Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada

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

Council of Canadian Academies
Conseil des académies canadiennes

Le savoir au service du public

INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES LIÉES À L'EXTRACTION DU GAZ DE SCHISTE AU CANADA

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

LE CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES
180, rue Elgin, bureau 1401, Ottawa (Ontario) Canada K2P 2K3

Avis : Le projet sur lequel porte ce rapport a été entrepris avec l'approbation du conseil des gouverneurs du Conseil des académies canadiennes (CAC). Les membres du conseil des gouverneurs sont issus de la Société royale du Canada (SRC), de l'Académie canadienne du génie (ACG) et de l'Académie canadienne des sciences de la santé (ACSS), ainsi que du grand public. Les membres du comité d'experts responsable du rapport ont été choisis par le CAC en raison de leurs compétences spécifiques et dans le but d'obtenir un éventail équilibré de points de vue.

Ce rapport a été préparé pour Environnement Canada. Les opinions, constatations et conclusions présentées dans cette publication sont celles des auteurs, à savoir les membres du 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, et ne reflètent pas nécessairement les points de vue des organisations où ils travaillent ou auxquelles ils sont affiliés.

Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada
Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada / 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.

Publié aussi en anglais sous le titre: Environmental impacts of shale gas extraction in Canada.
Comprend des références bibliographiques et un index.
Publié en formats imprimé(s) et électronique(s).

ISBN 978-1-926558-79-0 (relié). ISBN 978-1-926558-80-6 (pdf)

1. Gaz de schiste–Industrie–Canada. 2. Gaz de schiste–Industrie–Aspect de l'environnement–Canada. 3. Fracturation hydraulique–Aspect de l'environnement–Canada. I. Conseil des académies canadiennes. 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, auteur.

TN882.C3E5814 2014 338.2'72850971 C2014-901143-1
C2014-901144-X

Ce rapport peut être cité comme suit : Conseil des académies canadiennes, 2014. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada.* Ottawa, ON : Le 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, Conseil des académies canadiennes.

Avis de non-responsabilité : Au meilleur de la connaissance du CAC, les données et les informations tirées d'Internet qui figurent dans le présent rapport étaient exactes à la date de publication du rapport. En raison de la nature dynamique d'Internet, des ressources gratuites et accessibles au public peuvent subséquemment faire l'objet de restrictions ou de frais d'accès, et l'emplacement des éléments d'information peut changer lorsque les menus et les pages Web sont modifiés.

© 2014 Conseil des académies canadiennes

Imprimé à Ottawa, Canada

Council of Canadian Academies
Conseil des académies canadiennes

Canada Cette évaluation a été rendue possible grâce au soutien du gouvernement du Canada.

Le Conseil des académies canadiennes

Le savoir au service du public

Le Conseil des académies canadiennes (CAC) est un organisme indépendant à but non lucratif qui soutient des évaluations spécialisées indépendantes, étayées scientifiquement et faisant autorité, qui alimentent l'élaboration de politiques publiques au Canada. Dirigé par un conseil de 12 gouverneurs et conseillé par un comité consultatif scientifique de 16 membres, le CAC a pour champ d'action la « science » au sens large, ce qui englobe les sciences naturelles, les sciences humaines et sociales, les sciences de la santé, le génie et les lettres. Les évaluations du CAC sont effectuées par des comités pluridisciplinaires indépendants d'experts provenant du Canada et de l'étranger. Ces évaluations visent à cerner des problèmes nouveaux, des lacunes de nos connaissances, les atouts du Canada, ainsi que les tendances et les pratiques internationales. Ces études fournissent aux décideurs gouvernementaux, aux universitaires et aux parties prenantes l'information de grande qualité dont ils ont besoin pour élaborer des politiques publiques éclairées et innovatrices.

Tous les rapports d'évaluation du CAC sont soumis à un examen formel. Ils sont publiés en français et en anglais, et mis à la disposition du public sans frais. Des fondations, des organisations non gouvernementales, le secteur privé et tout palier de gouvernement peuvent soumettre au CAC des questions susceptibles de faire l'objet d'une évaluation. Le CAC bénéficie aussi du soutien de ses trois académies membres fondatrices :

La Société royale du Canada (SRC) est le principal organisme national regroupant d'éminents scientifiques, chercheurs et gens de lettres au Canada. La SRC a pour objectif premier de promouvoir l'acquisition du savoir et la recherche en arts et en sciences. La Société est composée de près de 2 000 membres, hommes et femmes, choisis par leurs pairs pour leurs réalisations exceptionnelles en sciences naturelles, en sciences sociales, en sciences humaines et dans les arts. La SRC s'attache à reconnaître l'excellence universitaire, à conseiller les gouvernements et les organisations, ainsi qu'à promouvoir la culture canadienne.

L'Académie canadienne du génie (ACG) est l'organisme national par l'entremise duquel les ingénieurs les plus chevronnés et expérimentés du Canada offrent au pays des conseils stratégiques sur des enjeux d'importance primordiale. Fondée en 1987, l'ACG est un organisme indépendant, autonome et à but non lucratif. Les membres de l'ACG sont nommés et élus par leurs pairs en reconnaissance de leurs réalisations exceptionnelles et de leurs longs états de service au sein

de la profession d'ingénieur. Au nombre d'environ 600, les membres de l'ACG s'engagent à faire en sorte que les connaissances expertes en génie du Canada soient appliquées pour le plus grand bien de tous les Canadiens.

L'Académie canadienne des sciences de la santé (ACSS) reconnaît les personnes qui ont à leur actif de grandes réalisations dans le domaine des sciences de la santé au Canada. Fondée en 2004, l'ACSS compte quelque 400 membres et en élit de nouveaux chaque année. L'organisation est dirigée par un conseil d'administration et un comité exécutif bénévoles. La première fonction de l'ACSS consiste à fournir en temps opportun des évaluations éclairées et impartiales sur des questions urgentes qui touchent la santé des Canadiens et des Canadiennes. L'ACSS surveille également les événements mondiaux reliés à la santé, afin d'améliorer l'état de préparation du Canada en la matière, et assure une représentation du pays en sciences de la santé sur le plan international. L'ACSS fait autorité au nom de la collectivité multidisciplinaire des sciences de la santé.

www.sciencepourlepublic.ca
@scienceadvice

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

John Cherry, MSRC (président), directeur du groupe universitaire pour la recherche sur la contamination de l'eau souterraine sur le terrain (University Consortium for Field-Focused Groundwater Contamination Research) et codirecteur du G360 – Centre pour la recherche appliquée sur l'eau souterraine (Centre for Applied Groundwater Research) et professeur associé de l'École d'ingénierie à l'Université de Guelph (Guelph, Ont.)

Michael Ben-Eli, fondateur et directeur du Sustainability Laboratory (New York, NY)

Lalita Bharadwaj, professeure agrégée, toxicologue, École de santé publique (School of Public Health), Université de la Saskatchewan (Saskatoon, Sask.)

Richard Chalaturnyk, professeur de génie géotechnique, Département de génie civil et environnemental, Université de l'Alberta (Edmonton, Alb.)

Maurice B. Dusseault, professeur à temps partiel de géologie appliquée, Département des sciences de la Terre et de l'environnement, Université de Waterloo (Waterloo, Ont.)

Bernard Goldstein, professeur en environnement et en santé publique, École pour les études avancées en santé publique (Graduate School of Public Health), Université de Pittsburgh (Pittsburgh, PA)

Jean-Paul Lacoursière, professeur agrégé, Département de génie chimique, Université de Sherbrooke (Sherbrooke, Qc)

Ralph Matthews, professeur, Département de sociologie, Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.); professeur émérite de sociologie, Université McMaster

Bernhard Mayer, professeur de la géochimie des isotopes, Département des géosciences, Université de Calgary (Calgary, Alb.)

John Molson, titulaire de la chaire de recherche du Canada sur l'hydrogéologie quantitative des milieux poreux fissurés, Département de géologie et de génie géologique, Université Laval (Québec, Qc)

Kelly Munkittrick, directeur, Surveillance, Canada's Oil Sands Innovation Alliance (Calgary, Alb.)

Naomi Oreskes, professeure, Département d'histoire de la science, Université Harvard (Cambridge, MA)

Beth Parker, directrice, G360 – Centre pour la recherche appliquée sur l'eau souterraine (Centre for Applied Groundwater Research), Université de Guelph (Guelph, Ont.)

Paul Young, MSRC, vice-président (recherche) et professeur de géophysique, Université de Toronto (Toronto, Ont.)

Message de la présidente du CAC

La mise en valeur des ressources pétrolières et gazières non classiques, y compris du gaz de schiste, pourrait transformer radicalement l'approvisionnement en énergie à l'échelle mondiale. Partout dans le monde, les administrations évaluent les avantages et incidences possibles de telles activités. Le Canada, de par son statut de troisième plus grand producteur et quatrième plus grand exportateur de gaz naturel au monde, et du fait qu'il possède de vastes ressources en gaz de schiste, est appelé à jouer un rôle majeur dans la dynamique liée à cette nouvelle source d'énergie.

Le Conseil des académies canadiennes (CAC) s'est vu demander par le ministre fédéral de l'Environnement 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. Pour donner suite à cette demande, le CAC a rassemblé un comité multidisciplinaire d'experts canadiens et américains, à qui il a demandé de faire une évaluation fondée sur des données probantes et faisant autorité, en l'étayant de données de recherche pertinentes et crédibles examinées par des pairs. Comme c'est le cas pour tous les comités formés par le CAC, les membres ont été sélectionnés en fonction de leur expérience et de leurs connaissances, et non à titre de représentants de groupes d'intervenants particuliers. Le rapport ne contient pas de recommandations car il ne relève pas du mandat du CAC de préconiser des politiques.

Le présent rapport, avec les conclusion qu'il contient, arrive tôt dans les discussions sur la mise en valeur des ressources canadiennes en gaz de schiste. Les évaluations du CAC tendent vers un consensus, chose qu'il s'est révélé difficile d'accomplir dans le cas présent en raison du nombre élevé de questions qui entrent en jeu, du manque de données probantes sur certaines de ces questions et de l'évolution rapide des pratiques de l'industrie. Ce rapport ne prétend nullement apporter le dernier mot sur la question, mais le CAC croit que le comité d'experts a jeté la lumière sur certaines questions importantes qui méritent plus ample réflexion.

Si le rapport met l'accent sur le Canada dans son ensemble, il met aussi en lumière certaines caractéristiques et différences régionales importantes jugées pertinentes. Le CAC espère que toutes les personnes que concerne ou préoccupe cette question trouveront quelque chose d'utile dans l'évaluation du comité d'experts. Le CAC croit que ce rapport permettra d'éclairer le débat public et les futures recherches environnementales sur une ressource naturelle susceptible de jouer un rôle d'importance dans l'avenir de plusieurs provinces.

