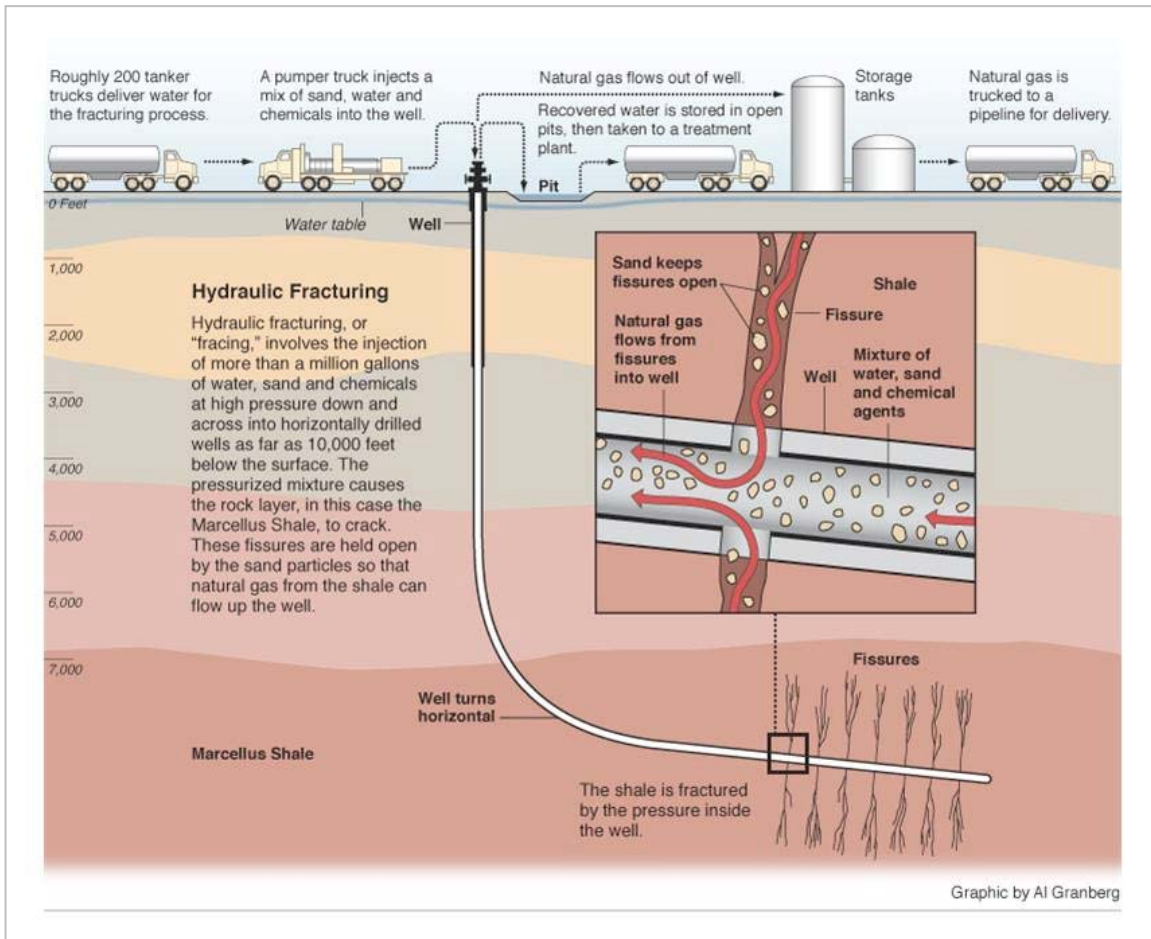
L'opération a débuté près du rivage d'un petit lac gelé, à environ quatre heures et demie de route au nord-est de Fort Nelson, la communauté la plus au nord de la province la plus à l'ouest du Canada. Tandis qu'une petite armée de travailleurs se déployait parmi un convoi de camions et de compresseurs diesel, on injectait de l'eau à pression élevée dans l'un des seize puits ayant été forés en prévision de cette opération de « fracturation hydraulique » sans précédent.

Pendant trois mois et demi, des compresseurs diesel ont fonctionné sans arrêt et des pompes ont aspiré l'eau du lac Two Island tout près. Durant l'opération, on a effectué en tout 274 « stimulations », ou fracturations, consécutives, soit une moyenne de 17 fracturations par puits. À la fin, on avait pompé l'équivalent de 5,6 millions de barils d'eau dans le sol, de même que 111 millions de livres de sable et de grandes quantités de produits chimiques inconnus. La table était mise pour la production de ce qui pourrait être des billions de pieds cubes de gaz naturel dans la région – du gaz qui pourrait être utilisé pour le chauffage résidentiel et commercial, mais qui pourrait aussi être destiné au secteur industriel, notamment à l'industrie des sables bitumineux dans le nord de l'Alberta. Tous ces développements et d'autres encore se sont produits largement à l'insu de la population, dans une région du Canada qui, comme tant d'autres, est éloignée de toute ville. Le nord-est de la Colombie-Britannique occupe une superficie de 79 130 milles carrés; seuls 15 des 48 États américains sous le 49<sup>e</sup> parallèle sont plus grands. Cette région est si vaste et isolée que près d'un quart des lacs et des rivières exploités par des entreprises du secteur énergétique n'ont toujours pas de nom.

Au début de 2010, l'extraction de gaz naturel de dépôts souterrains était déjà un élément intégral de l'économie de l'Ouest canadien. Cependant, les événements du lac Two Island se démarquaient des pratiques qui constituaient encore la norme il y a quelques années à peine dans les provinces riches en pétrole et en gaz (Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique). Grâce aux innovations technologiques américaines, il était dorénavant possible d'accéder à des réserves de gaz situées dans des sites auparavant considérés comme trop coûteux à exploiter et de générer des profits pour les actionnaires d'entreprise, même dans un monde où les prix du gaz naturel sont bas. Le lac Two Island est l'un de ces sites.

La plus importante de ces innovations – introduite au Texas – consiste à forer non seulement verticalement vers le bas, mais aussi horizontalement, dans un plan parallèle à la surface de la Terre, ce qui permet d'exploiter de vastes étendues de roches gazéifères.

Figure 1 : Forage horizontal et fracturation hydraulique



Source : Natural Gas in the Marcellus Shale Formation: New York City and Upper Delaware River Watersheds, Southern Tier of New York State. URL : <http://www.catskillmountainkeeper.org/node/290>

Le forage horizontal dans les dépôts de schiste riches en gaz n'était que le commencement. Même après le forage des puits horizontaux, les roches environnantes étaient trop denses ou étanches pour qu'on puisse en extraire les gaz. Pour fracturer le schiste, il fallait induire une faible activité sismique dans les roches environnantes pour ouvrir les fissures déjà présentes ainsi que des voies les traversant. Une fois créé un nombre suffisant de voies d'accès, le puits horizontal prenait la forme d'une autoroute sur laquelle circulent plusieurs courants de gaz.

La fracturation hydraulique est devenue la méthode de choix pour casser le schiste. Elle consiste à pousser des fluides de fracturation (eau, produits chimiques et additifs) dans le sol par une pression intense. À mesure qu'on améliorait les techniques de fracturation hydraulique, on a foré des puits horizontaux de plus en plus profonds. Les fracturations multiples sont vite devenues la norme : la première est pratiquée à l'extrémité du puits horizontal et les autres suivent successivement en remontant jusqu'à la jonction avec le puits vertical.



À la lumière de cette information, la « plus importante » opération de fracturation hydraulique au monde (c'est ainsi qu'elle a été présentée dans le rapport aux actionnaires de mai 2010 d'Apache Corporation, une société établie à Houston, au Texas) menée au lac Two Island était le résultat impressionnant, mais non inattendu, de décennies d'innovations en matière de fracturation hydraulique. Ces innovations ont permis à Apache et à son partenaire dans le bassin riche en gaz de schiste de Horn River – Encana Corporation – d'accomplir ce qui était autrefois inconcevable. Seize puits ont été forés à partir d'une seule plateforme installée sur une portion de forêt sub-boréale, les ramifications horizontales ayant une longueur moyenne de 1,6 kilomètre<sup>13</sup>.

Le cas du lac Two Island était peut-être unique pour le record d'extraction de gaz de schiste qui a été établi, mais hormis cet événement marquant, il n'avait rien d'exceptionnel.

Partout dans le monde, les dépôts de schiste font l'objet d'un intérêt croissant des entreprises du secteur énergétique et des gouvernements. Les percées technologiques qui ont rendu économiquement viable l'extraction du gaz emprisonné dans les formations schisteuses ont aussi suscité des déclarations sur l'avènement d'une nouvelle ère d'énergie « propre ». Les innovations ont accru les quantités de gaz naturel pouvant être commercialisé. En Amérique du Nord, cela signifie une diminution de la dépendance envers des puissances étrangères pour l'approvisionnement en combustibles fossiles. Comme le gaz naturel est une source d'énergie propre qui émet moins de matières particulaires et de gaz à effet de serre que les autres combustibles fossiles, certains prétendent qu'il s'agit du combustible « de transition » par excellence pour faire le pont vers les sources d'énergie à émissions faibles ou nulles qui, selon les principaux spécialistes du climat, doivent être mises au point pour éviter des changements climatiques catastrophiques.

« L'avenir est brillant du point de vue de la base de ressources », selon Robert Aguilera, spécialiste de l'ingénierie nécessaire pour ouvrir des fissures dans les formations souterraines rocheuses étanches. Depuis son bureau à l'Université de Calgary, il affirme que le bassin de Horn River a la même valeur que les grands bassins de schiste des États-Unis et que les autres formations schisteuses du Canada, telles que le schiste d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent au Québec, présentent un potentiel semblable.

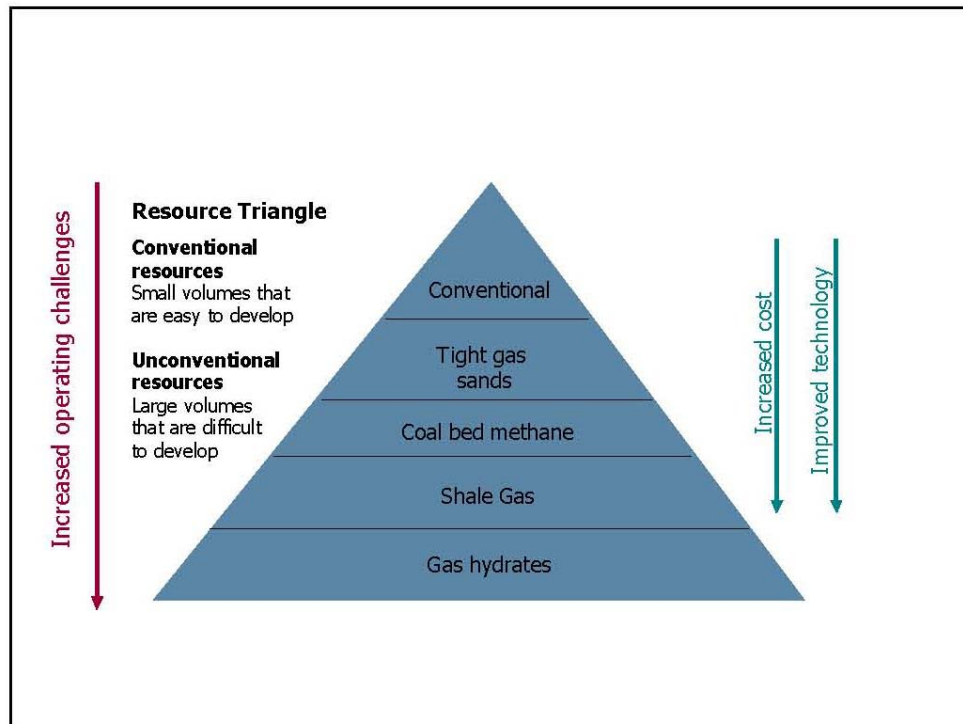
Cependant, comme l'indiquent les événements récents dans les régions concernées, on s'inquiète de plus en plus des répercussions cumulatives de la production de gaz de schiste sur les ressources en eau et sur les communautés.

### 3. Gaz de schiste : une révolution non conventionnelle

On sait depuis fort longtemps qu'il y a du gaz dans les formations de schiste. Aux États-Unis, la première exploitation de gaz naturel – en 1821 – a été possible à partir d'un affleurement de schiste. Un armurier de Fredonia, dans l'État de New York, a exploité le gaz pour le vendre à une auberge locale située au bord d'une route très fréquentée par les diligences se dirigeant vers l'Ohio.

À mesure que l'exploitation du pétrole et du gaz s'est intensifiée, le gaz présent dans les formations compactes de schiste a été délaissé au profit de sources permettant d'exploiter de plus grandes quantités de gaz plus aisément. Près d'un siècle plus tard, deux innovations dans le domaine du forage ont mené à l'accélération de l'exploration des ressources de gaz de schiste et du développement exposé dans le présent rapport.

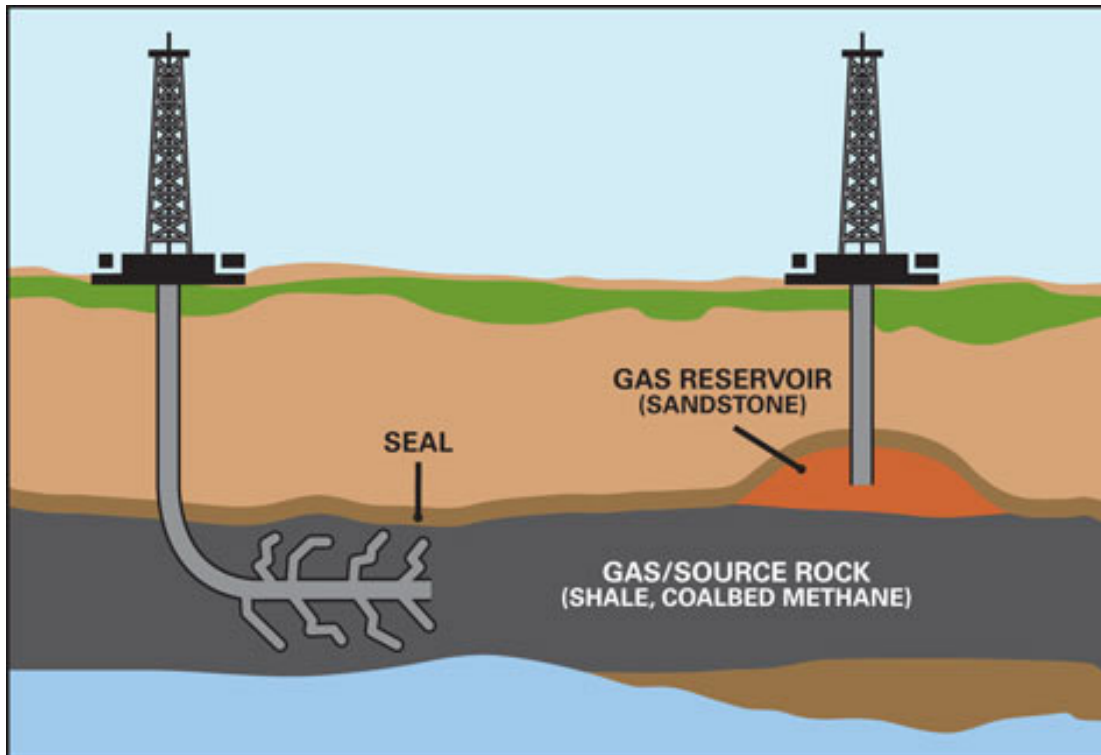
Figure 2 : Ressources en gaz conventionnelles et non conventionnelles



Source : Association canadienne des producteurs pétroliers, 2010

La première de ces innovations fut le forage horizontal, dont les origines remontent aux années 1930 au Texas. Bien que plus dispendieux que les puits de forage normaux, les puits horizontaux (ou latéraux) sont avantageux, car ils permettent d'exposer une plus grande partie de la formation contenant du gaz que les puits verticaux conventionnels. Un puits vertical peut atteindre une surface de 15 m à 90 m de la formation ciblée alors qu'un puits latéral permettra d'en atteindre de 600 m à 1 800 m.

Figure 3 : Forage horizontal vs forage vertical



Source : DTE Energy (<http://www.dteenergy.com/images/gasDrilling.jpg>)

La seconde innovation ayant joué un rôle majeur dans l'exploitation commerciale du gaz (et, de plus en plus, du pétrole<sup>14</sup>) de schiste ou d'autres sources non conventionnelles a été la fracturation – processus que l'on croit avoir utilisé pour la première fois pour stimuler l'exploitation de gaz et de pétrole au champ Hugoton en 1946 ou près de Duncan, en Oklahoma, en 1949<sup>15</sup>.

De nos jours, la fracturation est le processus clé pour libérer les réserves de gaz exploitable commercialement dans les formations de schiste. La fracturation consiste à utiliser la force brute pour ouvrir des voies de passage dans la roche dense en utilisant un mélange d'eau, de produits chimiques et de sable, injecté à une pression située entre 5 000 et 15 000 livres par pouce carré (psi) dans des puits au moyen de compresseurs au diesel. Grâce à cette « clé » technologique, une porte autrefois fermée ou à peine entrouverte a pu être grande ouverte. La combinaison du forage horizontal et des techniques de fracturation a permis l'essor de la production mondiale de gaz naturel<sup>16</sup>.

En théorie, la fracturation est très simple, mais en pratique, c'est un exploit d'ingénierie. Pour bien comprendre le côté positif de la fracturation hydraulique – exploiter avec succès des réserves de gaz autrefois inatteignables – et en saisir les aspects négatifs, il est intéressant d'apprendre comment l'industrie elle-même décrit le processus<sup>17</sup>.

Les producteurs et titulaires de redevances du domaine du gaz naturel et du pétrole en Oklahoma et Encana Corporation ont diffusé des vidéos promotionnelles très semblables sur leurs sites Web. Dans les deux, on expose les défis technologiques à relever pour réussir une fracturation, et nous sentons le besoin d'expliquer ici comment l'industrie décrit elle-même ses pratiques.

Pour atteindre la profondeur à laquelle la partie horizontale du puits commence, un outil de forage monté sur un tuyau creuse verticalement à partir de la surface. Cette première étape, selon les deux vidéos, permet de creuser plus bas que les nappes phréatiques les plus profondes. Une colonne de surface ou un tuyau est ensuite inséré dans le trou pour « isoler » les nappes d'eau douce d'une possible contamination durant le forage puis durant la phase d'exploitation. Au Canada, les aquifères utilisables pour consommation se trouvent généralement à 100 mètres et moins de la surface<sup>18</sup>. En comparaison, les formations de schiste ciblées pour une fracturation peuvent se trouver entre 110 mètres et 4 000 mètres.

Une fois l'outil de forage et le tuyau enlevés, on pompe du ciment dans la colonne de surface. Quand le ciment atteint le fond de la colonne, il remonte sous pression à la surface à l'extérieur du tuyau. La colonne d'acier et de ciment « protège l'eau douce » de toute contamination subséquente.

Une fois que cela est fait, le forage reprend et se poursuit jusqu'à 150 mètres au-dessus de la profondeur désirée pour y amorcer la partie latérale ou horizontale du puits. À ce « point de départ », un nouveau moteur de forage guide le forage sur 300 à 450 mètres en décrivant un arc pour réorienter le puits horizontalement. Le forage continue pendant plusieurs centaines de mètres parallèlement à la surface de la Terre. Une fois cette étape terminée, une autre étape de cimentation permet de remplir l'annulaire (l'espace vide entre le tuyau et la paroi du trou).

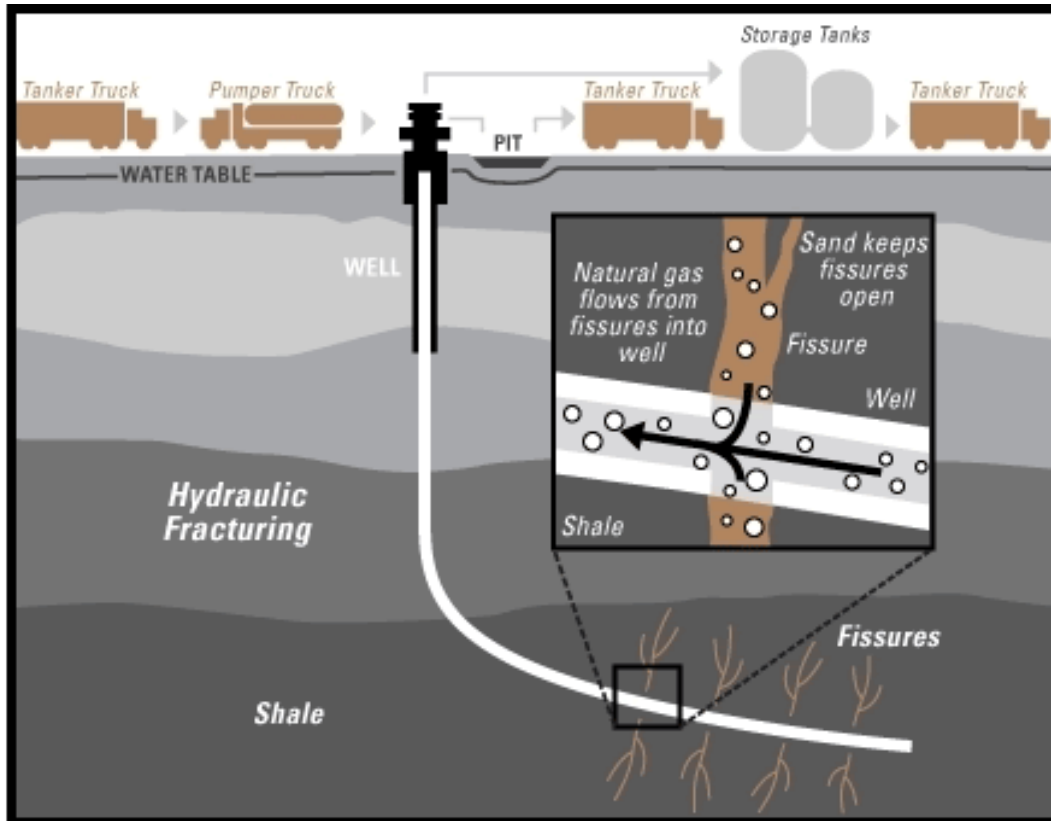
L'opération de fracturation qui suit a lieu en plusieurs étapes, en commençant au point le plus éloigné de la partie horizontale du puits (l'orteil) en se rapprochant progressivement de la partie courbe (le talon). Tout d'abord, un perforateur est descendu dans la section devant être fracturée. Une charge électrique active le perforateur, qui perce plusieurs trous dans le tuyau, le ciment et le schiste.

La section perforée du tuyau est ensuite fracturée avec de l'eau, du sable et des additifs injectés sous haute pression dans le sol. Cette mixture pressurisée « cause la fracturation du schiste. C'est un peu comme frapper dans un pare-brise avec une masse; il éclate dans toutes les directions jusqu'au point d'origine, de manière contrôlée », explique Encana. Le gaz entre ensuite dans le puits en passant par ces fissures.

Tout en ne survolant que très rapidement l'importante question concernant la nature des additifs chimiques utilisés dans ses fluides de fracturation, Encana fait toutefois remarquer dans sa vidéo que la société s'engage à travailler « en collaboration » avec les organismes de réglementation pour « déterminer et faire progresser les meilleures pratiques en matière de fracturation hydraulique » et qu'elle « ne permet pas » l'utilisation de diesel ou de 2-BE (substance potentiellement cancérigène) dans ses

fluides de fracturation. (Le Comité sur l'énergie et le commerce du Congrès des États-Unis, qui a révisé les pratiques dans l'industrie du gaz de schiste, a découvert que le diesel était utilisé par plusieurs grandes entreprises dans leurs opérations de fracturation.)

Figure 4 : Fracturation hydraulique



Source : <https://www.taipanpublishinggroup.com/images/web/taipanonline/frackingdiagram.gif>

Au fil des vidéos, des expressions comme *protéger*, *barrière*, *sceller*, *sécuriser de façon permanente* ou *contrôlé* donnent l'impression que la fracturation suit des protocoles stricts qui laissent peu de place aux dégâts causés à l'environnement. On donne l'image d'une solide formation continue de schiste qui est soudainement perforée à intervalles réguliers et ponctuée de fissures nettes qui pourraient rappeler les racines d'un rang de maïs, mais 1,6 km sous la surface.

#### 4. Le chaos non linéaire de la fracturation

Chaque innovation technologique possède sa part de risques, et la fracturation hydraulique n'y fait pas exception. Bien que certaines vidéos publiées par l'industrie abordent en surface certains de ces risques, elles n'expliquent cependant pas en détail les complexités liées à la fracturation de la roche située très

profondément sous la surface. C'est pourquoi des experts comme Anthony Ingraffea comparent ces vidéos à des « dessins animés<sup>19</sup> ». M. Ingraffea est professeur en génie civil et environnemental à l'Université Cornell et membre du Cornell Fracture Group (Groupe de fracturation de Cornell), groupe qui crée, vérifie et valide des simulations par ordinateur qui servent dans les systèmes d'ingénierie complexes liés à la fracturation hydraulique.

Pendant de nombreuses années, M. Ingraffea a conçu des modèles informatiques et de l'équipement de simulation pour Schlumberger, une des principales sociétés faisant de la fracturation hydraulique. Son travail consistait entre autres à percer des trous dans d'énormes plaques de grès, à y insérer des tuyaux de production, à remplir de ciment les espaces entre les tuyaux et les parois des trous, à utiliser un perforateur pour percer des trous dans le tuyau, le ciment et la roche, à fracturer la roche à l'aide d'eau colorée en rouge puis à ouvrir la roche après la fracturation pour analyser ce qu'il s'était produit.

