BIBLIOTHÈQUE du PARLEMENT
LIBRARY of PARLIAMENT

ÉTUDE GÉNÉRALE

Le gaz de schiste au Canada – Risques environnementaux et réglementation

Publication n° 2015-18-F
Le 26 février 2015

Penny Becklumb
Jed Chong
Tim Williams

Division de l'économie, des ressources et des affaires internationales
Service d'information et de recherche parlementaires

Les ***études générales*** de la Bibliothèque du Parlement sont des analyses approfondies de questions stratégiques. Elles présentent notamment le contexte historique, des informations à jour et des références, et abordent souvent les questions avant même qu'elles deviennent actuelles. Les études générales sont préparées par le Service d'information et de recherche parlementaires de la Bibliothèque, qui effectue des recherches et fournit des informations et des analyses aux parlementaires ainsi qu'aux comités du Sénat et de la Chambre des communes et aux associations parlementaires, et ce, de façon objective et impartiale.

© Bibliothèque du Parlement, Ottawa, Canada, 2015

Le gaz de schiste au Canada – Risques environnementaux et réglementation
(Étude générale)

Publication n° 2015-18-F

This publication is also available in English.

TABLE DES MATIÈRES

1 INTRODUCTION 1

2 QU'EST-CE QUE LE GAZ DE SCHISTE? 1

3 COMMENT LE GAZ DE SCHISTE EST-IL EXTRAIT? 1

3.1 Forage horizontal 1

3.2 Fracturation hydraulique 2

3.3 Nombre de puits de gaz de schiste 2

4 QUELS SONT LES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE ET QUELLE EST LA RÉGLEMENTATION CONNEXE? 3

4.1 Effets sur les ressources en eau 3

4.1.1 Quantité d'eau utilisée 3

4.1.1.1 Réglementation de la distribution d'eau 5

4.1.2 Risque de contamination de l'eau souterraine 5

4.1.2.1 Méthane d'origine naturelle 5

4.1.2.2 Migration verticale du fluide de fracturation vers les aquifères 5

4.1.2.3 Contamination due à des défauts de construction et à la défaillance des puits 6

4.1.2.4 Réglementation de la contamination de l'eau souterraine 7

4.1.3 Risques associés aux pratiques opérationnelles 8

4.1.3.1 Utilisation de produits chimiques dangereux 8

4.1.3.2 Stockage et traitement des eaux usées 9

4.1.3.3 Réglementation des produits chimiques dangereux et des eaux usées 10

4.2 Effets sur l'air 10

4.2.1 Le gaz naturel comme substitut d'autres sources d'énergie 11

4.2.1.1 Réglementation du bouquet énergétique 11

4.2.2 Émissions fugitives 11

4.2.2.1 Gestion des émissions fugitives 12

4.2.3 Émissions de gaz à effet de serre liées au transport 13

4.2.3.1 Réglementation des émissions liées au transport 13

4.2.4 Effets sur la qualité de l'air 13

4.2.4.1 Réglementation de la qualité de l'air 13

4.3 Effets sur le sol 14
4.3.1 Impact de l'utilisation du sol 14
4.3.1.1 Réglementation de l'impact de l'utilisation du sol 15
4.3.2 Sismicité provoquée 15
4.3.2.1 Fracturation hydraulique 15
4.3.2.2 Injection d'eaux usées 16
4.3.3 Réglementation de la sismicité provoquée 16

5 CONCLUSION 17

LE GAZ DE SCHISTE AU CANADA – RISQUES ENVIRONNEMENTAUX ET RÉGLEMENTATION*

1 INTRODUCTION

Depuis la récente intensification de l'exploitation du gaz de schiste en Amérique du Nord, le public exprime de vives inquiétudes concernant les risques liés à l'exploitation de cette ressource. Après avoir présenté de l'information générale sur le gaz de schiste et son extraction, la présente étude traitera de certains des impacts environnementaux de l'exploitation du gaz de schiste et expliquera comment le régime réglementaire actuel du Canada, qui est principalement provincial, gère ces impacts.

2 QU'EST-CE QUE LE GAZ DE SCHISTE[1]?

Le gaz de schiste est un gaz naturel emprisonné dans les schistes, des roches imperméables. Le « gaz naturel » est en fait un mélange de méthane (normalement environ 85 % de l'ensemble), d'autres hydrocarbures (comme l'éthane, le propane, le butane et le pentane), de dioxyde de carbone et d'éléments traces d'azote, d'hélium et de sulfure d'hydrogène[2].

Pour extraire le gaz de schiste, on a recours à des techniques spéciales qui permettent de fracturer la roche afin de libérer et de faire circuler le gaz qui s'y trouve[3]. En revanche, on accède facilement au gaz naturel classique en forant un puits vertical classique directement dans le réservoir.

3 COMMENT LE GAZ DE SCHISTE EST-IL EXTRAIT?

Le gaz de schiste peut être extrait à l'aide de diverses techniques[4], y compris celles qui sont employées dans l'extraction du gaz naturel classique[5]. Cependant, l'extraction du gaz de schiste se fait généralement par forage horizontal et fracturation hydraulique. Ces deux techniques sont utilisées séparément depuis des décennies, mais leur combinaison est une pratique relativement nouvelle et largement responsable de la rentabilisation du gaz de schiste.

3.1 FORAGE HORIZONTAL

En Amérique du Nord, le forage horizontal est devenu commercialement viable dans les années 1980. Il est utilisé depuis pour accroître les volumes de production de tous les genres de puits de gaz naturel et de pétrole[6]. En ce qui concerne le gaz de schiste, un puits vertical est d'abord foré dans le sol pour atteindre le schiste, qui se trouve généralement à une profondeur de 1,5 à 4 km[7]. Une fois le schiste atteint, un puits horizontal est foré sur une distance de 1 à 3 km[8]. Souvent, plusieurs puits horizontaux sont forés à partir d'un puits vertical afin d'accroître la production et de réduire l'impact de l'utilisation du sol[9].

Durant le forage, de multiples colonnes de tubage d'acier sont insérées dans le trou de forage à différentes profondeurs puis fixées avec du ciment, créant ainsi plusieurs couches d'acier et de ciment entre l'intérieur du puits et ce qui l'entoure[10]. Cette technique de tubage et de cimentation est employée dans tous les types de puits de pétrole et de gaz naturel[11].

3.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'extraction du gaz naturel et du pétrole classiques depuis plus de 60 ans[12]. Cette technique consiste à injecter sous haute pression un fluide dans le puits. La composition du fluide varie selon le type de roche, les caractéristiques du puits et l'étape de fracturation[13]. En règle générale, le fluide contient de l'eau (de 89 à 93,5 %), un agent de soutènement, soit un matériau granulaire synthétique ou naturel non compressible, habituellement du sable (de 6 à 9 %)[14], et des produits chimiques (de 0,5 à 2 %)[15].

L'injection de ce fluide sous pression provoque de toutes petites fissures dans la roche et l'agent de soutènement les maintient ouvertes. Le fluide est ensuite pompé vers la surface, libérant ainsi le gaz qui se trouve dans les fissures et le faisant circuler vers la surface[16]. Chaque puits est fracturé plusieurs fois, un processus appelé fracturation hydraulique en plusieurs étapes. La composition du fluide utilisé varie d'une étape à l'autre[17].

3.3 NOMBRE DE PUITS DE GAZ DE SCHISTE[18]

Le tableau 1 montre le nombre de puits de gaz de schiste forés, selon la province, jusqu'en 2011 (la dernière année pour laquelle des données comparables sont disponibles)[19]. Cette année-là, la Colombie-Britannique comptait le plus de puits, soit 1 873. Venaient ensuite l'Alberta, avec 190 puits, et la Saskatchewan, avec 85 puits. La fracturation hydraulique n'a pas été utilisée dans tous ces puits. Beaucoup moins de puits avaient été forés dans le reste du Canada. Le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador ont proposé ou mis en œuvre un moratoire sur l'exploitation du gaz de schiste[20].

Tableau 1 – Nombre de puits de gaz de schiste forés jusqu'en 2011, selon la province

	Colombie-Britannique [a]	Alberta	Saskatchewan	Ontario	Québec	Nouveau-Brunswick [b]	Nouvelle-Écosse
Forés	1 873	190	85 [c]	1 [d]	29	4	5
Fracturés	~1 873	178	~42	–	18	3	3
En production	1 354	114	35	–	–	1	–

Notes :
a. Les chiffres pour la Colombie-Britannique devraient être considérés comme un minimum, puisqu'ils ne comprennent que les puits des bassins de la rivière Horn et de Montney.
b. En plus des puits de gaz de schiste, 46 puits situés dans des zones de sable peu perméable ont été forés par fracturation hydraulique au Nouveau-Brunswick et sont actuellement en production.
c. Environ 35 de ces puits ont été forés pour une production mélangée, c'est-à-dire que le schiste et les sables du bassin du groupe du Colorado ont tous les deux fait l'objet de forages.
d. Le gouvernement provincial a également foré trois autres puits à des fins de recherche.