Le CAC est très reconnaissant des contributions et du soutien qu'il a reçus de nombreux individus et organismes aux différentes étapes de ses travaux. Il tient à remercier en tout premier lieu les membres du comité d'experts, qui ont généreusement donné de leur temps et mis à contribution leur expertise aux fins de cette exigeante évaluation, de même que les pairs examinateurs qui ont commenté l'ébauche du rapport. Le CAC tient à exprimer sa gratitude à Mark D. Zoback, professeur de géophysique à l'université Stanford, ainsi qu'à Jennifer Miskimins, professeure agrégée au département de génie pétrolier de la Colorado School of Mines, pour la perspicacité et les conseils éclairés qu'ils ont su apporter tout au long de l'évaluation. Le CAC désire en outre souligner la contribution des nombreux autres individus et organismes qui lui ont fourni des conseils judicieux pendant toute la durée de l'évaluation.

La présidente-directrice générale du Conseil des académies canadiennes,

Elizabeth Dowdeswell, **O.C.**

Personnel responsable du projet au Conseil des académies canadiennes

Équipe de l'évaluation :	Douglas Wright, directeur de programmes François Bregha, consultant Rebecca Chapman, chercheuse Stefan Jungcurt, associé de recherche Michelle Auger, coordonatrice de programmes Monica Harvey, stagiaire
Avec la participation de :	Joanna Ordrowaz, révision de l'anglais Richard Jackson, consultant Marcel Gagnon, traducteur agréé, anglais-français Accurate Design & Communication, conception graphique

Examen du rapport

Ce rapport a été examiné, à l'état d'ébauche, par les personnes mentionnées ci-dessous. Celles-ci ont été choisies par le Conseil des académies canadiennes pour refléter une diversité de points de vue, de domaines de spécialisation et d'origines, dans les secteurs des établissements universitaires, de l'entreprise privée, des politiques et des organisations non gouvernementales.

Ces examinateurs ont évalué l'objectivité et la qualité du rapport. Leurs avis — qui demeureront confidentiels — ont été pleinement pris en considération par le comité d'experts, et un grand nombre de leurs suggestions ont été incorporées dans le rapport. Nous n'avons pas demandé à ces personnes d'approuver les conclusions du rapport, et elles n'ont pas vu la version définitive du rapport avant sa publication. Le comité d'experts qui a effectué l'évaluation et le Conseil des académies canadiennes assument l'entière responsabilité du contenu définitif de ce rapport.

Le CAC tient à remercier les personnes suivantes d'avoir bien voulu examiner le rapport :

Tom Al, professeur, Département des sciences de la Terre, Université du Nouveau-Brunswick (Fredericton, N.-B.)

Stefan Bachu, scientifique de renom, Alberta Innovates – Technology Futures (Edmonton, Alb.)

Paul Jeakins, commissaire et premier dirigeant, BC Oil and Gas Commission (Victoria, C.-B.)

René Lefebvre, professeur, Institut national de la recherche scientifique (INRS) (Québec, Qc)

Karlis Muehlenbachs, professeur de géochimie, Département des sciences de la Terre et de l'atmosphère, Université de l'Alberta (Edmonton, Alb.)

M. Anne Naeth, professeure, Département des ressources renouvelables, Université de l'Alberta (Edmonton, Alb.)

Robert Page, directeur, Enbridge Centre for Corporate Sustainability, Haskayne School of Business, Université de Calgary (Calgary, Alb.)

Kent Perry, vice-président, Onshore Programs, Research Partnership to Secure Energy for America (Houston, TX)

Edward Sudicky, MSRC, titulaire de la chaire de recherche du Canada sur l'hydrogéologie quantitative, Sciences de la Terre et de l'environnement, Université de Waterloo (Waterloo, Ont.)

Jason Switzer, codirecteur, Projets nationaux et Consultation auprès des entreprises, Pembina Institute (Calgary, Alb.)

La procédure d'examen du rapport a été supervisée, au nom du conseil des gouverneurs et du comité consultatif scientifique du CAC, par **John Hepburn, MSRC,** vice-président à la recherche et aux affaires internationales, Université de la Colombie-Britannique. Son rôle était de veiller à ce que le comité d'experts prenne en considération de façon entière et équitable les avis des examinateurs. Le conseil des gouverneurs du CAC n'autorise la publication du rapport d'un comité d'experts qu'une fois que la personne chargée de superviser l'examen du rapport confirme que le rapport satisfait bien aux exigences du CAC. Le CAC remercie M. Hepburn d'avoir supervisé consciencieusement l'examen du rapport.

La présidente-directrice générale du Conseil des académies canadiennes,

Elizabeth Dowdeswell, **O.C.**

Sommaire

Le gaz de schiste est du gaz naturel qui est emprisonné dans de la roche sédimentaire faiblement perméable. De récentes avancées technologiques rendent les réserves de gaz de schiste de plus en plus accessibles, et leur récupération de plus en plus rentable. Cette ressource est déjà exploitée en Colombie-Britannique et en Alberta, et on pense qu'il en existe des réserves substantielles au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et ailleurs au Canada. Le gaz de schiste est produit en grande quantité aux États-Unis, et il sera probablement mis en valeur d'ici quelques années sur tous les continents à l'exception de l'Antarctique. En fonction de facteurs comme les prix futurs du gaz naturel et l'environnement réglementaire, la mise en valeur des ressources canadiennes en gaz de schiste pourrait se prolonger pendant des décennies et entraîner le forage de dizaines de milliers de puits horizontaux par fracturation hydraulique.

Ces activités de mise en valeur ont pour effet de modifier des suppositions de longue date au sujet de la disponibilité des ressources pétrolières et gazières. Plusieurs observateurs considèrent que le gaz de schiste changera les règles du jeu. Il s'agit d'une nouvelle source d'énergie fossile abondante, qui est située près des grands marchés et est relativement peu coûteuse à produire. Cependant, l'expansion rapide de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada au cours de la dernière décennie ne s'est pas accompagnée d'investissements substantiels dans des activités de recherche et de surveillance concernant les incidences sur l'environnement, la santé publique et les collectivités. Les principales préoccupations concernent la dégradation de la qualité des eaux souterraines et de surface (y compris l'élimination sans danger de forts volumes d'eaux usées); le risque d'accroissement des émissions de gaz a effet de serre (GES) (y compris les émissions fugitives de méthane pendant et après la production), qui aggraverait le changement climatique anthropogénique; les effets perturbateurs sur les collectivités et le territoire; et les effets néfastes sur la santé humaine. D'autres préoccupations concernent les rejets locaux de contaminants atmosphériques, et la possibilité de déclenchement de tremblements de terre de faible ou de moyenne amplitude dans des régions actives du point de vue sismique. Ces préoccupations varient d'une région à l'autre. Au Canada, les zones de gaz de schiste se trouvent près des régions urbaines dans le Sud, et dans les régions isolées dans le Nord-Ouest, et elles présentent une grande diversité des points de vue de la géologie, de l'hydrologie, de l'utilisation du territoire et de la densité de population. L'expression « incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste » masque des différences régionales qu'il est essentiel de prendre en compte pour éclairer les incidences en question.

Pour comprendre les risques associés à la mise en valeur du gaz de schiste au Canada, le ministre de l'Environnement, au nom d'Environnement Canada, a demandé au Conseil des académies canadiennes (CAC) de réunir un comité d'experts, qui a reçu pour mandat de répondre à la question suivante :

> *Quel est l'état des connaissances entourant, d'une part, les incidences environnementales potentielles liées à l'exploration et l'extraction du gaz de schiste du Canada et au développement de cette ressource, et d'autre part, les mesures d'atténuation qui y sont associées?*

L'évaluation des incidences environnementales est entravée par un manque d'information sur bon nombre de questions clés, et plus particulièrement sur le problème des fluides qui s'échappent des puits non étanches. S'il est possible de sceller les puits, le risque pour les eaux souterraines devrait être réduit au minimum, mais on sait peu de choses au sujet de la mobilité et du sort ultime des produits chimiques de fracturation hydraulique et des eaux usées dans le sous-sol. Il est difficile de répondre de manière objective et scientifique à bon nombre des questions pertinentes, que ce soit en raison d'un manque de données pertinentes, parce que certaines des données pertinentes ne sont pas publiquement accessibles, ou parce que les données existantes sont de qualité variable, se prêtent à des interprétations divergentes ou présentent des fourchettes de valeurs étendues auxquelles sont associées des retombées variables.

Deux aspects qui préoccupent particulièrement les membres du comité d'experts sont les ressources en eau (notamment les eaux souterraines) et les émissions de GES. Dans les deux cas, l'intégrité des puits entre en jeu. Bon nombre des procédures opérationnelles liées à l'extraction du gaz de schiste sont similaires à celles liées à l'extraction du pétrole et du gaz classiques. L'expérience de l'industrie est donc pertinente pour qui veut comprendre ces questions.

Les fuites de gaz naturel dues à des scellements de ciment mal construits, endommagés ou détériorés sont un problème qui est connu de longue date mais qui reste non résolu et continue de défier les ingénieurs. Les puits qui fuient en raison de scellements mal installés, des dommages causés par des traitements de fracturation répétés ou de la détérioration du ciment au fil du temps peuvent entraîner la création de voies de contamination des ressources en eau souterraine et accroître les émissions de GES. La question de l'intégrité concerne tous les puits, y compris les puits de pétrole ou gaz classique et d'eau. Plusieurs facteurs font que les conséquences à long terme des fuites seront plus importantes dans le cas du gaz de schiste que dans celui du pétrole et du gaz classiques. Ces facteurs sont le nombre supérieur de puits que requiert l'extraction du gaz de schiste, l'utilisation de divers produits chimiques lors

des opérations de fracturation hydraulique, la possibilité que la mise en valeur du gaz de schiste se fasse dans des zones rurales et périurbaines qui dépendent des ressources en eaux souterraines, et peut-être aussi le processus même de fracturation répétée.

INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

Eau

Les déversements accidentels à la surface de produits chimiques de fracturation et d'eaux usées, de même que les changements dans l'hydrologie et les infiltrations d'eau causées par les nouvelles infrastructures peuvent affecter les ressources en eaux souterraines peu profondes et en eaux de surface. Un risque pour les eaux potables souterraines est associé à la migration ascendante du gaz naturel et des eaux salines à partir de cuvelages de puits non étanches et peut-être aussi de fractures naturelles dans la roche, de vieux puits abandonnés et de failles perméables. Ces parcours peuvent permettre la migration de gaz et peut-être aussi de fluides salins avec le temps, ce qui peut avoir une incidence cumulative importante sur la qualité de l'eau des aquifères. Les risques attribuables aux activités de surface seront probablement minimes si on applique de saines pratiques de gestion préventive. Cependant, on ne possède pas de connaissances suffisantes sur ce qu'il advient des produits chimiques contenus dans l'eau de reflux pour comprendre les incidences possibles sur la santé humaine ou l'environnement, ou pour élaborer des mesures de restauration adéquates. La surveillance, l'évaluation et l'atténuation des incidences sont plus difficiles dans le cas de la migration ascendante que dans celui des activités de surface.

La menace la plus importante pour les eaux souterraines vient des fuites de gaz pour lesquelles les pratiques exemplaires existantes ne permettent pas d'assurer une prévention à long terme. La mesure dans laquelle la capacité d'assimilation naturelle peut limiter les répercussions des fuites de puits varie selon les endroits en raison de la variabilité de l'amplitude des mouvements (ou charges) de gaz naturel ainsi que des compositions hydro-géochimiques des aquifères. Ces incidences possibles ne font pas l'objet d'une surveillance méthodique, les prévisions demeurent peu fiables, et les approches pour une surveillance efficace et constante restent à élaborer.