Au fil des ans, M. Ingraffea a appris qu'il était rare de trouver du schiste qui n'était pas déjà fracturé naturellement. Ces fissures sont en fait exactement ce que recherchent les sociétés qui veulent fracturer la roche, car il faut utiliser moins d'énergie pour fracturer une roche déjà fissurée.

Quand les formations de schiste sont fracturées, la pression ouvre de nouvelles voies d'accès qui peuvent soit rejoindre des voies existantes soit les élargir. Selon M. Ingraffea, il s'agit de « chaos non linéaire », ou de « plus d'un ensemble » de joints. « Dès que le fluide est injecté dans les fissures que vous avez créées et qu'il rejoint un système de joints déjà présent dans la roche depuis de nombreuses années, ces joints éclatent de manière imprévisible », explique-t-il. Plus nombreux sont les joints qui s'ouvrent et se connectent, plus grande est la quantité de gaz que l'on peut récupérer.

Ce chaos a ses avantages, mais il a aussi un prix. Dans certaines formations, le schiste est caractérisé par des fissures verticales. M. Ingraffea explique que la majorité du schiste de Marcellus que l'on retrouve sous une partie des États de New York, de la Pennsylvanie et de la Virginie occidentale est composé de roche disposée en blocs entrecroisés dont les joints sont verticaux et non horizontaux. Est-il possible que la fracturation de cette roche permette aux contaminants de se déplacer vers le haut? C'est une question que l'on pose souvent à M. Ingraffea.

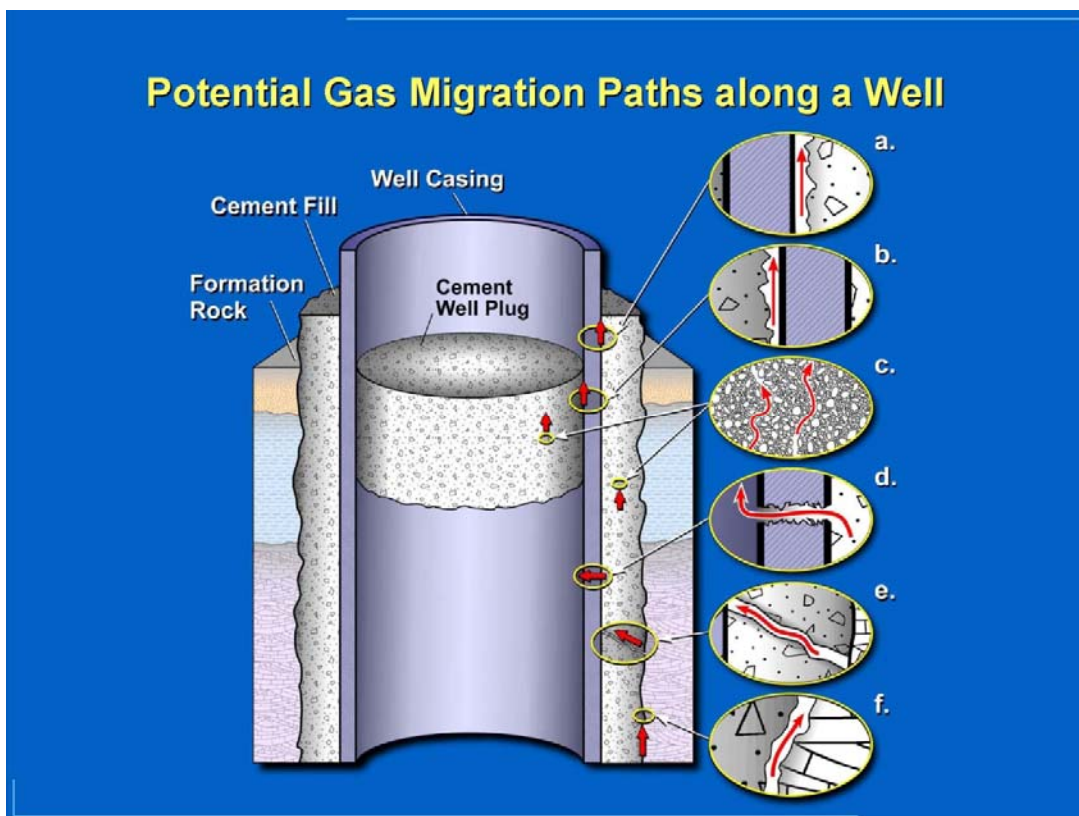
« Puisque les schistes gazéifères sont habituellement déjà sous pression excessive et que le processus de fracturation augmente la pression dans la formation rocheuse pendant une courte période, il est possible que la fracturation ouvre une brèche vers le haut qui se rendrait jusqu'aux eaux souterraines, estime M. Ingraffea. Et ce n'est pas correct, ajoute-t-il, de dire que plusieurs centaines de mètres de roche imperméable » située entre l'endroit où la formation de schiste est fracturée et les niveaux situés moins profondément empêchent cette possibilité, point de vue partagé par d'autres experts<sup>20</sup>. La probabilité d'un tel incident est cependant un autre débat. La façon dont la fracturation se produit et l'endroit où elle a lieu, la densité de la roche et les failles et fractures existantes dans la roche ont tous un rôle à jouer pour en arriver à un tel résultat. Pour cette raison, une

bonne connaissance des failles naturelles présentes dans les formations ciblées est essentielle avant d'entreprendre toute fracturation.

Un autre aspect qui détermine si le gaz et d'autres contaminants peuvent s'échapper d'un puits est la qualité de l'étanchéité de l'annulaire (l'espace situé entre la paroi du puits et le couvage). Dans diverses vidéos d'information, l'industrie montre les puits comme étant des tuyaux bien droits d'une épaisseur uniforme. Cependant, c'est rarement le cas en raison de renflements et d'imperfections dans les puits causés par des formations rocheuses différentes, des variations dans la densité de la roche et des failles naturelles. Quand un puits imparfait est cimenté, on peut en déduire qu'au moins une partie du puits n'est pas entièrement étanche.

Par ailleurs, en raison de la grande taille (verticale ou horizontale) de certains puits américains, ce ne sont pas tous les puits qui sont cimentés dans leur totalité. Lorsqu'on creuse un puits de très grande taille, le processus de cimentation peut parfois être difficile à réaliser.

**Figure 5 : Fuites possibles dans les puits cimentés**



Source : Conseil des services publics et de l'énergie de l'Alberta

Selon un rapport déposé en 2009 par trois agences américaines, incluant le Conseil de protection des eaux souterraines (Groundwater Protection Council), il y a plusieurs raisons qui pourraient faire en sorte qu'un puits soit mal cimenté. « Dans les puits très profonds, la circulation du ciment est plus difficile. La cimentation doit se faire en

plusieurs étapes; cela peut résulter en une cimentation mal faite ou à des dégâts causés au cuvelage si l'opération n'est pas réalisée comme il se doit<sup>21</sup>. » Les imperfections sur le plan de la cimentation augmentent le risque de création de poches d'air et de manque d'étanchéité de l'annulaire. Cela résulte en un puits défectueux, ce qui se traduit par un risque de fuites – et parfois de manière spectaculaire. Par exemple, dans une lettre envoyée récemment au directeur général de British Petroleum par le Comité sur l'énergie et le commerce de la Chambre des représentants des États-Unis à la suite de l'explosion de la plateforme de forage de la société dans le golfe du Mexique et la fuite incontrôlée de pétrole et de gaz naturel qui a suivi, le comité relevait une série de lacunes apparentes dans la conception du puits. La liste comprenait des signes apparents d'une cimentation déficiente et l'absence de test sur l'intégrité de la cimentation du puits<sup>22</sup>.

Des sociétés telles que Schlumberger possèdent l'équipement sophistiqué nécessaire pour vérifier l'étanchéité des annulaires des puits. Cependant, ces vérifications coûtent cher et ne sont pas toujours faites, explique M. Ingraffea.

Les impacts cumulatifs sont un autre problème lié à la fracturation. Comme il est indiqué dans un avis de sécurité publié en mai 2010 par la Commission du pétrole et du gaz (CPG) de la Colombie-Britannique, les activités de fracturation entreprises à proximité les unes des autres peuvent résulter (et résultent) en des incidents de contamination imprévisibles. L'avis émis par la Commission faisait suite à un événement survenu dans le bassin de Montney, la plus méridionale des deux principales zones d'exploitation de gaz de schiste de la province. Durant une opération de fracturation, une « grosse rupture », ou « communication », s'est produite avec un autre puits situé 670 mètres plus loin. Le sable injecté durant la fracturation en cours dans un puits est apparu dans l'autre<sup>23</sup>.

Dans son avis, la CPG a indiqué être au courant d'au moins 18 incidents de « communication lors d'activités de fracturation » en Colombie-Britannique et un dans l'Ouest de l'Alberta et que la distance de communication lors de ces incidents variait de 50 à 715 mètres<sup>24</sup>. On y décrivait une rupture comme suit :

*... L'insertion non désirée d'eau, de gaz, de pétrole ou de tout autre fluide de formation dans un puits qui est sous contrôle et qui peut être évacué. Une telle insertion se produit lorsque le fluide de formation est poussé par une pression présente dans la formation plus élevée que la pression exercée par la colonne de forage dans le puits. Si le fluide de formation n'est pas sous contrôle, un débordement peut avoir lieu<sup>25</sup>.*

Puisque les formations géologiques et les nappes souterraines sont physiquement complexes, il est difficile de prévoir l'effet d'opérations de fracturation successives. Cependant, comme l'avis de la CPG l'indique, cela peut résulter en des « incidents de communication » desquels découlent des épisodes de contamination imprévisibles et indésirables.

La conséquence la plus spectaculaire d'une telle contamination – comme on l'a récemment vu dans des documentaires comme *Gasland* – serait une concentration si



élevée de méthane dans l'eau potable qu'il serait possible de l'enflammer à sa sortie du robinet. Les images d'eau potable que l'on enflamme suscitent énormément de réactions et sont décriées par des hydrologues comme Donald Siegel, de l'Université de Syracuse, qui soutient que le méthane peut provenir de sources naturelles situées près de la surface et dériver de matières organiques en décomposition, ou encore de sources plus profondes et être de nature thermogénique. C'est la seconde possibilité énumérée qui est associée à l'exploitation du gaz naturel, explique M. Siegel. Cependant, pour le téléspectateur peu informé qui voit de l'eau que l'on enflamme à sa sortie du robinet, cette distinction est peut-être impossible à faire. Dans un cas particulier, celui du documentaire *Gasland*, il est possible que le méthane provienne d'une source de matières organiques en décomposition située près de la surface et soit sorti du robinet en quantité assez importante pour pouvoir être enflammé<sup>26</sup>. Ou peut-être pas.

En 2008, une analyse isotopique du méthane présent dans les puits d'eau potable du comté de Garfield, au Colorado, a indiqué que dans la plupart des cas, le méthane était d'origine thermogénique. Geoffrey Thyne, hydrogéologue et auteur du sommaire et de la conclusion du rapport, a indiqué que les résultats de l'analyse « démontrent que les sources de méthane sont reliées à l'exploitation du pétrole et ne sont pas de faibles sources naturelles<sup>27</sup>. »

Judith Jordan, qui a occupé le poste d'agente de liaison du comté de Garfield en matière de pétrole et de gaz naturel et dont l'expérience professionnelle comprend des mandats en tant qu'hydrologue chez DuPont et à titre d'avocate au Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie, a répondu à ce rapport en disant qu'il était « fort peu probable » que ce méthane ait pu remonter en empruntant des voies naturelles et « atteigne, en toute coïncidence, les puits domestiques au moment où l'exploitation du pétrole et du gaz a commencé, après être resté emprisonné dans les profondeurs pendant 65 millions d'années<sup>28</sup>. » En d'autres termes, il est fort probable que la fracturation ait causé la contamination au méthane des puits domestiques.

Certains experts suggèrent que la fracturation peut même mener à la contamination des puits d'eau potable à partir de réserves de gaz biogénique beaucoup moins profondes<sup>29</sup>.

Il est donc évident que les effets cumulatifs de la fracturation existent. Pourtant, même dans des provinces canadiennes comme la Colombie-Britannique, où l'exploitation de gaz naturel conventionnelle se déroule depuis des décennies et où la fracturation croît rapidement, les organismes de régulation semblent mal équipés pour limiter ces effets. Comme le vérificateur général de la province a récemment dit à propos de la Commission du pétrole et du gaz de Colombie-Britannique :

*Le mandat de la CPG fait en sorte que l'on s'attend de l'organisme qu'il favorise la protection d'un environnement sain. Nous estimons que bien que la CPG ait soutenu la mise sur pied d'outils et de processus servant à évaluer les effets cumulatifs de la fracturation, aucun programme provincial officiel n'est encore en vigueur afin de contribuer à la gestion des effets du développement du territoire sur l'environnement<sup>30</sup>.*

Dans un tel contexte, la CPG et le ministère de l'Environnement de Colombie-Britannique font face à une pression grandissante de la part de l'industrie pour favoriser le développement de l'exploitation du gaz de schiste. De telles pressions seront bientôt exercées auprès des décideurs d'autres provinces canadiennes, à mesure que l'industrie déploiera les efforts visant à exploiter une ressource qui, prétend-elle, permettra d'assurer notre sécurité énergétique tout en fournissant une solution écologique menant à une économie sobre en carbone.

## 5. L'argument de la sécurité énergétique

**A**ux États-Unis et au Canada, on fait souvent le rapprochement entre la sécurité énergétique continentale et l'augmentation de l'utilisation des ressources énergétiques locales, dont le gaz naturel. Fréquemment, on associe également ces éléments à un autre objectif, que l'on pourrait appeler la « sécurité énergétique verte ».

L'Energy Future Coalition (Coalition sur l'avenir de l'énergie) – dont le comité directeur comprend d'ancien sénateurs et membres du Congrès des États-Unis, des diplomates, des membres importants d'anciennes administrations présidentielles américaines, des scientifiques de renom et des dirigeants d'organisations, de fondations et d'entreprises environnementales – est d'accord. En août 2009, l'organisme a copublié en collaboration avec le Center for American Progress (Centre pour le progrès américain) un document de réflexion qui favorisait l'augmentation de la consommation de gaz naturel et d'autres « sources d'énergie faibles en carbone tout en protégeant mieux le climat et nos communautés<sup>31</sup>. »

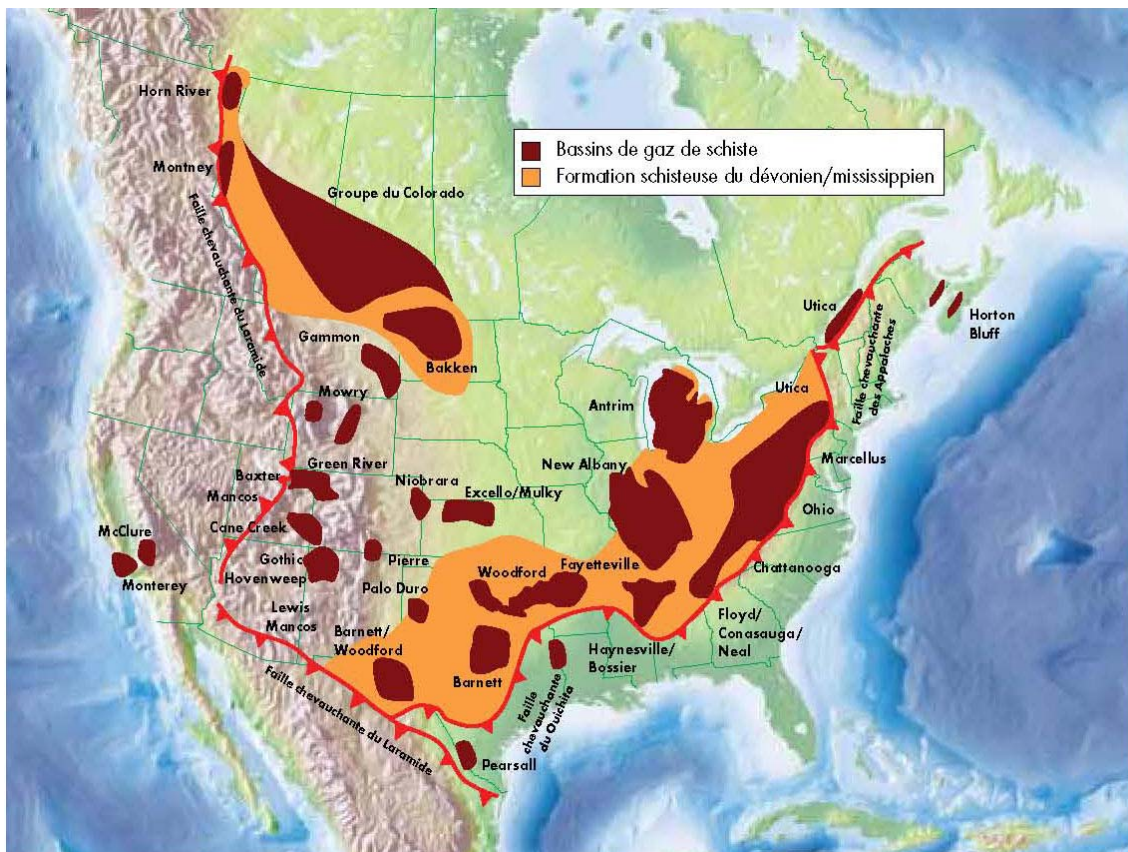
Les arguments donnés par la Coalition sont intéressants. Selon eux, nous disposons d'une réserve suffisante d'énergies propres ou vertes et qu'il s'agit là d'une ressource essentielle dans l'établissement d'un avenir plus vert et plus propre. La Coalition est loin d'être la première à faire remarquer l'abondance apparente de gaz naturel. En 2005, Mark Jaccard, professeur à l'École de gestion environnementale de l'Université Simon Fraser et membre du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, a souligné que l'abondance actuelle de combustibles fossiles et plus particulièrement de gaz naturel signifiait que les générations futures continueraient presque certainement à les exploiter.

Pour en arriver à cette conclusion, M. Jaccard avait examiné tant les réserves conventionnelles que non conventionnelles de gaz naturel et en avait estimé les ressources totales (on emploie le mot « réserves » pour décrire les gisements connus et qu'il est possible d'exploiter économiquement et techniquement, alors que les « ressources » décrivent les sources potentielles qui n'ont pas encore été analysées en vue d'une future extraction). Il a estimé que les sources mondiales non conventionnelles représentaient environ le double des sources conventionnelles. Ensuite, il a calculé qu'ensemble, les réserves de gaz conventionnelles et non conventionnelles représentaient 15 000 exajoules (un exajoule, ou EJ, équivaut à 172 millions de barils de pétrole ou l'équivalent), et a estimé les ressources totales de gaz naturel à 49 500 EJ (soit trois fois le total des réserves). À la lumière de ces chiffres, M. Jaccard a estimé qu'il faudrait environ 160 ans, selon le rythme de consommation actuel, pour épuiser les réserves

mondiales combinées de gaz naturel et 520 ans pour épuiser les ressources combinées, grâce en partie au gaz de schiste<sup>32</sup>.

Depuis, des experts du domaine des gaz de réservoir étanche, comme Roberto Aguilera, de l'Université de Calgary, ont affirmé que le gaz extrait des formations de schiste au Canada et aux États-Unis altérera profondément l'avenir énergétique du continent. « L'industrie trouve des méthodes lui permettant d'exploiter les richesses gazières nord-américaines, qui sont tout simplement gigantesques, a expliqué M. Aguilera en 2009. L'arrivée de la fracturation hydraulique dans ces réservoirs déjà fissurés naturellement nous permet d'accéder aux monstres que nous chassons de nos jours à l'aide de puits horizontaux et qui domineront le paysage nord-américain pendant des décennies<sup>33</sup>. » Les partisans du gaz naturel ont cependant leurs opposants qui prétendent que les ressources en gaz de schiste sont loin d'être aussi importantes que certains le prétendent (Voir : *Le schiste surestimé?*)

Figure 6 : Principaux gisements de gaz de schiste en Amérique du Nord



Source : Office national de l'énergie du Canada

---

## **Le schiste surestimé?**

*Bien que certains analystes prétendent que des ressources de gaz naturel suffisantes pour un siècle de consommation soient présentes dans les formations de schiste nord-américaines, d'autres remettent en question ces estimations optimistes. Parmi les critiques, Art Berman, oléogéologue ayant travaillé avec bon nombre de sociétés, dont PetroChina, Total et Schlumberger. Dans une récente entrevue pour l'Association For the Study of Peak Oil and Gas- USA, M. Berman a indiqué qu'en tenant compte de toutes les ressources de gaz naturel prouvées et techniquement exploitables, l'approvisionnement en gaz du continent est probablement plus près de 25 ans, dont 7 ans provenant des ressources de gaz de schiste<sup>34</sup>.*

*M. Berman estime que l'expérience acquise dans l'exploitation du schiste de Barnett au Texas est importante, puisqu'il s'agit de la formation de schiste la plus développée du continent. Durant la « ruée » originale pour l'exploitation du schiste de Barnett qui a eu lieu de 2004 à 2006, des centaines de puits ont été forés. Mais dans les cinq années suivant le forage des puits, entre un quart et un tiers des puits étaient déjà « à leur seuil économique ou en-dessous ». En d'autres termes, ils ne produisaient plus de gaz ou en produisaient si peu que leur exploitation engrangeait des pertes<sup>35</sup>.*

*À mesure que l'exploitation du schiste de Barnett décline, les analystes financiers comme Dean Orrico, de Middlefield Capital Corp., abondent dans le sens de M. Berman et estiment que bien que d'autres formations de schiste, comme le schiste de Marcellus, peuvent fournir d'importantes quantités de gaz, leur exploitation ne sera pas suffisante « pour compenser le déclin que l'on voit partout ailleurs<sup>36</sup>. »*

*En plus des limites physiques des formations de schiste, les estimations optimistes peuvent également ne pas se réaliser en raison de nombreux facteurs géopolitiques. Beaucoup de choses reposent sur les demandes énergétiques grandissantes des pays qui s'industrialisent rapidement comme la Chine et l'Inde et l'avenir sera dicté par le choix de combustibles de substitution dicté par la rareté du pétrole.*

---

Les partisans de l'augmentation de l'utilisation du gaz naturel font souvent référence au fait qu'il émet bien moins d'agents polluants et de gaz à effet de serre que les autres combustibles fossiles. Par exemple, l'Agence d'information sur l'énergie des États-Unis (Energy Information Administration) estime que le charbon bitumineux, que l'on brûle généralement pour produire de l'électricité, émet environ 93 kilogrammes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) par million de BTU d'énergie. En comparaison, le gaz naturel n'émet qu'un peu plus de la moitié du CO<sub>2</sub> du charbon bitumineux – seulement 53 kilogrammes par million de BTU<sup>37</sup>.

La Coalition et l'industrie du gaz naturel ont évidemment sauté sur ses chiffres pour prouver les avantages environnementaux associés au passage d'énergies dites « sales »,

comme le charbon et le diesel, à des énergies dites « propres » faibles en carbone, comme le gaz naturel. Même son de cloche du côté des gouvernements provinciaux et des États, qui ont récemment annoncé la construction de centrales électriques au gaz afin de remplacer les anciennes centrales au charbon ou éviter de devoir en construire de nouvelles<sup>38</sup>.

Tout comme l'Energy Future Coalition, Encana et d'autres sociétés de gaz naturel font la promotion d'une augmentation du recours au gaz naturel dans les transports. La société croit que le surplus de gaz permet d'envisager un changement sur le plan de la vente en gros de carburant automobile, surtout dans les domaines du fret et du camionnage commercial. Par exemple, en Italie, on retrouve actuellement 600 000 véhicules fonctionnant au gaz naturel pour véhicules (GNV), alors qu'en Amérique du Nord, on n'en retrouve que 125 000<sup>39</sup>.

Dans les efforts qu'ils déploient pour faire la promotion d'une énergie plus propre, les organismes comme l'Energy Future Coalition et le Center for American Progress ont également fait la promotion du gaz naturel afin de stimuler les énergies renouvelables comme l'énergie solaire ou éolienne. En jumelant les énergies renouvelables au gaz naturel « faible en carbone », estiment-ils, les problèmes d'« intermittence » des énergies renouvelables est résolu, assurant un approvisionnement « ferme » pour la production d'électricité. Ils demandent également que l'on fixe un prix au carbone afin d'accélérer le passage des énergies dérivées du charbon à des combustibles fossiles faibles en carbone et aux énergies renouvelables.

## **6. Gaz de schiste : énergie propre et verte ou responsabilité face au climat et à l'eau?**

**L**es mots « gaz naturel » sont probablement entrés dans l'usage afin de faire la distinction avec le « gaz de houille », soit le gaz dérivé du charbon, qui était généralement utilisé pour l'éclairage puis la cuisine au 19<sup>e</sup> siècle. De nos jours, les sociétés à vocation énergétique et les fournisseurs d'énergie utilisent ces mots pour exprimer une idée différente – celle d'une énergie propre, et donc d'un combustible bon pour l'environnement.

Cependant, le gaz naturel est-il aussi vert que certains le prétendent? De récents signes indiquent que non – particulièrement en ce qui concerne le gaz récupéré au moyen de la fracturation. Quand on regarde le cycle de vie avant combustion, ou en « amont », de la production du gaz naturel (c'est-à-dire son extraction, son traitement, sa compression et son transport par pipelines), d'énormes quantités d'énergie sont utilisées et un grand volume de gaz à effet de serre est rejeté dans l'atmosphère.