Source : C. Rivard *et al*., *A review of the November 24–25, 2011 shale gas workshop, Calgary, Alberta – 2. Groundwater resources*, Geological Survey of Canada, Open File 7096, 2012, p. 3; Comité d'experts chargé de l'évaluation Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*, Ottawa, Conseil des académies canadiennes, 2014.

Quant aux territoires, il n'y a ni exploration ni production de gaz de schiste au Yukon[21], et il n'y a aucune production gazière ou pétrolière au Nunavut[22]. Au moins une entreprise a mené des activités d'exploration incluant le forage horizontal et la fracturation hydraulique dans les schistes de la formation de Canol, dans les Territoires du Nord-Ouest, et elle a demandé des permis pour élargir ces activités[23]. On pense que la formation contient du gaz naturel et du pétrole[24].

4 QUELS SONT LES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX LIÉS À L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE ET QUELLE EST LA RÉGLEMENTATION CONNEXE?

Puisque le contexte environnemental et socioéconomique varie beaucoup d'une région à l'autre (et dans chaque région), les risques varient d'une province à l'autre[25]. Un examen approfondi de ces différences déborde du cadre du présent document, mais on trouvera davantage d'information dans un rapport publié par le Conseil des académies canadiennes (CAC)[26].

Les paragraphes qui suivent donnent un aperçu de certains risques environnementaux de l'exploitation du gaz de schiste au Canada et abordent la réglementation visant à atténuer cet impact. La réglementation mentionnée, notamment la réglementation régionale, n'est donnée qu'à titre d'exemple et ne devrait pas être considérée comme représentative de l'ensemble des initiatives provinciales et territoriales[27].

4.1 EFFETS SUR LES RESSOURCES EN EAU

4.1.1 QUANTITÉ D'EAU UTILISÉE

La quantité d'eau utilisée dans l'exploitation du gaz de schiste est généralement faible comparativement aux flux annuels totaux d'eau de surface[28]. Cependant, il faut de grands volumes d'eau sur de courtes périodes (de quelques semaines à quelques mois), et cela pourrait être problématique pendant certaines périodes de pointe annuelles. Comme l'explique le CAC :

> Des problèmes peuvent se présenter pendant la période la plus sèche de l'année, lorsque la demande associée à bon nombre d'utilisations de l'eau est à son plus fort, ou pendant la période la plus froide, lorsque les eaux de surface sont en grande partie gelées et que l'écoulement actif est faible, ou encore pendant des périodes cruciales, lorsque les niveaux d'eau sont importants pour assurer l'accès à des habitats de grande importance[29].

Par exemple, une étude réalisée au Québec a montré que les ressources en eau de la province lui permettraient d'exploiter le gaz de schiste sans nuire aux écosystèmes et aux autres utilisateurs d'eau, mais elle a signalé que certains secteurs ne pourraient pas soutenir des prélèvements, car les flux y sont faibles[30].

De même, un rapport publié en Nouvelle-Écosse a souligné que la province dispose de ressources en eau suffisantes pour approvisionner l'industrie du gaz de schiste, sauf dans certaines régions où l'on trouve de grandes exploitations agricoles et où les sources d'eau de surface sont limitées[31].

Le tableau 2 montre le volume moyen d'eau utilisé par puits dans diverses formations de gaz de schiste au Canada. Les chiffres varient beaucoup d'une région à l'autre en raison des différentes caractéristiques géologiques de la roche[32]. Ils vont de 0,2 million de litres dans la formation du Colorado à 76,9 millions de litres dans la formation du bassin de la rivière Horn.

Cependant, les données du tableau sont des moyennes générales. Les puits individuels pourraient se situer au-delà de ces limites. Par exemple, certains puits du bassin de la rivière Horn exigent jusqu'à 80 millions de litres parce que la roche de cette formation est très épaisse[33].

Tableau 2 – Volume moyen d'eau utilisé par puits dans les formations de gaz de schiste au Canada

Formation de gaz de schiste	Volume moyen d'eau par puits (millions de litres)
Bassin de la rivière Horn (Colombie-Britannique)	76,9
Montney (Colombie-Britannique)	6,7-9,7
Colorado (puits verticaux en Saskatchewan)	0,2-0,4
Utica (Québec)	12-20
Frederick Brook (Nouveau-Brunswick)	2-20
Horton Bluff (Nouvelle-Écosse, deux puits seulement)	5,9-6,8

Source : Comité d'experts chargé de l'évaluation Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*, Ottawa, Conseil des académies canadiennes, 2014.

Comparativement à la production de la plupart des combustibles fossiles, la production de gaz de schiste exige, en moyenne, moins d'eau (voir le tableau 3). Toutefois, comme il a été dit ci-dessus, la production de gaz de schiste exige beaucoup d'eau dans un court laps de temps.

Tableau 3 – Consommation d'eau pour les activités liées aux combustibles fossiles

Combustible fossile	Consommation d'eau (gallons par million d'unités thermiques britanniques)[a]
Gaz de schiste	0,6-1,8
Pétrole (production primaire)	1,4
Pétrole (production secondaire et récupération assistée des hydrocarbures)	62-65
Sables bitumineux	13-33
Gaz naturel classique	0 (environ)

Note : a. Une unité thermique britannique est une unité de mesure de la chaleur requise pour augmenter d'un degré Fahrenheit la température d'une livre d'eau. Pour plus d'information, voir United States Energy Information Administration, « What are Ccf, Mcf, Btu, and therms? How do I convert natural gas prices in dollars per Ccf or Mcf to dollars per Btu or therm? », *Frequently Asked Questions*.

Source : Comité d'experts chargé de l'évaluation Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*, Ottawa, Conseil des académies canadiennes, 2014.

L'eau utilisée dans la fracturation hydraulique peut provenir de l'une des sources suivantes : eau douce (lacs, ruisseaux, eau souterraine, etc.); eau de reflux recyclée; eau d'aquifères salins ou eau produite avec du pétrole; eaux usées des municipalités

après un traitement primaire ou eau municipale[34]. À l'heure actuelle, l'eau douce est la principale source utilisée, bien que certaines entreprises optent plutôt pour l'eau de reflux recyclée[35].

4.1.1.1 Réglementation de la distribution d'eau

Au Canada, les provinces et les territoires sont responsables de la distribution de l'eau et ont leur propre régime d'autorisation de prélèvement d'eau pour divers usages[36]. Certaines provinces ont récemment mis à jour leurs exigences liées aux prélèvements d'eau, parfois pour tenir compte de la fracturation hydraulique.

Par exemple, en 2012, l'Alberta a révisé ses directives pour inclure :

> de nouvelles exigences pour […] la déclaration par voie électronique des données sur les sources d'eau, notamment le lieu et le type de source, et pour l'envoi d'information sur le permis de dérivation d'eau et le volume total d'eau utilisé dans les activités de fracturation hydraulique ainsi que de l'information sur la qualité de l'eau dans le cas de sources d'eau souterraine[37].

Au Nouveau-Brunswick, la réglementation publiée en 2013 oblige les exploitants de puits qui ont l'intention de prélever de l'eau pour la fracturation hydraulique à présenter un plan de gestion de l'eau approuvé soutenant la conservation et le recyclage de l'eau. Les exploitants doivent également surveiller les débits aux lieux de prélèvement, et consigner et déclarer la quantité d'eau utilisée[38].

4.1.2 Risque de contamination de l'eau souterraine

4.1.2.1 Méthane d'origine naturelle

La diversité des sources de contamination possibles, comme le méthane se trouvant naturellement dans l'eau souterraine, vient compliquer l'étude des risques de la production de gaz de schiste pour l'eau souterraine. Par exemple, une étude réalisée au Québec a révélé la présence de méthane d'origine naturelle dans 95 % des puits d'eau potable ayant fait l'objet de prélèvements[39]. En Nouvelle-Écosse, dans le cadre d'une étude, on a découvert du méthane dans 21 % des puits appartenant à la province et exploités par elle[40].

Il est difficile d'établir un lien de causalité entre l'extraction du gaz de schiste et les niveaux accrus de méthane dans les puits d'eau souterraine à cause du méthane d'origine naturelle et de l'absence de données de base pour la période précédant le forage[41]. Il pourrait être difficile, voire impossible, d'obtenir des données de base une fois que l'exploitation du gaz de schiste a commencé[42].