En moyenne, entre un quart et la moitié de l'eau utilisée dans un traitement de fracturation hydraulique remonte dans le puits jusqu'à la surface après la stimulation. Ces reflux de fluides peuvent être dangereux parce qu'ils contiennent habituellement des hydrocarbures, y compris des quantités variables de benzène et autres aromatiques, des substances chimiques utilisées pour la fracturation hydraulique ainsi que des composants potentiellement dangereux échappés du schiste (comme le sel, des métaux, des non-métaux et des composants radioactifs

naturels). Bien que les eaux de reflux soient maintenant fréquemment réutilisées dans les opérations de fracturation ultérieures, il en reste bien souvent une certaine proportion, dont le traitement présente des difficultés techniques dans certaines régions où il n'est pas possible de les éliminer en les injectant en profondeur (p. ex. dans l'Est canadien).

Émissions de gaz à effet de serre

Dans la mesure où le gaz naturel extrait du schiste remplace le pétrole et le charbon pour la production d'énergie, et plus particulièrement d'électricité, il peut réduire l'incidence environnementale des combustibles fossiles et contribuer à ralentir le changement climatique anthropogénique. Quant à savoir si la mise en valeur du gaz de schiste réduira dans les faits les émissions de GES et ralentira le changement climatique, cela dépendra de plusieurs variables, dont les sources d'énergie qu'il remplacera (c'est-à-dire le charbon et le pétrole, par opposition aux énergies nucléaire et renouvelables) ainsi que le volume des émissions de méthane provenant des têtes de puits non étanches et du réseau de distribution. Les experts ne s'entendent pas sur ces questions. Certains sont arrivés à la conclusion que les avantages obtenus en aval au regard des GES pourraient être annulés par les fuites en amont, et qu'il existe un risque que le gaz batte les prix des marchés pour les options de rechange à empreinte carbonique moindre et favorise le confinement à une infrastructure à forte teneur carbonique. D'autres soutiennent que le gaz de schiste pourrait offrir une solution de transition vers un avenir sobre en carbone. Par ailleurs, les gisements qui produisent du gaz à forte teneur en dioxyde de carbone, comme ceux de Horn River, pourraient devenir une importante source additionnelle d'émissions de dioxyde de carbone si ce dernier n'est pas capté et stocké dans des aquifères salins ou utilisé pour améliorer la récupération du pétrole.

Autres incidences

Territoire

La mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste pourrait marquer le début de plusieurs décennies de production et déboucher sur le forage de dizaines de milliers de puits au Canada. Cette activité aura des effets tant locaux que disséminés sur le territoire. Par conséquent, l'évaluation des incidences environnementales possibles ne peut mettre l'accent sur un puits ou une plate-forme d'exploitation en particulier; elle doit aussi prendre en compte les effets régionaux et cumulatifs.

La mise en valeur du gaz de schiste nécessite une infrastructure élaborée qui inclut des routes, des plates-formes de puits, des stations de compression, des emprises de pipelines et des aires de transit. Bien que le recours à des plates-formes multi-puits et l'augmentation de la longueur des puits latéraux

horizontaux réduisent les incidences environnementales, comparativement à l'installation de puits individuels, les incidences cumulatives du forage de nombreux puits et de l'infrastructure requise pour mettre en valeur la ressource sont tout de même lourdes pour les collectivités et les écosystèmes. Qui plus est, le rendement de l'infrastructure, des opérations et des procédures de fermeture variera probablement en fonction des caractéristiques géologiques et des exploitants. Une surveillance des migrations possibles de fluides sur de longues périodes sera nécessaire pour permettre l'évaluation des incidences. L'étendue des futures activités de restauration du territoire est incertaine. De ce fait, il conviendrait de se pencher sur le risque et le passif financier qui en découlent. Les incidences sur le territoire pourront inclure la déforestation, la destruction et la fragmentation de l'habitat faunique ainsi que des effets négatifs sur les utilisations existantes du territoire telles que l'agriculture et le tourisme. Il est difficile d'estimer ces incidences faute d'information sur le lieu, le rythme et l'étendue des futures activités de mise en valeur du gaz de schiste.

Incidences sur la santé humaine et sur la société

Les incidences sanitaires et sociales de la mise en valeur du gaz de schiste n'ont pas été bien étudiées. La mise en valeur du gaz de schiste apportera des avantages économiques variés, mais elle pourrait aussi avoir des effets néfastes sur la qualité de l'eau et de l'air et sur le bien-être des collectivités, du fait de l'expansion rapide de l'industrie extractive dans des régions rurales et semi-rurales. Les incidences possibles sur les collectivités incluent les problèmes de santé et de sécurité liés à la circulation des camions et à l'afflux soudain d'une importante main-d'œuvre migrante. Des répercussions psychosociales sur les individus et les collectivités ont été signalées en rapport avec des facteurs de stress physiques comme le bruit et avec une perception selon laquelle l'industrie et le gouvernement ne sont pas dignes de confiance. Si la mise en valeur du gaz de schiste s'intensifie, les risques pour la qualité de vie et le bien-être de la population dans certaines collectivités pourraient devenir importants du fait de la combinaison de divers facteurs liés entre autres choses à l'utilisation des terres, à la qualité de l'eau et de l'air et à la perte de sérénité rurale. Ces facteurs sont particulièrement pertinents quand il est question de la capacité des peuples autochtones de maintenir leur mode de vie traditionnel. En effet, plusieurs Premières Nations ont exprimé des préoccupations au sujet des incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste sur leur qualité de vie et leurs droits.

Contaminants atmosphériques

La mise en valeur du gaz de schiste entraîne l'émission de polluants atmosphériques tout comme celle du gaz classique, mais les volumes d'émissions par unité de gaz produite sont plus importants en raison du surcroît d'effort

qu'elle requiert. Ces polluants incluent les émissions des moteurs diesel, les hydrocarbures, les composés organiques volatils (p. ex. le benzène) et les matières particulaires. À l'échelon régional, le principal problème lié aux émissions atmosphériques concerne la production d'ozone, qui peut dans certaines circonstances affecter la qualité de l'air.

Secousses sismiques

Bien que la fracturation hydraulique puisse causer de petits tremblements de terre, la plupart des secousses qui ont été ressenties par le public ont été causées non par la fracturation hydraulique elle-même, mais par la réinjection des eaux usées. La plupart des experts s'entendent pour dire que le risque de tremblements de terre causés par la fracturation hydraulique est faible. Une surveillance microsismique pendant les opérations peut réduire ce risque encore davantage. Le risque sismique lié à l'injection des rejets fluides, quoique plus important, reste faible, et il est possible de le réduire au minimum par une sélection minutieuse des sites et par des mesures de surveillance et de gestion.

ACCEPTABILITÉ PAR LE PUBLIC

Au moment d'examiner les incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste et les stratégies à adopter pour gérer ces incidences, il faut prendre en compte les préoccupations et valeurs locales. Plus précisément, la façon dont on fait participer les résidents locaux à la prise de décisions concernant les activités de mise en valeur du gaz de schiste constituera un facteur déterminant de leur acceptation ou leur rejet de ces activités. Pour gagner la confiance du public, il faudra mener des recherches multidisciplinaires crédibles afin de cerner les incidences existantes et de prévoir les incidences futures. Les affirmations de l'industrie concernant ses prouesses technologiques ou les affirmations du gouvernement selon lesquelles les effets environnementaux sont acceptables ne seront pas suffisantes pour obtenir l'acceptation du public. Pour ce faire, il faudra assurer une surveillance transparente et crédible des incidences environnementales.

LIMITES DE NOS CONNAISSANCES ET DE NOTRE COMPRÉHENSION

Les technologies utilisées par l'industrie du gaz de schiste ce sont développés progressivement sur plusieurs décennies. Cette évolution graduelle a masqué les véritables incidences du déploiement à grande échelle de ces technologies. La compréhension par la société des incidences environnementales possibles ne s'est pas développée au même rythme que les activités de mise en valeur, de sorte que les connaissances scientifiques au sujet de ces incidences présentent des lacunes.

Dans la plupart des cas, l'extraction du gaz de schiste s'est faite sans que soient recueillies des données de référence suffisantes sur l'environnement (p. ex. sur la qualité des eaux souterraines environnantes et les habitats fauniques d'importance cruciale). De ce fait, il est difficile de cerner et de caractériser les incidences environnementales qui pourraient être associées ou injustement attribuées à ces activités de mise en valeur.

Certains des possibles effets sur la santé et incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste pourront prendre des décennies avant de se manifester. Au nombre de ces incidences figurent l'apparition de voies souterraines entre les horizons de schiste soumis à la fracturation et les eaux douces souterraines, les fuites de gaz en provenance des puits abandonnés et les effets cumulatifs sur le territoire et les collectivités. De même, il faut beaucoup de temps pour élaborer des stratégies de surveillance ainsi que pour recueillir et évaluer des données et de l'information sur l'efficacité des mesures d'atténuation.

Peu d'articles examinés par des pairs ont été publiés concernant les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste. Cela s'explique notamment par le fait que l'industrie est jeune (une vingtaine d'années aux États-Unis, et seulement la moitié de cet âge au Canada), le fait que l'industrie traite une partie de cette information comme étant de propriété exclusive (en partie parce que les technologies évoluent rapidement et sont encore à l'essai), le fait que l'industrie garde confidentiels les réglements de réclamations pour dommages, et le fait que la législation fédérale américaine ne couvre pas bon nombre des additifs chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique (de sorte que l'industrie n'a pas été tenue de surveiller leur incidence). Dans les cas où des études examinées par des pairs ont été publiées, leurs conclusions ne concordaient pas nécessairement (p. ex. concernant l'importance des émissions fugitives de méthane).

L'information concernant les incidences sur les ressources en eaux douces souterraines des fuites de gaz naturel attribuables à de mauvais scellements de ciment est insuffisante. On possède une mauvaise compréhension de la nature et du rythme de la détérioration du ciment; l'information publiquement accessible à ce sujet est très limitée ou trompeuse. De plus, il n'y a pas eu assez de recherches sur les méthodes permettant de détecter et mesurer les fuites de GES dans l'atmosphère.

La divulgation complète des produits chimiques utilisés ainsi que de la composition chimique des eaux de reflux constitue une mesure nécessaire, quoique insuffisante, dans l'évaluation des risques environnementaux liés

au forage et à la fracturation. On a également besoin d'information sur les substances chimiques potentiellement dangereuses qui sont produites dans les puits à l'issue d'interactions chimiques survenant à des températures et pressions élevées. Cette information a trait notamment, pour chacune de ces substances prise individuellement et en combinaison avec d'autres, à la concentration, la mobilité, la persistance dans les eaux souterraines et eaux de surface et les propriétés de bio-accumulation. Il s'agit là d'une lacune importante dans la compréhension des incidences environnementales et humaines possibles de la fracturation hydraulique et de la façon de réduire les déversements accidentels de substances chimiques ou d'eaux de reflux dans l'environnement.