À sa défense, l'Energy Future Coalition reconnaît ce fait, et en dit :

*Il n'est pas conséquent d'encourager l'utilisation du gaz naturel comme solution de rechange faible en GES au charbon ou au pétrole si la production du gaz*

*naturel génère d'importantes quantités de polluants atmosphériques ou contribue au réchauffement climatique*<sup>40</sup>.

La Coalition affirme que l'EPA doit « comme première étape... entreprendre une analyse scientifique détaillée des effets sur l'air, la terre, l'eau et le réchauffement climatique de la production de gaz naturel, incluant une analyse des quantités de gaz à effet de serre émises durant le cycle de vie du gaz. L'organisme devrait également se pencher sur l'efficacité des programmes fédéraux et d'État à protéger les gens, l'atmosphère, la terre et l'eau des effets secondaires de la production du gaz. L'EPA devrait aussi revoir les nouvelles technologies et technologies émergentes afin de réduire ces sources de pollution<sup>41</sup>. »

L'EPA a déjà souligné que l'industrie du gaz naturel est une importante source d'émissions de méthane et que le méthane, principal composant du gaz naturel, est un gaz à effet de serre 20 fois plus dommageable que le CO<sub>2</sub>. En 2008, l'EPA a rapporté que l'industrie du gaz naturel avait émis, en méthane, l'équivalent de 96 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, ce qui en faisait la deuxième plus importante source anthropique d'émissions de méthane aux États-Unis<sup>42</sup>.

Mais on ne fait qu'effleurer la question, explique Robert Howarth, professeur d'écologie et de biologie environnementale à l'Université Cornell. M. Howarth croit qu'une étude détaillée des émissions de gaz à effet de serre associées à la production et à la combustion du gaz naturel dérivé de la fracturation de formations de schiste révélera que ces émissions sont égales à celles des gisements houillers les plus pollués<sup>43</sup>.

Cette conclusion est confirmée par des travaux réalisés par Al Armendariz pour le département de génie civil et environnemental de l'Université Southern Methodist. En 2009, M. Armendariz a rédigé un rapport sur les émissions reliées à la production du gaz naturel dans les schistes de Barnett, au Texas, où, entre 1999 et la mi-2008, plus de 7 700 puits de pétrole et de gaz ont été installés. Le rapport se penchait sur un éventail d'émissions de gaz à effet de serre incluant celles des compresseurs, des réservoirs de condensation et de pétrole et des activités de production, incluant le forage des puits et la fracturation hydraulique, le traitement et la transmission du gaz. M. Armendariz en a conclu que les activités de production de gaz naturel dans les schistes de Barnett émettaient 33 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par jour en 2009. « C'est à peu près l'équivalent des émissions de gaz à effet de serre estimées de deux centrales électriques au charbon de 750 MW », indiquait M. Armendariz.<sup>44</sup>

Une question qui deviendra de plus en plus importante à mesure que la demande mondiale et la concurrence pour des ressources limitées en combustibles fossiles augmenteront est de savoir combien d'énergie est nécessaire pour amener le gaz de schiste sur le marché. Il y a deux décennies, Cutler Cleveland, scientifique en énergie à l'Université de Boston, a contribué au développement du concept de « taux de retour énergétique » ou TRE. Le TRE est la mesure de la quantité d'énergie nécessaire pour produire de l'énergie. Dans une mine de charbon, par exemple, le TRE est la quantité d'énergie nécessaire pour forer la terre, extraire le charbon au marteau pneumatique, ramener le charbon à la surface et le transporter par camion jusqu'à la centrale thermique.

Cette mesure est utile, car elle permet aux sociétés d'évaluer le mérite relatif des diverses sources d'énergie. M. Cleveland estime que depuis les années 1970, aux États-Unis, le TRE de la production locale de pétrole et de gaz naturel a continuellement décliné. Dans le passé, on produisait 25 unités d'énergie pour chaque unité d'énergie dépensée (25 pour 1), mais depuis, ce ratio est tombé à 15 pour 1.<sup>45</sup>

« Cette tendance est répandue mondialement avec de nombreuses sources d'énergie, écrit Thomas Homer Dixon. Nous avons probablement déjà découvert et exploité les champs de pétrole et de gaz les plus vastes, les plus accessibles et avec le meilleur TRE, tout comme nous avons exploité les meilleures rivières dans le domaine de l'hydroélectricité. Désormais, comme nous exploitons du gaz et du pétrole dans des environnements plus extrêmes – dans les profondeurs des océans, par exemple – et que nous nous tournons de nouveau vers des sources d'énergie alternatives comme le nucléaire et la conversion des sables bitumineux en essence, nous dépensons de plus en plus d'énergie pour produire de l'énergie<sup>46</sup>. »

M. Cleveland n'a pas encore vu d'étude réalisée afin de déterminer le TRE du gaz de schiste<sup>47</sup>. Cependant, il a consulté la littérature sur l'huile de schiste, dont la production, tout comme celle du gaz de schiste, nécessite énormément d'énergie et d'eau. « Les études les plus fiables démontrent que le TRE de l'huile de schiste tombe entre 1 pour 1 et 2 pour 1 si on compte l'énergie propre comme un coût », ont rapporté M. Cleveland et son collègue de l'Université de Boston Peter O'Connor en juin 2010<sup>48</sup>. L'équipe a également relevé que pour chaque baril d'huile de schiste produit, entre un et trois barils d'eau étaient nécessaires. « Le pompage d'énormes quantités d'eau nécessaires à l'exploitation industrielle de l'huile de schiste représenterait également un investissement d'énergie qui affecterait négativement le TRE déjà peu avantageux de l'huile de schiste<sup>49</sup>. »

Il faut noter que toute évaluation des quantités d'énergie requises pour produire du gaz de schiste mènera probablement à la conclusion que les dépenses énergétiques et la consommation d'eau sont intimement liées. Dans son étude de l'exploitation du gaz naturel des schistes de Barnett, M. Armendariz a conclu que 12 pour cent des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie découlaient des activités de « forage de puits et complétions », qui requièrent la combustion de diesel pour la compression et le pompage d'eau à une pression très élevée. Cependant, cette évaluation sous-estime fort probablement les émissions relatives à l'utilisation de l'eau. Par exemple, dans son rapport, M. Armendariz n'aborde pas la question de la consommation d'énergie liée à l'accès à l'eau, à son transport par camion jusqu'au site et au traitement de millions de mètres cube d'eau de retour (eaux usées) qui remontent à la surface à la suite des opérations de fracturation.

Comme nous l'abordons dans le prochain chapitre, la production du gaz de schiste dépend de l'eau. Quand on tient compte de tous les aspects du tandem eau/énergie, le gaz naturel a de moins en moins l'air d'être une énergie verte et on remet en question sa qualité de « combustible de transition » vers un avenir faible en carbone. Si l'utilisation du gaz naturel doit augmenter dans le but de faire le pont vers un avenir énergétique plus propre, il faut se demander où exactement nous mènera ce pont. La réponse de M.

Howarth est claire : vers une nette augmentation de la demande en eau ainsi que des émissions de gaz à effet de serre « considérablement » plus élevées<sup>50</sup>.

Ainsi, le risque associé aux plans de sécurité énergétique reliés au gaz de schiste est qu'on en arrive à sacrifier notre sécurité sur le plan du climat *et* de l'eau – à moins d'accorder une attention particulière aux endroits où l'industrie s'installe et à la façon dont elle utilise nos ressources en eau.

## 7. L'impact sur la quantité d'eau utilisée

**L**e forage et la fracturation hydraulique subséquente de 16 puits sur la même plateforme d'exploration dans le bassin de Horn River, en Colombie-Britannique, au début de 2010, ont établi un record de l'industrie du gaz de schiste. Un total de 274 stimulations (ou procédures de fracturation hydraulique) – 17, en moyenne, par puits – ont été effectuées. Ce record ne tiendra probablement pas très longtemps; vers la fin de 2010 ou le début de 2011, Encana Corporation et Apache Canada comptent forer et fracturer 28 autres puits sur deux nouvelles plateformes d'exploration dans le secteur du lac Two Island. Dans ces nouveaux puits, les sociétés comptent forer des puits horizontaux de 2 200 mètres – soit 600 mètres de plus en moyenne que les autres puits forés au lac Two Island. La quantité d'eau nécessaire pour fracturer ces nouveaux puits plus longs est estimée à 2,12 millions de mètres cube, une quantité qui dépassera de loin le précédent record.

D'où viendra l'eau nécessaire à ces opérations et à celles d'autres sociétés engagées dans des activités de fracturation dans les deux principales zones gazières de Colombie-Britannique – les bassins de Horn River et de Montney? Cette question est d'autant plus pertinente lorsqu'on tient compte du fait qu'en 2010 la région a connu une des pires sécheresses des dernières années, et que les niveaux de bien des rivières actuellement utilisées comme source par l'industrie ont atteint leur plus bas niveau en 50 ans<sup>51</sup>.

**Figure 7 : Plus de puits de gaz de schiste, plus d'eau : un calcul pour le bassin de Horn River (Colombie-Britannique)**

Nombre de puits de gaz de schiste	Quantité d'eau nécessaire pour la fracturation hydraulique
10	909 090 mètres cubes
25	2 272 725 mètres cubes
50	4 545 450 mètres cubes
150	13 636 350 mètres cubes

Source : Exposé présenté lors de la sixième Conférence annuelle sur le gaz de schiste à Calgary (Alberta) en janvier 2010, par Ken Campbell, géologue et hydrologue principal de Schlumberger Water Services.



L'augmentation prochaine de la demande en eau dans le bassin de Horn River est une certitude, tout comme l'est l'augmentation de la demande en Amérique du Nord là où les ressources en gaz de Schiste sont en exploitation. Le chapitre 9 de ce rapport se penche sur les questions complexes relatives à l'allocation de l'eau au Canada actuellement.

## 8. L'impact sur la qualité de l'eau

Comme neuf puits américains sur dix ont déjà fait l'objet de fracturations et que les activités de fracturation prennent de l'ampleur en sol canadien, de plus en plus de gens se questionnent sur les effets des activités de l'industrie du gaz naturel sur la santé publique et l'environnement. Une grande partie de la controverse relative à la fracturation a vu le jour en raison du journalisme d'enquête soutenu de ProPublica, salle de presse indépendante sans but lucratif dirigée par des vétérans de la presse écrite autrefois au *Wall Street Journal* et au *New York Times*<sup>52</sup>.

En novembre 2008, dans le cadre d'une série de reportages d'enquête portant sur les risques causés à l'environnement par les activités de fracturation, ProPublica a rapporté un cas ayant eu lieu dans le comté de Sublette, au Wyoming, où un échantillon d'eau contenait du benzène – produit chimique que l'on croit causer l'anémie aplastique et la leucémie – dans une concentration 1 500 fois plus élevée que le niveau considéré comme étant sécuritaire pour la population. Le puits se trouvait dans une région du Wyoming où 6 000 puits de gaz avaient fait l'objet de fracturations<sup>53</sup>.

« Le cas de contamination dans le comté de Sublette est important, car c'est le premier à être documenté par une agence fédérale américaine, le Bureau of Land Management (Bureau de gestion du territoire), explique Abraham Lustgarten, de ProPublica. Cependant, plus de 1 000 autres cas de contamination ont été documentés par des cours et des gouvernements d'État ou locaux, au Colorado, au Nouveau-Mexique, en Alabama, en Ohio et en Pennsylvanie. Dans un cas particulier, une maison a explosé après que les activités de fracturation aient créé des voies souterraines permettant au méthane de s'infiltrer dans l'approvisionnement d'eau résidentiel. Dans d'autres cas, la contamination a été causée non pas en raison du forage dans le sol, mais à cause d'incidents à la surface, où des déversements accidentels et des fuites dans les réservoirs, les camions et les fosses ont permis au benzène et à d'autres produits chimiques de s'introduire dans des ruisseaux, des sources et des puits d'eau<sup>54</sup>. »

À la suite de ces enquêtes soutenues, divers projets d'exploitation du gaz de schiste dans l'État de New York ont été la cible d'une opposition publique aux activités de fracturation, et pourraient servir de référence en vue de la réforme de la réglementation. Il faut noter que d'importants bassins hydrographiques, dont les eaux de surface servent de réservoir d'eau potable à 8,2 millions d'habitants de la ville de New York, recouvrent une partie du schiste de Marcellus, une gigantesque formation abritant du gaz de schiste située sous une partie de l'État de New York, de la Pennsylvanie et de la Virginie occidentale.

Il y a trois aspects importants dont il faut tenir compte relativement à l'impact potentiel de la production du gaz de schiste sur les ressources en eau : la nature des produits chimiques utilisés dans les activités de fracturation, la contamination des eaux souterraines en raison des activités de fracturation et la contamination de l'eau en raison d'importants volumes d'eaux usées ou d'eau « de retour » produits durant les activités de fracturation. Les trois ont été liés à des cas de contamination de l'eau, comme l'ont rapporté ProPublica, d'autres médias et des organismes de réglementation en environnement.

### ***Produits chimiques utilisés dans les activités de fracturation***

Dans les territoires où les activités de fracturation ont lieu depuis un bon moment, un des points les plus litigieux a été l'utilisation d'une gamme d'additifs chimiques dans les fluides de fracturation. Par exemple, aux États-Unis, les sociétés menant des opérations de fracturation ne sont généralement pas tenues de divulguer publiquement la nature des composés chimiques présents dans leurs fluides de fracturation, bien que certains de ces produits chimiques – notamment le benzène et le diéthylèneglycol – soient des agents cancérogènes pour les humains.

Bien que l'eau soit de loin le principal composant du fluide injecté sous très haute pression dans le sol durant les opérations de fracturation, elle n'en est certainement pas le seul. À plusieurs étapes du processus de fracturation, de grandes quantités de sable et de « fluides de fracturation » ou produits non identifiés sont également injectés dans le sol. Les soi-disant « agents de réduction de la friction » servent à réduire la résistance générée lorsque le fluide plonge dans le cuvelage du puits. Des biocides sont utilisés pour prévenir la croissance de bactéries qui peuvent bloquer la circulation du gaz. Des « antitartres » sont également injectés pour prévenir la formation de tartre dans les zones fracturées et les puits. Finalement, des « agents de soutènement » – du sable à grain fin ou de très petites billes de céramique – sont injectés sous pression pour éviter que les fissures ne se referment et ainsi permettre au gaz de circuler plus facilement<sup>55</sup>.

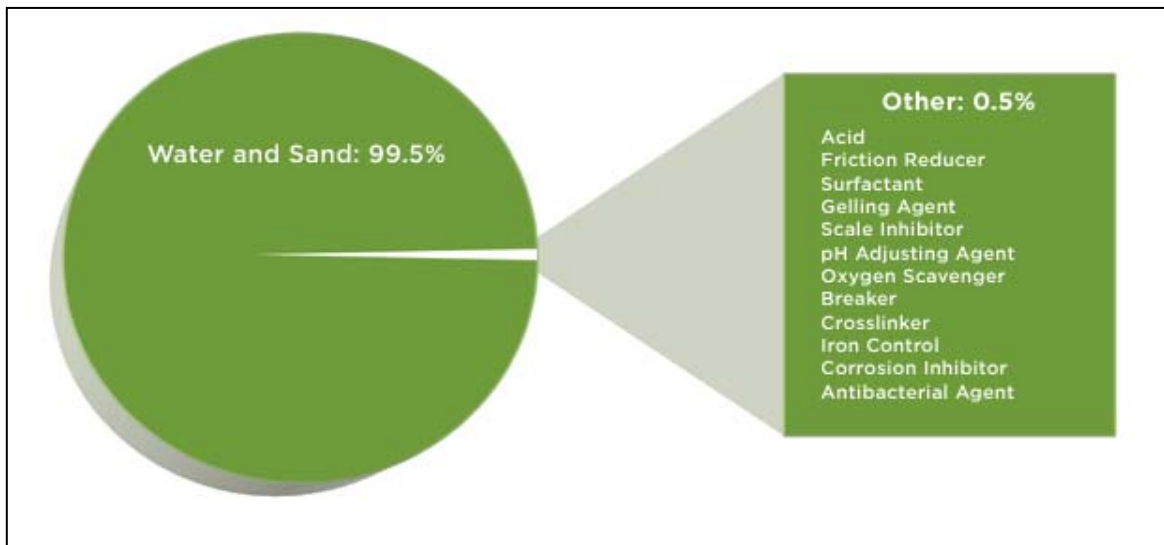
Aux États-Unis, le Conseil de protection des eaux souterraines a rapporté en 2009 qu'une « petite quantité » d'additifs potentiels aux fluides de fracturation, notamment « le benzène, l'éthylèneglycol et le naphthalène ont été associés à des effets négatifs sur la santé à certains niveaux. » En septembre 2009 – le mois durant lequel le Département de la protection de l'environnement de la ville de New York a émis des inquiétudes à propos des impacts qu'auraient les projets potentiels d'exploitation du gaz de schiste sur les ressources en eau potable de l'État – un énorme rapport a été publié par la Division des ressources minérales du Département de la conservation de l'environnement de l'État de New York. Ce rapport dressait une liste de 257 additifs mélangés à l'eau injectée dans les formations de schiste et a établi une liste complète des produits chimiques connus présents dans ces additifs qui s'étalait sur dix pages<sup>56</sup>.

Pour obtenir ces renseignements, le Département de la protection de l'environnement a demandé à six sociétés d'entretien des puits et à douze fournisseurs de produits chimiques de lui fournir les informations pertinentes sur la composition des fluides de fracturation. L'organisme a ensuite déterminé que les fluides de fracturation sont à 98 % composés

d'eau douce et de sable « et que les additifs chimiques représentent 2 % ou moins de la composition du fluide. »

Le Conseil de protection des eaux souterraines, citant un rapport de l'EPA, a laissé entendre que la proportion de produits chimiques dans les fluides de fracturation était même moindre que 2 %, les fluides étant composés d'eau dans une proportion de 98 % à 99,5 %<sup>57</sup>. Cependant, l'organisme a souligné qu'une « évaluation toxicologique des additifs présents dans les fluides de fracturation » n'avait pas été effectuée dans le cadre de l'étude de l'EPA.

**Figure 8 : Aperçu de la composition des fluides de fracturation\***



Source : <http://www.hydraulicfracturing.com/Fracturing-Ingredients/Pages/information.aspx>

\* Ce diagramme illustre une extrémité du spectre – la proportion d'eau et de sable varie de 98 % à 99,5 % et la proportion des « autres » ingrédients (additifs chimiques) varie de 0,5 % à 2 %.

Pour jeter de la lumière– et un peu de responsabilité – sur l'industrie de la fracturation, le Comité sur l'énergie et le commerce de la Chambre des représentants des États-Unis a indiqué en février 2008 qu'il avait demandé à huit sociétés d'entretien des puits – notamment Sanjel Corporation et Calfrac Well Services, de Calgary – de révéler la nature des produits chimiques utilisés dans leurs fluides de fracturation<sup>58</sup> (une copie d'une lettre adressée à Calfrac se trouve à l'Annexe A). En publiant ces lettres, le comité a remarqué une opposition publique grandissante face à la fracturation vu son potentiel de dégradation des ressources en eau. Par ailleurs, le comité a aussi relevé d'importantes lacunes dans la réglementation américaine :

*En 2003, l'EPA a conclu un mémorandum d'accord avec les trois plus importantes sociétés de fracturation, Halliburton, BJ Services et Schlumberger, afin d'assurer l'élimination du diesel des fluides de fracturation hydraulique injectés dans certains puits situés dans des sources souterraines d'eau potable. À part ce mémorandum d'accord, il n'existe*

*pratiquement aucune réglementation fédérale portant sur la fracturation hydraulique. En 2005, le Congrès a exempté les opérations de fracturation hydraulique des dispositions de la Loi sur l'eau potable sécuritaire, sauf si les fluides injectés contiennent du diesel. Les sociétés pétrolières et gazières peuvent utiliser des additifs et des produits chimiques autres que le diesel dans leurs fluides de fracturation hydraulique, mais les organismes de réglementation fédéraux n'ont aucun pouvoir pour limiter les types et les quantités de produits utilisés. En effet, les sociétés pétrolières et gazières n'ont aucune obligation de communiquer aux autorités fédérales la composition de leurs fluides de fracturation ni l'endroit où ils sont utilisés.*

### **La fracturation et la contamination des eaux souterraines**

Bien que la fracturation des formations de schistes soit un procédé relativement nouveau au Canada, elle est utilisée depuis un certain temps dans la province canadienne la plus riche sur le plan énergétique, l'Alberta, afin d'augmenter la production de gaz naturel issu des filons de houille. Comme on prévoit fracturer pratiquement chaque nouveau puits dans une province comptant un très grand nombre de puits existants – et il est connu que certains de ces puits ne sont pas étanches – on craint que l'effet cumulatif puisse mener à une plus vaste contamination des puits d'eau.

Cette crainte est bien fondée. En 2007, l'extraction du gaz naturel des filons de houille « non conventionnels » était chose courante en Alberta, avec près de 11 000 puits forés<sup>59</sup>. Le boom de l'exploitation des filons de houille de la province vécu dans la décennie précédente a coïncidé avec le déclin des réserves de gaz plus conventionnelles de l'Alberta et avec l'augmentation de la demande de l'industrie des sables bitumineux, qui consomme d'énormes quantités de gaz naturel afin de séparer le bitume de l'argile, du sable et de l'eau qui forment les sables bitumineux<sup>60</sup>.

Le méthane de houille, gaz extrait des filons de houille, est considéré non conventionnel en raison des étapes additionnelles nécessaires pour l'extraire. Souvent, on doit dépressuriser les filons avant d'en libérer le gaz, et comme les filons ont tendance à être formés de blocs comportant des fissures naturelles très serrées, ils doivent souvent être fracturés.

Comme de nombreux filons de houille se trouvent à des distances relativement peu profondes, cela a mené à des conflits relatifs à l'eau entre l'industrie du gaz et les propriétaires fonciers.

En janvier 2006, le Conseil de l'énergie et des services publics d'Alberta a émis une directive relativement à la « récente tendance » à fracturer les gisements de gaz (filons de houille) situés à moins de 200 mètres de profondeur. Cette directive interdisait la fracturation dans un rayon de 200 mètres de puits d'eau situés, en profondeur, à 25 m ou moins de l'endroit où la fracturation aurait lieu<sup>61</sup>. En d'autres termes, l'industrie devait prévoir une séparation horizontale équivalente à deux terrains de football et au moins 25 mètres de séparation entre le point le plus profond d'un puits et le point le moins profond de la zone de fracturation prévue.

Deux ans plus tard, une vérification indépendante de la directive du Conseil de l'énergie et des services publics d'Alberta a conclu que celle-ci n'était pas assez sévère. Parmi les recommandations formulées, on mentionnait que le Conseil devrait doubler la longueur de la séparation verticale pour la faire passer à 45 ou 50 mètres<sup>62</sup>. Cette recommandation a été faite en raison du risque que les fractures causées à un filon de houille puissent atteindre 20 mètres, ce qui est dangereusement proche de la limite d'exclusion de 25 mètres. « L'augmentation proposée est donc une marge de sécurité améliorée », peut-on lire dans la conclusion de l'évaluation.

La plupart des filons de houille qui ont fait l'objet d'une fracturation en Alberta sont situés dans le secteur de Horseshoe Canyon, où les gisements les moins profonds sont situés à moins de 200 mètres de la surface, ce qui signifie que les opérations de fracturation ont lieu à la hauteur des zones aquifères. Dans un récent compte-rendu sur les conséquences des fracturations peu profondes, Jessica Ernst, biologiste et conseillère en environnement de l'industrie pétrolière et gazière, a rapporté d'importants changements dans son eau et celle de Rosebud, un hameau voisin à l'est de Calgary.

« J'ai commencé à remarquer des brûlements de peau dans la douche. Je croyais que c'était un effet étrange lié à ma préménopause. Puis mes chiens ont subitement refusé de boire l'eau. Ils s'en éloignaient », se rappelle Mme Ernst. Des analyses subséquentes ont révélé que son eau contenait des niveaux anormalement élevés de méthane et d'éthane et que l'eau du puits municipal desservant Rosebud contenait des niveaux tout aussi élevés de kérosène<sup>63</sup>.

Une telle contamination illustre le besoin de mettre en place une réglementation efficace pour protéger les eaux souterraines et les puits domestiques des impacts de la fracturation. Elle met également en évidence le besoin de se pencher sur les effets cumulés. Comme les réserves conventionnelles de gaz s'épuisent, il faudra de plus en plus recourir aux sources non conventionnelles dans l'avenir. Selon la Commission géologique de l'Alberta, d'ici 2015, la production non conventionnelle de méthane de houille pourrait atteindre 19,6 milliards de mètres cubes – soit près de sept fois les niveaux enregistrés en 2005<sup>64</sup>.

### ***La fracturation et les eaux usées contaminées***

Aux États-Unis, où les opérations de fracturation sont bien avancées, une des principales inquiétudes relatives à l'environnement concerne les milliards de mètres cubes d'eaux usées produits par l'industrie.

Une fois les puits de gaz fracturés, d'immenses quantités d'eau, de sable et de produits chimiques injectés dans le sol remontent à la surface. On estime qu'en 2006, environ 2,16 milliards de mètres cubes d'eaux usées contaminées, ou eaux de retour, sont remontés à la surface des puits américains<sup>65</sup>. La manière de disposer de cette grande quantité d'eau hautement contaminée est un sujet chaud en Pennsylvanie. Par ailleurs, une incapacité démontrée à traiter et éliminer adéquatement les eaux de retour contaminées devient une réelle question de vie ou de mort pour l'industrie du gaz de schiste dans l'État de New York, et le même problème pourrait se reproduire ailleurs<sup>66</sup>.