4.1.2.2 Migration verticale du fluide de fracturation vers les aquifères

Une autre source de contamination signalée est la migration du fluide de fracturation qui s'échapperait par les fractures pour atteindre les aquifères. Les données disponibles semblent indiquer que ce risque est très faible, compte tenu de la distance entre les fractures et les aquifères, et de la pression soutenue nécessaire pour diriger le fluide de fracturation vers le haut.

Le schiste se trouve d'ordinaire à une profondeur de 1,5 à 4 km. Selon le CAC, la portée verticale des fractures peut s'élever jusqu'à 0,3 km au-dessus du schiste[43]. Toutefois, une étude réalisée par le Royaume-Uni et portant sur des milliers d'opérations de fracturation partout aux États-Unis a relevé une fracture d'environ 0,6 km de hauteur[44]. Cela pourrait être comparé à la zone d'eau douce souterraine, qui, selon les estimations, se trouve quelque part entre 0,1 et 0,3 km sous la surface, voire à une profondeur maximale de 0,6 km[45].

Une étude réalisée au Québec semble indiquer un risque de contamination minimal, soit par des fractures naturelles, soit par des fractures d'origine humaine, mais elle souligne aussi qu'il peut être difficile de déterminer l'importance de ces risques, faute de données[46].

Ces résultats portent à croire qu'il est peu probable que les fractures atteignent l'aquifère[47]. Même si les fractures verticales atteignaient l'eau souterraine, il faudrait une pression soutenue pour envoyer le fluide de fracturation vers le haut par les fractures[48].

Cependant, on ne sait pas si la fracturation hydraulique peut ouvrir des fractures existantes dans la roche, permettant ainsi la migration verticale du gaz, qui a tendance à remonter vers la surface. Des mesures sur le terrain et une surveillance à long terme sont nécessaires pour combler cette lacune, et le CAC estime qu'une telle analyse n'a jamais été faite[49].

4.1.2.3 CONTAMINATION DUE À DES DÉFAUTS DE CONSTRUCTION ET À LA DÉFAILLANCE DES PUITS

Une étude réalisée au Québec semble indiquer que le risque de contamination de l'eau souterraine est associé surtout à la construction des puits[50]. Ce risque, qui n'est pas exclusif à la production de gaz de schiste, a été signalé pour la première fois dans les années 1970[51]. Peu d'études concluantes ont été faites sur la fréquence, la gravité et les conséquences de la défaillance des puits[52].

Selon le CAC, il faut surmonter un certain nombre de difficultés pour réaliser une bonne cimentation :

- Il faut utiliser suffisamment de ciment pour s'assurer qu'il atteindra la profondeur voulue, qu'il couvrira le tubage du puits et qu'il déplacera la boue qui se trouve dans l'espace entre le tubage et le trou de forage.
- Le ciment doit être réparti sur toute la longueur du tubage.
- Le ciment doit adhérer adéquatement au tubage et à la roche.
- Il faut empêcher le gaz de s'infiltrer dans le ciment pendant que ce dernier durcit.
- Il faut centrer le tubage dans le trou de forage pendant la cimentation[53].

Nombre d'autres facteurs peuvent entraîner une mauvaise cimentation du tubage, comme des erreurs dans la préparation du ciment et le déplacement incomplet du fluide de forage. De plus, avec le temps, le ciment peut se fissurer, se rétrécir ou se déformer[54].

Le problème de l'intégrité des puits est amplifié par le nombre potentiellement élevé de puits liés à l'exploitation du gaz de schiste sur une grande échelle et par les produits chimiques ajoutés aux fluides de fracturation. En outre, la réalisation d'une cimentation de qualité supérieure est universellement reconnue comme étant plus difficile lorsque le tubage est incliné (par exemple dans les puits horizontaux)[55]. Des fuites ont été signalées dans des puits du secteur pétrolier et gazier classique de l'Ouest canadien ainsi que dans des puits de gaz de schiste abandonnés au Québec[56].

Les méthodes de cimentation modernes ont été conçues il y a une soixantaine d'années. Par conséquent, on comprend mal ce qui assure l'intégrité des puits à long terme, et il faut faire d'autres analyses pour évaluer les risques et déterminer les mesures d'atténuation qui s'imposent[57]. On ne sait pas pendant combien de temps l'intégrité d'un puits bouché est assurée après la mise hors service.

Selon un rapport publié en Nouvelle-Écosse, rien ne semble indiquer que le nombre de puits ayant des fuites augmente considérablement avec le temps, mais aucune étude n'a examiné systématiquement les vieux puits pour quantifier les risques à long terme (c.-à-d. 100 ans ou plus)[58].

Les puits abandonnés peuvent également présenter un risque. C'est le cas notamment s'ils se trouvent près de puits qui sont actuellement utilisés pour la production et si les formations dans lesquelles ils ont été forés sont repressurisées en raison de la production de gaz de schiste ou du stockage d'eau de reflux en profondeur. Une telle « communication » entre les puits peut entraîner le rejet accidentel d'eau, de gaz, de boue ou de sable dans les aquifères ou leur envoi à la surface. Cela s'est déjà produit 18 fois en Colombie-Britannique et 20 fois en Alberta[59].

Selon le CAC, au cours des dix dernières années, l'industrie pétrolière et gazière a considérablement amélioré les méthodes de cimentation des puits[60]. Le nombre de puits où des fuites importantes ont été signalées et les taux de fuite moyens sont faibles[61]. Cependant, le CAC a également souligné que les améliorations que l'industrie affirme avoir apportées n'ont pas été vérifiées par un organisme indépendant et qu'il faut s'efforcer sans cesse d'améliorer la cimentation[62].

4.1.2.4 Réglementation de la contamination de l'eau souterraine

La protection de l'eau souterraine contre la contamination est réglementée principalement par les provinces. Certaines provinces exigent des analyses de l'eau souterraine avant la fracturation. Par exemple, en Colombie-Britannique, pour qu'une entreprise puisse fracturer à des profondeurs inférieures à 600 mètres (m), il faut prélever des échantillons d'eau avant et après la fracturation dans un rayon de 200 m autour des activités de fracturation proposées, mais les propriétaires des puits d'eau doivent approuver l'échantillonnage[63]. Au Nouveau-Brunswick, avant que le forage gazier et pétrolier puisse commencer, il faut impérativement prélever et analyser des échantillons de l'eau de tous les puits d'eau situés dans un rayon de 500 m autour du site de forage[64].

Afin de protéger les aquifères contre la contamination, les provinces et les territoires ont adopté des lignes directrices pour le forage, la complétion, l'entretien et l'abandon

de puits, et ont défini les conditions à observer[65]. Ces conditions s'appliquent tant aux puits de pétrole et de gaz classiques qu'aux puits non classiques[66]. En 2013, l'Alberta a publié une nouvelle directive énonçant les exigences relatives à « la gestion de l'intégrité des structures souterraines liées aux opérations hydrauliques souterraines[67] ».

4.1.3 Risques associés aux pratiques opérationnelles

4.1.3.1 Utilisation de produits chimiques dangereux

En ce qui concerne la qualité de l'eau, le risque que présente l'exploitation du gaz de schiste est souvent lié aux pratiques opérationnelles, plutôt qu'au processus de fracturation et d'extraction. Dans un rapport paru en 2014, le Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing, un groupe d'experts indépendant chargé d'examiner la question de la fracturation hydraulique, a résumé les principaux risques opérationnels pour l'eau de surface et l'eau souterraine :

- Déversements accidentels de produits chimiques, de pétrole, de boues de forage et de fluides de fracturation durant le transport, le stockage ou l'utilisation;
- Déversements de condensats (le cas échéant) et déversements d'eaux de reflux ou d'eaux produites provenant d'un puits en production;
- Mauvais stockage, traitement ou rejet des eaux de reflux, notamment des fluides de fracturation et de l'eau provenant de formations salines, ainsi que des fuites dans les bassins de rétention à ciel ouvert ou d'autres installations de stockage[68].

La plupart de ces risques opérationnels concernent des déversements de substances utilisées pendant la fracturation hydraulique qui sont susceptibles de contaminer l'eau et le sol (on pourrait dire la même chose à propos des produits chimiques utilisés dans les processus industriels)[69]. Si un déversement ou une fuite se produit durant le stockage, le mélange ou le pompage de ces fluides de fracturation, ceux-ci pourraient s'écouler dans l'eau de surface environnante ou s'infiltrer dans le sol[70].

La composition des fluides de fracturation peut inclure non seulement des produits chimiques que l'on trouve régulièrement dans les biens de consommation courante, mais aussi des produits chimiques susceptibles d'être nocifs pour la santé. Environnement Canada et Santé Canada ont dressé une liste partielle de plus de 800 substances qui sont utilisées ou que l'on croit être utilisées dans la fracturation hydraulique aux États-Unis et au Canada. La toxicité de 33 de ces substances a été confirmée dans d'autres applications (p. ex. le benzène dans l'essence)[71].