La mise en valeur du gaz de schiste soulève aussi des questions sur des répercussions sociales mal connues. Contrairement à ce qu'on observe dans les régions peu peuplées du Nord de la Colombie-Britannique, la mise en valeur du gaz de schiste dans l'Est canadien se ferait dans des régions rurales et semi-rurales habitées. Beaucoup de résidents de ces régions dépendent de puits d'eau privés.

APPROCHES DE SURVEILLANCE

La mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques doit reposer sur une information fiable et actuelle, notamment concernant la caractérisation. La surveillance ne saurait se substituer à des pratiques de prévention efficaces, mais elle est le moyen par lequel les incidences environnementales et sanitaires peuvent être cernées, ce qui rend possible l'élaboration et l'application de mesures d'atténuation.

Selon les résultats de la surveillance qui a été effectuée, les fuites de gaz dans les aquifères et dans l'atmosphère sont suffisamment fréquentes pour causer des inquiétudes. Compte tenu de la densité future probable des puits de gaz, on s'attend à ce que la mise en valeur du gaz de schiste ait une incidence à long terme plus marquée que celle du pétrole et du gaz classiques.

On n'a pas encore déterminé quelles devraient être les approches pour la surveillance environnementale compte tenu de l'ampleur attendue des activités de mise en valeur du gaz de schiste. Il faudra adapter les programmes de surveillance en fonction des avancées technologiques ainsi que du lieu, de l'ampleur et du rythme des futures activités de mise en valeur. Pour que la surveillance emporte la confiance du public, elle devra faire intervenir les résidents des régions concernées aussi bien que des experts indépendants. Le public aura une plus grande confiance en la surveillance s'il a la possibilité d'en influencer la conception, d'avoir accès aux résultats et de faire des observations.

Le comité d'experts a constaté que les recherches requises pour étayer de meilleures décisions fondées sur la science concernant les incidences environnementales cumulatives n'ont pas encore débuté, sauf au Québec, et qu'il est peu probable qu'elles se feront en l'absence d'un effort concerté de l'industrie, des gouvernements, des universités et du public dans chacune des provinces où existe un potentiel de gaz de schiste important.

OPTIONS EN MATIÈRE D'ATTÉNUATION

La gestion des incidences environnementales de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste nécessitera non seulement un savoir issu d'une caractérisation des systèmes hydriques et écologiques avant la mise en valeur et de la surveillance environnementale, mais aussi un solide de cadre de gestion.

La réglementation, la surveillance et la mise à exécution relèvent de la compétence des provinces. Ces dernières sont confrontées à des défis liés aux caractéristiques inconnues des incidences, à une information environnementale de référence inadéquate et à la gouvernance. Les approches de lenteur peuvent présenter des avantages en ce qu'elles permettent de recueillir des données additionnelles, de s'adapter en fonction des conséquences des données nouvelles et de favoriser une synthèse des expertises multidisciplinaires. Toutefois, la mise en valeur pourra avoir certaines incidences négatives qui ne pourront être éliminées, et les fondements scientifiques permettant de déterminer les régions qui sont particulièrement vulnérables à cet égard n'ont pas été établis.

L'industrie du gaz de schiste a réalisé des progrès considérables au cours de la dernière décennie pour ce qui est de réduire l'utilisation d'eau par le recours au recyclage, de réduire les perturbations du territoire par le regroupement de plus grands nombres de puits sur chaque site de forage, de réduire les quantités de substances chimiques toxiques qu'elle utilise et de réduire les émissions de méthane pendant l'achèvement des puits. D'autres incidences telles que les effets cumulatifs sur le territoire, les émissions fugitives de GES et la contamination des eaux souterraines sont toutefois plus problématiques. Cela s'explique par le fait que les technologies d'atténuation existantes n'ont pas été mises à l'essai et pourraient se révéler insuffisantes, que le savoir scientifique est incomplet et que le manque d'information nuit à la conception d'un cadre réglementaire adéquat. La mise en valeur du gaz de schiste présente des défis particuliers du point de vue de la gouvernance parce que les avantages sont surtout d'ordre régional, alors que les incidences négatives sont surtout d'ordre local et font intervenir plusieurs ordres de gouvernement.

Un cadre efficace pour la gestion des risques liés à la mise en valeur du gaz de schiste inclurait cinq éléments distincts :

(i) *Technologies pour la mise en valeur et la production du gaz de schiste.* Les matériaux, l'équipement et les produits doivent être adéquatement conçus, installés en conformité avec les spécifications, et entretenus de façon fiable.

(ii) *Systèmes de gestion pour contrôler les risques pour l'environnement et la santé publique.* Du point de vue de la sécurité, la gestion des matériaux, de l'équipement et des processus associés à la mise en valeur et à l'exploitation des gisements de gaz de schiste doit être rigoureuse et exhaustive.

(iii) *Système réglementaire efficace.* Les règles régissant la mise en valeur du gaz de schiste doivent se fonder sur des règlements étayés par le savoir scientifiques et orientés vers les résultats, et le rendement à cet égard doit faire l'objet d'une surveillance, d'inspections et d'une mise à exécution rigoureuses.

(iv) *Planification régionale.* Pour faire face aux incidences cumulatives, il faut veiller à ce que les plans de forage et de mise en valeur reflètent les conditions environnementales locales et régionales, ce qui inclut les utilisations existantes du territoire et les risques environnementaux. Certaines régions pourraient ne pas se prêter à la mise en valeur au moyen de la technologie actuelle, tandis que dans certaines autres, l'adoption de mesures de gestion particulières pourrait s'imposer.

(v) *Participation des citoyens et intervenants locaux.* Un engagement du public est nécessaire non seulement pour assurer que les résidents locaux seront tenus au fait des activités de mise en valeur, mais également pour recueillir leur point de vue sur les valeurs à respecter, pour tenir compte de leurs préoccupations et pour gagner leur confiance. Les données environnementales devraient être transparentes et accessibles à tous les intervenants concernés.

Ces éléments du cadre de gestion des risques devraient être étayés par des programmes de surveillance environnementale qui viseraient à fournir une information scientifique crédible à l'appui de l'élaboration et de l'application de la réglementation.

Le cadre réglementaire canadien à l'égard de la mise en valeur du gaz de schiste est en évolution, et il n'a pas encore été mis à l'épreuve. Dans plusieurs provinces, les droits des peuples autochtones pourraient être touchés et devront être pris en compte. Certaines technologies et pratiques d'avant-garde pourraient limiter bon nombre de ces incidences, mais il est loin d'être sûr qu'il existe des solutions technologiques pour faire face à tous les risques pertinents. Il est difficile de juger de l'efficacité de la réglementation actuelle faute d'une surveillance scientifique. Les recherches requises pour établir le cadre de meilleures décisions fondées sur la science concernant les incidences environnementales cumulatives ont à peine débuté. Comme la mise en valeur du gaz de schiste en est à ses débuts au Canada, il reste possible de mettre en œuvre des mesures de gestion, y compris une surveillance environnementale, qui réduiront ou éviteront certaines des incidences environnementales négatives possibles et permettront l'adoption d'approches adaptatives de gestion.

Table des matiéres

1 Introduction 1
1.1 Principales considérations 9
1.2 Gestion des incidences 16
1.3 Organisation du rapport 19

2 Mise en valeur du gaz de schiste dans le contexte canadien : qu'est-ce que le gaz de schiste? 20
2.1 Contexte canadien 22
2.2 Les ressources en gaz de schiste du Canada 24
2.3 Droits des Premières Nations 36
2.4 Contexte social 37
2.5 Conclusion 41

3 Technologie du gaz de schiste et intégrité des puits 42
3.1 Étape des préparatifs du forage des puits 47
3.2 Forage et achèvement des puits 49
3.3 Intégrité des puits 64
3.4 Lacunes dans les connaissances et dans le savoir scientifique 69
3.5 Conclusion 69

4 Eau 71
4.1 Aperçu des incidences possibles sur les eaux souterraines 74
4.2 Produits chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique 89
4.3 Voies souterraines de contamination 91
4.4 Concept de la capacité d'assimilation 96
4.5 Incidences du gaz naturel sur la qualité des eaux souterraines peu profondes 98
4.6 Préoccupations concernant les eaux de surface 100
4.7 Utilisation de l'eau 103
4.8 Eau de reflux 109
4.9 Limites des connaissances et de la compréhension scientifique 112
4.10 Conclusion 113

5 Gaz à effet de serre et autres émissions atmosphériques 115
5.1 Émissions de gaz à effet de serre 116
5.2 Autres émissions atmosphériques 132
5.3 Conclusion 136

6 Incidences sur le territoire et l'activité sismique 137
6.1 Incidences sur le territoire 138
6.2 Sismicité stimulée 151

7 Santé humaine 157
7.1 Définition et facteurs de risque 159
7.2 Questions d'ordre éthique 170
7.3 Lacunes dans les connaissances 171

8 Surveillance et recherche 172
8.1 Principes de surveillance 174
8.2 Surveillance des incidences sanitaires et sociales 175
8.3 Surveillance des émissions de gaz 178
8.4 Surveillance sismique 182
8.5 Surveillance des eaux de surface 183
8.6 Surveillance des eaux souterraines 184
8.7 Activités et possibilités de recherche au Canada 206
8.8 Conclusion 219

9 Gestion et mesures d'atténuation 222
9.1 Cadre de gestion des risques 225
9.2 Technologies pour la mise en valeur du gaz de schiste 226
9.3 Gestion rigoureuse des risques et de la sécurité 233
9.4 Système de réglementation efficace 239
9.5 Planification régionale 241
9.6 Participation du public 245
9.7 Conclusion 249

10 Conclusions 252
10.1 Résumé de la réponse du comité d'experts au mandat 254
10.2 Mot de la fin 259

Glossaire 261

Références 268

Liste des abréviations utilisées dans le rapport

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AER	Alberta Energy Regulator
AESRD	Alberta Environment and Sustainable Resource Development
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
bpc	billion de pieds cubes
BTEX	benzène, toluène, éthylbenzène, xylène
COV	composés organiques volatils
CSC	captage et stockage du carbone
EIS	étude d'impact sur la santé
FCS	fuite de colonne de surface
MDT	matières dissoutes totales
MLS	*multilevel monitoring system* (système de surveillance multi-niveaux)
MRN	matières radioactives naturelles
NOx	oxydes d'azote
PRP	potentiel de réchauffement planétaire
SOx	oxydes de soufre
SRV	*stimulated reservoir volume* (volume de réservoir stimulé)
ZEDS	zone d'eau douce souterraine

1

Introduction

- Principales considérations
- Gestion des incidences
- Organisation du rapport

1 Introduction

Le paysage de l'approvisionnement en énergie en Amérique du Nord connaît une profonde transformation, attisée par un boom de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières non classiques. Le gaz de schiste fait partie de ces ressources non classiques. Plusieurs observateurs considèrent que le gaz de schiste changera les règles du jeu, soulignant qu'il s'agit d'une ressource énergétique nouvelle abondante, bien souvent située près des grands marchés, et qui est relativement peu coûteuse à produire. Les défenseurs de la mise en valeur du gaz de schiste font valoir qu'il peut aider à combler les besoins croissants en énergie dans le monde, créer des emplois, soutenir la croissance économique, réduire la dépendance à l'égard du pétrole provenant de pays instables et non démocratiques, servir de combustible de transition en attendant un avenir sans carbone et jouer un rôle dans l'atténuation des changements climatiques. Les opposants ont dit craindre qu'il ait des effets néfastes sur l'environnement (notamment sur les ressources en eau), que les fuites des puits et des systèmes de distribution viennent contrer partiellement ou complètement tout avantage environnemental découlant de la combustion du gaz à la place du pétrole ou du charbon, et que la disponibilité à grande échelle de gaz naturel peu coûteux nuise aux efforts de conservation d'énergie et à la transition vers des carburants sans carbone qui s'impose pour éviter des changements climatiques perturbateurs. Des manifestations publiques contre la mise en valeur du gaz de schiste ont eu lieu au Canada, aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Roumanie, en Australie, en Nouvelle-Zélande et ailleurs dans le monde. En 2011, le gouvernement français a banni l'extraction de gaz de schiste par fracturation hydraulique. Le Québec a imposé un moratoire en attendant l'achèvement d'une évaluation environnementale stratégique. Le Royaume-Uni a quant à lui levé un moratoire sur la mise en valeur de cette ressource en décembre 2012 (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2012; Davey, 2012; République française, 2013).