À ce jour, on a habituellement traité les gigantesques volumes d'eaux usées contaminées issus des puits de gaz de schiste aux États-Unis de deux façons – en les injectant très profondément dans le sol ou en les traitant dans les usines municipales de traitement des eaux. Le nombre d'endroits où on peut injecter très profondément ces eaux usées est limité par les contraintes géologiques et les exigences prévues par la réglementation. L'injection d'eaux usées habituellement très salées et qui peuvent comprendre des produits chimiques et des métaux lourds dans des puits d'injection peut mener à la contamination des eaux souterraines. Les usines municipales de traitement des eaux ne sont quant à elles pas conçues ni prévues pour traiter les eaux usées contaminées dérivées de la production du gaz de schiste.

En Pennsylvanie, l'industrie de la fracturation produit environ 34 000 mètres cubes d'eau de retour par jour. D'ici 2011, cela pourrait passer à près de 72 000 mètres cubes par jour – une quantité qui, selon le Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie, ne peut être absorbée de façon sécuritaire par les cours d'eau de l'État<sup>67</sup>. Pire encore, la majorité des eaux usées de l'industrie est acheminée par camion vers des usines de traitement des eaux usées qui ne sont pas équipées pour les traiter adéquatement avant qu'elles ne soient déversées dans les ruisseaux, les rivières ou les lacs qui pourraient servir de ressources d'eau potable<sup>68</sup>.

Les contraintes ainsi imposées aux usines de traitement des eaux de Pennsylvanie ont mené au passage, en juin 2010, à une réglementation prévoyant de limiter le niveau de matières dissoutes totales, ou MDT, dans les eaux usées de l'industrie du gaz de schiste traitées et évacuées. À l'époque, John Hangar, secrétaire du Département de la protection de l'environnement, a indiqué que « la seule façon de protéger nos ressources en eau est de mettre en place de nouvelles normes pour le traitement des eaux usées de l'industrie du forage<sup>69</sup> ». M. Hangar a poursuivi en disant que les niveaux de MDT dans les eaux usées issues des activités de fracturation avaient causé des dégâts à l'équipement d'autres industries, mené à la publication d'avis sur l'eau potable et causé au moins un épisode de mortalité massive de poissons dans un ruisseau local.

En juin 2010, M. Hangar a été interviewé dans une émission diffusée à la radio publique nationale et a parlé en mots peu flatteurs d'une industrie dont les activités avaient causé la contamination de puits d'eau par la migration du gaz dans le sous-sol, des déversements de produits chimiques et d'eaux usées mal contrôlés dans les ruisseaux et rivières et la surcharge des usines de traitement des eaux usées puis la pollution des rivières dans lesquelles les usines déversent ces eaux.

Tout cela, a expliqué M. Hangar, illustre le besoin de « renforcer la réglementation » visant une industrie qui devait « faire mieux qu'en ce moment ». « Ou, avait averti M. Hangar, le public va se rebeller. L'industrie est en train, selon moi, de perdre la confiance du public en raison de son incapacité à agir comme une industrie de classe mondiale. Au bout du compte, le gouvernement joue un rôle essentiel. Il peut favoriser la création de cette culture de classe mondiale ou il peut l'empêcher. Mais nous ne pouvons pas la créer. Il faut que cela vienne de la haute direction et que ça se rende jusqu'aux employés au puits, qui sont d'ailleurs les seuls qui sont présents sur le site 24 heures sur 24, 7 jours sur 7<sup>70</sup>. »

Le Texas, l'Oklahoma, New York, l'Iowa, la Virginie, l'Arkansas et le Tennessee ne sont pas aux prises avec le même problème que la Pennsylvanie puisqu'ils interdisent le déversement dans les ruisseaux des eaux usées issues du forage<sup>71</sup>. Dans ces États, l'injection des eaux usées dans des puits d'injection très profonds ou leur traitement jusqu'à une qualité assez élevée pour qu'elles soient réutilisées à des fins de fracturation sont parmi les seules options.

Comparativement, au Canada, bien que des records de fracturation hydraulique soient battus dans le bassin de Horn River (Colombie-Britannique), aucun membre important des gouvernements provinciaux ou fédéraux n'a osé reprendre en public les critiques formulées par M. Hangar à propos de l'industrie. Quelques facteurs l'expliquent peut-être. Au Canada, la production de gaz de schiste n'en est qu'à ses premiers pas. Comme la population relativement peu élevée de ce vaste pays est largement concentrée le long de la frontière américaine, la production du gaz de schiste a lieu dans des endroits somme toute éloignés des grands centres urbains et politiques. Ainsi, les conflits entre les propriétaires fonciers, les municipalités et les sociétés de fracturation sont bien moins nombreux et fort peu médiatisés comparativement aux nombreux conflits ayant lieu aux États-Unis (cependant, un de ces conflits, dans une zone de production intensive de gaz naturel dans le Nord de la Colombie-Britannique, où de très longs puits horizontaux sont fréquemment fracturés, a fait les manchettes internationales et a forcé une des plus importantes enquêtes policières de l'histoire du Canada après six attentats à la bombe sur des pipelines<sup>72</sup>).

Sur un continent où la production d'énergie à forte consommation d'eau génère d'importantes quantités de gaz naturel, de pétrole et d'hydroélectricité dans diverses régions du Canada et des États-Unis, les modifications à la réglementation en vigueur dans un pays pourraient très bien influencer la réglementation du pays voisin. De plus, le Canada et les États-Unis partagent une grande quantité de lacs, de rivières, de ruisseaux et d'aquifères le long d'une très vaste frontière commune et de nombreuses sociétés du secteur de l'énergie sont actives dans les deux pays. Si les ressources en eau doivent être protégées en raison de l'expansion de la production du gaz de schiste, quelles sont les modifications que nous devons apporter à la réglementation dès aujourd'hui?

## **9. La réglementation du gaz de schiste et l'allocation de l'eau au Canada**

**B**ien qu'à l'heure actuelle l'industrie canadienne du gaz de schiste ne soit bien développée qu'en Colombie-Britannique, l'Office national de l'énergie du Canada estime que le pays pourrait produire d'importants volumes de gaz de schiste dans les années à venir et que les formations de schiste du pays abritent environ 1 000 billions de pieds cube de gaz – dont seulement 20 % pourraient potentiellement être extraits – une quantité qui « pourrait permettre au Canada de répondre à ses propres besoins en gaz naturel pendant une bonne partie du siècle<sup>73</sup>. » Tout en reconnaissant qu'il existe quelques questions sur le plan environnemental en ce qui concerne les opérations de

fracturation qui « peuvent nécessiter un apport d'eau considérable », l'Office minimise cependant ces inquiétudes.

Ce chapitre est un survol de la manière dont l'allocation de l'eau est gérée en Colombie-Britannique et ailleurs au pays – en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Saskatchewan et en Alberta – où le développement des gisements de gaz de schiste n'en est qu'à ses premiers pas.

### **Colombie-Britannique**

En Colombie-Britannique, la Commission du pétrole et du gaz (CPG) établit la réglementation à laquelle doit se soumettre l'industrie des combustibles fossiles. Fondée vers la fin des années 1990 afin de favoriser l'expansion de l'exploration et du développement des ressources pétrolières et gazières de la province, la CPG est décrite comme un « guichet unique » pour les examens et les approbations réglementaires des projets de l'industrie de l'énergie<sup>74</sup>. À la suite de la création de la CPG, le gouvernement provincial a transféré, du ministère de l'Environnement à la CPG, la responsabilité d'émettre les autorisations d'utilisation de l'eau de courte durée. En raison de ce changement, le secteur de l'énergie est devenu la seule industrie de la province comptant sur son propre organisme de réglementation pour obtenir l'autorisation d'utiliser l'eau.

En Colombie-Britannique, les permis d'utilisation de l'eau à court terme s'appliquent uniquement aux eaux de surface. La province est la seule des provinces ou territoires du Canada qui n'établit pas de règlements et n'accorde pas de licences concernant le prélèvement des eaux souterraines. L'utilisation à long terme des eaux de surface – y compris pour le secteur de l'énergie – se fait sous licence. Le ministère de l'Environnement conserve la responsabilité de revoir, rejeter, autoriser et émettre sous conditions ces licences.

En date de la mi-2010, le ministère de l'Environnement a indiqué qu'il avait reçu un certain nombre de demandes de licences d'utilisation de l'eau venant de sociétés du domaine de l'énergie qui désiraient dévier l'eau de réservoirs, lacs, rivières et ruisseaux aux fins de fracturation hydraulique. Vu le manque de connaissances concernant certains des plans d'eau les plus éloignés visés par ces demandes, le ministère a indiqué qu'il imposerait probablement des échéances sur les nouvelles licences, et qu'il songeait les limiter à cinq ans<sup>75</sup>.

Les sociétés du domaine de l'énergie menant des opérations de fracturation ont indiqué au ministère de l'Environnement qu'elles comptaient utiliser leurs licences pour prélever de grandes quantités d'eau. Talisman Energy, société également active dans les basses terres du Saint-Laurent, au Québec, a proposé de dévier 2,2 millions de mètres cubes d'eau par année, de façon « permanente », du plus grand plan d'eau artificiel de Colombie-Britannique, le réservoir Williston. Cette proposition envisageait la construction d'un pipeline reliant le réservoir et le thème gazier de la société dans le bassin de Montney<sup>76</sup>.

La CPG ne publie pas de liste des permis d'utilisation de l'eau actifs ou accordés, comme c'est le cas dans bon nombre de provinces où les ressources de gaz de schiste pourraient



bientôt être exploitées. En août 2010, la CPG a cependant publié un rapport sur l'utilisation de l'eau dans les secteurs pétrolier et gazier. Ce document a été rédigé dans le but avoué de se pencher sur la demande « accrue » en eau en raison des activités de fracturation<sup>77</sup>. Tout en reconnaissant que de plus grandes quantités d'eau seraient utilisées, l'organisme de réglementation provincial a cependant choisi, à plusieurs reprises dans le document, de minimiser l'importance des demandes en eau de l'industrie et de ses effets sur l'environnement, reprenant par ailleurs dans sa conclusion plusieurs des arguments auparavant avancés par l'Association canadienne des producteurs pétroliers<sup>78</sup>. Par exemple, le rapport mentionne que l'utilisation de l'eau dans l'industrie des pâtes et papiers en Colombie-Britannique est 17 fois plus importante que celle des sociétés d'exploitation du gaz naturel<sup>79</sup>. Aussi, la CPG a indiqué qu'« un coup d'œil préliminaire » sur l'utilisation de l'eau par les sociétés du domaine de l'énergie présentes dans le bassin de Horn River avait permis de conclure en 2009 que ces sociétés utilisaient « moins de cinq pour cent » des quantités qu'elles pouvaient utiliser en vertu des permis et licences accordés.

Il est cependant difficile de bien saisir la portée de cette observation. Le rapport de la CPG ne fournit aucun total concernant les volumes d'eau assignés dans le bassin de Horn River comparativement aux volumes utilisés. Par ailleurs, il n'indiquait pas non plus le niveau d'intensité des activités des sociétés du domaine de l'énergie dans la région en 2009 – une omission qui pourrait être due au fait qu'en 2009, les activités des sociétés en question ne représentaient qu'une fraction de ce qu'elles devraient devenir à mesure que cette zone gazière sera exploitée.

Dans le cadre de nos recherches en vue de la rédaction du présent rapport et dans l'objectif de mieux comprendre l'étendue des diverses autorisations d'utilisation de l'eau dans la province canadienne chef de file de l'exploitation du gaz de schiste, de nombreuses demandes d'information ont été soumises à la CPG, ce qui nous a permis d'établir une liste de tous les permis d'utilisation de l'eau à court terme actuellement actifs. Cette liste constitue le tout premier aperçu de ce qui pourrait voir le jour dans des régions plus peuplées, comme le corridor Montréal-Québec. Les renseignements obtenus démontrent qu'en date d'avril 2010, en vertu des permis accordés par la CPG, les sociétés détentrices de permis d'utilisation de l'eau pouvaient prélever de l'eau à partir d'au moins 540 endroits dans des ruisseaux, des rivières et des lacs du nord-est de la Colombie-Britannique. Une fois combinés, les permis (dont l'échéance est de douze mois) autorisaient le prélèvement quotidien d'un maximum de 274 956 mètres cubes ou 60 481 864 gallons impériaux d'eau. En comparaison, la consommation domestique et commerciale d'eau dans la grande région de Victoria, qui compte environ 336 000 habitants, est en moyenne de 134 282 mètres cubes par jour, ou 55 pour cent de la consommation d'eau de l'industrie du gaz naturel en Colombie-Britannique.

Les renseignements fournis par la CPG démontrent que certaines sociétés détiennent un seul permis d'utilisation de l'eau leur accordant le droit de prélever de l'eau à partir de nombreux emplacements sur divers plans d'eau. Penn West Petroleum Ltd., par exemple, détenait un permis l'autorisant à prélever de l'eau à partir de 57 emplacements différents situés sur divers ruisseaux et lacs, pour une limite quotidienne maximale de 12 975 mètres cubes d'eau, soit l'équivalent de plus de cinq piscines olympiques. Aussi, un seul

permis autorisait Encana à prélever de l'eau à partir de 71 emplacements pour un maximum quotidien de 16 117 mètres cubes d'eau, ou six piscines olympiques et demie. Il est impossible de dire si ces sociétés prélèvent de telles quantités d'eau et en combien de temps, mais les sociétés détenant de tels permis doivent tenir des registres détaillés de leur consommation d'eau et sont tenues de communiquer ces renseignements si la CPG l'exige.

Dans environ un quart des cas, les droits accordés concernent des lacs et des ruisseaux « non identifiés » à partir desquels les sociétés peuvent prélever de l'eau aux fins de leurs opérations de fracturation ou d'autres activités reliées au domaine de l'énergie.

Généralement, ces permis sont émis sous certaines conditions. Par exemple, le permis accordé le 1<sup>er</sup> avril 2010 à Encana en vue du prélèvement d'eau à partir de deux plans d'eau du secteur du lac Two Island lui accorde une limite quotidienne de 9 360 mètres cubes d'eau jusqu'à un volume total de 200 000 mètres cubes. De plus, le prélèvement doit être interrompu si le niveau du lac baisse de 0,10 mètre. La société est tenue de maintenir un « registre précis » de ses activités de prélèvement et de remettre ce registre à la CPG sur demande<sup>80</sup>. Fait intéressant, la vérification des volumes d'eau assignés comparativement aux volumes d'eau utilisés au lac Two Island par Encana et Apache indique qu'en 2009 et au début de 2010, la totalité des volumes assignés aux deux sociétés était utilisée, ce qui signifie que si le niveau global d'utilisation de l'eau par l'industrie dans le bassin de Horn River est bien de moins de cinq pour cent, comme le prétend la CPG, les autres sociétés actives dans la région ne devraient utiliser aucun des mètres cubes de l'eau qui leur sont assignés en vertu des permis accordés par l'organisme de réglementation.

Même si la Colombie-Britannique ne possède pas de réglementation détaillée concernant le prélèvement des eaux souterraines, la CPG exige des sociétés qui utilisent les eaux souterraines dans leurs activités de fracturation et à d'autres fins de lui rendre compte des quantités utilisées<sup>81</sup>.

Un puits de la région du lac Two Island, qui devait entrer en production en août 2010, prélèvera jusqu'à 16 000 mètres cubes d'eau de la formation Debolt, aquifère situé à 900 mètres de profondeur<sup>82</sup>. L'eau hautement saline, qui selon un dirigeant d'Apache Canada « fait passer l'eau de l'océan pour de l'eau douce », passera ensuite dans une usine de traitement des eaux qui en éliminera les gaz, notamment le sulfure d'hydrogène, toxique et potentiellement mortel, avant d'être utilisée dans les opérations de fracturation. Encana estime que l'usine de traitement pourra fournir assez d'eau pour effectuer quatre fracturations par jour, ce qui en fera la « principale », mais pas la seule, source d'eau utilisée dans les fracturations de puits de la région<sup>83</sup>. On ne connaît pas encore les effets d'une telle utilisation de l'eau sur les aquifères profonds.

L'approche principale de la CPG dans la réglementation de l'utilisation de l'eau est de limiter le prélèvement quotidien et total. L'organisme exige aussi des sociétés qu'elles « tiennent des registres précis de toutes leurs activités de prélèvement jusqu'au terme du permis accordé » et qu'elles lui remettent ces registres sur demande<sup>84</sup>. Aussi, comme autre outil de réglementation, la CPG a indiqué en juin 2010 qu'elle « envisage exiger la

soumission automatique par l'industrie » des volumes d'eau utilisés<sup>85</sup>. En théorie, cela permettrait de comparer les volumes d'eau utilisés dans les activités de fracturation où le prélèvement est spécifique au site.

Cependant, comme en font foi les récentes activités de prélèvement ayant eu lieu au lac Two Island, la rigueur avec laquelle la CPG veille à assurer la conformité aux permis d'utilisation de l'eau indique un certain laisser-aller (voir : *La plus grande fracturation du monde : quelle quantité d'eau a été prélevée du lac?*)

---

### ***La plus grande fracturation du monde : quelle quantité d'eau a été prélevée du lac?***

*Le lac Two Island, petit lac situé à quatre heures et demie de route au nord-ouest de Fort Nelson (Colombie-Britannique), a servi de source principale d'eau pour ce qu'il est convenu d'appeler « la plus grande fracturation hydraulique du monde ». Les permis nécessaires pour prélever de l'eau du petit lac ont été accordés par la Commission du pétrole et du gaz aux deux sociétés qui travaillaient en collaboration dans la région : Encana Corporation et Apache Canada.*

*Le 22 mars 2010, alors que les opérations de fracturation étaient déjà bien avancées, Apache a reçu un permis d'utilisation de l'eau modifié qui lui permettait de prélever un « maximum » de 200 000 mètres cubes d'eau du lac<sup>86</sup>. Dix jours plus tard, Apache a obtenu un permis modifié qui lui octroyait une augmentation de 50 % des volumes d'eau prélevés, pour un total de 300 000 mètres cube<sup>87</sup>.*

*Le 15 avril, selon la CPG, Apache a « cessé » le prélèvement après que le niveau d'eau du lac Two Island soit arrivé à près de 15 centimètres – le maximum permis<sup>88</sup>.*

*En réponse à une demande d'information concernant les volumes d'eau prélevés au lac Two Island, la CPG a expliqué en juin 2010 qu'elle attendait un rapport « révisé » de la part d'Apache. Les raisons pour lesquelles la révision du rapport était nécessaire ne sont pas claires, mais une entreprise embauchée par Apache pour rédiger un rapport sur l'utilisation de l'eau du lac Two Island avait déjà publié le fruit de son travail, en date du 20 mai. Dans ce rapport, la société a indiqué que l'eau utilisée par Apache totalisait exactement 200 000 mètres cubes et que la société « se conformait » donc aux dispositions prévues dans son permis<sup>89</sup>.*

*Difficile de dire pourquoi un rapport rédigé plus d'un mois après que le prélèvement d'eau ait cessé a dû être révisé pour tenir compte de nouvelles données – à moins que certains problèmes notés à la station de pompage exploitée par Encana et Apache au lac Two Island n'aient un rapport avec le sujet. Lors d'une visite à la station de pompage au début de juin 2010, à laquelle participaient des membres de trois agences gouvernementales provinciales – la CPG, le ministère de l'Environnement et le ministère*

de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières – ainsi que des membres de la Première nation de Fort Nelson (le lac Two Island est situé sur son territoire ancestral) et des dirigeants d'Encana, on a remarqué que l'eau pouvait être déviée pour éviter les appareils de mesure<sup>90</sup>.

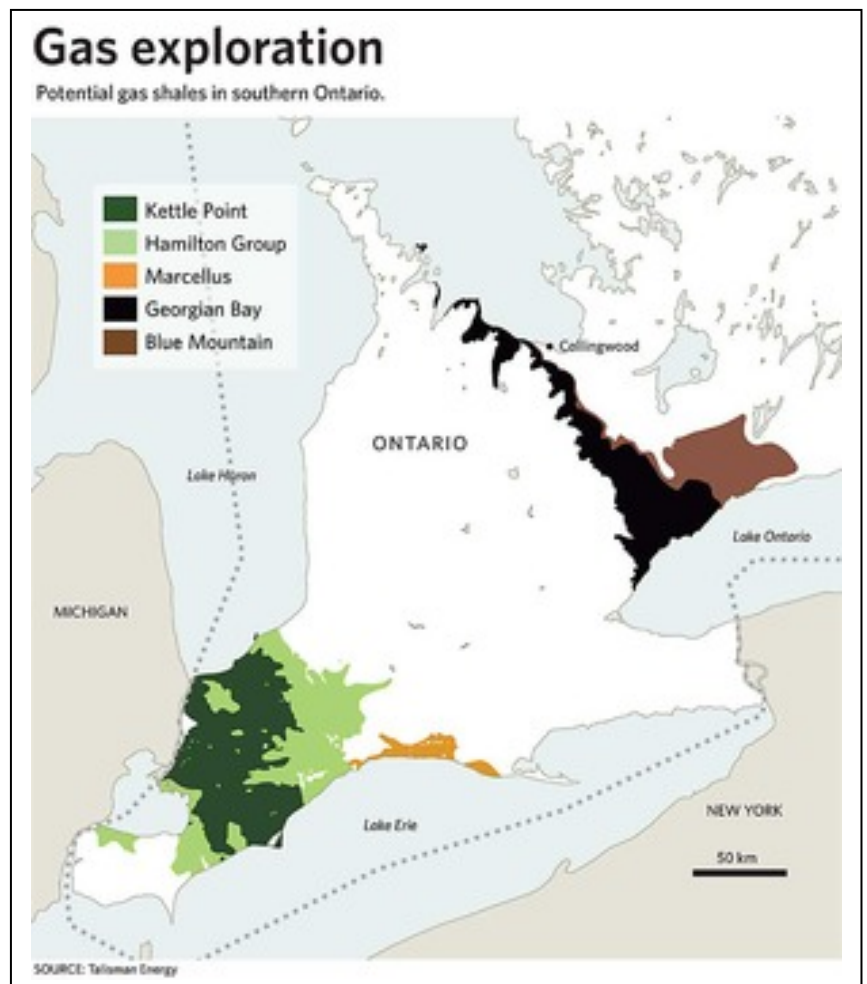
## Ontario

Bien que l'ONE ne présente pas l'Ontario comme une région où la production de gaz de schiste sera importante, une ruée vers les richesses en gaz de schiste de la province la plus peuplée du Canada a déjà commencé. Mooncor Oil & Gas Corp., de Calgary, a déjà conclu des ententes avec des propriétaires fonciers couvrant 9 200 hectares dans les comtés de Lambton et Kent dans le sud-ouest de la province<sup>91</sup>.

Bien que les ressources en gaz de schiste de l'Ontario n'aient pas encore fait l'objet d'une exploration significative, le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario et la Commission géologique du Canada ont indiqué conjointement en 2008 que l'Ontario possédait un « grand potentiel » en matière de gaz des schistes Kettle Point, Marcellus et Collingwood – que l'on retrouve tous dans le sud-ouest de la province<sup>92</sup>. Des acquisitions de terres additionnelles dans le nord du Michigan, État voisin, laissent transparaître ce potentiel. À l'été 2010, Encana Corporation avait obtenu les droits sur 100 000 hectares de terres dans les territoires recouvrant le schiste de Collingwood<sup>93</sup>.

Puisque la quasi-totalité des terres recouvrant les formations de gaz de schiste de l'Ontario sont privées, les sociétés désirant faire de l'exploration en vue de la production de gaz doivent conclure des conventions de bail avec les propriétaires fonciers. En tant que principal organisme de réglementation des activités des secteurs pétroliers et

Figure 9 : Schistes gazéifères potentiels dans le sud de l'Ontario



Source: URL : <http://www.sqwalk.com/q/alberta-firm-eyes-ontarios-untapped-schiste-gas>

gaziers de la province, le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario n'approuve pas de telles conventions. Par contre, toutes les conventions concernant des terres publiques doivent être approuvées par le ministère.

En date du mois d'août 2010, un seul puits d'exploration de gaz naturel avait été foré dans toute la province. Pour forer un puits, il faut obtenir un permis du ministère. Le ministère analyse également les demandes de forage. Ainsi, il décide si le forage risque ou non d'avoir des effets sur les aquifères d'eau douce, et si les licences doivent être approuvées sous condition ou rejetées.

Terry Webster, géologue en chef au Centre des ressources en pétrole du ministère des Richesses naturelles, a laissé entendre que de telles évaluations peuvent être difficiles. Les formations de schiste de l'Ontario ne sont pas profondes, et sont donc situées plus près des aquifères d'eau douce. Comme elles sont peu profondes, elle se retrouvent également sous une moins grande pression que les formations situées plus profondément et sont donc susceptibles de renfermer moins de gaz. « Y a-t-il assez de gaz pour que la production soit viable économiquement?, a questionné M. Webster. Peut-il être extrait sans aucun effet sur les eaux souterraines utilisées par la population?<sup>94</sup> »Ce sont là des questions primordiales.

Le ministère des Richesses naturelles devrait donner son autorisation pour l'utilisation de toute eau servant dans un puits de gaz fracturé. En Ontario, selon la Loi sur les ressources en eau et la réglementation en vigueur, toute personne utilisant plus de 50 mètres cubes d'eau par jour doit détenir un permis du ministère de l'Environnement. Vu les grandes quantités d'eau utilisées dans les opérations de fracturation, une telle autorisation, appelée « permis de prélèvement d'eau », serait obligatoire. À ce jour, aucune demande d'utilisation d'eau en vue d'activités de fracturation n'a été déposée en Ontario.