La concentration d'additifs chimiques dans les fluides peut être faible (de 0,5 à 2 % par volume), mais, comme la fracturation exige de grandes quantités d'eau, l'utilisation de produits chimiques est proportionnellement élevée[72]. Dans une simulation, on a constaté qu'en l'absence de recyclage, l'approvisionnement en produits chimiques exigerait quelque 200 déplacements en camion sur une période de 50 à 80 jours[73]. Les déversements de ces produits chimiques durant le transport constituent une source possible de contamination de l'eau dans l'exploitation du gaz de schiste[74].

On ne comprend pas bien les effets possibles de la contamination de l'eau de surface et de l'eau souterraine par les produits chimiques utilisés dans la fracturation. Selon le CAC, il faut une meilleure évaluation de chaque produit chimique utilisé dans les fluides de fracturation. Le CAC estime aussi qu'il faut étudier le comportement des mélanges de produits et les produits qui pourraient être créés quand les produits chimiques sont mélangés à l'eau in situ[75].

4.1.3.2 Stockage et traitement des eaux usées

Compte tenu de l'utilisation de produits chimiques dangereux dans les fluides de fracturation, le stockage et le traitement des eaux usées sont d'une importance primordiale. De 50 à 80 % des fluides de fracturation retournent à la surface[76]. Cette eau de reflux est un mélange de fluide de fracturation qui remonte, d'eau provenant de la formation, de matières radioactives naturelles, de métaux et de composés organiques[77]. Comme il a été mentionné ci-dessus, les déversements et les fuites d'eaux usées peuvent présenter un risque opérationnel[78].

Après avoir été stockée en surface, dans des bassins ou des réservoirs revêtus, l'eau de reflux peut être :

- traitée dans une usine de traitement spécialisée située sur place ou ailleurs;
- réutilisée dans la fracturation d'un autre puits;
- réinjectée dans une formation saline profonde.

Les bassins revêtus sont rarement exempts de défauts, et l'on peut s'attendre à des fuites[79]. De plus, les fortes précipitations peuvent provoquer le débordement des bassins à ciel ouvert[80].

Des usines de traitement spécialisées sont nécessaires pour traiter l'eau de reflux. En effet, beaucoup d'installations municipales ne permettent pas le traitement de l'eau provenant de l'exploitation du gaz de schiste[81]. Il est particulièrement difficile d'évacuer l'eau de reflux de manière efficace et sans risque si elle contient de fortes concentrations de substances radioactives et d'autres éléments toxiques.

La réutilisation des eaux usées dans d'autres activités de fracturation augmente de façon générale, 70 % des eaux usées ayant été réutilisées en 2011, selon les estimations. Cette pratique peut certes réduire la quantité d'eau requise pour les activités de fracturation, mais elle produit des eaux usées plus concentrées qu'il faut quand même traiter ou stocker[82].

Si les conditions géologiques le permettent, on peut injecter les eaux usées dans des aquifères salins ou des puits pétroliers ou gaziers abandonnés pour les stocker en profondeur. L'industrie préfère cette option en raison, notamment, du coût élevé du traitement de l'eau de reflux si l'on respecte les normes de santé, de sécurité et de protection de l'environnement[83].

Le stockage en profondeur des eaux usées se fait par injection des rejets fluides « dans des formations poreuses spécialement ciblées en fonction de leur capacité de recevoir de forts volumes de fluides[84] ». Les puits utilisés pour le stockage sont

parfois moins profonds que ceux qui servent à la production, mais ils sont bien plus profonds que les aquifères d'eau douce. Dans l'Ouest canadien, les conditions sont généralement plus propices au stockage en profondeur des fluides de reflux. Actuellement, il n'y a aucun puits de stockage des eaux usées au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse[85].

4.1.3.3 RÉGLEMENTATION DES PRODUITS CHIMIQUES DANGEREUX ET DES EAUX USÉES

Certains ont exprimé des préoccupations concernant la toxicité des fluides de fracturation et le manque d'information publique sur les produits chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique[86]. Les gouvernements fédéral et provinciaux ont tous les deux le pouvoir de demander la divulgation de ces données.

Le gouvernement fédéral a récemment examiné et rejeté la possibilité d'obliger les entreprises à déclarer leur utilisation de produits chimiques dans les fluides de fracturation pour que cette information soit incluse dans l'Inventaire national des rejets de polluants, en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (LCPE)[87].

Quant aux provinces, depuis janvier 2012, la Colombie-Britannique oblige les exploitants à déclarer les fluides de fracturation hydraulique qu'ils utilisent[88]. Pour faciliter la divulgation publique, la province a créé le site Web FracFocus.ca, auquel ont accès tous les autres gouvernements et qui sert de source d'information nationale sur les fluides de fracturation[89]. L'information sur les fluides de fracturation utilisés en Alberta, au Nouveau-Brunswick et dans les Territoires du Nord-Ouest est maintenant disponible sur FracFocus.ca.

La LCPE oblige Environnement Canada et Santé Canada à évaluer toutes les nouvelles substances chimiques fabriquées ou importées au Canada, y compris celles qui sont utilisées dans la fracturation hydraulique, afin de déterminer si elles sont toxiques. Les substances toxiques sont ensuite gérées conformément à la Politique de gestion des substances toxiques et pourraient faire l'objet d'une réglementation[90].

Les provinces réglementent surtout les pratiques liées au stockage, à la manipulation et à l'élimination des produits chimiques, des eaux usées et d'autres substances associées aux activités pétrolières ou gazières[91].

4.2 EFFETS SUR L'AIR

Les effets d'une production de gaz de schiste accrue dépendent :

- de la mesure dans laquelle le gaz de schiste remplace d'autres sources d'énergie;
- de la quantité d'émissions de méthane provenant des têtes de puits non étanches et de fuites dans le réseau de distribution[92];
- du niveau d'émissions liées au transport pour la production de gaz.

L'exploitation du gaz de schiste peut en outre entraîner une augmentation locale de la pollution atmosphérique.

4.2.1 LE GAZ NATUREL COMME SUBSTITUT D'AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE

Utilisé comme combustible dans des appareils employant des technologies courantes, le gaz naturel est plus propre que les autres combustibles fossiles, et il émet moins de polluants, comme du dioxyde de carbone (CO_2), dans l'atmosphère. Les promoteurs du gaz de schiste prétendent que ce gaz naturel pourrait remplacer d'autres combustibles fossiles, notamment le charbon, réduisant ainsi la pollution. D'autres, en revanche, estiment que les émissions sont pires quand on tient compte des émissions du cycle tout entier (c.-à-d. du puits au brûleur)[93].

Contrairement aux États-Unis et à la Chine, qui produisent une grande partie de leur électricité avec du charbon, le Canada ne remplit que 12 % de ses besoins avec cette source d'énergie[94]. La part du gaz naturel dans le chauffage est déjà importante (50 % en 2011), contrairement à celle du pétrole (7 %)[95]. Les possibilités de substitution sont donc limitées comparativement à d'autres pays, bien que des occasions existent dans certaines provinces[96].

4.2.1.1 RÉGLEMENTATION DU BOUQUET ÉNERGÉTIQUE

La réglementation peut modifier le bouquet énergétique et la part du gaz naturel. L'Ontario a interdit l'utilisation du charbon dans certaines centrales électriques et considère la possibilité d'étendre cette interdiction à toutes les activités de production d'électricité[97]. Le gouvernement fédéral a adopté des règlements visant les nouvelles centrales alimentées au charbon (celles qui commenceront à produire de l'électricité le 1er juillet 2015 ou après cette date) pour faire en sorte qu'elles répondent aux normes de rendement, qui correspondent « à l'intensité des émissions d'un groupe de production d'électricité à cycle combiné alimenté au gaz naturel[98] ».

Les règlements provinciaux qui attribuent un prix au carbone, comme le système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission[99], les objectifs liés à l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (GES) en Alberta[100] et la taxe sur le carbone en Colombie-Britannique[101], peuvent également avoir une incidence sur le bouquet énergétique si le coût supplémentaire pousse les producteurs d'énergie à se tourner vers une source d'énergie dont l'intensité carbonique est plus faible. Cependant, l'adoption du gaz naturel dépendrait de la viabilité économique de toutes les solutions de rechange.

4.2.2 ÉMISSIONS FUGITIVES

L'examen de la possibilité de substituer le gaz naturel aux autres combustibles fossiles met l'accent sur les émissions de CO_2. Cependant, le CO_2 produit par la combustion du gaz naturel n'est pas la seule source de GES à considérer. En effet, le méthane est lui aussi un puissant GES. Le méthane subsiste moins longtemps dans l'atmosphère que les autres GES, mais il capte mieux les rayonnements et son impact sur le changement climatique est 20 fois plus élevé que celui du CO_2 sur une période de 100 ans[102].