Au nom d'Environnement Canada (le commanditaire), le ministre de l'Environnement a demandé au Conseil des académies canadiennes (CAC) de lui préparer une évaluation scientifique qui fasse autorité sur la question suivante :

> *Quel est l'état des connaissances entourant, d'une part, les incidences environnementales potentielles liées à l'exploration et l'extraction du gaz de schiste du Canada et au développement de cette ressource, et d'autre part, les mesures d'atténuation qui y sont associées?*

En plus de cette question principale, le ministre a posé les questions secondaires suivantes :

- *Selon les résultats des recherches menées à ce jour, quels impacts environnementaux nouveaux ou accrus pourraient découler de l'extraction du gaz de schiste, par comparaison avec l'extraction de gaz classique?*
- *Quelles lacunes présente, du point de vue de la science et de la technologie, notre compréhension de ces impacts et des mesures ou stratégies d'atténuation possibles, et quelles recherches s'imposent pour combler ces lacunes?*
- *Quelles approches de surveillance pourraient aider à comprendre et atténuer efficacement ces impacts, quel est l'état actuel des techniques et pratiques en matière de surveillance, et quelles lacunes au regard de la science et de la technologie pourraient faire obstacle à une surveillance efficace?*
- *Quelles pratiques techniques existent pour atténuer ces impacts et quelles sont les meilleures pratiques internationales? Quels fondements scientifiques sous-tendent la politique actuelle ou les pratiques réglementaires sur la scène internationale?*

Le comité d'experts a été mis sur pied en mai 2012. À sa première réunion, le comité d'experts a rencontré le sous-ministre d'Environnement Canada afin d'éclaircir son mandat. Le travail du comité d'experts a pris fin en novembre 2013, après quoi a débuté le processus de publication du rapport. Ce dernier ne tient pas compte de l'information qui est devenue disponible après novembre 2013.

Pour mener à bien l'évaluation, le CAC a formé un comité multidisciplinaire d'experts canadiens et étrangers. Quand le comité d'experts a commencé ses travaux, la documentation disponible sur les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste était limitée, mais elle s'est accrue rapidement à mesure que l'évaluation a progressé.

Le Canada n'est pas le premier pays à s'être doté d'un comité d'experts multidisciplinaire indépendant ayant le mandat d'évaluer les incidences environnementales du gaz de schiste. Par exemple, le Royaume-Uni a mis sur pied un comité d'experts de la Royal Society et la Royal Academy of Engineering (huit membres), qui a fait paraître son rapport en juin 2012 (Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012), et l'Australian Council of Learned Academies a réuni un comité d'experts (huit membres) dont le rapport a paru en juin 2013 (ACOLA, 2013). Des rapports sont en cours de préparation dans d'autres pays. D'autres rapports de comités d'experts ont aussi été produits par des universités, par l'industrie et par des organismes non gouvernementaux (p. ex. Ewen *et al.*, 2012).

Pendant la période où le comité d'experts a accompli son travail, l'industrie du gaz de schiste a continué d'améliorer ses méthodes, et le corpus de documentation scientifique a commencé à croître rapidement, tout particulièrement en 2013. Le comité d'experts a donc dû s'adapter à une information qui évolue rapidement. Il s'est appuyé sur un examen de la documentation, sur la participation à des ateliers et conférences et sur son expertise et son expérience variées dans les différentes disciplines. Le comité d'experts a de plus formulé des analogies à partir des incidences connues d'autres activités industrielles. Évaluer les incidences dans un avenir éloigné, à partir de données probantes très minces et continuellement changeantes, a constitué un défi colossal. Il n'est pas possible de cerner maintenant les principales incidences à long terme de la mise en valeur du gaz de schiste; celles-ci ne deviendront manifestes qu'après plusieurs décennies, voire plus longtemps.

Comme c'est le cas pour tous les rapports du CAC, le présent rapport ne contient pas de recommandations. Il présente plutôt, en réponse aux questions du commanditaire, des observations et conclusions sur ce que l'on sait et ce que l'on ne sait pas concernant les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste, les options qui s'offrent pour atténuer ces incidences et les avenues de recherche qui s'offrent pour combler les lacunes au regard de la surveillance et des connaissances. Le comité d'experts espère que son évaluation et son cadre modèle pour l'étude et la gestion des incidences de la mise en valeur du gaz de schiste contribueront à alimenter un débat éclairé et constructif chez les Canadiens.

Le gaz de schiste est du gaz naturel (composé essentiellement de méthane) qui est emprisonné dans de la roche sédimentaire faiblement perméable appelée le schiste. L'emplacement de nombreuses sources de gaz de schiste est connu depuis longtemps, mais ce n'est que récemment que des avancées technologiques ont rendu ces ressources accessibles et permis de les récupérer de manière économiquement viable. Des ressources en gaz de schiste sont présentes sur tous les continents, mais seuls quatre pays, à savoir le Canada, les États-Unis, le Mexique et l'Australie, mettent à profit la nouvelle technologie d'extraction du gaz de schiste par fracturation hydraulique dans des puits horizontaux. Les États-Unis sont les chefs de file de l'extraction du gaz de schiste, mais le Canada est un producteur important, particulièrement en Colombie-Britannique, et dans une moindre mesure en Alberta. Des ressources substantielles pourraient également être présentes au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et ailleurs.

L'extraction du gaz de schiste nécessite un mariage de force brute et de technologie perfectionnée. Au nombre des techniques requises pour libérer le gaz figure premièrement la déviation du puits pour l'amener de la verticale à l'horizontale et forer suivant cet axe dans le schiste. Il faut ensuite accroître

la perméabilité de la roche en y injectant un mélange spécial de fluides, de substances chimiques et d'agents de soutènement (le plus souvent du sable) à des pressions extrêmement élevées, de manière à fracturer la formation rocheuse ciblée, laquelle se trouve habituellement à plus d'un kilomètre sous la surface du sol et à une distance latérale de la tête du puits pouvant atteindre plusieurs kilomètres.

La mise en valeur du gaz de schiste nécessite (i) de grandes quantités d'eau, de substances chimiques et d'agents de soutènement, pour la fracturation hydraulique, (ii) des terrains pour la mise en place des plates-formes d'exploitation et des installations accessoires, (iii) de l'énergie pour faire fonctionner l'équipement de forage, les pompes et les camions, et (iv) une infrastructure d'accès aux sites et de livraison du gaz. Les quantités de déchets produites — principalement sous la forme d'eaux de reflux qu'il faut traiter ou injecter sous terre et de rejets dans l'atmosphère, dont des gaz à effet de serre (GES) — peuvent être importantes. Ceci étant dit, et tout en reconnaissant les avantages économiques éventuels, la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste peut avoir des effets négatifs sur ce qui suit :

- la qualité des eaux souterraines et de surface, si les substances chimiques utilisées pour la fracturation, les gaz d'hydrocarbures émis pendant la fracturation ou l'eau de formation contaminée migrent dans les aquifères d'eau douce (voir le chapitre 4);
- la disponibilité de ressources en eau douce à d'autres fins (voir le chapitre 4);
- le climat, en raison des GES émis durant l'extraction du gaz (les effets pourraient cependant être positifs si le gaz remplace d'autres sources d'énergie à plus grande intensité carbonique, comme le charbon, mais pas des sources d'énergie à moins grande intensité carbonique, comme l'énergie hydroélectrique ou nucléaire) (voir le chapitre 5);
- la qualité locale de l'air, en raison de l'émission de polluants atmosphériques résultant des nombreuses activités que requièrent le forage et l'aménagement des puits de gaz de schiste (voir le chapitre 5);
- l'esthétique du paysage, l'habitat faunique et les utilisations existantes du territoire, y compris l'agriculture et le tourisme, en raison des nombreuses plates-formes d'exploitation, routes et installations accessoires (carrières de gravier, parcs d'entreposage de matériaux et emprises de pipelines, p. ex.) nécessaires à la production de gaz de schiste à grande échelle (voir le chapitre 6);
- l'activité sismique, stimulée par la fracturation hydraulique et l'injection des fluides résiduaires (voir le chapitre 6);
- la santé et la sécurité humaines, en raison de la contamination de l'eau ou de l'air, ou des diverses activités associées à la mise en valeur du gaz de schiste (voir le chapitre 7);
- le bien-être des collectivités (voir le chapitre 7).

Ces risques ne se présentent pas isolément les uns des autres et peuvent entraîner des effets cumulatifs. La mesure dans laquelle des effets cumulatifs se manifesteront dépendra de divers facteurs interreliés. Au nombre de ceux-ci figurent les suivants : le cadre juridique et réglementaire existant, les mécanismes de gestion des risques mis en œuvre par les sociétés de production de gaz et de fracturation hydraulique, les politiques nationales et internationales en matière d'énergie et de climat (ou l'absence de telles politiques), la disponibilité d'une information scientifique valide permettant d'évaluer les efforts proposés d'atténuation et de remise en état, la présence et l'efficacité de la surveillance scientifique et de la mise en application des règlements, et les attitudes et réponses des collectivités concernées. Le comité d'experts a relevé le besoin d'études scientifiques des conditions de référence et d'une surveillance à long terme efficaces. Cependant, les études et la surveillance se révéleront inefficaces si elles ne se font pas dans un environnement réglementaire prévoyant une analyse des données et une utilisation des résultats pour orienter les politiques, améliorer les règlements et assurer la conformité. De même, les défenseurs du gaz de schiste mettent de l'avant les avantages associés à des ressources gazières peu coûteuses, mais comme pour tout produit de base (y compris le gaz classique), les coûts externes associés aux dommages environnementaux doivent être pris en compte au moment de déterminer le coût véritable.