### ***Québec et Nouveau-Brunswick***

Au Québec, les sociétés du domaine de l'énergie ont obtenu plus de 400 permis d'exploration et convention de bail en vue de l'extraction du gaz de schiste d'une formation nommée schiste d'Utica, qui se trouve sous une grande partie des basses terres au sud du fleuve Saint-Laurent entre Montréal et Québec<sup>95</sup>.

Au Nouveau-Brunswick, le gouvernement provincial a récemment accordé son plus important permis à ce jour pour l'exploration du pétrole et du gaz – plus d'un million d'hectares – à Southwestern Energy, une société du Texas. La société a indiqué qu'elle investirait 47 millions de dollars au cours des trois prochaines années dans l'exploration du gaz de schiste dans deux régions, soit une vaste zone s'étalant du détroit de Northumberland, près de Richibouctou, au-delà de Fredericton, et une autre dans le sud-est près de Cocagne. Pendant ce temps, Apache Canada évalue les formations de schiste dans la région d'Elgin<sup>96</sup>.

Dans les deux provinces, les ministères de l'Environnement émettent les permis d'utilisation de l'eau. Cela comprend tant les permis pour les eaux de surface que ceux pour les eaux souterraines. Au Québec, un seuil a été imposé pour les permis de prélèvement des eaux souterraines. Toute proposition prévoyant le prélèvement de 75

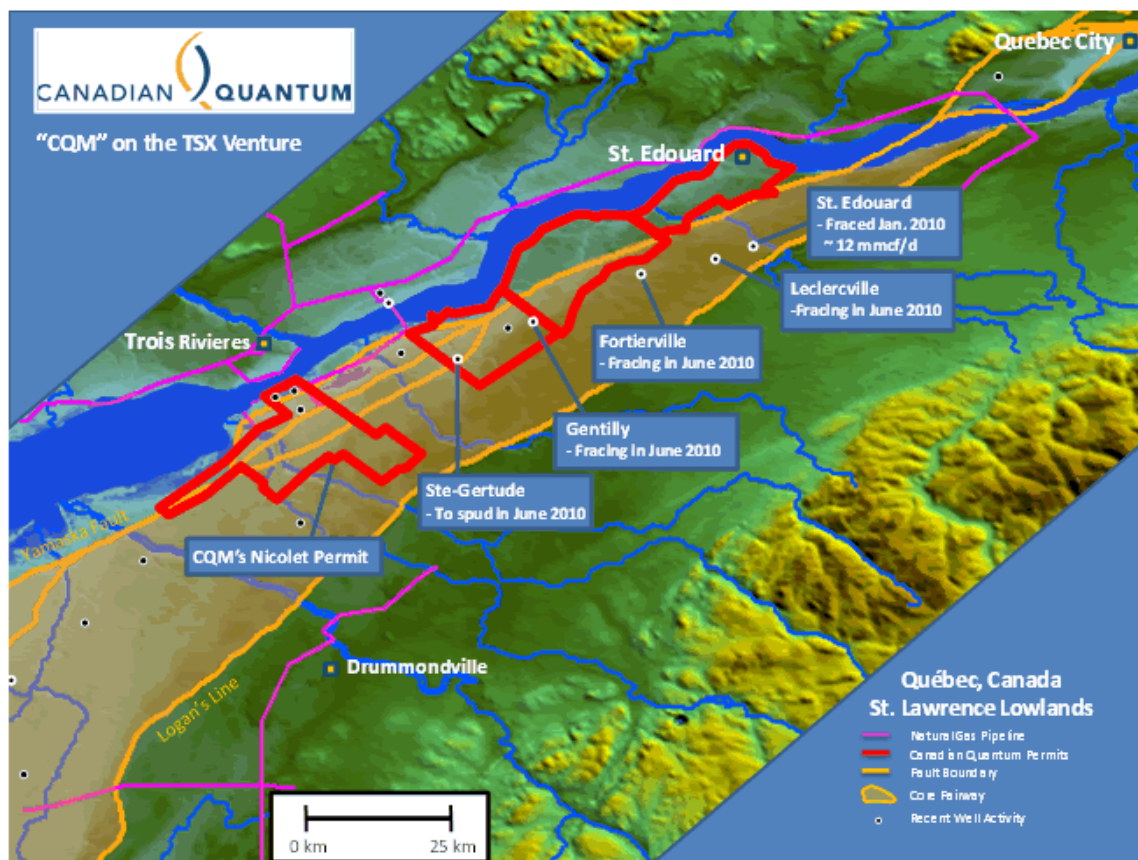
mètres cubes d'eau ou plus par jour nécessite un permis du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Le ministère est également responsable de l'émission des permis pour l'évacuation des eaux usées et pour le torchage du gaz naturel.

On note un grand intérêt de l'industrie envers le développement des réserves de gaz de schiste de la province – l'industrie estime qu'il pourrait y avoir jusqu'à 25 billions de pieds cube de gaz exploitable dans la partie du schiste d'Utica présente au Québec<sup>97</sup>. Vers la fin du mois d'août 2010, la ministre des Ressources naturelles et de la Faune du Québec, Nathalie Normandeau, et le ministre de l'Environnement de la province, Pierre Arcand, ont annoncé que le gouvernement provincial tiendrait une série de consultations publiques pour répondre aux inquiétudes de la population concernant l'industrie du gaz de schiste dans le cadre de ce qui a été décrit par le *Globe and Mail* comme « un programme agressif d'analyses environnementales et de révisions de la législation qui pourrait ouvrir la voie à une nouvelle industrie du gaz naturel » dans la province<sup>98</sup>. « Nous avons la responsabilité d'exploiter une telle richesse potentielle », a expliqué Mme Normandeau lors d'une conférence de presse lors de laquelle une dizaine d'opposants ont tenté de chahuter la ministre, « mais nous mettront l'accent sur l'environnement et l'acceptation sociale de tout développement<sup>99</sup>. »

Plus tôt, Mme Normandeau avait sommairement rejeté les inquiétudes des membres des communautés situées à proximité des sites proposés pour le développement futur du gaz de schiste. Après que le conseil municipal de Saint-Marc-sur-Richelieu, près de Montréal, ait fait adopter une motion en mai 2010 s'opposant à tout développement du gaz de schiste sur son territoire jusqu'à ce que le gouvernement provincial puisse faire la preuve que les puits de gaz de schiste ne représentent aucun danger pour l'environnement, la ministre Normandeau a répondu : « Les gens se demandent si le forage endommage la nappe phréatique. La réponse est non. Les produits utilisés dans le forage polluent-ils? La réponse est non<sup>100</sup>. »

Le 27 septembre 2010, à la suite d'une évaluation environnementale, la province de Québec a annoncé un moratoire sur l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz dans l'estuaire du Saint-Laurent, de l'île d'Orléans à l'île d'Anticosti, évoquant la nature « complexe et fragile » du milieu et la dépendance des communautés côtières au tourisme et à la pêche commerciale. Les partis d'opposition ont continué de demander un moratoire sur toute exploitation de pétrole et de gaz dans la province en attendant la réalisation des évaluations environnementales pertinentes<sup>101</sup>.

Figure 10 : Forage des formations de schiste du Québec



Source : The Market Oracle. R.-U. *The Utica Schiste Natural Gas Play Revisited*. 28 juin 2010.

Au Nouveau-Brunswick, comme au Québec, c'est au ministère de l'Environnement que revient la tâche d'assigner les droits d'utilisation de l'eau. Toute proposition d'utiliser plus de 50 mètres cubes d'eau par jour – qu'il s'agisse d'eaux de surface ou d'eaux souterraines – implique une étude d'impact environnemental (EIE) en vertu de la Loi sur l'assainissement de l'environnement. Dans le cadre d'une EIE, une société qui propose de faire d'importants prélèvements d'eau doit entreprendre une consultation publique (historiquement, de telles propositions ont toujours concerné des eaux souterraines et non des sources de surface). Le ministère peut exiger que le processus de consultation publique comprenne des assemblées ou des audiences publiques. Que les audiences publiques aient lieu ou non, les promoteurs du projet doivent faire la synthèse de tous les commentaires du public et expliquer comment ils répondront aux inquiétudes de la population.

Si un certificat de décision, ou une autorisation à utiliser l'eau, est accordé, le ministère de l'Environnement établit habituellement un seuil déterminant le « taux durable de pompage maximal quotidien », qui pourrait être restreint en établissant des heures durant lesquelles le pompage est autorisé et pourrait aussi comprendre des limites sur les quantités d'eau pouvant être prélevées d'une source<sup>102</sup>. Toutes les entités – services



publics ou sociétés privées – sont assujetties au seuil de 50 mètres cubes d'eau et la réglementation s'applique à toutes les terres de la province, publiques ou privées.

Le Nouveau-Brunswick a également une autre façon de contrôler l'utilisation de l'eau : les autorisations de construction. Les activités prévoyant le pompage d'eaux souterraines nécessitent une autorisation du ministère. De telles autorisations nécessiteraient plus que probablement d'indiquer la source de l'eau utilisée et quels produits chimiques y seraient ajoutés avant la fracturation. Les propositions prévoyant le traitement des eaux usées ou produites sur les lieux d'une future opération de fracturation au Nouveau-Brunswick déclencheraient également une EIE.

Malgré la réglementation, les sociétés intéressées au développement du gaz de schiste de la province peuvent contourner les vérifications faites par le ministère en achetant de l'eau d'une entité existante qui détient une source d'approvisionnement sous licence comme, par exemple, une municipalité. Un tel cas s'est produit en Colombie-Britannique, où des sociétés ont acquis de l'eau de municipalités et de propriétaires fonciers – les volumes d'eau qui ne sont pas comptés dans les volumes utilisés par l'industrie sont consignés par la CPG. Dans les recherches effectuées en vue de la préparation de ce document, nous avons obtenu la confirmation qu'Apache Canada a approché au moins une municipalité du Nouveau-Brunswick – Sussex – afin de savoir combien il en coûterait pour acheter de son eau<sup>103</sup>.

La décision du Québec et du Nouveau-Brunswick de scruter plus attentivement les projets de prélèvement d'eau d'une certaine envergure est un concept adopté par Environnement Canada, mais qui est rarement appliqué. En vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, une évaluation environnementale complète doit avoir lieu pour tout projet prévoyant le prélèvement annuel de 200 000 mètres cubes ou plus d'eaux souterraines<sup>104</sup>. Cependant, ces évaluations ne concernent que les terres de compétence fédérale comme, par exemple, les réserves des Premières nations.

### ***Saskatchewan***

En Saskatchewan, le gouvernement provincial a récemment dévoilé une série de mesures incitatives financières veillant à encourager le développement des ressources en gaz de schiste<sup>105</sup>. Dans ce cas-ci, tout comme au Québec et au Nouveau-Brunswick, il existe un organisme indépendant de l'organisme provincial de réglementation des domaines pétrolier et gazier (ministère de l'Énergie et des Ressources) qui assume la responsabilité d'assigner les droits d'utilisation de l'eau. La Commission des bassins hydrographiques de Saskatchewan attribue les droits tant pour les eaux de surface que pour les eaux souterraines. La seule exception à cette règle concerne l'eau étant un sous-produit des activités d'extraction de pétrole et de gaz. Si une entreprise fore pour chercher du pétrole ou du gaz et que de l'eau remonte dans le puits, cette eau n'est pas assujettie aux autorisations provinciales<sup>106</sup>.

En plus d'émettre les permis d'utilisation de l'eau, la Commission des bassins hydrographiques émet également les autorisations à construire et exploiter des installations qui prélèvent et utilisent de l'eau, un peu comme c'est le cas pour le ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick<sup>107</sup>.



## **Alberta**

En Alberta, les activités de fracturation sont bien établies, particulièrement dans les formations « non conventionnelles » comme les filons de houille. La Commission géologique de l'Alberta indique que la production de méthane de houille continuera de croître et le gouvernement provincial estime que les autres sources de gaz non conventionnelles, particulièrement les formations de schiste, feront l'objet d'un développement plus soutenu.

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta estime que « la production du gaz de schiste en est à ses balbutiements » et que la production commerciale « ne commencera probablement pas » avant un certain temps. Cependant, le ministère ajoute que les ressources en gaz de schiste de la province « ont le potentiel » pour prendre beaucoup d'ampleur<sup>108</sup>. Sur un site Web consacré au gaz de schiste, le ministère de l'Énergie de l'Alberta fait remarquer que les puits de gaz de schiste font l'objet de fracturations, mais ne parle pas de l'eau requise dans ce processus. La seule mention sur l'eau concerne l'eau produite sur le site des puits de gaz en exploitation. L'eau « produite » est en fait l'eau qui remonte à la surface avec le gaz, et pas les importantes quantités d'eau de retour contaminée qui remonte dans le puits après les activités de fracturation<sup>109</sup>.

Si le développement du gaz de schiste devait connaître un essor important en Alberta, toute utilisation des eaux de surface ou des eaux souterraines potables nécessiterait une licence d'utilisation attribuée par le ministère de l'Environnement de l'Alberta. Dans le cas d'une utilisation des aquifères salins, il faudrait obtenir la permission du Conseil de conservation des ressources énergétiques.

Barry Robinson, avocat-conseil à l'interne de l'organisme Ecojustice, de Calgary, explique que les détenteurs de licences d'utilisation de l'eau doivent habituellement rapporter les volumes d'eau prélevés, bien que ce ne soit pas tous les prélèvements qui soient mesurés. On peut obtenir les données relatives à certains prélèvements précis auprès du ministère de l'Environnement de l'Alberta, mais il se pourrait qu'une demande officielle en vertu de la Loi sur l'accès à l'information et la protection de la vie privée soit nécessaire, explique M. Robinson. Quant aux renseignements sur les additifs et produits chimiques présents dans les fluides de fracturation, « les sociétés ne sont pas tenues par le ministère de l'Environnement de l'Alberta ou le Conseil de conservation des ressources énergétiques de dévoiler la nature des produits ou additifs chimiques » qu'elles pourraient utiliser, indique M. Robinson.

## **Canada**

La grande quantité de droits d'utilisation de l'eau accordée au secteur de l'énergie par l'organisme de réglementation est une des causes (mais absolument pas la seule) expliquant la préoccupation du public, explique Jim Bruce, qui a présidé le comité d'expert sur les eaux souterraines du Conseil des académies canadiennes de 2007 à 2009. « Au Canada, nous avons suivi une tendance inquiétante, tant sur la scène fédérale que sur la scène provinciale. Celle-ci visait à transférer les activités d'évaluation de l'eau et de l'environnement relatives aux projets liés à l'énergie des agences environnementales aux organismes de réglementation du secteur de l'énergie, dont l'objectif principal

semble être de favoriser l'essor de l'industrie de l'énergie », de dire M. Bruce, ancien sous-ministre adjoint à Environnement Canada et membre de divers organismes internationaux, dont le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat<sup>110</sup>.

Aucune province canadienne ne tient de registres à jour sur les prélèvements d'eau souterraine, ajoute M. Bruce, bien que les eaux souterraines puissent potentiellement devenir une source de plus en plus utilisée dans les fluides de fracturation. Pendant ce temps, l'accroissement de l'utilisation des eaux de surface dans les opérations de fracturation prépare la table pour un rapide abaissement du niveau d'eau des lacs, rivières et ruisseaux dans les territoires des Premières nations, « où la protection des écosystèmes aquatiques revêt souvent une importante capitale. »

Afin d'éviter que le Canada ne devienne le « Far Ouest des opérations de fracturation », poursuit M. Bruce, il est primordial que « toutes les autorités législatives confient la réglementation en matière de volumes et de qualité d'eau aux agences environnementales ou spécialisées dans l'eau qui assurent la protection de l'eau en vue de sa consommation par l'humain ou à d'autres fins. »

## **10. Supervision et suivi des activités de fracturation et d'élimination des eaux usées**

**P**our bien examiner le suivi actuel des activités de fracturation et d'élimination des eaux usées au Canada, il faut se pencher sur la situation en Colombie-Britannique, car c'est la province canadienne où le développement du gaz de schiste est de loin le plus avancé. La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique n'approuve pas les activités de fracturation comme telles, et ne possède aucune réglementation concernant directement la fracturation. La CPG exige cependant que les sociétés qui forent pour extraire du gaz naturel demandent et obtiennent une autorisation avant le forage et la fracturation. La Commission indique qu'elle peut aussi « limiter les activités de fracturation pour des raisons de sécurité ».

En date de mi-2010, la CPG n'exigeait pas que les sociétés réalisant des fracturations hydrauliques révèlent la nature des produits chimiques compris dans leurs fluides de fracturation, un sujet qui a largement alimenté les débats aux États-Unis. En réponse aux questions sur le sujet, la CPG a indiqué que de telles exigences entreraient en vigueur, sans toutefois préciser quand. La CPG a seulement expliqué que les modifications anticipées à la Loi sur les activités des domaines pétrolier et gazier prévoyaient « des rapports », incluant des rapports établissant des listes de fluides de fracturation.

En ce qui a trait aux eaux de retour qui refont surface après les opérations de fracturation, la CPG indique qu'« en moyenne, c'est environ 40 % de l'eau injectée qui demeure coincée dans la formation rocheuse » à la suite de stimulations de puits « et elle n'est pas récupérée ». Les 60 % d'eaux usées contaminées qui remontent à la surface le font dans les quatre mois suivant la fracturation. La Commission explique qu'une partie de l'eau –

généralement très riche en minéraux et en sel et pouvant être contaminée par des produits chimiques et des métaux lourds – peut être temporairement dirigée dans des fosses de stockage avant son élimination<sup>111</sup>.

Cependant, une question reste sans réponse. De quelle taille devra être la capacité de « stockage temporaire » à mesure que les activités de fracturation prennent de l'ampleur en Colombie-Britannique, et plus particulièrement dans des régions éloignées comme le bassin de Horn River? Si on estime que seulement la moitié des fluides contenant des produits chimiques issus de la fracturation record au lac Two Island est remontée à la surface, cela équivaut environ 445 000 mètres cubes d'eau de retour contaminée – soit assez pour recouvrir un terrain de soccer aux dimensions internationales de 15,6 mètres d'eaux usées.

Et ce n'est que le début, car les volumes d'eaux usées hautement toxiques vont nettement augmenter. « Ce que nous voyons maintenant dans la région de Horn River n'est qu'un projet pilote », explique Ken Campbell, hydrologue principal de Schlumberger Water Services à Calgary. « On pourrait éventuellement voir apparaître des centaines de puits là-bas. »<sup>112</sup>

En ce moment, la méthode de choix pour le « traitement » des eaux de retour de la région de Horn River consiste à les injecter profondément dans le sol, dans l'aquifère salin Debolt, situé sous les formations de schiste de Horn River. Le même aquifère représente également, selon des affirmations de la société et de la CPG, une des principales sources d'eau en vue des prochaines opérations de fracturation. Cependant, il est fort peu probable que cet aquifère puisse soutenir autant de pression, explique M. Campbell, faisant remarquer que bien que certaines zones de cet aquifère se prêtent bien au prélèvement en vue des opérations de fracturation et à l'injection des eaux usées, d'autres s'y prêtent moins bien ou sont carrément « impossibles » à utiliser à de telles fins<sup>113</sup>.

Lors d'une présentation faite en janvier au congrès sur le gaz de schiste, M. Campbell a indiqué que le traitement des eaux usées pourrait éventuellement devenir une nécessité. Il a fait remarquer qu'une société de Calgary, Aqua-Pure, a traité plus de deux millions de mètres cubes d'eau de retour issus de 50 opérations de fracturation différentes au Texas, soit en moyenne 40 000 mètres cubes d'eaux usées traitées par fracturation<sup>114</sup>.

Un tel traitement est cependant de petite envergure et devra être largement décuplé, si on se fie à l'ampleur des opérations de fracturation contemporaines. Dave Manz, vice-président d'Oasis Filter International Ltd. à Calgary, indique qu'il est « idiot » de croire que ces eaux usées puissent être traitées par les usines de traitement des municipalités canadiennes, compte tenu de l'éloignement de certaines zones gazières du pays et du fait que les usines ne sont pas du tout équipées pour traiter adéquatement ces eaux<sup>115</sup>. Il faudrait plutôt des usines de traitement industrielles, situées à proximité des endroits où se déroulent les activités de fracturation. « Cette eau est terriblement mauvaise, explique M. Manz, mais on peut sans aucun doute la traiter pour la ramener à un niveau qui nous permettrait de la réutiliser<sup>116</sup>. »

**Figure 11 : Supervision et suivi des activités de fracturation et d'élimination des eaux usées au Canada**

Province	Organisme attribuant les droits d'utilisation de l'eau	Publication de l'utilisation de l'eau?	Obligation de divulguer la nature des produits chimiques dans les fluides de fracturation?	Obligation d'établir la carte des eaux souterraines avant l'approbation des opérations de fracturation?
Colombie-Britannique	Organisme de réglementation du secteur de l'énergie	NON	NON*	NON
Alberta	Ministère de l'Environnement	NON	NON	NON
Saskatchewan	Ministère de l'Environnement	NON	?	NON
Ontario	Ministère de l'Environnement	NON	?	NON
Québec	Ministère de l'Environnement	NON	POSSIBLEMENT**	NON
Nouveau-Brunswick	Ministère de l'Environnement	NON	POSSIBLEMENT***	NON

\* La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique a fait savoir que la nouvelle réglementation pourrait exiger la divulgation de la nature des produits chimiques présents dans les fluides de fracturation.

\*\* En Ontario, il n'existe pas d'exigence claire obligeant les sociétés à divulguer la nature des produits chimiques. Cependant, si un traitement est fait sur un puits, il faut soumettre un rapport au ministère des Ressources naturelles comprenant des données sur la profondeur, le type de fluide de traitement information et la quantité d'agents de soutènement (sable, bille de verre, etc.) utilisée. Aussi, en vertu de la Loi sur les ressources en pétrole, en gaz et en sel, un inspecteur peut exiger un rapport contenant de telles données.

\*\*\* Le ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick indique que comme il lui incombe d'accorder les autorisations à construire, toute société voulant injecter de l'eau et des produits chimiques dans le sol dans le cadre d'opération de fracturation pourrait être obligée de divulguer la nature des produits chimiques utilisés.

Le traitement des eaux usées coûtera de l'argent, probablement de 10 \$ à 15 \$ le mètre cube. Ce coût doit cependant être comparé aux gains réalisés. Tout d'abord, grâce au traitement des eaux usées, l'industrie pourra récupérer la moitié de l'eau qu'elle utilise, ce qui lui fera économiser les coûts relatifs au prélèvement des mêmes volumes d'eau nouvelle. Ensuite, l'industrie économisera également les coûts liés au transport de l'eau par camion ou pipeline jusqu'au puits d'injection et à l'injection dans le sol. Finalement, comme l'explique M. Manz, cela permet de sauvegarder l'environnement – on réduit de moitié les prélèvements d'eau, qu'elle provienne d'eaux de surface, comme des rivières ou des lacs, ou d'aquifères.

## 11. États-Unis : une vague de réglementation?

**A**ux États-Unis, plusieurs initiatives de gouvernements d'États et du gouvernement fédéral indique que la réglementation relative à l'industrie du gaz de schiste va se développer, incluant la possibilité d'établir des zones « d'exclusion » ou à tout le moins des zones « plus difficiles d'accès », où les sociétés de gaz naturel devront se conformer à des normes plus rigoureuses avant de pouvoir forer des puits.

L'EPA a annoncé au début de 2010 qu'elle entretenait de « sérieuses réserves quant à savoir si le forage de puits dans le bassin hydrographique de la ville de New York correspondait à l'objectif de maintenir une source d'approvisionnement en eau non filtrée de haute qualité à long terme<sup>117</sup>. » Par ailleurs, en mars 2010, l'EPA a annoncé qu'elle mènerait une « étude approfondie » sur les potentiels effets néfastes de la fracturation hydraulique sur la qualité de l'eau et la santé publique<sup>118</sup>.

Une initiative qui a lieu dans l'État de New York risque d'avoir des effets nettement plus immédiats – et de créer un précédent en matière de zones d'exclusions. Vers la fin du mois d'avril 2010, le ministère de la Conservation de l'environnement de New York a annoncé qu'il imposerait des règles nettement plus strictes concernant le forage de puits de gaz dans deux bassins hydrographiques de l'État – les Catskills, qui fournissent de l'eau potable à 8,2 millions habitants de la ville de New York, et un bassin hydrographique de moindre envergure, Skaneateles Lake, qui fournit de l'eau à environ 200 000 habitants de la région de Syracuse<sup>119</sup>. Pendant des décennies, la ville de New York a maintenu de sévères politiques de protection des bassins hydrographiques qui lui ont permis d'éviter d'avoir à investir des milliards de dollars dans des installations de traitement des eaux. Les autorités de la ville de New York craignaient que la contamination causée par le forage et la fracturation hydraulique de puits de gaz de schiste ne force la ville à faire de tels investissements. On formule les mêmes craintes du côté de Syracuse relativement à la possible nécessité de construire des usines de traitement. Le ministère de la Conservation de l'environnement de New York a évité d'interdire carrément le forage de puits de gaz de schiste dans ces bassins hydrographiques, même si certains organismes de réglementation de la ville de New York l'exigeaient. Cependant, la nouvelle réglementation exige que les sociétés désirant forer des puits dans les bassins hydrographiques mènent une évaluation des impacts environnementaux pour chaque puits proposé.