La différence entre les émissions de GES liées à l'exploitation du gaz de schiste et celles qui sont associées au charbon est surtout tributaire des fuites de méthane pendant le cycle de vie du projet. Toutefois, les analyses des émissions associées au gaz de schiste pendant le cycle de vie des projets produisent des résultats contradictoires[103]. Il existe peu de données sur les fuites de méthane et il y a de l'incertitude quant à la fiabilité des méthodes employées pour produire ces données limitées[104].

Selon le CAC, « la principale lacune dans les connaissances sur l'incidence de la mise en valeur du gaz de schiste au regard des émissions de GES découle de l'incertitude qui entoure l'estimation des émissions totales de méthane mêmes[105] ».

Les puits ont de multiples sources de fuites possibles et peu d'entre eux ont été étudiés pour en déterminer les émissions. Les calculs sont habituellement basés sur des modèles, plutôt que sur des données empiriques[106]. De plus, les estimations des fuites peuvent varier énormément selon les valeurs utilisées comme variables dans les modèles[107].

Les textes scientifiques publiés récemment sur le sujet semblent indiquer que les émissions fugitives de méthane associées au gaz de schiste peuvent représenter de 0,5 à 8 % du gaz extrait[108]. Le chiffre inférieur est comparable aux résultats obtenus pour les émissions liées au gaz classique, donnant au gaz de schiste un avantage sur le charbon. Mais si les chiffres les plus élevés sont exacts, les fuites de méthane pourraient bien annuler les avantages du gaz de schiste par rapport au charbon[109]. Selon les estimations, si l'on veut réduire les émissions en substituant le gaz de schiste au charbon, il faut que les taux de fuite soient inférieurs à 2,7 %[110].

Les particularités de certains gisements de gaz de schiste peuvent également avoir une incidence sur la quantité d'émissions durant l'exploitation de la ressource. À titre d'exemple, en Colombie-Britannique, le gaz de schiste du bassin de la rivière Horn a une forte teneur en CO_2, et celui-ci doit être séparé et éliminé avant que le gaz soit mis sur le marché. Si ce processus n'est pas bien géré, l'exploitation de ce bassin pourrait s'accompagner d'une hausse marquée des émissions de CO_2[111].

Il existe des technologies qui facilitent le captage des émissions fugitives associées à la production du gaz naturel ou qui permettent de les éviter, et en optant pour les procédés de captage les plus rentables, l'industrie pourrait économiser environ 164 millions de dollars par année[112].

4.2.2.1 GESTION DES ÉMISSIONS FUGITIVES

L'Association canadienne des producteurs pétroliers s'est dotée d'un plan de gestion des émissions fugitives intitulé « Best Management Practice for Fugitive Emissions Management[113] » que certaines provinces ont adopté pour guider l'industrie dans la conception de programmes de détection et de colmatage des fuites[114].

4.2.3 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE LIÉES AU TRANSPORT

Le transport de l'eau peut représenter jusqu'à 80 % des activités de transport d'un projet d'exploitation de gaz de schiste, et le coût y associé est important, non seulement pour l'industrie, mais aussi pour l'environnement sous forme de GES[115]. Durant l'exploitation d'un seul puits par fracturation hydraulique, il peut y avoir des milliers de déplacements en camion pour la livraison de l'eau, de l'équipement et d'autres matériaux, ainsi que des déplacements liés au transport des produits extraits et des rejets[116].

4.2.3.1 RÉGLEMENTATION DES ÉMISSIONS LIÉES AU TRANSPORT

La réglementation visant à limiter les émissions de GES liées au transport s'applique à toutes les activités de camionnage. Deux règlements fédéraux pertinents ont été adoptés en vertu de la LCPE. Ce sont le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules lourds et de leurs moteurs*[117], portant sur les normes communes et obligatoires d'émissions de GES qui s'appliquent aux nouveaux véhicules lourds routiers et à leurs moteurs en Amérique du Nord, et le *Règlement sur les carburants renouvelables*[118], qui vise à réduire les émissions de GES en stipulant que les carburants diesels doivent contenir 2 % de biodiesel. Les provinces ont adopté des normes plus élevées pour les carburants renouvelables[119] et peuvent appliquer leurs propres normes d'émissions, mais puisque le secteur de la construction de véhicules est hautement intégré en Amérique du Nord, l'application de règlements fédéraux plus stricts pose des difficultés d'ordre pratique.

4.2.4 EFFETS SUR LA QUALITÉ DE L'AIR

L'exploitation de gaz de schiste peut provoquer une augmentation locale de la pollution atmosphérique, les populations vivant dans un rayon d'un kilomètre autour du site étant particulièrement touchées[120]. Dans certaines villes américaines, on a constaté une augmentation du smog après le début des activités de production de gaz de schiste[121].

4.2.4.1 RÉGLEMENTATION DE LA QUALITÉ DE L'AIR

La qualité de l'air relève généralement de la compétence des provinces. Les émissions atmosphériques de substances toxiques, comme le CO_2 lié aux transports, peuvent être réglementées au niveau fédéral[122].

En outre, le Conseil canadien des ministres de l'Environnement a établi des *Normes canadiennes de qualité de l'air ambiant*, qui ont été par la suite intégrées à la LCPE en tant qu'objectifs. Ces normes ne sont pas obligatoires, mais elles pourraient entraîner la prise de mesures locales pour améliorer la qualité de l'air en cas de dépassement[123].

La qualité de l'air des lieux d'exploitation de gaz de schiste est gérée localement. Par exemple, constatant que la circulation de camions peut entraîner une augmentation du bruit et de la poussière, l'Alberta Energy Regulator (AER) a déclaré : « Quant aux préoccupations concernant une circulation de camions accrue, l'AER travaillera avec les comtés et les municipalités en leur fournissant de l'information sur les projets

d'exploitation, afin de les aider à se préparer à une hausse de l'activité[124]. » D'autres provinces, comme le Nouveau-Brunswick, ont l'intention de surveiller la qualité de l'air dans le cadre de l'exploitation du gaz de schiste[125].

4.3 EFFETS SUR LE SOL

4.3.1 IMPACT DE L'UTILISATION DU SOL

L'exploitation des gisements de gaz de schiste se fait généralement sur une plus grande échelle que celle des gisements de gaz classiques, pour les raisons suivantes :

- la portée des puits individuels est bien plus limitée dans une roche à faible perméabilité que dans une roche très perméable;
- la production des puits individuels diminue plus rapidement, de sorte qu'il faut forer davantage de puits pour maintenir un taux de production stable[126].

En d'autres termes, le gaz de schiste exige la construction de plus de plateformes et le forage de plus de puits qu'il n'en faut pour produire le même volume de gaz classique.

Les plateformes servant à l'exploitation du pétrole et du gaz classiques ont habituellement une superficie de 0,5 à 1 hectare, tandis que celles qui sont utilisées pour le gaz de schiste couvrent normalement entre 2 et 3 hectares. Il faut des plateformes de grande superficie pour l'exploitation du gaz de schiste, car elles doivent permettre le forage de multiples puits et recevoir le matériel, les substances chimiques et le sable qui sont utilisés dans la fracturation hydraulique[127]. Une infrastructure de soutien[128] peut également être nécessaire, et elle peut parfois exiger plus de terrain que les plateformes[129].

Lorsque la mise en valeur du gaz de schiste a lieu dans des zones boisées, il faut défricher le terrain pour permettre la construction des plateformes de forage et des autres éléments d'infrastructure. On estime qu'au Québec, il faudrait 5 000 hectares de terrain pour mettre pleinement en valeur le gaz de schiste de la formation d'Utica, située entre Montréal et Québec[130].

Le défrichage de zones boisées pourrait fragmenter les écosystèmes et créer des zones de transition entre les habitats perturbés et les habitats intacts. Ces deux phénomènes peuvent perturber la structure et la fonction des écosystèmes, tout en modifiant le milieu physique et la disponibilité des ressources auxquelles la faune a accès[131].

À mesure que la technologie s'améliore, il sera possible d'installer plus de puits sur une plateforme individuelle, réduisant ainsi l'impact de l'industrie. L'utilisation d'un plus grand nombre de puits sur une seule plateforme peut aussi accroître la quantité de gaz produite parce qu'on peut accéder à une plus grande superficie rocheuse[132].

4.3.1.1 Réglementation de l'impact de l'utilisation du sol

Pour la gestion efficace de l'impact de l'exploitation du gaz de schiste sur le sol et les autres ressources, les principales considérations sont les suivantes :

- les effets cumulatifs des projets à l'échelle régionale, plutôt que l'impact des puits individuels[133];
- la façon dont les projets d'exploitation s'inscrivent dans les plans régionaux d'utilisation du sol[134].