Pour ces raisons, entre autres, le comité d'experts croit que le recours à une approche globale s'impose dans l'évaluation des effets tant positifs que négatifs de la mise en valeur du gaz de schiste. L'examen des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste ne devrait pas faire abstraction des contextes socio-économique, environnemental, institutionnel et culturel. La nature et l'étendue des incidences dépendront, du moins en partie, de ces contextes (Sethi, 1979; Erickson, 1994; Holder, 2004; Porter et Kramer, 2006; Bamberg et Möser, 2007). Aux États-Unis et en Europe, les organismes gouvernementaux tendent de plus en plus à reconnaître que les répercussions sociales, y compris les effets sur les collectivités, les paysages et le patrimoine culturel, méritent une analyse rigoureuse (Interorganizational Committee on Guidelines and Principles for Social Impact Assessment, 1994; IAIA, 1999; Watson, 2003). Au Canada, la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)* enchâsse le principe du développement durable, qui par définition suppose de porter attention aux besoins futurs (Ministre de la Justice, 2012).

Les retombées environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste présentent des liens avec des enjeux importants comme la diversification économique, la politique énergétique, le changement climatique et le déploiement des énergies renouvelables. Le rythme et la forme de la mise en valeur — et par ricochet ses incidences — sont influencés par une combinaison

de facteurs dynamiques et interreliés qui incluent la demande en énergie à l'échelle internationale, les prix du gaz naturel, les conditions environnementales existantes, les politiques et règlements gouvernementaux, les capacités des institutions, les technologies et pratiques ainsi que l'opinion publique. Ces facteurs définissent le contexte de l'examen des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste ainsi que les activités de recherche et efforts de gestion qui pourront s'imposer pour surveiller ces incidences et les atténuer. L'adoption d'une vision globale de l'information probante aide à cerner les interactions entre les différents effets qui sont susceptibles d'amplifier ou d'accélérer certaines incidences en particulier. De plus, elle aide à comprendre les effets non linéaires, combinés et cumulatifs des incidences qui se manifestent sur des périodes prolongées et des régions étendues, aspect qui pourrait autrement rester négligé. Une telle approche suppose d'élargir le champ d'examen. Plutôt que de mettre l'accent essentiellement sur les effets physiques, chimiques et biologiques de la mise en valeur du gaz de schiste, elle tient pleinement compte de ses dimensions sociales, économiques et politiques. Lorsqu'il y a lieu, le présent rapport reconnaît et aborde ces dimensions, sous réserve des limites du mandat et de l'expertise du comité d'experts.

La nécessité d'adopter une approche globale est particulièrement manifeste dans le domaine des émissions de GES. D'une part, les défenseurs de la mise en valeur du gaz de schiste font valoir que ce dernier aura une incidence positive sur le changement climatique parce que la combustion du gaz naturel génère moins de dioxyde de carbone que celle du charbon ou du pétrole. De plus, ils affirment que le gaz naturel peut offrir une option de transition vers les ressources renouvelables en aidant à combler les besoins mondiaux en énergie en attendant le développement de sources d'énergie neutres en carbone (comme l'énergie nucléaire, solaire ou éolienne ou les biocombustibles) et l'amélioration de l'efficience énergétique (Bloomberg et Mitchell, 2012; Richardson, 2013). D'autre part, les opposants font valoir que la mise en valeur du gaz de schiste renforce les habitudes de dépendance à l'égard des combustibles fossiles, qui sont à l'origine du changement climatique, tout particulièrement lorsque le prix du gaz est relativement faible, en renforçant et en élargissant l'infrastructure connexe, phénomène que les historiens de la technologie ont décrit notamment sous les termes de dépendance de cheminement, de momentum technologique et de piège infrastructurel (*infrastructure trap*) (Hughes, 1983; Worster, 1992; Jones, 2010).

Les partisans aussi bien que les adversaires de la mise en valeur du gaz de schiste reconnaissent la possibilité qu'un grand nombre de puits soient forés dans les années à venir. La nécessité de s'assurer que les puits ne commenceront pas à fuir au fil des années constitue depuis longtemps un défi d'ingénierie qui

vient ajouter à l'incertitude. Les analyses des émissions de GES liées au gaz de schiste dépendent dans une large mesure du volume et de l'intensité des fuites émanant des puits actifs ou abandonnés (voir le chapitre 4). Beaucoup d'incertitude persiste au sujet de l'exactitude des méthodes qui ont été utilisées pour produire les maigres données dont on dispose actuellement sur les fuites de méthane. À l'extrémité inférieure de la fourchette de résultats, les estimations scientifiques appuient la conclusion selon laquelle les émissions de GES provenant du gaz de schiste sont comparables à celles du gaz classique, et par conséquent nettement inférieures à celle du charbon (p. ex. Cathles *et al.*, 2012; Logan *et al.*, 2012; O'Sullivan et Paltsev, 2012). À l'extrémité supérieure, les estimations appuient la conclusion selon laquelle l'avantage que présente le gaz de schiste par rapport au charbon du point de vue des GES est annulé par le problème des fuites (p. ex. Wigley, 2011; Petron *et al.*, 2012).

De plus, il y a mésentente sur la question de savoir en quoi au juste le gaz de non classique est « non classique ». Les partisans du gaz de schiste soutiennent que l'aménagement et la mise en exploitation d'environ 150 000 puits de pétrole et de gaz horizontaux multi-étapes à fracturation hydraulique au fil des années en Amérique du Nord ont apporté d'importants avantages économiques, sans causer de dommages substantiels à l'environnement (p. ex. Zeirman, 2013). Les opposants font valoir que la mise en valeur du gaz de schiste a perturbé la qualité de vie dans les régions rurales, contaminé les ressources en eaux souterraines et eaux de surface, endommagé des habitats délicats et nui au marché de l'énergie renouvelable (p. ex. Mufson, 2012; Wilson *et al.*, 2013). Certaines de ces affirmations, notamment celles qui ont trait à la migration des fluides de fracturation hydraulique des profondeurs vers les ressources en eaux souterraines des régions avoisinantes, sont difficiles à évaluer en raison d'un manque de données de référence et de l'absence de surveillance scientifique, et aussi du fait de la longueur de la période qui peut s'écouler avant que des effets néfastes se manifestent. Les affirmations selon lesquelles la mise en valeur du gaz de schiste est *sans effets néfastes attestés* sur les eaux souterraines manquent de crédibilité pour l'évidente raison que l'absence de preuves ne constitue pas une preuve de l'absence d'effets. Qui plus est, des eaux souterraines ont été contaminées à la suite d'incidents tels que des pertes de confinement dues à des cuvelages de puits défectueux ou des fuites de bassins de rétention.

Les opinions très divergentes au sujet de la mise en valeur du gaz de schiste font ressortir la nécessité de réaliser des études beaucoup plus poussées et étendues. De plus, elles mettent en évidence le besoin de prendre en compte

l'expérience du passé au moment d'évaluer de nouvelles formes de risque environnemental. Une analyse rétrospective donne à penser que les sociétés occidentales — mues par l'optimisme technologique et par une croyance en l'attrait, voire en l'inévitabilité de la croissance économique — ont bien souvent sous-estimé les risques que présente l'adoption de nouvelles technologies. L'étude détaillée qu'a présentée l'Agence européenne pour l'environnement dans *Signaux précoces et leçons tardives* documente de nombreux exemples de situations où des preuves des incidences néfastes que des activités économiques ont eues sur l'environnement ont été ignorées pour des raisons qui semblaient logiques à l'époque mais qui se sont par la suite révélées pour le moins incomplètes (EEA, 2001, 2013). Certains facteurs qui ont été mentionnés en rapport avec ces exemples sont pertinents dans la situation présente, comme la demande d'emploi et de possibilités de développement économique, ainsi que la tendance des partisans des nouvelles technologies et de l'activité économique à affirmer qu'un absence de preuve d'effets néfastes équivaut à une preuve de sécurité. Au stade où en est la mise en valeur du gaz de schiste, bon nombre de questions restent sans réponse. Il conviendrait d'y voir un signe du besoin de recueillir plus d'informations de meilleure qualité, ainsi que du besoin de s'assurer l'information existante est mise à la disposition des intervenants concernés et qu'elle est utilisée de manière juste et intelligente.

1.1 PRINCIPALES CONSIDÉRATIONS

Le comité d'experts s'est fondé sur cinq grandes considérations quand il a abordé les questions d'évaluation et rassemblé l'information probante connexe :

- l'étendue du mandat confié par le commanditaire;
- l'utilité de l'adoption d'une approche globale (question examinée plus haut);
- l'importance que revêtent les différences régionales et locales en ce qui a trait aux types d'incidences possibles et à leur probabilité;
- la pertinence de la confiance du public;
- la nature de l'information probante scientifique en elle-même.

La portée de ces différentes considérations est expliquée ci-après.

1.1.1 Étendue du mandat

La mise en valeur du gaz classique et celle du gaz de schiste ont bon nombre d'attributs en commun. Environnement Canada a demandé au comité d'experts de se concentrer sur les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste qui viennent s'ajouter à celles de la mise en valeur du gaz classique. Le comité d'experts a défini les incidences additionnelles comme celles qui découlent :

(i) du recours à de nouvelles technologies (p. ex. la fracturation hydraulique à grand débit), (ii) du recours plus intensif à des technologies existantes découlant de la densité supérieure des puits de production qui caractérise habituellement cette activité, (iii) du développement possible de nouvelles régions productrices de gaz (p. ex. dans l'Est du Canada), (iv) de l'incidence possible des nouvelles activités de mise en valeur du gaz de schiste sur les émissions de GES, et (v) des répercussions sociales sur les collectivités où ne se faisait pas de forage pétrolier ou gazier auparavant, et tout particulièrement des répercussions de nature cumulative.

Dans ce contexte, le comité d'experts a recensé toutes les activités physiques que fait intervenir la mise en valeur du gaz de schiste et cerné les différences entre la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières classiques et la mise en valeur du gaz de schiste. Certaines de ces activités physiques sont bien connues et établies, et il existe des règlements qui visent à contrôler ou limiter le plus possible leurs répercussions. Cependant, on ne connaît pas toujours avec clarté le degré d'efficacité de ces pratiques et la mesure dans laquelle elles sont appliquées avec uniformité. En outre, le comité d'experts sait que les pratiques de l'industrie et la réglementation gouvernementale à l'égard de l'extraction du gaz de schiste restent en constante évolution du fait de l'adoption de nouvelles technologies et du renforcement des attentes sociales. Par conséquent, le comité d'experts a dans la mesure du possible fondé son examen des risques environnementaux sur les pratiques nouvelles ou émergentes, en reconnaissant que certaines anciennes pratiques de mise en valeur du gaz de schiste qui ne sont plus acceptables aujourd'hui ont eu des incidences environnementales et influencé négativement l'opinion publique.

La mise en valeur du gaz de schiste influe déjà de manière marquée sur l'économie et les recettes gouvernementales en Colombie-Britannique, et elle pourrait faire de même dans au moins quatre autres provinces. Dans les régions situées à proximité des villes, les activités de mise en valeur du gaz de schiste entreront en concurrence pour les ressources (p. ex. l'eau), offriront de nouveaux emplois et exerceront des pressions importantes sur l'infrastructure existante. De plus, elles pourraient marquer le début de plusieurs décennies de production, déboucher sur le forage de dizaines de milliers de puits, et peut-être causer des répercussions à long terme longtemps après la fermeture et l'abandon des puits. Les effets de cette mise en valeur se feront sentir aux échelons tant régional que local. Par conséquent, l'évaluation des incidences environnementales possibles ne peut mettre l'accent sur un puits ou une plate-forme d'exploitation en particulier; elle doit aussi prendre en compte les effets régionaux et cumulatifs.