Toujours en avril, Maurice Hinchey, de New York, démocrate et membre du Congrès, a demandé à la Commission du bassin du fleuve Delaware de mener une étude environnementale sur les impacts cumulatifs de l'extraction du gaz naturel sur le prélèvement d'eau. Sa requête découlait du grand nombre de demandes en vue du développement des ressources en gaz de schiste dans la vallée du haut Delaware qui, selon M. Hinchey, pourrait avoir des conséquences pour les 15 millions de personnes vivant dans le bassin. « Nous devons nous assurer que nous ne nous trompons pas », a expliqué M. Hinchey, en ajoutant que l'utilisation de l'eau par l'industrie du gaz naturel devait être analysée de façon « détaillée »<sup>120</sup>.

Un mois après la décision prise dans l'État de New York, le secrétaire américain à l'intérieur, Ken Salazar, a fait savoir à l'industrie qu'une meilleure planification serait désormais nécessaire pour pouvoir forer et faire de la fracturation hydraulique sur les terres fédérales. La nouvelle réglementation s'applique à toutes les terres fédérales et exige une planification plus détaillée – incluant un plus grand nombre de consultations publiques avant que les terres soient louées aux sociétés de pétrole et de gaz. Aussi, les nouvelles règles rendent plus difficile l'obtention d'« exclusions catégoriques » des analyses environnementales. Cette dernière décision découle de l'octroi de 77 permis de forage près des parcs nationaux Arches, Canyonlands et Dinosaur National Monument – des permis approuvés à la hâte, passant outre les processus de révision habituels durant les derniers jours de l'administration Bush et qui ont ensuite fait l'objet d'une poursuite fédérale<sup>121</sup>.

Un mois plus tard, en juin 2010, les commissaires de l'agence d'État chargée de la réglementation des projets de développement du pétrole et du gaz au Wyoming ont voté à l'unanimité pour contraindre les sociétés effectuant du forage et de la fracturation hydraulique à divulguer la nature des produits chimiques contenus dans leurs fluides de fracturation<sup>122</sup>. Ce faisant, le Wyoming est devenu un des premiers États américains à exiger la divulgation complète des produits.

Il semble que l'industrie du gaz de schiste se prépare déjà à une réglementation plus sévère. En octobre 2009, bien avant que l'EPA annonce la tenue de son étude, deux hauts dirigeants de sociétés – un de Chesapeake Energy et l'autre de Range Resources – ont annoncé leur soutien à la divulgation des produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique<sup>123</sup>. En janvier 2010, ils ont été rejoints par les présidents d'ExxonMobil et de XTO Energy, qui ont annoncé qu'ils « soutiendraient la divulgation » du contenu des mélanges chimiques utilisés dans leurs processus de fracturation, bien qu'ils soient opposés à une réglementation plus sévère de l'EPA<sup>124</sup>. Cette opposition à une réglementation plus sévère s'explique par la crainte de voir ces nouvelles règles faire augmenter les coûts.

Aux États-Unis, la Loi sur l'eau potable sécuritaire établit la réglementation pour toute l'eau qui sert ou pourrait servir d'eau de boisson, qu'elle soit en surface ou souterraine. Cette loi donne à l'EPA le pouvoir d'établir les normes minimales pour protéger l'eau potable et d'exiger que tous les propriétaires ou exploitants de systèmes publics d'eau se conforment aux normes d'hygiène relatives à l'eau. L'EPA a également le pouvoir d'établir les normes minimales pour assurer la protection des sources d'eau potable

souterraines contre la contamination, principalement par l'injection de fluides. Les autorités de l'État peuvent être ensuite chargées de faire appliquer les normes établies par l'EPA. Il faut voir si la révision de l'EPA mènera à des amendements à la Loi sur l'eau potable sécuritaire qui imposeraient des règles plus strictes à l'industrie du gaz de schiste.

Déjà, des projets de loi ont été déposés à la chambre des représentants et au Sénat pour supprimer ce qu'on appelle la « faille Halliburton » – une disposition de la Loi sur l'eau potable sécuritaire qui exempte l'industrie de la fracturation hydraulique de divulguer les produits chimiques utilisés dans la fracturation des formations de schiste<sup>125</sup>. C'est là peut-être un signe qu'une réglementation plus sévère de l'industrie est dans les plans tant du côté du gouvernement fédéral que des États.

Au Canada, la question est de savoir si une vague de réglementation semblable est envisageable alors que les activités de fracturation sont appelées à se répandre d'un océan à l'autre.

## **12. De l'eau, partout de l'eau? La méconnaissance des ressources en eau du Canada**

**A**u cours des dernières années, plusieurs rapports, incluant une analyse du Conseil des académies canadiennes datant de 2009, ont mis au jour la grave méconnaissance des ressources en eau du Canada.

Le rapport du Conseil sur la gestion durable des eaux souterraines indique que la dernière évaluation complète des ressources en eaux souterraines du Canada remontait à 1967. Bien qu'on déploie les efforts nécessaires, plus de quarante ans après, pour établir l'inventaire national des ressources – incluant un engagement envers le programme Cartographie des eaux souterraines de la commission géologique du Canada qui vise à évaluer 30 important aquifères régionaux, surtout dans le sud du pays – ce travail crucial évolue incroyablement lentement, selon le Conseil<sup>126</sup>. La même critique était formulée dans un rapport de février 2006 sur les eaux souterraines préparé pour la Bibliothèque du Parlement<sup>127</sup>.

Alfonso Rivera, hydrologue en chef de la commission géologique du Canada et gestionnaire du programme sur les eaux souterraine su secteur des sciences de la terre de Ressources naturelles Canada, reconnaît que l'inventaire initial des 30 premiers aquifères est loin d'être complet. À ce jour, on a complété l'inventaire de 12 des 30 aquifères initialement visés en vue d'une caractérisation et le financement fédéral obtenu en 2009 devrait permettre l'inventaire de sept autres aquifères d'ici 2014<sup>128</sup>. M. Rivera souligne que toutes les données recueillies durant les évaluations initiales seront remises aux autorités municipales et provinciales, car « au bout du compte, les provinces sont responsables de l'allocation et de la gestion des ressources en eaux souterraines. » Une carte de Ressources naturelles Canada illustrant les 30 principaux aquifères que le gouvernement fédéral voulait analyser en priorité indique que certains d'entre eux sont situés dans des zones desquelles on pourrait potentiellement extraire du gaz de schiste.

De nombreux autres aquifères ne faisant pas partie de la liste prioritaire se trouvent également dans des zones ciblées pour le développement du gaz de schiste.

**Figure 12 : Programme Cartographie des eaux souterraines de RNCan**



Source : RNCan. URL : [http://sst-ess.rncan-nrcan.gc.ca/gm-ces/index\\_f.php](http://sst-ess.rncan-nrcan.gc.ca/gm-ces/index_f.php)

Bien que Ressources naturelles Canada soit bien au fait des projets de développement du gaz de schiste et de leurs effets sur les eaux souterraines, cela ne l'incite pourtant pas à modifier son actuel travail d'inventaire. Selon M. Rivera, on s'attend à ce que les commissions géologiques provinciales fassent le travail, comme c'est le cas actuellement en Colombie-Britannique et en Alberta.

En plus de manifester ses inquiétudes quant à la lenteur du travail d'inventaire des eaux souterraines à l'échelle nationale, le Conseil des académies canadiennes a également souligné le « manque critique de données sur les quantités d'eau souterraine allouées, notamment à des fins municipales, industrielles et agricoles, sur les prélèvements réels d'eau souterraine, ainsi que sur les volumes d'eau restitués ou réutilisés. Sans



ces données, il est impossible de gérer efficacement les eaux souterraines, peu importe à quel niveau, et les organismes responsables devraient donc accorder une priorité élevée à l'obtention de telles données<sup>129</sup>. »

Le Conseil a également abordé le sujet du suivi des eaux de surface, pour la simple raison que ce qui se passe en surface influence la régénération des eaux souterraines situées près de la surface ou plus profondément. Le conseil a remarqué, entre autres, que le nombre de stations hydrométriques actives et suivies dans le pays avait décliné de 20 % au fil des 20 dernières années, passant à 3 600 en 1989 à 2 900 en 2009<sup>130</sup>.

Le Conseil canadien des ministres de l'environnement partage les inquiétudes du Conseil des académies canadiennes et a fait remarquer dans un communiqué de 2010 que la demande en eaux souterraines croît. Parmi les « pressions du développement », on retrouve, selon le Conseil, l'augmentation de l'utilisation d'eau dans les opérations de fracturation<sup>131</sup>.

Sachant cela, à quel point les organismes de réglementation comprennent-ils la nature des ressources en eaux souterraines présentes sous le bassin de Horn River, où on bat des records en forant les puits horizontaux les plus longs et les plus intensément fracturés de toute la planète?

On travaille actuellement à évaluer les eaux souterraines de la région. Cependant, comme on l'a relevé dans certaines publications, ce travail n'est encore qu'embryonnaire. En mars 2009, un regroupement de société du secteur de l'énergie nommé le groupe des producteurs du bassin de Horn River et Geoscience BC – qui se décrit comme une organisation de sciences appliquées de la Terre menée par l'industrie et axée sur l'industrie – ont annoncé la première phase d'une étude visant à caractériser les aquifères de la région. Cette étude vise à établir la « pertinence » de ces réservoirs dans le soutien de l'exploration et du développement du gaz de schiste. Le financement de base de cette initiative reposait sur une subvention de 5,7 millions de dollars \$ octroyée par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et sur 6 millions de dollars de dons venant de sociétés du secteur de l'énergie<sup>132</sup>.

Dans un rapport d'étape publié en 2010 à propos de l'étude, le besoin de mieux comprendre les ressources en eaux souterraines est clairement établi. Le rapport indique :

*Des milliers de puits seront forés afin de développer au maximum les ressources de gaz de schiste du bassin de Horn River. D'énormes volumes d'eau seront nécessaires pour la stimulation des réservoirs (fracturation) et on doit prévoir l'élimination sécuritaire de volumes tout aussi importants d'eaux usées. Les aquifères profonds, contenant de l'eau non potable et situés nettement plus profondément que la nappe phréatique et les puits domestiques, représentent des sources idéales pour puiser les volumes d'eau nécessaires. Les aquifères moins profonds, comme les remblayages de vallées associés à la glaciation du quaternaire, sont moins désirables, car la distance entre ceux-ci et les eaux de surface et les puits d'eau est moins grande<sup>133</sup>.*

Le rapport indique ensuite que bien que « de nombreux puits ont été forés dans les marges du bassin pour accéder à des réservoirs de gaz conventionnels, il existe relativement peu de puits dans le bassin comme tel, et de grandes étendues demeurent pratiquement non forées<sup>134</sup>.

Dans le même ordre d'idées, un rapport de 2009 du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources en pétrole de Colombie-Britannique rédigé par Elizabeth Johnson, hydrologue du ministère, indique que « le forage s'est rapidement accru » dans le bassin de Horn River et que « les connaissances géologiques sur la région demeurent très limitées, principalement en ce qui a trait au centre du bassin<sup>135</sup>. »

Il reste donc beaucoup de travail à faire afin de savoir quelles sont les quantités d'eaux souterraines disponibles pour l'industrie dans la zone gazière la plus active actuellement au Canada, sans compter qu'on ne sait pas comment le sous-sol va réagir à mesure que des volumes de plus en plus importants d'eau de retour contaminée issue des puits fracturés sont injectées dans les aquifères les plus profonds.

Les initiatives de recherche actuelles sont motivées par l'impression que l'on doit « rejeter » l'idée d'utiliser les rivières, ruisseaux et lacs de la région comme principale source d'eau pour l'industrie puisque les eaux de surface « ne sont probablement pas en mesure de soutenir une activité industrielle prolongée et que cela pose un problème environnemental<sup>136</sup>. » Cependant, l'idée voulant que toute l'eau nécessaire pour l'industrie sera puisée dans les aquifères profonds semble elle rejetée même par la première société à puiser dans l'aquifère salin très profond situé sous les formations de schiste du bassin de Horn River. Comme les représentants d'Encana l'ont expliqué durant une visite au lac Two Island, la société a l'intention d'utiliser tant les eaux de surface que les eaux souterraines pour répondre aux besoins de la fracturation hydraulique.

Cette affirmation illustre bien le grand besoin de bien comprendre toute la portée des pressions – et des effets – sur les ressources méconnues en eaux souterraines de la région. Une fois que nous aurons bien cerné et quantifié ces ressources en eaux souterraines, nous devons les protéger adéquatement, tout comme les eaux de surface, devant le développement de plus en plus soutenu des ressources de gaz de schiste.

### **13. Regard vers l'avenir : la réglementation de l'exploitation du gaz de schiste au Canada**

**B**ien que la « course » actuelle au gaz de schiste est censée accroître les réserves de gaz et les recettes du gouvernement, sa rapidité a mis à l'épreuve les capacités des organismes de réglementation. Tant au Canada qu'aux États-Unis, du gaz de schiste a migré d'installations de fracturation vers des aquifères et des sites de forage adjacents. L'industrie a utilisé gratuitement des milliards de gallons d'eau publique, bien souvent dans des régions pauvres en eau. Les déversements de produits chimiques et d'eaux usées ont entraîné la pollution de rivières et la mort de poissons dans les zones d'exploitation du gaz de schiste. Les organismes de réglementation ont aussi été pris de court par l'explosion des volumes d'eaux usées toxiques résultant des opérations de fracturation ainsi que par les problèmes posés par la migration du gaz vers des champs pétrolifères déjà exploités près des installations de fracturation du schiste.

À la demande de l'EPA, le Congrès des États-Unis et les gouvernements des États ont commencé à examiner de façon systématique les allégations selon lesquelles la fracturation hydraulique peut affecter l'approvisionnement en eau potable et la santé humaine. L'intensité énergétique de l'industrie et le taux d'épuisement rapide des puits font aussi l'objet d'un examen attentif. Au Canada, le gouvernement a mis de l'avant les avantages de la production de gaz de schiste tout en évitant soigneusement toute discussion sérieuse au sujet de ses coûts environnementaux considérables. Le mutisme de l'Office national de l'énergie, d'Environnement Canada et des organismes provinciaux de réglementation de l'énergie est troublant. Pourtant, dans des notes d'information préparées en août 2010 à l'intention du ministre des Ressources naturelles du Canada, Christian Paradis, il était clairement indiqué que l'exploitation agressive du gaz de schiste pouvait augmenter les émissions de CO<sub>2</sub>, détruire l'habitat de la faune et nécessiter la consommation d'énormes quantités d'eau douce<sup>137</sup>.

Le Canada doit tenir un débat national sur la réforme de la réglementation maintenant, avant que la révolution du gaz de schiste n'affecte davantage les bassins hydrographiques et les communautés rurales et urbaines du pays. La nouvelle réglementation devrait non seulement protéger les ressources en eaux souterraines et de surface, mais aussi prendre en compte les objectifs généraux de la politique énergétique. Elle devrait favoriser l'innovation et réduire le gaspillage par l'industrie. La protection des eaux souterraines et des autres ressources en eau nécessitera vraisemblablement une augmentation de l'investissement provincial et fédéral dans la recherche scientifique sur l'eau et dans la surveillance écologique. La réglementation doit également aborder les risques politiques, financiers et écologiques cumulatifs de la fracturation intensive du schiste dans des bassins critiques.

Dans la course au gaz de schiste, une puissante industrie de plusieurs milliards de dollars a exploité un cadre réglementaire fragmenté non encore au point. Néanmoins, même les personnes en faveur de l'exploitation du gaz de schiste reconnaissent la nécessité d'assurer une plus grande transparence et responsabilité envers le public. La réglementation ne doit pas nécessairement être onéreuse pour être proactive et efficace.

Selon un rapport de 2010 d'Encana destiné aux investisseurs, le coût moyen par opération de fracturation à Horn River avait diminué du sommet de 4,3 M\$ en 2007 à une moyenne de 540 000 \$ l'an dernier<sup>138</sup>. Kevin Smith, vice-président de l'exploration des gaz non conventionnels au Canada à Encana, a déclaré que l'entreprise disposait de 600 à 1 500 puits bruts dans le bassin de Horn River et d'environ 1,2 billion de pieds cubes de ressources et de réserves de gaz naturel. Si la situation économique d'Encana reflète celle de l'industrie, une partie des économies réalisées par la diminution des coûts d'exploitation pourrait facilement être réinvestie dans l'assurance de la conformité à une réglementation plus complète et rigoureuse qui permettra de protéger l'approvisionnement en eau et les communautés locales. Certains analystes ont indiqué que si l'industrie continuait de s'opposer à des mesures de réglementation, la profitabilité de ses entreprises pourrait en souffrir (voir la section *Mise en garde des avocats et des investisseurs potentiels contre l'augmentation de la responsabilité des actionnaires*).

---

### ***Mise en garde des avocats et des investisseurs potentiels contre l'augmentation de la responsabilité des actionnaires***

*Des membres du public, des responsables de la réglementation à l'échelle fédérale et des États et d'autres intervenants gouvernementaux ont soulevé la nécessité de resserrer la réglementation de l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis, et d'autres voix – y compris celles d'experts spécialisés dans le droit de l'environnement et la responsabilité de l'industrie et des actionnaires – se sont jointes aux leurs. Leurs avis pourraient contribuer à inciter les entreprises du secteur énergétique et les sociétés de services à adopter les pratiques demandées par un grand nombre de citoyens préoccupés et par leurs élus, notamment la divulgation complète des produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation.*

*En mai, Stephen Dvorkin et Jared Zola, spécialistes du droit en matière d'assurance et de responsabilité, ont publié un rapport dans lequel ils indiquent qu'il n'est pas difficile d'entrevoir des poursuites liées à la fracturation dans l'avenir<sup>139</sup>. Dvorkin parle en connaissance de cause : il a représenté des entreprises du secteur énergétique à titre d'avocat et il a été chef de la Direction générale d'exécution de la loi d'un bureau régional de l'EPA. Le rapport de Dvorkin et Zola laisse présager des problèmes importants pour l'industrie du gaz de schiste si des poursuites sont entreprises et que les assureurs tentent de se soustraire à leurs responsabilités de couverture.*

*Selon Dvorkin et Zola, tous les documents internes exposant les risques liés à la fracturation hydraulique seront invoqués par les assureurs qui espéreront se soustraire à leurs responsabilités de couverture, et les problèmes ne s'arrêteront pas là.*

*Les mises en garde de Dvorkin et de Zola concernant les problèmes potentiels d'assurance s'adressent à une industrie qui, dans les faits, commence à faire l'objet de poursuites, notamment d'une poursuite civile par 15 familles habitant à Dimock, en*

*Pennsylvanie. Ces familles prétendent que leur eau potable est devenue contaminée à la suite des opérations de forage et de fracturation hydraulique menées par Cabot Oil and Gas. Elles prétendent également que les polluants produits par le forage et la production de gaz ont eu des effets nocifs sur leur santé<sup>140</sup>. Des poursuites semblables ont été intentées par des propriétaires de terrains affirmant que d'autres forages ont entraîné la contamination de l'eau ailleurs en Pennsylvanie<sup>141</sup> et dans d'autres États, dont le Texas<sup>142</sup>.*

*Tandis que les poursuites s'accumulent, les fonds d'investissement socialement responsables et les organismes sans but lucratif soutenus par des investisseurs réclament la divulgation complète de l'utilisation de l'eau et des produits chimiques par l'industrie de la fracturation. En avril 2010, le Carbon Disclosure Project, un organisme sans but lucratif soutenu par des investisseurs qui amène les grandes sociétés à divulguer leurs émissions de gaz à effet de serre, a publié une lettre de 11 pages à l'intention des entreprises des industries utilisant beaucoup d'eau. Cette initiative, appuyée par 137 institutions financières internationales, visait à engager les entreprises à exposer en détail leur utilisation de l'eau, leurs pratiques de recyclage et leurs rejets<sup>143</sup>.*

*Un mois plus tard, Green Century Capital Management, une société de services de conseil en investissement spécialisée dans les investissements respectueux de l'environnement, a annoncé qu'elle avait formellement demandé à la Williams Company – le 10<sup>e</sup> producteur de gaz naturel aux États-Unis – de faire preuve de plus de transparence. Cette annonce suivait d'autres efforts déployés par la société, qui a réussi à convaincre 30 % des actionnaires de Cabot Oil and Gas et d'EOG Ressources d'améliorer la divulgation des risques pour la valeur actionnariale associés au forage de gaz et à la fracturation hydraulique<sup>144</sup>.*

---

Compte tenu de la controverse croissante entourant le gaz de schiste aux États-Unis, de l'absence d'approche de réglementation cohérente au Canada et de l'état incomplet de la cartographie des eaux souterraines ici, je conclus respectueusement que le gouvernement fédéral et chacune des provinces devraient mettre en œuvre les recommandations suivantes :

- 1. Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient immédiatement, en collaboration avec l'industrie de la fracturation hydraulique, financer des études indépendantes de tous les aquifères avant d'entreprendre des opérations d'exploration de gaz de schiste ou de fracturation hydraulique continue.*

En 2002, le Conseil canadien des ministres de l'environnement a recommandé de façon appuyée la tenue d'études hydrogéologiques de référence préalablement au forage de gaz non conventionnels, de manière à pouvoir cerner et suivre la contamination des eaux souterraines<sup>145</sup>. À ce jour, aucune province n'a encore mis en œuvre cette recommandation critique.

- 2. Les autorisations de fracturation hydraulique de puits de gaz devraient être conditionnelles à la divulgation publique complète de tous les produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation. Avant l'autorisation, les entreprises de fracturation devraient également faire la preuve qu'elles ont choisi les fluides de fracturation les moins dommageables possibles pour l'environnement.*

La Commission de conservation du pétrole et du gaz du Wyoming exige maintenant que les entreprises divulguent les produits chimiques toxiques présents dans leurs fluides de fracturation. En Colombie-Britannique, province canadienne où l'exploitation du gaz de schiste est la plus avancée, l'organisme responsable de la réglementation (Commission du pétrole et du gaz de la C.-B.) a fait savoir qu'il pourrait obliger les entreprises à divulguer le contenu de leurs fluides de fracturation.

- 3. Avant le début des opérations de fracturation hydraulique, les entreprises de fracturation devraient mener des tests pour déterminer l'intégrité du ciment des puits et communiquer les résultats aux organismes de réglementation.*
- 4. La responsabilité d'octroyer des droits d'exploitation de l'eau et de réglementer l'élimination des eaux usées devrait relever d'un seul organisme de réglementation, qui aurait pour fonction primaire de protéger les ressources vitales en eau. L'information concernant l'ensemble des allocations et des prélèvements d'eau devrait être accessible au public.*

En Alberta et en Colombie-Britannique, les organismes responsables de la réglementation de l'énergie ont pris l'habitude de sacrifier l'eau pour accroître la production d'hydrocarbures en rendant peu de comptes. Il est nécessaire de se doter d'un organisme responsable qui sera en mesure d'évaluer les contraintes sur les ressources en eau et de prendre des mesures de réglementation en conséquence.

- 5. Tout projet de prélèvement d'eau dépassant un seuil établi par des organismes de réglementation environnementale devrait faire l'objet d'études d'impact sur l'environnement.*

Compte tenu du volume et de l'importance du gaz de schiste au Québec et en Colombie-Britannique, le gouvernement devrait immédiatement former des commissions pour l'évaluation des répercussions potentielles et cumulatives sur les ressources en eau, sur l'utilisation d'énergie, sur les recettes publiques et sur les émissions de carbone.

- 6. Tous les fluides de retour des puits fracturés hydrauliquement devraient être récupérés, entreposés adéquatement, puis traités d'une manière qui permet leur réutilisation dans des opérations de fracturation ultérieures.*

Les entreprises doivent réduire leur demande d'eau et leur production de déchets en mettant en œuvre différentes techniques de traitement des eaux de retour, telles

que l'ébullition, le dessalement, l'administration de produits chimiques, l'osmose inverse et la distillation. En recyclant au maximum les eaux de retour (qui peuvent représenter jusqu'à 70 % de l'eau injectée dans un puits par fracturation hydraulique), on réduirait grandement la demande d'eau par l'industrie.

- 7. Il faudrait trouver des moyens originaux d'encourager l'industrie de la fracturation hydraulique à utiliser les eaux usées municipales traitées comme principal fluide de fracturation, de manière à éviter le recours aux eaux souterraines et de surface.*

Une entente de coopération entre Shell et la communauté de Dawson Creek, dans le nord de la Colombie-Britannique, pourrait considérablement réduire la demande d'eau potable traitée par l'industrie. Cependant, il est probable que ce type d'entente fonctionnera seulement si la municipalité est raisonnablement proche des opérations de fracturation et que le coût de l'énergie est suffisamment faible pour justifier le transport par camion ou par pipeline jusqu'aux puits.

- 8. Tous les déchets dangereux produits durant et après les opérations de fracturation hydraulique devraient être transportés en toute sécurité par des personnes qualifiées en manutention de déchets vers des installations de traitement des déchets approuvées.*

L'injection de résidus de fluides dans des puits de refoulement profond peut être une solution, mais elle est impossible dans de nombreux cas (p. ex., New York, qui compte seulement deux puits d'injection souterrains autorisés). Le gouvernement devrait également encadrer le transport des résidus de la fracturation en établissant une réglementation des déchets dangereux qui rendrait obligatoire la divulgation complète des produits transportés.

- 9. Il faudrait imposer sur la production de gaz de schiste une taxe correspondant aux économies réalisées par les entreprises de l'industrie du gaz naturel à la suite de a) l'amélioration des techniques de production et b) la réduction des taux de redevances par les gouvernements visant à encourager le développement gazier.*

Cette taxe à pourcentage fixe serait liée à la valeur du gaz produit. Les recettes devraient être allouées, dans un premier temps, à un tiers indépendant ou à une société d'État ayant pour mandat d'établir la cartographie des eaux souterraines et de surface dans les provinces/territoires où elles sont mal connues; dans un second temps, une fois la cartographie terminée, à la surveillance environnementale, aux enquêtes judiciaires et à l'assainissement.