En ce qui concerne les effets cumulatifs, certains gouvernements passent de l'approbation de puits individuels à l'examen de projets dans leur ensemble – les puits, les plans de stockage et d'évacuation, les routes, etc.[135]. Sur une plus grande échelle, selon la BC Oil and Gas Commission, l'évaluation des propositions d'exploitation pétrolière et gazière à l'aide de la méthode d'analyse axée sur la région « permet de recueillir et d'examiner l'information et les données existantes sur les activités d'exploitation dans des secteurs particuliers pour mieux éclairer les décisions réglementaires[136] ». Par exemple, comme il est souligné dans le rapport de la Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines de 2013, pour surveiller les effets cumulatifs de l'utilisation du sol dans les secteurs à forte exploitation pétrolière et gazière, « [l]a Colombie-Britannique a mis au point une méthodologie standardisée de mesure des perturbations en surface[137] ».

Les plans régionaux d'utilisation du sol peuvent faciliter l'établissement de zones protégées où il ne peut y avoir d'exploitation (notamment si le plan est établi avant l'examen de demandes d'importantes exploitations). Pour les secteurs ouverts à l'exploitation, les plans peuvent fixer des seuils et des limites en prévision de tous les genres d'exploitation et de projets perturbateurs[138]. Les organismes de réglementation pourront alors prendre des décisions et établir des conditions qui soient conformes aux objectifs des plans[139].

4.3.2 Sismicité provoquée[140]

4.3.2.1 Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique peut être une source d'activité sismique. Elle provoque régulièrement de légers séismes parce que le processus de fracturation libère de l'énergie[141]. En règle générale, ces séismes ne peuvent être détectés qu'à l'aide d'appareils très sensibles installés dans les puits de surveillance[142]. Le fait que, normalement, sur plus de 4 000 séismes enregistrés chaque année par la Commission géologique du Canada, seulement 50 sont sentis semble le confirmer[143].

Les séismes de grande intensité causés par la fracturation hydraulique sont rares, mais ils peuvent se produire s'il y a une faille déjà soumise à des pressions[144]. Une très faible fraction des activités d'injection et d'extraction dans les centaines de milliers de puits pétroliers et gaziers exploités aux États-Unis a provoqué des séismes que le public a sentis[145]. Aucun de ces séismes n'a dépassé une magnitude de 4[146]. Cela se compare au séisme de magnitude 5 qui a eu lieu en juin 2010 à Val-des-Bois, au Québec, et qui a été senti dans certaines régions de l'Ontario et des États-Unis[147].

Dans le nord de la Colombie-Britannique, entre avril 2009 et décembre 2011, 272 séismes d'une magnitude de 1 à 3,8 se sont produits à proximité de secteurs d'exploitation de pétrole et de gaz[148]. Ils n'ont causé ni blessure ni dommages, et un seul d'entre eux a été senti à la surface. Tous ces séismes ont résulté de l'injection de fluides de fracturation à proximité de failles existantes[149].

Au Québec, la formation de gaz de schiste d'Utica se trouve dans un secteur géologique stable non sujet à la sismicité. Les rares opérations de fracturation menées dans la province n'ont pas provoqué de séismes[150].

4.3.2.2 Injection d'eaux usées

L'injection d'eaux usées dans les puits de stockage est plus susceptible de causer des séismes que la fracturation hydraulique. Elle provoque en outre des séismes de plus grande magnitude[151]. Les scientifiques de l'U.S. Geological Survey ont découvert un lien entre l'augmentation de l'activité sismique dans plusieurs États et l'injection d'eaux usées dans les puits de stockage[152]. Les séismes examinés dans l'étude ont été sentis, mais ont rarement causé des dommages.

Selon les études publiées en 2014 sur la sismicité en Oklahoma et dans le bassin Raton, qui s'étend du Nouveau-Mexique au Colorado, l'injection d'eaux usées dans des puits de stockage profonds pourrait être une source de sismicité[153]. Parmi les séismes qui ont peut-être été provoqués par l'injection d'eaux usées, le pire est survenu à Prague, en Oklahoma, en 2011. D'une magnitude de 5,7, ce séisme a détruit 14 maisons et blessé deux personnes[154]. Selon une étude réalisée en Alberta, un puits de stockage dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a probablement provoqué des séismes[155]. L'injection d'eaux usées a également été liée à l'activité sismique en Colombie-Britannique[156].

Dans l'ensemble, la sismicité provoquée par l'injection d'eaux usées est encore considérée comme exceptionnelle[157]. Par exemple, le CAC affirme que 140 000 puits d'injection d'eaux usées ont été forés aux États-Unis et que les problèmes sismiques sont relativement rares[158].

4.3.3 Réglementation de la sismicité provoquée

Les préoccupations relatives à la sismicité provoquée varient en fonction de la présence de formations géologiques vulnérables à l'activité sismique. Par conséquent, la réglementation varie aussi d'une province ou d'un territoire à l'autre, mais elle met généralement l'accent sur la détection et la déclaration.

Les entreprises surveillent souvent l'activité sismique de faible intensité pour recueillir de l'information sur la nature d'une formation. Elles pourraient être tenues de communiquer cette information aux organismes de réglementation[159], mais ces données sont souvent protégées par des droits exclusifs et ne sont, par conséquent, jamais rendues publiques. En Colombie-Britannique, les conditions des permis incluent l'obligation de déclarer toute activité sismique importante et de suspendre les opérations au besoin. La province a l'intention d'ajouter ces conditions à la

réglementation[160]. Les pouvoirs publics des provinces et des territoires surveillent de plus en plus l'activité sismique, en collaboration avec d'autres gouvernements, des universités et d'autres intervenants[161].

5 CONCLUSION

L'expansion de l'exploitation du gaz de schiste est relativement récente, et l'on ne comprend pas parfaitement son impact environnemental. Certains des effets néfastes peuvent être atténués ou abordés dans la réglementation qui s'applique au secteur du pétrole et du gaz, mais d'autres sont propres à l'exploitation du gaz de schiste et exigent une réglementation particulière. Le potentiel économique de l'exploitation du gaz de schiste, et le fait que le public surveille de près l'impact environnemental de ces activités et exprime de vives préoccupations, continueront à stimuler la recherche et l'étude des effets environnementaux du gaz de schiste, et à déterminer l'évolution de la réglementation visant à atténuer ces effets.

NOTES

∗ Milana Simikian, anciennement de la Bibliothèque du Parlement, a contribué à la rédaction du présent document.

1. Pour plus d'information sur cette question, voir Jed Chong et Milana Simikian, *Le gaz de schiste au Canada : Potentiel, production et incidences économiques*, publication n° 2014-08-F, Ottawa, Service d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement, 30 janvier 2014.

2. Cape Breton University, Verschuren Centre for Sustainability in Energy and the Environment (CBU), *Report of the Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing*, août 2014, p. 57.

3. Susan L. Sakmar, « The Global Shale Gas Initiative: Will the United States Be the Role Model for the Development of Shale Gas Around the World? », *Houston Journal of International Law*, vol. 33, n° 2, printemps 2011; ExxonMobil, « FAQs », *EuropeUnconventionalGas.org*.

4. Par exemple, certaines formations de schiste ne peuvent être atteintes que par des puits verticaux parce que le puits de forage risque de s'effondrer. (Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada – Note d'information sur l'énergie*, novembre 2009.)

5. Alberta Energy, *Shale Gas*.

6. Lynn Helms, « Horizontal Drilling », *North Dakota Department of Mineral Resources Newsletter*, vol. 35, n° 1; Sakmar (2011).

7. Comité d'experts chargé de l'évaluation Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste (Comité d'experts), *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*, Ottawa, Conseil des académies canadiennes, 2014, p. 51.

8. *Ibid*., p. 37.

9. International Gas Union (IGU), *Shale Gas: The Facts about the Environmental Concerns*, juin 2012; Ground Water Protection Council et ALL Consulting, *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, produit pour le United States Department of Energy, Office of Fossil Energy, et le National Energy Technology Laboratory, avril 2009.

10. Comité d'experts (2014), p. 49 et 50; FracFocus Chemical Disclosure Registry, *Well Construction & Groundwater Protection*.

11. Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), *CAPP Hydraulic Fracturing Operating Practice: Wellbore Construction and Quality Assurance*, décembre 2012; Canadian Society for Unconventional Gas, *Shale Gas in Canada: An Overview*, octobre 2010.

12. Bureau du vérificateur général du Canada – Commissaire à l'environnement et au développement durable (CEDD), « Chapitre 5 : Les pétitions en matière d'environnement », *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable*, automne 2012; Thomas W. Merrill, « Four Questions About Fracking », *Case Western Reserve Law Review*, vol. 63, n° 4, été 2013; Ressources naturelles Canada (RNCan), *Gaz de schiste*.