1.1.2 Différences régionales

L'aire de distribution du gaz de schiste au Canada va des régions situées à proximité des zones urbaines et des zones rurales peuplées dans le Sud aux régions sauvages du Nord-Ouest. L'expression « incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste » masque des différences régionales qu'il est essentiel de prendre en compte pour comprendre les incidences en question. Au nombre des principales différences régionales figure :

- la densité de population et les utilisations connexes des ressources hydriques locales;
- la composition chimique des types de gaz naturel, certains étant secs (c'est-à-dire contenant peu de gaz secondaires), certains contenant des liquides de gaz naturel, et certains présentant une forte concentration de dioxyde de carbone;
- la géologie régionale (c'est-à-dire la profondeur, l'épaisseur et la composition des gisements de schiste, ainsi que la présence de fractures ou failles naturelles et de champs de contraintes naturels);
- les caractéristiques de surface (p. ex. l'hydrologie, le fait que la zone est isolée ou habitée, la présence de la forêt boréale ou de terres agricoles, ou la sécheresse ou l'humidité du climat);
- la technologie utilisée pour la fracturation (p. ex. l'utilisation d'eau, et le cas échéant en quelle quantité, ou les types d'additifs chimiques);
- le cadre réglementaire qui définit les règles suivant lesquelles les activités sont autorisées;
- le degré de concurrence auquel donnent lieu les ressources potentiellement limitées, ce qui inclut les terres agricoles, les ressources en eaux de surface et en eaux souterraines et les zones rurales vierges;
- la présence d'enjeux liés aux droits et titres autochtones;
- le contexte social général dans lequel se fait la mise en valeur.

Une des grandes différences régionales en ce qui concerne l'aspect sociétal de la mise en valeur du gaz de schiste est le fait que dans l'Est du Canada, les terres où existent de possibles réserves de gaz de schiste appartiennent pour la plupart à des intérêts privés. Cependant, dans bon nombre de régions de l'Ouest canadien, comme le Nord-Est de la Colombie-Britannique, les terres appartiennent entièrement au gouvernement provincial, et la population, clairsemée, est surtout formée de membres des Premières Nations. Dans l'Ouest canadien, la mise en valeur du pétrole et du gaz se fait depuis de longues décennies, et elle est bien acceptée par la population. A l'opposé, dans les régions de gaz de schiste de l'Est canadien, même s'il y a eu mise en valeur de ressources pétrolières dans le passé à certains endroits, aucune activité

importante de cette nature n'a été observée dans les 50 dernières années. Par conséquent, les activités de mise en valeur du gaz de schiste constitueront une nouveauté pour les résidents actuels de ces régions.

L'évaluation de ces différences suppose une étude détaillée des caractéristiques de chaque région. De ce fait, l'examen des incidences environnementales possibles de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada contenu dans le présent rapport sera nécessairement de nature générale, car la production à grande échelle de gaz de schiste domestique se fait uniquement en Colombie-Britannique et en Alberta. Dans les autres régions où existe un fort potentiel de ressources — c'est-à-dire au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et peut-être aussi au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest — la production de gaz de schiste à grande échelle ne se fera que dans plusieurs années, si jamais elle se fait. De plus, les incidences environnementales possibles de la mise en valeur du gaz de schiste sont diversifiées; les incidences relevées dans une région pourront ne pas être observées ailleurs, et les pratiques jugées appropriées dans une région pourront être considérées comme inacceptables dans une autre région.

1.1.3 Confiance du public

Toute activité de mise en valeur prend place dans un contexte social. Les incidences environnementales jugées acceptables varieront d'une région à l'autre, en fonction de facteurs tels que la connaissance préalable de l'industrie gazière, la nature des conflits possibles concernant l'utilisation du territoire, le contexte socio-économique, le niveau de confiance envers l'industrie et le gouvernement, et le rendement de l'industrie.

Il est possible de se demander dans quelle mesure la mise en valeur du gaz de schiste fait intervenir de nouvelles technologies ou plutôt le prolongement naturel des technologies existantes, mais le fait est que l'industrie a présenté la fracturation hydraulique à grand débit et le forage horizontal pour l'extraction du gaz de schiste comme des technologies nouvelles, et que le public les perçoit comme telles. Cela soulève la possibilité de risques environnementaux nouveaux (et peut-être inconnus). Le public veut avoir l'assurance soit que ces risques sont inexistants, soit qu'ils sont suffisamment limités pour pouvoir être gérés de manière satisfaisante. Pour répondre à une telle attente, l'industrie et les autorités réglementaires gouvernementales devront surveiller et documenter les incidences environnementales d'une manière qui soit transparente et crédible, et gagner la confiance du public. Les affirmations de l'industrie concernant ses

prouesses technologiques ou les affirmations du gouvernement selon lesquelles les effets environnementaux sont acceptables ne seront pas suffisantes à elles seules pour obtenir l'acceptation du public.

En 2012, le CAC a fait paraître un rapport sur la réglementation concernant les produits chimiques qui incluait un examen des facteurs influençant les perceptions du public au regard de l'acceptabilité des risques chimiques (voir l'encadré 1.1). Les observations sur ces facteurs s'appliquent tout aussi bien dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste. Les perceptions que les gens ont des risques environnementaux associés à la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste doivent être prises en compte en parallèle avec les risques eux-mêmes.

Encadré 1.1

Aperçu des principaux facteurs qui influencent les perceptions du public au regard de l'acceptabilité des risques chimiques

- La répartition des risques et des avantages est plus importante que l'équilibre entre les risques et les avantages.
- Les risques moins connus sont moins acceptables que les risques plus connus.
- Les dangers qui évoquent la peur sont perçus plus négativement, même lorsque le niveau de risque est faible.
- Les risques assumés volontairement sont plus acceptables que les risques imposés par autrui.
- Les risques que les gens estiment pouvoir gérer sont plus acceptables que les autres risques.
- Les risques imposés par des actions douteuses sur le plan éthique sont perçus négativement.
- Les risques anthropogéniques sont généralement moins tolérables que les risques « naturels ».
- Les risques relatifs comptent plus que les risques absolus.
- La confiance accordée aux personnes qui gèrent les risques est capitale.

(Covello, 1983, 1992)

1.1.4 Information probante

L'état de l'information probante qui était disponible aux fins de la présente évaluation a eu d'importantes répercussions sur le travail du comité d'experts. En 2012 et 2013, il y a eu une forte augmentation du volume de littérature sur les effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste. Cette littérature se présente sous des formes variées, elle se répartit dans de nombreuses disciplines, et elle est de qualité variable. Il peut s'agir d'articles scientifiques en génie et en sciences sociales qui ont été examinés par des pairs, de rapports gouvernementaux, de rapports de consultants, d'études de l'industrie, d'études faites par des organismes non gouvernementaux ou d'articles parus dans les grands médias. Certains de ces écrits présentent des conclusions sur les mêmes questions ou sur des questions similaires. Une grande partie de la littérature vient des États-Unis, ce qui reflète le fait que ce pays a un plus long passé de mise en valeur du gaz de schiste. Bon nombre d'études sont en cours de réalisation. Les environnements géologiques, les conditions locales et les cadres réglementaires rencontrés au Canada diffèrent de ceux des États-Unis, mais il n'en est pas moins important de prendre en compte ces études. S'agissant de la mise en valeur du gaz de schiste, une différence importante quant à l'opinion publique entre les États-Unis et le Canada a trait aux avantages économiques locaux. Dans de nombreuses régions des États-Unis, les droits miniers et pétroliers appartiennent aux propriétaires des terres, ce qui constitue un facteur d'incitation à la mise en valeur du fait que les propriétaires retirent des avantages financiers substantiels des paiements faits par les sociétés de gaz de schiste. Au Canada cependant, les gouvernements provinciaux sont propriétaires de tous les droits miniers et pétroliers, et les paiements que touche le propriétaire des terres visent l'accès en vue du forage des puits.

Même si le volume de littérature sur les effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste va croissant, le comité d'experts a été confronté à plusieurs défis en ce qui a trait à l'état de l'information probante pertinente :

- Dans presque tous les cas, l'extraction du gaz de schiste s'est faite sans que soient recueillies les importantes données de référence sur l'environnement (p. ex. sur la qualité des eaux souterraines environnantes). De ce fait, il est difficile de cerner et de caractériser les incidences environnementales qui pourraient être associées (ou incorrectement attribuées) à ces activités de mise en valeur.
- La littérature scientifique compte peu d'articles examinés par des pairs. Les raisons qui expliquent cela incluent le fait que la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste est une jeune industrie (une vingtaine d'années aux États-Unis, et seulement la moitié de cet âge au Canada), le fait que l'industrie traite une partie de cette information comme étant de propriété exclusive (en partie parce que les technologies évoluent rapidement et sont encore à l'essai),

et le fait que la législation fédérale américaine ne réglemente qu'indirectement les additifs chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique, de sorte que l'industrie n'est pas tenue de surveiller leur incidence.

- Une grande préoccupation d'ordre environnemental concernant la mise en valeur du gaz de schiste — à savoir la contamination des eaux souterraines à l'échelle régionale — a trait à l'écoulement de fluides dans des strates géologiques qui sont faiblement perméables, mais qui présentent bien souvent des fractures. Cependant, comme les scientifiques se sont surtout intéressés dans le passé aux formations rocheuses à forte perméabilité (aquifères et gisements pétroliers), les écoulements de fluides dans les formations rocheuses à faible perméabilité sont mal compris. Par conséquent, les connaissances scientifiques de base requises pour évaluer les risques possibles pour les eaux souterraines à l'échelle régionale font défaut dans une large mesure.
- Dans les domaines où des études examinées par des pairs sont disponibles, il n'y a pas nécessairement consensus. Par exemple, les opinions varient beaucoup chez les experts quant à l'importance des émissions fugitives de méthane attribuables à la mise en valeur du gaz de schiste.
- Certaines des incidences environnementales possibles de la mise en valeur du gaz de schiste, comme la création de voies souterraines entre les horizons de schiste soumis à la fracturation et les eaux douces souterraines, les fuites de gaz en provenance des puits abandonnés et les effets cumulatifs sur le territoire et les collectivités, peuvent prendre des décennies avant de se manifester. De même, il faut beaucoup de temps pour acquérir et évaluer les données de surveillance et l'information sur l'efficacité des mesures d'atténuation.
- Une grande partie, si ce n'est l'essentiel de ce qui peut être dit au sujet des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste dépend d'hypothèses au sujet du lieu, du rythme et de l'étendue des activités de mise en valeur, autant de facteurs qui seront influencés dans l'avenir par les prix du gaz naturel, les politiques gouvernementales et les progrès technologiques. Aucun de ces aspects ne se prête à l'établissement de prévisions certaines.