- 10. L'industrie du gaz et les gouvernements provinciaux devraient mettre sur pied un réseau de puits d'essai pour évaluer les conditions avant, durant et après les opérations de fracturation hydraulique et publier tous les résultats. Les essais devraient comprendre une analyse isotopique visant à déterminer si le gaz migre des puits d'essai vers les puits adjacents, de manière qu'on puisse retracer l'origine du problème en cas de contamination.*

La mise sur pied d'un réseau de puits de surveillance est essentiel à l'établissement de densités de puits convenables et à la protection des ressources en eaux souterraines. Elle réduirait aussi le risque de « communication » entre les puits causée par une densité trop élevée. (Les « communications » sont des voies ouvertes accidentellement dans les formations rocheuses souterraines qui permettent aux contaminants de migrer de façon imprévisible vers d'autres puits.)

11. *Les entreprises de gaz naturel devraient être tenues de déclarer par voie électronique l'information suivante : 1) tous leurs prélèvements d'eaux souterraines et de surface; 2) le lieu d'utilisation de ces eaux; et 3) la quantité d'eaux de retour toxiques produites à chaque puits gazier. Cette information serait accessible au public.*

À l'heure actuelle, aucune donnée n'est recueillie de façon systématique par les organismes provinciaux de réglementation au sujet des prélèvements d'eau. Ces données ne sont pas non plus publiées, malgré le fait que d'autres bases de données beaucoup plus complexes soient maintenues par les organismes provinciaux de réglementation et facilement accessibles. L'absence d'information facilement accessible sur les approbations relatives à l'eau et les prélèvements d'eau, en particulier, est très préoccupante. Les organismes de réglementation doivent connaître les taux d'épuisement pour être en mesure de gérer de façon durable les ressources en eau pour le bien public.

12. *Tous les rapports d'inventaire national et provincial des gaz à effet de serre à venir devraient être corrigés de façon à tenir compte de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre par l'industrie du gaz naturel découlant des opérations de fracturation hydraulique énergivores. Les organismes de réglementation devraient publier le taux de retour énergétique et le taux d'épuisement de tous les développements pétroliers et gaziers non conventionnels.*
13. *Il faudrait établir des zones hors limites, où les opérations de fracturation hydraulique seraient interdites ou sujettes à des processus d'examen et d'approbation plus sévères.*

L'eau est plus essentielle à la vie que le gaz naturel. L'économie canadienne repose principalement sur l'accès à de l'eau propre; si les gouvernements ne protègent pas adéquatement les eaux souterraines et de surface, ils contribueront à l'érosion de la base de l'économie, voire la résilience, du pays.

L'exploitation du gaz de schiste s'annonce comme la voie à suivre pour assurer l'avenir énergétique de l'Amérique du Nord, mais elle comporte d'importants coûts environnementaux et énergétiques. Les hypothèses selon lesquelles le gaz de schiste pourra être produit à de faibles coûts pendant plus d'un siècle ne sont que cela : des hypothèses sans fondement scientifique. En fait, il est possible que la révolution ralentisse considérablement tandis que les coûts iront en grimant<sup>146</sup>.



À ce jour, le Canada n'a adopté aucune réglementation ni politique publique adéquate concernant l'étendue de la fracturation hydraulique et ses répercussions cumulatives sur les ressources en eau et sur les puits de gaz et de pétrole conventionnels. Le pays ne s'est pas non plus doté d'une politique nationale sur l'eau. En l'absence de données publiques sur les produits chimiques de fracturation et sur les prélèvements d'eau par l'industrie ainsi que de cartographie complète des aquifères du pays, le développement rapide de l'exploitation du gaz de schiste pourrait mettre en péril d'importantes ressources en eau, sinon la sécurité de l'approvisionnement en eau du Canada.

Annexe A

HENRY A. WAXMAN, CALIFORNIA  
CHAIRMAN

JOE BARTON, TEXAS  
RANKING MEMBER

ONE HUNDRED ELEVENTH CONGRESS  
**Congress of the United States**  
**House of Representatives**  
COMMITTEE ON ENERGY AND COMMERCE  
2125 RAYBURN HOUSE OFFICE BUILDING  
WASHINGTON, DC 20515-6115

Majority (202) 225-2927  
Minority (202) 225-3641

February 18, 2010

Mr. Douglas R. Ramsay  
President and Chief Executive Officer  
Calfrac Well Services  
411 - 8 Avenue Southwest  
Calgary, Alberta T2P 1E3

Dear Mr. Ramsay:

The Subcommittee on Energy and Environment is examining the practice of hydraulic fracturing and its potential impacts. We request your cooperation in this investigation.

To help inform the Subcommittee about the chemicals used in the hydraulic fracturing process and the potential impacts on human health or the environment, please provide the Committee with the following documents:

1. Documents sufficient to show the number of wells that your company hydraulically fractured in each state, by year, between 2005 and 2009. For natural gas wells, please provide data by year and state on the number of wells fractured to produce shale gas, coalbed methane, and tight sandstone gas in the United States. Please also provide data indicating for each natural gas well whether the fracturing occurred in, near, or below an underground source of drinking water as defined by the Safe Drinking Water Act.
2. Documents sufficient to show the identity and total volume of the products, including the chemicals contained therein, that your company used in hydraulic fracturing in each state, by year, between 2005 and 2009. For natural gas wells, please provide data by year and state on the identity and total volume of the products, including the chemicals contained therein, that your company used to produce shale gas, coalbed methane, and tight sandstone gas in the United States.
3. All documents relating to the health or environmental effects of the products, including the chemicals contained therein, used by your company in hydraulic fracturing.

Annexe A

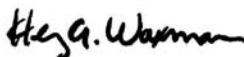
Mr. Douglas R. Ramsay  
February 18, 2010  
Page 2

4. All documents relating to any allegations that the products used by your company in hydraulic fracturing caused harm to human health or the environment.
5. Documents sufficient to show the percentage of hydraulic fracturing fluids your company recovered in each state, by year, between 2005 and 2009, and all documents estimating your company's fluid recovery efficiency.
6. Documents sufficient to show the volume of flowback and produced water, and the chemicals contained therein, generated from your company's hydraulic fracturing operations in each state, by year, between 2005 and 2009, and the methods by which your company disposed of this water in each state, by year, between 2005 and 2009. If you are not responsible for recovery and disposal of flowback and produced water, please provide the Committee with a list of companies that would bear such responsibility.

Please produce the requested documents by Friday, March 5, 2010. In addition, we ask that you advise the Committee by Thursday, February 25, 2010, whether you will comply with this request on a voluntary basis. Attachments to this letter provide additional information about responding to Committee document requests.

If you have any questions regarding this request, please contact Alison Cassady or Stacia Cardille with the Committee staff at (202) 226-2424.

Sincerely,



Henry A. Waxman  
Chairman



Edward J. Markey  
Chairman  
Subcommittee on Energy  
and Environment

Enclosure

cc: The Honorable Joe Barton  
Ranking Member

The Honorable Fred Upton  
Ranking Member  
Subcommittee on Energy  
and Environment

## Annexe B

### **Translation – Figure 1**

Roughly 200 tanker trucks deliver water for the fracturing process. = Environ 200 camions-citernes transportent l'eau destinée à la fracturation.

A pumper truck injects a mix of sand, water and chemicals into the well. = Un camion de pompage injecte un mélange de sable, d'eau et de produits chimiques dans le puits.

Natural gas flows out of the well. = Le gaz naturel s'écoule hors du puits.

Recovered water is stored in open pits, then taken to a treatment plant. = L'eau récupérée est stockée dans des fosses à ciel ouvert, puis transportée à une usine de traitement.

Storage tanks = Réservoirs de gaz

Natural gas is trucked to a pipeline for delivery. = Le gaz naturel est transporté par camion jusqu'à un pipeline.

Hydraulic Fracturing = Fracturation hydraulique

Hydraulic fracturing, or "fracing", involves the injection of more than a million gallons of water, sand and chemicals at high pressure down and across into horizontally drilled wells as far as 10,000 feet below the surface. The pressurized mixture causes the rock layer, in this case the Marcellus Shale, to crack. These fissures are held open by the sand particles so that natural gas from the shale can flow up the well. = La fracturation hydraulique consiste à injecter plus d'un million de gallons d'eau, de sable et de produits chimiques à pression élevée dans des puits forés horizontalement à une profondeur pouvant aller jusqu'à 10 000 pieds. Le mélange pressurisé cause la fissure de la couche de roches, en l'occurrence le schiste de Marcellus. Ces fissures sont maintenues ouvertes par des particules de sable, qui permettent au gaz naturel du schiste de s'écouler vers la surface.

Sand keeps fissures open = Le sable maintient les fissures ouvertes.

Natural gas flows from fissures into well = Le gaz naturel s'écoule des fissures vers la surface.

Shale = Schiste

Fissure = Fissure

Well = Puits

Mixture of water, sand and chemical agents = Mélange d'eau, de sable et de produits chimiques

Graphic by: Al Granberg = Graphique de : Al Granberg

### **Translation – Figure 2**

Increased operating challenges = Défis d'exploitation

Resource triangle = Triangle des ressources

Conventional resources = Ressources conventionnelles

Small volumes... = De petites quantités faciles à exploiter

Unconventional resources = Ressources non conventionnelles

Large volumes... = Grandes quantités difficiles à exploiter

Conventional = Conventionnelles

Tight gas sands = Sables à gaz

Coal bed methane = Méthane des couches de houille

Shale gas = Gaz de schiste

Gas hydrates = Hydrates de gaz

Increased cost = Coût plus élevé

Improved technology = Technologie améliorée

## Annexe B

### **Translation – Figure 3**

GAS RÉSERVOIR... = RÉSERVOIR GAZIER (GRÈS)

SEAL = ROCHE-COUVERTURE

GAS/SOURCE ROCK... = GAZ/ROCHE MÈRE (SCHISTE, MÉTHANE DE HOUILLE)

### **Translation – Figure 4**

Tanker Truck = Camion-citerne

Pumper truck = camion porte-pompe

Storage tanks = Réservoirs de stockage

Pit = Réservoir

Water table = Nappe phréatique

WELL = PUITS

Natural gas flows... = Le gaz naturel suit les fissures pour se rendre dans le tuyau.

Sand keeps... = Le sable maintient les fissures ouvertes.

Fissure = Fissure

Well = Puits

Hydraulic Fracturing = Fracturation hydraulique

Shale = Schiste

Fissures = Fissures

### **Translation – Figure 5**

Potential gas migration... = Voie d'accès potentielle du gaz le long d'un puits

Well casing = Cuvelage

Cement fill = Remplissage de ciment

Formation rock = Roche

Cement well plug = Bouchon de ciment

### **Translation – Figure 8**

Water and Sand... = Eau et sable : 99,5 %

Other... = Autres : 0,5 %

Acid = Acide

Friction reducer = Agent de réduction de la friction

Surfactant = Agent de surface

Gelling Agent = Gélifiant

Scale inhibitor = Antitartre

pH Adjusting... = Agent d'ajustement du pH

Oxygen Scavenger = Désoxygénéant

Breaker = Agent de coupure

Crosslinker = Agent de réticulation

Iron Control = Agent de contrôle du fer

Corrosion Inhibitor = Inhibiteur de corrosion

Antibacterial Agent = Agent antibactérien

## Annexe B

### **Translation – Figure 9**

Gas Exploration = Exploration du gaz

Potential gas... = Schistes gazéifères potentiels dans le sud de l'Ontario

Kettle Point  
Hamilton  
Marcellus  
Baie Georgienne  
Blue Mountain

Lac Huron  
Lac Érié  
Lac Ontario

### **Translation – Figure 10**

Trois-Rivières  
Saint-Édouard  
Québec

Yamaska Fault = Faille de Yamaska

Logan's... = Ligne de Logan

CQM's Nicolet Permit = Permis de Nicolet accordé à Canadian Quantum

Sainte-Gertrude = Sainte-Gertrude – forage par battage en juin 2010

Gentilly = Gentilly – Fracturation en juin 2010

Fortierville = Fortierville – Fracturation en juin 2010

Leclercville – Leclercville – Fracturation en juin 2010

St-Edouard = Saint-Édouard – Fracturé en janvier 2010 ~ 12 millions de pieds cubes/j

Québec, Canada  
Basses terres du Saint-Laurent  
Pipeline de gaz naturel  
Permis de Canadian Quantum  
Limite de faille  
Formation schisteuse  
Activité récente

## Annexe B

### **Translation – Appendix A (page 1/2)**

HENRY A. WAXMAN, CALIFORNIE  
PRÉSIDENT

JOE BARTON, TEXAS  
MEMBRE SUPÉRIEUR

CENT ONZIÈME CONGRÈS  
Congrès des États-Unis  
Chambre des représentants  
COMITÉ SUR L'ÉNERGIE ET LE COMMERCE  
2125 Rayburn House Office Building  
Washington, DC 20515-6115

Majorité (202) 225-2927  
Minorité (202) 225-3641

18 février 2010

Monsieur Douglas R. Ramsay  
Président et chef de la direction  
Calfrac Well Services  
411 - 8 Avenue Southwest  
Calgary, AB T2P 1E3

Monsieur,

Le Sous-comité sur l'énergie et l'environnement examine actuellement la pratique de la fracturation hydraulique et ses répercussions potentielles. Nous sollicitons votre collaboration dans cette enquête.

Pour aider à informer le Sous-comité sur les produits chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique et sur leurs répercussions potentielles pour la santé humaine et l'environnement, veuillez fournir au Comité les documents suivants :

1. Des documents suffisants pour déterminer le nombre de puits fracturés hydrauliquement par votre entreprise dans chaque État, par année, de 2005 à 2009. Dans le cas des puits de gaz naturel, veuillez présenter des données par année et par État sur le nombre de puits fracturés pour produire du gaz de schiste, du méthane de houille et du gaz de grès colmaté aux États-Unis. Veuillez également fournir des données indiquant, pour chaque puits de gaz naturel, si la fracturation a eu lieu dans, près de ou sous une source souterraine d'eau potable au sens de la *Safe Drinking Water Act*.
2. Des documents suffisants pour déterminer l'identité et le volume total des produits, y compris leurs composants chimiques, utilisés par votre entreprise à des fins de fracturation hydraulique dans chaque État, par année, de 2005 à 2009. Dans le cas des puits de gaz naturel, veuillez présenter des données par année et par État sur l'identité et sur le volume total des produits, y compris leurs composants chimiques, utilisés par votre entreprise pour produire du gaz de schiste, du méthane de houille et du gaz de grès colmaté aux États-Unis.
3. Tous les documents concernant les effets sur la santé et sur l'environnement des produits, y compris leurs composants chimiques, utilisés par votre entreprise à des fins de fracturation hydraulique.

## Annexe B

### Translation – Appendix A (page 2/2)

Monsieur Douglas R. Ramsay

18 février 2010

Page 2

4. Tous les documents concernant toute allégation que les produits utilisés par votre entreprise à des fins de fracturation hydraulique ont eu des effets nocifs sur la santé humaine ou sur l'environnement.

5. Des documents suffisants pour déterminer la proportion de fluides de fracturation hydraulique récupérés par votre entreprise dans chaque État, par année, de 2005 à 2009, et tous les documents permettant d'estimer l'efficacité de récupération des fluides de votre entreprise.

6. Des documents suffisants pour déterminer les volumes d'eaux de retour et d'eaux produites, y compris leurs composants chimiques, résultant des opérations de fracturation hydraulique de votre entreprise dans chaque État, par année, de 2005 à 2009, ainsi que les méthodes utilisées par votre entreprise pour éliminer ces eaux dans chaque État, par année, de 2005 à 2009. Si vous n'êtes pas responsable de la récupération et de l'élimination des eaux de retour et des eaux produites, veuillez fournir au Comité la liste des entreprises responsables.

Veillez présenter les documents demandés d'ici le vendredi 5 mars 2010. Nous vous demandons également d'indiquer au Comité d'ici le jeudi 25 février 2010 si vous vous conformerez à cette demande de façon volontaire. Les pièces jointes à la présente lettre contiennent des renseignements supplémentaires concernant les réponses aux demandes de documents du Comité.

Si vous avez des questions au sujet de cette demande, veuillez communiquer avec Alison Cassady ou Stacia Cardille, du personnel du Comité, au (202) 226-2424.

Veillez agréer nos salutations distinguées.

Henry A. Waxman  
Président

Edward J. Markey  
Président  
Sous-comité sur l'énergie et l'environnement

Pièce jointe

c.c. L'honorable Joe Barton  
Membre supérieur

L'honorable Fred Upton  
Membre supérieur  
Sous-comité sur l'énergie et l'environnement



## Notes de fin de document

- <sup>1</sup> AAPG Explorer. *Shale Gas Extends to Canada: Utica energy in Quebec*. Janvier 2010. URL : <http://www.aapg.org/explorer/2010/01jan/shale0110.cfm>.
- <sup>2</sup> DailyMarkets.com. *Encana to form JV with CNPC*. 25 juin 2010. URL : <http://www.dailymarkets.com/stock/2010/06/25/encana-to-form-jv-with-cnpc/>.
- <sup>3</sup> IHS Cambridge Energy Resources Associations. *Fueling North America's Energy Future: The unconventional natural gas revolution and the carbon agenda*. 2010. URL : [http://www2.cera.com/docs/Executive\\_Summary.pdf](http://www2.cera.com/docs/Executive_Summary.pdf).
- <sup>4</sup> *ibid.*
- <sup>5</sup> Fraser Institute. Fraser Forum. *Shale Gas: A reliable and affordable alternative to costly 'green' schemes*. Juillet/août 2010. URL : [http://www.fraserinstitute.org/uploadedFiles/fraser-ca/Content/research-news/research/articles/shale-gas-reliable-affordable-alternative\(1\).pdf](http://www.fraserinstitute.org/uploadedFiles/fraser-ca/Content/research-news/research/articles/shale-gas-reliable-affordable-alternative(1).pdf).
- <sup>6</sup> New York Times. *Natural gas from shale plays create 'New World' for energy industry*. 11 mars 2010. URL : <http://www.nytimes.com/gwire/2010/03/11/11greenwire-natural-gas-from-shale-plays-create-new-world-24064.html>.
- <sup>7</sup> America's Natural Gas Alliance. *Canada Benefits*. Aucune date. URL : <http://www.anga.us/learn-the-facts/economy/canada-benefits>.
- <sup>8</sup> IHS Cambridge Energy Resources Associations. *Fueling North Ameica's Energy Future: The unconventional natural gas revolution and the carbon agenda*. 2010. URL : [http://www2.cera.com/docs/Executive\\_Summary.pdf](http://www2.cera.com/docs/Executive_Summary.pdf).
- <sup>9</sup> Massachusetts institute of Technology. *The Future of Natural Gas. Interim Report*. 2010. URL : <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/report-natural-gas.pdf>.
- <sup>10</sup> CBC. *PQ calls for Shale Gas Moratorium*. 2 septembre 2010. URL : <http://www.cbc.ca/canada/montreal/story/2010/09/02/pq-shale-gas-moratorium.html>.
- <sup>11</sup> CBC. *Gas Exploration Company Quits N.B. town*. 24 août 2010. URL : <http://www.cbc.ca/canada/new-brunswick/story/2010/08/24/nb-gas-company-exploration-sackville.html>.
- <sup>12</sup> CTV News. *RCMP to open detachment devoted to Encana bombings*. 18 juillet 2009.
- <sup>13</sup> Encana Corporation. Journée des investisseurs : 16 et 18 mars 2010.
- <sup>14</sup> L'American Petroleum Institute indique sur son site que « la fracturation hydraulique est une technologie utilisée aux États-Unis et qui permet de produire plus de 7 milliards de barils de pétrole et 600 billions de pieds cubes de gaz. Cette technologie est employée depuis les années 1940 dans plus d'un million de puits américains. » Pour plus de renseignements : <http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/>.
- <sup>15</sup> Conseil de protection des eaux souterraines, Laboratoire national des technologies de l'énergie et Bureau des combustibles fossiles du Département de l'Énergie des États-Unis. *State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources*. Mai 2009.
- <sup>15</sup> Chambre des représentants du Congrès des États-Unis. Comité sur l'énergie et le commerce. Lettre à Tony Hayward, directeur général de BP PLC. 14 juin 2010.
- <sup>16</sup> Daniel Arthur, Brian Bohm, Mark Layne. *Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale*. Présenté au forum annuel du Conseil de protection des eaux souterraines. Cincinnati. Septembre 2008.
- <sup>17</sup> Pour voir la vidéo des producteurs et titulaires de redevances du domaine du gaz naturel et du pétrole d'Oklahoma sur la fracturation hydraulique , consulter le <http://www.oerb.com/Default.aspx?tabid=242>. Pour voir la vidéo d'Encana Corporation sur la fracturation hydraulique, consulter le <http://www.encana.com/news/topics/hydraulicfracturing/>.
- <sup>18</sup> Environnement Canada offre sur son site une présentation utile des eaux souterraines : <http://www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=300688DC-1>.

---

<sup>19</sup> Voir, par exemple, Anthony Ingraffea et Francois Heuze. *Finite element models for rock fracture mechanics. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*. Vol. 4, n° 1. p. 25-43. Janvier-mars 1980. Ou encore : Anthony Ingraffea, R.J. Shaffer et Francois Heuze. *FEFFLAP: A Finite Element Program for Analysis of Fluid Driven Fracture Propagation in Jointed Rock, Volume 1: Theory and Programmer's Manual*, University of California Information Document 20368, Report to U.S. Department of Energy under Contract W – 7405 – ENG – 48, Mars 1985.

<sup>20</sup> En décembre 2009, Tom Myers, consultant en hydrologie et titulaire d'un doctorat en hydrologie, a commenté le rapport du Département de la conservation de l'environnement de l'État de New York intitulé *Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, publié en septembre 2009. Dans son rapport préparé pour le Natural Resources Defense Council, M. Myers a indiqué ce qui suit : « Le fait de n'avoir aucune séparation verticale garantirait que les contaminants ne s'infiltreraient pas dans les aquifères à partir du schiste. »

<sup>21</sup> Conseil de protection des eaux souterraines. op. cit.

<sup>22</sup> Chambre des représentants du Congrès des États-Unis. Comité sur l'énergie et le commerce. Lettre à Tony Hayward, Directeur général de BP PLC. 14 juin 2010. On peut lire dans la lettre : Dans le rapport publié par BP à la mi-avril, on prévoyait la rupture du ciment : « Les simulations faites sur le ciment indiquent qu'il est peu probable que la cimentation soit réussie, en raison de l'affaissement de la formation. » Malgré cet avertissement et les prédictions d'Halliburton relativement à d'importants problèmes d'écoulement gazeux, BP n'a pas cru bon d'effectuer une diagraphie d'adhérence du ciment, procédure durant de 9 à 12 heures, afin d'évaluer l'intégrité du cuvelage de ciment. Une équipe de Schlumberger était présente sur la plateforme de BP le matin du 20 avril pour y effectuer une diagraphie d'adhérence du ciment, mais ils sont repartis après que BP leur ait dit que leurs services n'étaient pas requis. Un expert indépendant consulté par le comité a qualifié cette décision d'« horrible négligence ».

<sup>23</sup> Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. *Communication During Fracture Stimulation. Safety Advisory 2010-03*. 20 mai 2010.

<sup>24</sup> Ibid. L'avis de sécurité de l'OGC décrit les « incidents de communication » connus en Colombie-Britannique et en Alberta ci-dessous :

- Cinq incidents de stimulation de fracture résultant en une communication avec un puits adjacent durant le forage.
- Trois incidents de forage dans un fracture hydraulique formée lors d'une stimulation précédente dans un puits adjacent et contenant des fluides sous haute pression.
- Dix incidents de stimulations de fracture résultant en une communication avec des puits adjacents en exploitation.
- Un incident de stimulation de fracture résultant en une communication avec une branche du même puits multilatéral.

<sup>25</sup> Ibid.

<sup>26</sup> Dans une lettre envoyée à Renee McClure, une propriétaire de terrain du Colorado, le 22 avril 2009, la Commission de conservation du pétrole et du gaz du Colorado a noté qu'une analyse chimique avait montré que le méthane recueilli dans le puits d'eau de M<sup>me</sup> McClure était typique d'un gaz biosynthétique présent à l'état naturel dans une formation aquifère de faible profondeur et qu'il ne contenait aucun composé carboné indiquant un gaz thermogénique [source].

<sup>27</sup> Geoffrey Thyne. *Review of Phase II Hydrogeologic Study Prepared for Garfield County*. 20 décembre 2008.

---

<sup>28</sup> Abrahm Lustgarten. *Colorado Study Links Methane in Water to Drilling*. ProPublica et Denver Post. 22 avril 2009.

<sup>29</sup> Anthony Ingraffea. *Affirming Gasland. A de-debunking document in response to specious and misleading gas industry claims against the film*. Juillet 2010. Dans ce document, Ingraffea, un spécialiste de la fracturation hydraulique qui enseigne à l'Université Cornell, note que les activités de forage du gaz naturel et de fracturation peuvent entraîner la migration de méthane biosynthétique. Selon lui, le processus de forage en soi peut causer la migration de gaz biosynthétiques en débloquent des voies de migration traversant des diaclases et des failles ou en ouvrant des poches de gaz biosynthétiques sous pression (qui migreront par un espace annulaire non encore cimenté ou par une fissure dans le ciment). Le processus de fracturation hydraulique est moins susceptible d'entraîner la migration de gaz biosynthétiques; cependant, l'effet cumulatif d'un grand nombre de puits latéraux peu espacés relativement peu profonds, chacun fracturé (et peut-être même refracturé) plusieurs fois, pourrait très bien causer des perturbations des masses rocheuses qui, tel que noté ci-dessus, sont susceptibles de débloquent des voies de migration traversant des diaclases et des failles.