13. Ground Water Protection Council (2009).

14. Comité d'experts (2014), p. 262.

15. *Ibid*., p. 60.

16. Merrill (2013).

17. Sakmar (2011); IGU (2012).

18. On trouvera une carte des principales formations de gaz de schiste au Canada, ainsi que des estimations des réserves de gaz, en annexe à Chong et Simikian (2014).

19. Par exemple, la Colombie-Britannique dispose de données plus récentes pour les bassins de la rivière Horn et de Montney. Voir BC Oil and Gas Commission, *Horn River Basin Unconventional Shale Gas Play Atlas*, juin 2014; BC Oil and Gas Commission, *Montney Formation Play Atlas NEBC*, octobre 2012.

20. En Nouvelle-Écosse, par exemple, le moratoire proposé ne s'appliquerait qu'à « la fracturation hydraulique à volume élevé pour l'exploitation de gisements terrestres de gaz de schiste » [TRADUCTION]. Voir Nouvelle-Écosse, *Government to Prohibit Hydraulic Fracturing*, communiqué, 3 septembre 2014; Comité d'experts (2014), p. 32; Terre-Neuve-et-Labrador, *Minister Announces Independent Panel for Review of Hydraulic Fracturing*, communiqué, 10 octobre 2014; Nouveau-Brunswick, *Le gouvernement présente un moratoire sur la fracturation hydraulique au Nouveau-Brunswick*, communiqué, 18 décembre 2014.

21. Un comité de l'Assemblée législative du Yukon a présenté un rapport sur les risques et les avantages de la fracturation hydraulique en janvier 2015 : Assemblée législative du Yukon, *Final Report of the Select Committee Regarding the Risks and Benefits of Hydraulic Fracturing*, janvier 2015.

22. Énergie, Mines et Ressources du Yukon, *Ressources pétrolières et gazières*; Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2013*, mai 2014.

23. ConocoPhillips Canada, *Exploration and Development*; Sahtu Land and Water Board, *Staff Report: Type A Land Use Permit and Type B Water Licence Applications submitted by ConocoPhillips Canada*, 24 juin 2014.

24. K'ááłô-Stantec et ConocoPhillips Canada, *The Canol Shale Play: Possible Outcomes of Early Stage Unconventional Resource Exploration*, document de travail, mai 2013.

25. Comité d'experts (2014), p. 28 à 40. Pour des détails sur le Québec en particulier, voir Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), *Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent – Rapport d'enquête et d'audience publique*, rapport 307, novembre 2014.

26. Le Conseil des académies canadiennes (CAC) est un organisme indépendant sans but lucratif qui soutient la réalisation, par des experts, d'évaluations fondées sur des données probantes qui font autorité, afin de contribuer à l'élaboration des politiques gouvernementales canadiennes. Environnement Canada a demandé au CAC de « former un comité d'experts pour évaluer l'état des connaissances concernant les incidences des activités d'exploration, d'extraction et de mise en valeur du gaz de schiste au Canada ». Voir Comité d'experts (2014), p. iii et vii.

27. Contrairement aux provinces et aux autres territoires, le Nunavut n'a pas de compétence en matière de gestion des terres et des ressources, mais des négociations sur le transfert des responsabilités sont en cours. Voir Affaires autochtones et Développement du Nord Canada, *Transfert des responsabilités au Nunavut*.

28. Comité d'experts (2014), p. 103.

29. *Ibid*.

30. Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (EES), *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 95.

31. CBU (2014), p. 177.

32. *Ibid*.; Karen Campbell et Matt Horne, *Shale Gas in British Columbia: Risks to B.C.'s water resources*, The Pembina Institute, septembre 2011, p. 16.

33. Comité d'experts (2014), p. 104 à 106.

34. CBU (2014), p. 176.

35. Comité d'experts (2014), p. 105; Campbell et Horne (2011), p. 16.

36. Casey G. Vander Ploeg, « Water Management & Allocation in Canada », n° 4 dans la série *Water Pricing: Seizing a Public Policy Dilemma by the Horns*, Canada West Foundation, septembre 2011. Contrairement aux régimes des provinces et des autres territoires, le régime applicable à l'eau au Nunavut est établi par une loi fédérale. (*Loi sur les eaux du Nunavut et le Tribunal des droits de surface du Nunavut*, L.C. 2002, ch. 10.)

37. Alberta Energy Regulator (AER), *Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements*, 19 décembre 2012 [TRADUCTION].

38. Nouveau-Brunswick, *Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick : Règles pour l'industrie*, 15 février 2013.

39. EES (2014), p. 112.

40. CBU (2014), p. 173.

41. R.D. Vidic *et al*., « Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality », *Science*, vol. 340, n° 6134, 17 mai 2013.

42. CBU (2014), p. 136.

43. Comité d'experts (2014), p. 51 et 152.

44. Richard J. Davies *et al*., « Hydraulic fractures: How far can they go? », *Marine and Petroleum Geology*, avril 2012.

45. Comité d'experts (2014), p. 72. Selon le CAC, il n'y a jamais eu d'étude globale visant à déterminer à quelle profondeur se trouve le fond de la zone d'eau douce, qui varie d'une région à l'autre.

46. EES (2014), p. 112.

47. Selon une étude réalisée au Royaume-Uni, la probabilité que des fractures hydrauliques stimulées s'étendent sur plus de 350 mètres est de moins de 1 %. Voir Durham Energy Institute, « Fracking and aquifers: how far up can a frack go? », *DEI Briefing Note No. 902*, Université de Durham, juillet 2013.

48. The Royal Society et la Royal Academy of Engineering, *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*, juin 2012, p. 37.
49. Comité d'experts (2014), p. 92 et 93.
50. EES (2014), p. 112.
51. Comité d'experts (2014), p. 65.
52. Robert B. Jackson *et al*., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources*, vol. 39, 2014, p. 338.
53. Résumé de Comité d'experts (2014), p. 64 et 65.
54. *Ibid*., p. 66.
55. *Ibid*., p. 65.
56. Jackson *et al*. (2014), p. 338 et 339; Comité d'experts (2014), p. 67 et 68.
57. CBU (2014), p. 202.
58. *Ibid*.
59. Comité d'experts (2014), p. 93 et 96.
60. *Ibid*., p. 69.
61. CBU (2014), p. 194.
62. Comité d'experts (2014), p. 69.
63. BC Oil and Gas Commission, *Well Permit Application Manual, Version 1.34*, février 2015, p. 52 et 53.
64. Nouveau-Brunswick (février 2013), p. 22.
65. Les conditions applicables au Nunavut ont été adoptées au niveau fédéral. Voir *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315.
66. Voir, par exemple, BC Oil and Gas Commission, *Well Completion, Maintenance and Abandonment Guideline, Version 1.16*, avril 2015; AER, *Directive 008: Surface Casing Depth Requirements*, 9 décembre 2013; *Directive 009: Casing Cementing Minimum Requirements*, juillet 1990; *Directive 044: Requirements for Surveillance, Sampling, and Analysis of Water Production in Hydrocarbon Wells Completed Above the Base of Groundwater Protection*, 14 juillet 2011. Voir aussi Territoires du Nord-Ouest, *Règlement sur le forage et l'exploitation des puits de pétrole et de gaz*, R-027-2014.
67. AER, *Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*, 21 mai 2013 [TRADUCTION].
68. CBU (2014), p. 178 [TRADUCTION].
69. *Ibid*., p. 179.
70. United States Environmental Protection Agency (EPA), *Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources: Progress Report*, décembre 2012, p. 16.
71. CEDD (2012), p. 23.
72. Comité d'experts (2014), p. 57.
73. *Ibid*. Simulation fondée sur un scénario de 10 puits sur la même plateforme, subissant tous le même traitement, ce qui exigerait 5 000 mètres cubes de produits chimiques.
74. *Ibid*., p. 89.
75. *Ibid*.

76. CEDD (2012), p. 23.
77. Comité d'experts (2014), p. 58.
78. EPA (2012), p. 18.
79. Comité d'experts (2014), p. 109.
80. *Ibid*., p. 109 et 110.
81. *Ibid*., p. 110; CBU (2014), p. 185; EES (2014), p. 118.
82. CBU (2014), p. 185.
83. Comité d'experts (2014), p. 111.
84. *Ibid*., p. 111.
85. *Ibid*.
86. Par exemple, voir CEDD, « 2e partie – Suivi des réponses du gouvernement fédéral aux pétitions sur la fracturation hydraulique », dans « Chapitre 5 : Les pétitions en matière d'environnement », *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable*, automne 2012.
87. Environnement Canada, *Proposition pour la déclaration des rejets de polluants provenant de la fracturation hydraulique et de l'extraction* in situ *de bitume par solvant*.
88. *Drilling and Production Regulation*, B.C. Reg. 282/2010, art. 37.
89. FracFocus Chemical Disclosure Registry, *Welcome*.
90. Environnement Canada, *Gestion de substances toxiques*.
91. Voir, par exemple, AER, *Directive 050: Drilling Waste Management*, 2 mai 2012; *Directive 051: Injection and Disposal Wells – Well Classifications, Completions, Logging, and Testing Requirements*, mars 1994; *Directive 055: Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry*, décembre 2001; *Directive 058: Oilfield Waste Management Requirements for the Upstream Petroleum Industry*, 1er février 2006. Pour la Colombie-Britannique, voir Oil and Gas Commission, « Storage of Fluid Returns from Hydraulic Fracturing Operations », lettre d'information no OGC 09-07, 12 mars 2009; *Water Service Wells Summary Information*, version 2.1, février 2015.
92. Comité d'experts (2014), p. xv.
93. *Ibid*., p. 117; Investor Environmental Health Network, *Shale gas exploration and production: Key issues and responsible business practices*, mars 2013.
94. Comité d'experts (2014), p. 117 et 118.
95. Statistique Canada, « Tableau 2 : Principal type de combustible de chauffage utilisé, selon la province, 2011 », dans *Les ménages et l'environnement : utilisation de l'énergie*, no de cat. 11-526-S, 2007.
96. Comité d'experts (2014), p. 131 et 132; CBU (2014), p. 42.
97. Assemblée législative de l'Ontario, *Projet de loi 9, Loi modifiant la Loi sur la protection de l'environnement pour exiger la cessation de l'utilisation du charbon pour produire de l'électricité dans les installations de production*, 2014.
98. Environnement Canada, *Règlement sur la production d'électricité à partir du charbon*.
99. Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques, « Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) », *Marché du carbone*.
100. Alberta Environment and Sustainable Resource Development, *Greenhouse Gas Reduction Program*.

101. Colombie-Britannique, Ministère des Finances, « Overview of the revenue-neutral carbon tax », *Carbon Tax*.

102. EPA, *Overview of Greenhouse Gases: Methane Emissions*.

103. Fondées sur des évaluations du cycle de vie, des études publiées par l'Université Cornell et l'EPA des États-Unis semblent indiquer que le gaz de schiste produit plus de GES que le gaz naturel classique, tandis que des études réalisées par l'Université Carnegie Mellon, l'Université Cornell, le National Energy Technology Laboratory des États-Unis et le Laboratoire Argonne montrent que le gaz naturel est le combustible fossile le plus propre. Pour plus d'information sur ce débat, voir Centre canadien Science et médias, *Fiches d'information – Gaz de schiste et fracturation hydraulique*, 16 février 2012.

104. *Ibid*., p. 6.

105. Comité d'experts (2014), p. 131.

106. *Ibid*., p. 121.

107. *Ibid*., p. 117 et 118.

108. EES (2014), p. 82.

109. *Ibid*., p. 6.

110. Fred Krupp, « Don't Just Drill, Baby – Drill Carefully », *Foreign Affairs*, vol. 93, n° 3, mai 2014, p. 15 à 20.

111. Comité d'experts (2014), p. 125 et 126.

112. James Bradbury *et al*., *Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems*, World Resources Institute Working Paper, avril 2013, p. 6; Krupp (2014).

113. ACPP, *Best Management Practice: Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*, janvier 2007.

114. Par exemple, voir AER, *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, 1er mai 2014, par. 8.6; BC Oil and Gas Commission, *Flaring and Venting Reduction Guideline, Version 4.4*, avril 2015, par. 8.6.

115. Comité d'experts (2014), p. 105.

116. CBU (2014), p. 132.

117. Environnement Canada, « *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules lourds et de leurs moteurs* (SOR/2013-24) », *Règlement actuel*.

118. Environnement Canada, « *Règlement sur les carburants renouvelables* (SOR/2010-189) », *Règlement actuel*.

119. Annie Webb, *Canadian federal and provincial biofuels mandates*, Réseau BioFuelNet Canada, 26 septembre 2013.

120. EES (2014), p. 207.

121. Krupp (2014); CAC (2014).

122. Environnement Canada, « *Règlement sur les émissions des véhicules routiers et de leurs moteurs* (SOR/2003-2) », *Règlement actuel*.

123. Conseil canadien des ministres de l'Environnement, « Normes canadiennes de qualité de l'air ambiant (NCQAA) », *Priorités actuelles*.

124. AER, *Are there Other Impacts?* [TRADUCTION].

125. Darrell Welles, *New Brunswick Shale Gas Air Monitoring Study*, Santé Canada et le Ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick, 21 novembre 2013, p. 6. Voir aussi Colombie-Britannique, « Monitoring Air Quality in Northeastern B.C. », *BC Air Quality*.

126. Comité d'experts (2014), p. 45.

127. *Ibid*., p. 48.

128. L'infrastructure de soutien peut comprendre, par exemple, des gravières, des aires de transit, des parcs d'entreposage de matériaux, des stations de compression, des installations de stockage d'eau, et des couloirs pour les lignes électriques et pour les pipelines qui servent au transport de l'eau ou du gaz.

129. Comité d'experts (2014), p. 142.

130. BAPE, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec – Rapport d'enquête et d'audience publique*, rapport 273, février 2011.

131. Comité d'experts (2014), p. 144.

132. *Ibid*., p. 140.

133. *Ibid*., p. 242.

134. Par exemple, pour l'Alberta, voir Environment and Sustainable Resource Development, *Your land. Your plan. Your future*. On trouvera un aperçu de la planification de l'utilisation du sol en Colombie-Britannique dans CAC (2014), p. 243 et 244.

135. Comité d'experts (2014), p. 242; Alberta Energy Resources Conservation Board, *Unconventional Gas Regulatory Framework – Jurisdictional Review*, rapport 2011-A, 28 janvier 2011, p. 16.

136. BC Oil and Gas Commission, *Area-based Analysis: Overview*, avril 2013, p. 3 [TRADUCTION].

137. Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines, *Exploitation responsable du schiste : Accroître la base de connaissances sur le pétrole et le gaz de schiste au Canada*, août 2013, p. 36.

138. Voir, par exemple, Adam Goehner, Pembina Institute, *Environmental Impacts of Unconventional O&G*, présentation au Yukon Select Committee on Hydraulic Fracturing, 31 janvier 2014.

139. Par exemple, voir BC Oil and Gas Commission, « Land Use Planning », *Oil and Gas Commission Fact Sheet*, septembre 2011.

140. Le terme « sismicité provoquée » désigne les séismes provoqués par l'activité humaine. (ACPP, *Induced Seismic Activity in Canada*.)

141. *Ibid*.; The Royal Society et la Royal Academy of Engineering (2012), p. 41.

142. Mark Zoback, Saya Kitasei et Brad Copithorne, *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*, Briefing Paper 1, Worldwatch Institute, juillet 2010.

143. RNCan, *Foire aux questions (FAQ)*.

144. The Royal Society et la Royal Academy of Engineering (2012), p. 41.

145. National Academy of Sciences, *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*, 2013.

146. Jackson *et al*. (2014), p. 344.

147. RNCan, *Séisme de 2010 de Val-des-Bois, au Québec : Résumé du tremblement de terre*, 2010.

148. Le rapport de 2012 de la BC Oil and Gas Commission traite de trois séries d'événements : 38 signalés par Ressources naturelles Canada, 216 enregistrés à Etsho et 18 enregistrés à Kiwigana. Voir BC Oil and Gas Commission, *Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*, août 2012.

149. *Ibid*.

150. EES (2014), p. 134.

151. Jackson *et al*. (2014), p. 345.

152. United States Geological Survey, *Induced Earthquakes*.

153. K.M. Keranen *et al*., « Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection », *Science*, vol. 345, n° 6195, 25 juillet 2014; Justin L. Rubinstein *et al*., « The 2001–Present Induced Earthquake Sequence in the Raton Basin of Northern New Mexico and Southern Colorado », *Bulletin of the Seismological Society of America*, vol. 104, n° 5, 2014.

154. Jackson *et al*. (2014), p. 345.

155. Ryan Schultz, Virginia Stern et Yu Jeffry Gu, « An investigation of seismicity clustered near the Cordel Field, west central Alberta, and its relation to a nearby disposal well », *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, vol. 119, n° 4, 3 avril 2014.

156. BC Oil and Gas Commission, *Investigation of Observed Seismicity in the Montney Trend*, décembre 2014.

157. Jackson *et al*. (2014), p. 345.

158. Comité d'experts (2014), p. 154.

159. Voir, par exemple, AER (décembre 2012), annexe 3, « Minimum Data Submission Requirements for Daily Record of Operations ».

160. BC Oil and Gas Commission (décembre 2014), p. 15 et 18.

161. *Ibid*.; Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines (2013), p. 34.