<sup>30</sup> Bureau du vérificateur général de la Colombie-Britannique. *Oil and Gas Site Contamination Risks: Improved oversight needed*. Février 2010.

<sup>31</sup> John Podesta et Timothy Wirth. *Natural Gas – A Bridge Fuel for the 21<sup>st</sup> Century*. Center for American Progress et Energy Future Coalition. 10 août 2009.

<sup>32</sup> Mark Jaccard. *Sustainable Fossil Fuels: The Unusual Suspect in the Quest for Clean and Enduring Energy*. Cambridge University Press. 2005.

<sup>33</sup> Robert Bryce. *There Will Be Many Barnetts: A Q&A with Roberto Aguilera*. Energy Tribune. 21 mai 2009.

<sup>34</sup> Association for the Study of Peak Oil & Gas – USA. *Interview with Art Berman – part 1*. 19 juillet 2010. URL : <http://www.aspousa.org/index.php/2010/07/interview-with-art-berman-part-1/>.

<sup>35</sup> *ibid.*

<sup>36</sup> Diane Maley. *Building a case for natural gas*. The Globe and Mail. 30 juin 2010.

<sup>37</sup> Agence d'information sur l'énergie des États-Unis. URL : [http://www.eia.doe.gov/ask/environment\\_faqs.asp](http://www.eia.doe.gov/ask/environment_faqs.asp)

<sup>38</sup> En mars 2010, Bill Ritter, gouverneur du Colorado, a annoncé que l'État allait fermer ou rénover des centrales électriques alimentées au charbon produisant jusqu'à 1 200 mégawatts. Selon Encana, cette seule décision permettrait d'éliminer une quantité considérable de procédés polluants faisant appel au charbon et de les remplacer par des procédés « propres » faisant appel au gaz naturel.

Lorsqu'il a déposé un projet de loi – la *Colorado Clean Air-Clean Jobs Act* – pour encadrer cette transition, le gouverneur Ritter a déclaré que ce projet de loi réduirait considérablement la pollution de l'air tout en favorisant le développement de l'énergie produite localement, ce qui assurerait la complémentarité du gaz naturel avec les énergies renouvelables et ouvrirait la voie à une « économie des énergies nouvelles ».

De la même façon, au Canada, Encana a loué en février 2010 la décision de la Société de l'électricité de la Saskatchewan (SaskPower) de se procurer un approvisionnement garanti de 20 ans d'électricité produite à partir de gaz naturel auprès du fonds Northland Power Income Fund, la qualifiant d'étape importante vers l'établissement du gaz naturel comme une solution de rechange plus propre que le charbon. Selon Encana, cet accord, qui prévoit la construction d'une nouvelle centrale électrique à cycles combinés de 260 mégawatts, marque une autre grande victoire pour l'industrie du gaz naturel dans une province qui produit actuellement 60 % de son électricité à partir du charbon.

---

On prévoit que la centrale, qui est en voie de construction, consommera 30 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Jaccard note que, en plus d'être efficaces, les centrales à cycles combinés alimentées au gaz naturel constituent la méthode de production d'électricité ayant connu la plus forte croissance dans les pays industrialisés durant les années 1990. Tel qu'indiqué par les développements au Colorado et en Saskatchewan, cette croissance devrait se poursuivre à mesure que les centrales électriques alimentées au charbon prennent de l'âge et que les gouvernements fédéraux, provinciaux et des États établissent de nouvelles normes de qualité de l'air et réduisent leurs limites d'émissions de gaz à effet de serre.

<sup>39</sup> Dale Lunan. *In an effort to create markets for growing shale gas production in North America, Encana is pushing to build out our natural gas vehicle infrastructure*. Oilweek Magazine. Juin 2010.

<sup>40</sup> Podesta et Wirth. op. cit.

<sup>41</sup> *ibid.*

<sup>42</sup> Agence de protection de l'environnement des États-Unis. *Inventory of Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2008*. 15 avril 2010. Le gaz naturel est la deuxième source anthropique d'émissions de méthane aux États-Unis, derrière les sites d'enfouissement et tout juste devant l'exploitation minière du charbon.

<sup>43</sup> Robert Howarth. *Preliminary Assessment of the Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas obtained by Hydraulic Fracturing*. Université Cornell. Département d'écologie et de biologie évolutionniste. Ébauche. 17 mars 2010. Howarth fonde ses observations sur une estimation qu'il décrit comme incertaine, mais vraisemblablement conservatrice, des émissions totales attribuables au gaz naturel issu des dépôts souterrains de schiste. Les émissions totales englobent les émissions survenant quand les consommateurs brûlent le gaz ainsi que les émissions associées à la production et au transport du gaz. Howarth estime que, une fois ce contexte global pris en considération, les émissions de gaz à effet de serre découlant des sources de gaz de schiste telles que le schiste de Marcellus seront légèrement plus élevées que celles découlant de la production de charbon dans les opérations énergivores menées dans les sommets des montagnes des Appalaches avoisinantes.

<sup>44</sup> Al Armendariz. *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*. Rapport présenté à l'Environmental Defense Fund. Austin (Texas). 26 janvier 2009.

<sup>45</sup> Thomas Homer Dixon. *The End of Ingenuity*. The New York Times. 29 novembre 2006.

<sup>46</sup> *ibid.*

<sup>47</sup> Cutler Cleveland. Communication personnelle. 24 août 2010.

<sup>48</sup> Cutler Cleveland et Peter O'Connor. *An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale*. Préparé pour Western Resource Advocates. Juin 2010. Cleveland et O'Connor décrivent « l'auto-énergie » (« self-energy ») comme l'énergie libérée durant la conversion du schiste bitumineux qui est utilisée pour alimenter ce procédé.

<sup>49</sup> *ibid.*

<sup>50</sup> Howarth. op. cit.

<sup>51</sup> Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. *Low Stream Flow Advisory – Peace Region*. 20 juillet 2010. Cet avis indique que les niveaux d'eau de plusieurs rivières importantes, notamment la Pine, la Kiskatinaw, la Liard et la Moberly, de même que du ruisseau Carbon, étaient les plus faibles jamais enregistrés ou presque pour cette période de l'année. Dans un avis semblable, publié le 22 juillet 2010 par la Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique (bulletin d'information 2010-20), on signale une sécheresse dans le nord-est de la Colombie-Britannique et on demande aux entreprises de gaz naturel d'être raisonnables dans leurs prélèvements d'eau autorisés et de s'assurer que les prélèvements respectent les termes de leur autorisation.

---

<sup>52</sup> Pour de plus amples renseignements sur ProPublica, consulter

<http://www.propublica.org/about/>.

<sup>53</sup> Abraham Lustgarten. *Buried Secrets: Is Natural Gas Drilling Endangering U.S. Water Supplies?* ProPublica. 13 novembre 2008.

<sup>54</sup> Ibid.

<sup>55</sup> Conseil de protection des eaux souterraines, Laboratoire national des technologies de l'énergie et Bureau des combustibles fossiles du Département de l'Énergie des États-Unis. *State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources*. Mai 2009.

<sup>56</sup> Département de la conservation de l'environnement de l'État de New York, Division des ressources minérales. *Draft Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*. Septembre 2009.

<sup>57</sup> Agence de protection de l'environnement des États-Unis. *Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for the oil and Gas Extraction Point Source Category*. Federal Register. Vol. 66, n° 14. Janvier 2001.

<sup>58</sup> Chambre des représentants du Congrès des États-Unis. Note de service du Comité sur l'énergie et le commerce. 18 février 2010.

<sup>59</sup> Inventaire géologique de l'Alberta. *Coalbed Methane (CBM)*. URL : [http://199.213.95.81/energy/cbm/coalbed\\_methane\\_cbm.html](http://199.213.95.81/energy/cbm/coalbed_methane_cbm.html). Dernière mise à jour : 5 juillet 2010.

<sup>60</sup> Andrew Nikiforuk. *Tar Sands – Dirty Oil and the Future of a Continent*. Greystone. 2008. Il faut environ 1 400 pieds cubes de gaz naturel pour produire et raffiner un baril de pétrole de sables bitumineux – soit près du tiers de l'énergie contenue dans le baril produit. Chaque baril de pétrole dérivé de l'exploitation des sables bitumineux nécessite l'utilisation de 2 à 4,5 barils d'eau.

<sup>61</sup> Conseil des services publics et de l'énergie de l'Alberta. *Directive 027: Shallow Fracturing Operations – Interim Controls, Restricted Operations, and Technical Review*. 31 janvier 2006.

<sup>62</sup> Taurus Reservoir Solutions Ltd. *Shallow Nitrogen Fracturing Dimensions and Groundwater Protection: Evaluation of the ERCB Directive 27*. Préparé pour le Conseil de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta. 8 octobre 2008.

<sup>63</sup> Chris Wood. *Hydro-fracturing has a lucrative dirty secret: The B.C. government isn't asking any questions about a natural gas-drilling technique involving toxic compounds*. The Georgia Straight. 28 janvier 2010.

<sup>64</sup> Inventaire géologique de l'Alberta. op. cit.

<sup>65</sup> Conseil de protection des eaux souterraines, Laboratoire national des technologies de l'énergie et Bureau des combustibles fossiles du Département de l'Énergie des États-Unis. *State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources*. Mai 2009.

<sup>66</sup> Joaquin Sapien et Sabrina Shankman. *Drilling Disposal Options in N.Y. Report Have Problems of Their Own*. ProPublica. 29 décembre 2009. Dans cet article, il est mentionné que jusqu'à 2 500 puits de gaz de schiste pourraient être forés annuellement dans l'État de New York, selon des projections de forage optimistes. Chaque puits pourrait produire jusqu'à 1,2 million de gallons d'eaux usées, pour un total annuel de 3 milliards de gallons – ou 5 000 piscines olympiques.

<sup>67</sup> Joaquin Sapien. *With Natural Gas Drilling Boom, Pennsylvania Faces an Onslaught of Wastewater*. ProPublica. 4 octobre 2009.

<sup>68</sup> ibid. Selon l'article, le principal problème réside dans l'incapacité des usines de traitement des eaux usées municipales de l'État – dont un grand nombre accepte les eaux usées de l'industrie du gaz de schiste – à éliminer les matières dissoutes totales (MDT) qui sont présentes dans les saumures industrielles et qui réduisent la teneur en oxygène. En fait, les saumures usées nuisent à

---

la fonction principale des usines de traitement, qui est de traiter les eaux usées municipales, y compris les eaux usées d'origine humaine, au point où il est possible qu'elles soient renvoyées dans des rivières d'où provient l'eau potable d'utilisateurs en aval.

<sup>69</sup> Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie. *Governor Rendell Praises Regulatory Panel Vote Protecting PA's Streams, Rivers from Drilling Wastewater*. Communiqué de presse. 17 juin 2010.

<sup>70</sup> John Hangar. Commentaires faits à l'émission de Diane Rehm. National Public Radio. 21 juin 2010.

<sup>71</sup> *ibid.*

<sup>72</sup> En juillet 2009, la Gendarmerie royale du Canada (GRC) a annoncé la mise sur pied d'un nouveau détachement de police temporaire à Dawson Creek qui aurait pour seul mandat d'enquêter sur les six attentats à la bombe dirigés contre les puits gaziers d'Encana survenus dans la région depuis octobre 2008. (CTV News. *RCMP to open detachment devoted to Encana bombings*. 18 juillet 2009.)

<sup>73</sup> Office national de l'énergie. *L'ABC du gaz de schistes au Canada – Dossier énergie*. Novembre 2009.

<sup>74</sup> The Vancouver Sun. *Things are looking up for mining and that's good for B.C.* Éditorial. 11 mai 2010.

<sup>75</sup> Norm Bilodeau. Gestionnaire régional, région du Nord, Division de la gestion de l'eau. Ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique. Communication personnelle. 10 juin 2010.

<sup>76</sup> *ibid.*

<sup>77</sup> Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. *Oil and Gas Water Use in British Columbia*. Août 2010.

<sup>78</sup> Marc Dubord. *Update on CAPP Water Issues (Industry Perspective)*. 17 novembre 2009. Dans la présentation, l'Association canadienne des producteurs pétroliers note que le secteur pétrolier et gazier ne constitue pas un risque notable pour l'approvisionnement en eau du Canada et qu'il utilise des volumes relativement faibles d'eau. L'Association indique également que la réglementation existante et les pratiques de l'industrie assurent adéquatement la protection de l'eau utilisable.

<sup>79</sup> *ibid.*

<sup>80</sup> Commission du pétrole et du gaz. Autorisation d'utilisation de l'eau à court terme. Délivrée à Encana Corporation. N° de dossier OGC : 9631494. 1<sup>er</sup> avril 2010.

<sup>81</sup> Lee Shanks, directeur des communications, Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. Communication personnelle. 17 juin 2010.

<sup>82</sup> Carol Howes, conseillère en relations avec les médias, Encana Corporation. Communication personnelle. 29 juin 2010.

<sup>83</sup> Encana Corporation. *op. cit.*

<sup>84</sup> Lee Shanks. *op. cit.*

<sup>85</sup> *ibid.*

<sup>86</sup> Commission du pétrole et du gaz. Autorisation d'utilisation de l'eau à court terme. Délivrée à Apache Canada Ltd. N° de dossier OGC : 9631593. 22 mars 2010.

<sup>87</sup> Commission du pétrole et du gaz. Autorisation d'utilisation de l'eau à court terme. Délivrée à Apache Canada Ltd. N° de dossier OGC : 9631593. 1<sup>er</sup> avril 2010. Le 23 juillet, Lee Shanks, de la Commission du pétrole et du gaz, a reconnu que les agents de la Commission savaient que l'eau pouvait bel et bien être déviée pour éviter les appareils de mesure, mais que la Commission était d'avis que des déviations avaient seulement eu lieu lorsque l'entreprise avait dû contourner les appareils de mesure de façon temporaire parce que ceux-ci étaient gelés et devaient être entretenus durant les temps froids. Les inspecteurs de la Commission, qui font des visites

---

régulières à l'improviste sur les lieux, n'ont jamais observé de déviation de l'eau hors du champ des appareils de mesure. Par conséquent, aucune mesure d'application de la loi n'est envisagée.

<sup>87</sup> Lee Shanks, directeur des communications, Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. Communication personnelle. 17 juin 2010.

<sup>88</sup> Lee Shanks, directeur des communications, Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. Communication personnelle. 17 juin 2010.

<sup>89</sup> Matrix Solutions Inc. *Summary of 2010 Hydrology and Water Quality Monitoring Results at Two Island Lake* (Matrix 10813-522). Lettre à Paul Weeks, Apache Canada Ltd. 20 mai 2010.

<sup>90</sup> Le 2 juin 2010, des membres de la Première nation de Fort Nelson ont visité les stations de pompage du lac Two Island Lake et fait un enregistrement vidéo des opérations en présence de représentants d'Encana Corporation, de la Commission du pétrole et du gaz, du ministère de l'Environnement et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique.

<sup>91</sup> Tyler Hamilton. *Alberta firm eyes Ontario's untapped shale gas: While U.S. northeast, Quebec capture the spotlight, Mooncor is securing rights to quantify deposit here*. The Toronto Star. 20 mars 2010.

<sup>92</sup> Tony Hamblin, Terry Carter et Michael Lazorek. *Shale Gas: A New Energy Opportunity in Ontario*. Ontario Oil and Gas Magazine. Juin 2008.

<sup>93</sup> Oil and Gas Financial Journal. *Encana, several other producers developing Collingwood shale*. 22 juin 2010.

<sup>94</sup> Terry Webster, géologue en chef, Centre des ressources pétrolières, ministère des Ressources naturelles. Communication personnelle. 21 juillet 2010.

<sup>95</sup> Henry Aubin. *Quebec makes a deal with the devil for gas profits*. The Gazette. 17 juin 2010. Cet article souligne que l'industrie du gaz de schiste du Québec a embauché l'ancien président-directeur-général d'Hydro-Québec, André Caillé, comme lobbyiste. Caillé affirme que seulement 10 % des réserves estimées de gaz de schiste du Québec suffiraient pour satisfaire les besoins de la province pour le siècle à venir tout en laissant une marge de manœuvre pour l'exportation du gaz.

<sup>96</sup> Rebecca Penty. *The 'shale gale' revolution*. New Brunswick Business Journal. 1<sup>er</sup> mai 2010.

<sup>97</sup> Richard Mills. *The Utica – An Emerging Canadian Shale Gas Play*. Safe Haven. 9 janvier 2010.

<sup>98</sup> Les Perreux. *Exploration for natural gas causes consternation in Quebec*. Globe and Mail. 30 août 2010.

<sup>99</sup> Ibid.

<sup>100</sup> Henry Aubin. op. cit.

<sup>101</sup> Kevin Dougherty. *Quebec imposes oil, gas exploration moratorium in the St. Lawrence estuary*. Montreal Gazette. 27 septembre 2010.

<sup>102</sup> Katie Pettie, gestionnaire de projet, Section de l'évaluation environnementale, ministère de l'Environnement du Nouveau-Brunswick. Communication personnelle. 21 juin.

<sup>103</sup> Michael Cummings, chef de l'administration, ville de Sussex. Communication personnelle. 23 juin 2010.

<sup>104</sup> Gouvernement du Canada. *Règlement sur la liste d'étude approfondie*, DORS/94-638. URL : <http://laws.justice.gc.ca/fra/DORS-94-638/index.html>.

<sup>105</sup> Bruce Johnstone. *Sask. government introduces natural gas production incentive program*. Leader Post. 27 mai 2010. Cet article de journal indique que le gouvernement de la Saskatchewan réduira à 2,5 % le taux de redevances à la Couronne sur les puits gaziers horizontaux et à 0 % la taxe sur la production de propriété franche pour les 25 premiers millions de mètres cubes de gaz naturel produits du 1<sup>er</sup> juin 2010 au 31 mars 2013. À l'heure actuelle, le taux combiné de redevances à la Couronne et de redevances de propriété franche se situe en moyenne à environ 5,4 %, selon le ministre de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan.



- 
- <sup>106</sup> Cas Rogal, coordonnatrice, approbations relatives aux eaux souterraines, Société des bassins hydrographiques de la Saskatchewan. Communication personnelle. 28 juin 2010.
- <sup>107</sup> Peter Gehl, coordonnateur environnemental, Société des bassins hydrographiques de la Saskatchewan. Communication personnelle. 28 juin 2010.
- <sup>108</sup> Ministère de l'Énergie de l'Alberta. <http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/944.asp>. L'organisme provincial de réglementation estime que le volume de gaz de schiste présent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien – qui englobe l'Alberta et des parties de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan – se situe entre 86 et 1 000 billions de pieds cubes.
- <sup>109</sup> *ibid.* L'organisme provincial de réglementation souligne qu'en Alberta, la production de gaz de schiste est limitée et la majorité des activités entourant le gaz de schiste à ce jour concernaient la recherche et le développement. Selon le rapport du ministère de l'Énergie de l'Alberta, les puits de gaz de schiste de l'Alberta n'ont encore produit aucune eau. Les États-Unis ont plus d'expérience dans l'exploitation du gaz de schiste, et dans la plupart des régions exploitées, le gaz de schiste est généralement « sec » en ce sens que les quantités d'eau associées à la production de gaz sont faibles, voire nulles.
- <sup>110</sup> Jim Bruce. Communication personnelle. 7 août 2010.
- <sup>111</sup> Lee Shanks, directeur des communications, Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique. Communication personnelle. 17 juin 2010.
- <sup>112</sup> Ken Campbell. Communication personnelle. 28 juillet 2010.
- <sup>113</sup> *ibid.*
- <sup>114</sup> Ken Campbell. *Shale Gas Development and Water Issues in Northeastern British Columbia*. Exposé présenté lors de la sixième Conférence annuelle sur le gaz de schiste de l'Institut canadien. Calgary, Alberta. 26-27 janvier 2010.
- <sup>115</sup> Dave Manz. Communication personnelle. 21 juillet 2010.
- <sup>116</sup> *ibid.*
- <sup>117</sup> Mireya Navarro. *State Decision Blocks Drilling for Gas in Catskills*. New York Times. 23 avril 2010.
- <sup>118</sup> Agence de protection de l'environnement des États-Unis. Lettre au Département de la conservation de l'environnement de l'État de New York. 30 décembre 2009.
- <sup>119</sup> John Stith. *New York toughens rules, virtually bans gas drilling in Skaneateles Lake watershed*. The Post-Standard. 23 avril 2010.
- <sup>120</sup> Bureau du membre du Congrès Maurice Hinchey. *Hinchey Calls on Delaware River Basin Commission to Conduct Cumulative Impact Study Before Allowing Natural Gas Extraction Water Withdrawals*. Communiqué de presse. 30 avril 2010.
- <sup>121</sup> The Denver Post. *Right balance on drilling: The federal government's more comprehensive review process should lessen court challenges after leases have been approved*. Éditorial non signé. 5 mai 2010.
- <sup>122</sup> Mead Gruver. *Wyoming approves 'fracking' disclosure rules*. Associated Press. 8 juin 2010.
- <sup>123</sup> Abrahm Lustgarten. *Gas Execs for Disclosure of Chemicals Used in Hydraulic Fracturing*. ProPublica. 2 octobre 2009.
- <sup>124</sup> Jennifer Dlouhy. *Energy chiefs defend natural gas from shale as safe*. Houston Chronicle. 20 janvier 2010.
- <sup>125</sup> Le projet de loi du Congrès est : H.R. 2766: *Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals Act of 2009*. Le projet de loi du Sénat est : S. 1215: *Fracturing Responsibility and Awareness of Chemicals (FRAC) Act*.
- <sup>126</sup> Conseil des académies canadiennes. *La gestion durable des eaux souterraines au Canada*. Mai 2009.
- <sup>127</sup> François Côté. *La gestion de l'eau douce au Canada : IV. L'eau souterraine*. Bibliothèque du Parlement, Service d'information et de recherche parlementaires. 6 février 2006.
- <sup>128</sup> Alfonso Rivera. Communication personnelle. 23 juillet 2010.



- 
- <sup>129</sup> Conseil des académies canadiennes. op. cit.
- <sup>130</sup> *ibid.*
- <sup>131</sup> Conseil canadien des ministres de l'environnement. *Bilan et évaluation des ressources canadiennes en eau souterraine, de leur gestion et des mécanismes et priorités de recherche*. 2010.
- <sup>132</sup> Geoscience BC. *Collaborative Horn River Basin Aquifer Study – Phase 1*. Communiqué de presse. 30 mars 2009.
- <sup>133</sup> B.J.R. Hayes. *Horn River Basin Aquifer Characterization Project, Northeastern British Columbia (NTS 0941, J, O, P): Progress Report*. Rapport de Geoscience BC. 2010.
- <sup>134</sup> *ibid.*
- <sup>135</sup> Elizabeth Johnson. *Water Potential of the Mississippian Debolt Formation in the Horn River Basin, Northeastern British Columbia*. Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique. 2009.
- <sup>136</sup> *ibid.*
- <sup>137</sup> Andy Blatchford. Canada East. *Drilling for shale gas unearths environmental risks, Ottawa warned*. 31 août 2010. URL : <http://www.canadaeast.com/wellness/article/1198345>.
- <sup>138</sup> Encana Corporation. op. cit.
- <sup>139</sup> Stephen Dvorkin et Jared Zola. *Hydraulic Fracturing liabilities suggest insurance coverage*. Oil and Gas Journal. 24 mai 2010.
- <sup>140</sup> Abrahm Lustgarten. *Pa. Residents Sue Gas Driller for Contamination, Health Concerns*. ProPublica. 20 novembre 2009. L'article précise que les problèmes de santé comprenaient des troubles neurologiques et digestifs. L'analyse du sang d'une personne a aussi révélé des concentrations toxiques des métaux présents dans l'eau contaminée. La poursuite civile, déposée en Cour de district américaine en novembre 2009, compte parmi ses demandeurs un employé d'une entreprise dont le puits a pris feu à la suite d'une fuite souterraine de méthane dans l'eau du puits. Non loin de là, Cabot avait foré son puits gazier Ely 6H, que l'entreprise considère comme l'un de ses plus productifs (et rentables) dans le schiste de Marcellus, en Pennsylvanie.
- <sup>141</sup> Jon Hurdle. *Pennsylvania lawsuit says drilling polluted water*. Reuters. 9 novembre 2009.
- <sup>142</sup> Melissa Newton. *Local Couple Claims Gas Drilling Tainted Water*. CBS Broadcasting Inc.
- <sup>143</sup> Todd Woody. *Non-profit Group Will Prod Companies to Report Their Water Use*. New York Times. 6 avril 2010.
- <sup>144</sup> Green Century Capital Management. *Williams Companies, Inc. shareholders face undisclosed risks associated with hydraulic fracturing. Green Century urges Williams to improve transparency at annual meeting*. Communiqué de presse. 20 mai 2010.
- <sup>145</sup> Conseil canadien des ministres de l'environnement. *Science de l'eau et politiques : Qualité des eaux souterraines (un atelier parrainé par le CCME, 21 et 22 mars 2002)*. URL : [http://www.ccme.ca/assets/pdf/2002\\_grndwtrqlty\\_wkshp\\_f.pdf](http://www.ccme.ca/assets/pdf/2002_grndwtrqlty_wkshp_f.pdf).
- <sup>146</sup> Financial Times. *The heat continues to rise on the cost of producing shale gas*. 6 mars 2010. Cité à : <http://www.aspousa.org/index.php/2010/03/john-dizard-the-financial-times-2/>.