Compte tenu de ces défis, la littérature présente toute une gamme d'opinions variées sur les effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste. Les spécialistes de différentes disciplines scientifiques sont en désaccord quant aux risques que présente la fracturation hydraulique, et les gens qui vivent à proximité des lieux de mise en valeur du gaz de schiste ont leurs propres opinions au sujet de ces risques. Ces divergences d'opinions expliquent pourquoi le comité d'experts a cerné de nombreux domaines où les connaissances scientifiques et la compréhension des effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste restent incomplets.

1.2 GESTION DES INCIDENCES

Le commanditaire a demandé au comité d'experts d'identifier des pratiques et approches pour la surveillance et l'atténuation des incidences ainsi que de cerner les lacunes en matière d'information qui pourraient faire obstacle à une surveillance efficace. Il s'agit là de questions cruciales dont les réponses ne peuvent se limiter aux aspects purement techniques. La gestion des incidences environnementales de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste nécessitera :

(i) le recours à des technologies éprouvées;
(ii) des systèmes de gestion rigoureux;
(iii) des règlements fondés sur les résultats, assortis de solides mécanismes de surveillance du rendement, d'inspection et d'exécution;
(iv) une reconnaissance des différences régionales;
(v) une mobilisation efficace du public.

Le comité d'experts aborde plus en détail ces cinq éléments d'une approche de gestion au chapitre 9.

Le recours aux pratiques exemplaires existantes permet d'éviter certaines des incidences néfastes de la mise en valeur du gaz de schiste. D'autres incidences peuvent être gérées et maintenues à des niveaux acceptables, bien que les seuils d'acceptabilité par le public varient d'une région à l'autre. Certains risques, liés par exemple aux incidences cumulatives sur le territoire ou à la contamination des eaux souterraines, sont plus problématiques; soit nous n'en savons pas assez sur la probabilité de ces risques, soit nous connaissons cette probabilité, ce qui peut alors nous obliger à faire des compromis difficiles. Comme le souligne le comité d'experts au chapitre 9, les règles qui régissent la gestion des effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste deviennent de plus en plus complexes, et il est important de s'assurer de leur mise en application.

Aussi bien conçues soient-elles, les règles ne suffiront pas si elles ne sont pas étayées par une information environnementale de bonne qualité et une mise en application efficace. Comme il a été expliqué plus haut, une bonne partie de l'information dont on aurait besoin pour évaluer les risques environnementaux associés à la mise en valeur du gaz de schiste n'existe pas actuellement ou n'est pas publiquement accessible. En fait, compte tenu de la nature de la technologie d'extraction et de surveillance, une partie de cette information ne deviendra disponible qu'après la mise en œuvre des technologies, et/ou seulement une fois que les autorités réglementaires gouvernementales ou autres auront insisté pour qu'elle soit recueillie et analysée.

Cela fait ressortir l'importance que revêt une surveillance environnementale fondée sur des données scientifiques, aussi bien pour comprendre les risques et incidences que pour concevoir les mesures d'atténuation et en évaluer l'efficacité. Une surveillance permet de vérifier la validité des prévisions concernant les incidences, de mettre en place les mesures voulues ou de les adapter afin de réduire ou d'éliminer les risques, ainsi que de répondre aux préoccupations du public. Tout programme de surveillance devra s'adapter aux activités de recherche à réaliser pour déterminer la façon d'assurer une surveillance efficace. De plus, la surveillance doit susciter la participation des gens qui vivent dans les zones touchées par les activités de mise en valeur, de manière qu'ils puissent exercer une influence sur ce qui sera surveillé, avoir accès aux résultats et avoir la possibilité de les commenter, et pouvoir participer à la prise de décision concernant les interventions appropriées.

Une différence manifeste entre la mise en valeur du gaz de schiste et celle du gaz classique, dont il a été question plus haut, est l'ampleur des activités de mise en valeur, lesquelles auront des incidences beaucoup plus marquées à l'échelon local, y compris de possibles perturbations des collectivités. Dans les provinces de l'Est du Canada, là où existent des ressources substantielles en gaz de schiste, la mise en valeur de ces ressources supposerait inévitablement le forage de puits de gaz relativement près des puits sur lesquels comptent les résidents locaux pour l'approvisionnement en eau potable. Comme il a déjà été indiqué, plus de 150 000 puits de pétrole et de gaz non classiques ont déjà été forés par fracturation hydraulique en Amérique du Nord, et il est permis de s'attendre à ce que ce nombre s'accroisse considérablement si la mise en valeur du gaz de schiste s'accélère. Des activités d'une telle ampleur peuvent avoir des répercussions sociales, économiques et culturelles marquées, en raison de leurs impacts possibles sur la qualité de vie et sur le bien-être des collectivités et des personnes.

Une deuxième différence importante est liée au fait que de grandes quantités de liquides sont pompées sous des pressions extrêmement élevées dans des formations profondes en vue d'extraire les ressources en hydrocarbures. Entre le quart et la moitié environ de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique remonte dans le puits jusqu'à la surface. Ces reflux de fluides sont habituellement dangereux parce qu'ils contiennent une partie des substances chimiques utilisées pour la fracturation hydraulique, des hydrocarbures (y compris du benzène et d'autres aromatiques en quantités variables), ainsi que des composants échappés du schiste, comme le sel, des métaux, des non-métaux et des composants radioactifs naturels. Les eaux de reflux sont fréquemment

réutilisées dans les opérations de fracturation, mais il en reste bien souvent une certaine proportion, dont le traitement et la disposition présentent des difficultés techniques dans certaines régions.

Une troisième différence concerne les fuites de gaz des puits. Même lorsque les puits de pétrole et de gaz sont scellés par bétonnage suivant les meilleures pratiques de l'industrie, il arrive que des fuites se produisent, soit parce qu'il est difficile d'obtenir une obturation de béton sans failles le long du cuvelage de puits en acier, soit en raison de la détérioration graduelle de la gaine de béton au fil du temps, soit encore du fait de dommages causés à la formation rocheuse adjacente au cuvelage et créant des fractures ouvertes. Ces fuites peuvent permettre à du gaz de s'échapper du puits dans l'atmosphère ou à du gaz et d'autres fluides de suinter le long du puits dans les strates géologiques adjacentes et les nappes phréatiques peu profondes et/ou créer un court-circuit entre des horizons géologiques qui seraient autrement isolées du point de vue hydrogéologique. Le comité d'experts a trouvé peu de littérature évaluant les incidences des fuites de gaz dans l'industrie pétrolière et gazière classique. Cependant, le nombre de puits qui pourraient être forés pour la mise en valeur du gaz de schiste est très élevé, ce qui accroît les répercussions possibles des fuites de gaz. De plus, le nombre de puits qui pourraient être forés par fracturation hydraulique dans des régions où des populations rurales et suburbaines dépendent de puits d'eau souterraine est beaucoup plus élevé que ce qui a été observé dans les 50 dernières années dans les régions où se faisait habituellement la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques. Par conséquent, les effets plus marqués associés à ce type de fuites dans l'industrie du gaz de schiste sont un aspect important que le comité d'experts a pris en compte dans son examen.

À tout développement technologique à grande échelle est associée une dose d'incertitude. Dans le cas du gaz de schiste, cette incertitude est amplifiée par le fait que l'information scientifique pertinente est limitée en quantité et en qualité. De ce fait, les approches de gestion devront favoriser l'élaboration d'une information adéquate, s'adapter à mesure que de nouvelles connaissances seront acquises, permettre de prendre des décisions éclairées concernant les projets qui devraient aller de l'avant et ceux qui devraient être abandonnés, et enfin prévoir l'adoption de nouvelles mesures d'atténuation ou la modification des mesures existantes pendant la durée des projets qui iront de l'avant.

1.3 ORGANISATION DU RAPPORT

Plutôt que de structurer le rapport en fonction des différentes questions incluses dans son mandat, le comité d'experts a décidé de le diviser en trois grandes parties :

- historique et contexte du rapport, aux chapitres 2 et 3;
- incidences sur l'environnement et la santé de la mise en valeur du gaz de schiste, telles que déterminées par le comité d'experts, aux chapitres 4, 5, 6 et 7;
- gestion et surveillance des incidences, aux chapitres 8 et 9.

Les paragraphes qui suivent donnent un aperçu du lien entre les questions secondaires et la structure du rapport :

- *Selon les résultats des recherches menées à ce jour, quels impacts environnementaux nouveaux ou accrus pourraient découler de l'extraction du gaz de schiste?*
  – Question abordée aux chapitres 4, 5, 6 et 7.
- *Quelles lacunes présente, du point de vue de la science et de la technologie, notre compréhension de ces impacts et des mesures ou stratégies d'atténuation possibles, et quelles recherches s'imposent pour combler ces lacunes?*
  – Questions abordées aux chapitres 4 à 9.
- *Quelles approches de surveillance pourraient aider à comprendre et atténuer efficacement ces impacts, quel est l'état actuel des techniques et pratiques en matière de surveillance, et quelles lacunes au regard de la science et de la technologie pourraient faire obstacle à une surveillance efficace?*
  – Questions abordées aux chapitres 8 et 9.
- *Quelles pratiques techniques existent pour atténuer ces impacts et quelles sont les meilleures pratiques internationales? Quels fondements scientifiques sous-tendent la politique actuelle ou les pratiques réglementaires sur la scène internationale?*
  – Questions abordées au chapitre 9.

2

Mise en valeur du gaz de schiste dans le contexte canadien : qu'est-ce que le gaz de schiste?

- Contexte canadien
- Les ressources en gaz de schiste du Canada
- Droits des Premières Nations
- Contexte social
- Conclusion

2 Mise en valeur du gaz de schiste dans le contexte canadien : qu'est-ce que le gaz de schiste?

Le gaz de schiste est un gaz naturel composé principalement de méthane (CH_4, dans une proportion de plus de 90 %) qui se trouve dans des formations schisteuses riches en matières organiques. Le schiste en lui-même est une roche sédimentaire composée surtout de particules argileuses et limoneuses consolidées. Les schistes se déposent sous forme de boue dans les eaux calmes des bas-fonds intertidaux, dans les bassins d'eau profonde et dans les milieux sédimentaires similaires de basse énergie. Des débris organiques algueux, végétaux et animaux viennent se mêler à ces particules très fines pendant la sédimentation.

À mesure que la boue se transforme en schiste au fil des temps géologiques, des bactéries métabolisent la matière organique disponible, relâchant comme sous-produit du méthane biosynthétique. Comme ce méthane reste à proximité de la surface, généralement à quelques centaines de mètres de profondeur, il arrivera parfois qu'il s'infiltre dans les eaux souterraines, et même dans les puits d'eau. Les aquifères de bon nombre de bassins sédimentaires dans le monde contiennent une certaine quantité de méthane dissous (Barker et Fritz, 1981; AESRD, 2011). Le gaz naturel se forme également pendant l'enfouissement en profondeur, lorsque la matière organique est fracturée sous l'effet de pressions et températures élevées, processus qui a pour effet de la convertir en hydrocarbures plus légers et résulte en la production de méthane thermosynthétique.

Tout comme le gaz classique, le gaz de schiste provient en majeure partie du méthane thermosynthétique. Il peut contenir de petites quantités d'autres gaz (p. ex. de l'éthane, du butane, du pentane, de l'azote [N_2], de l'hélium et du dioxyde de carbone [CO_2]) ainsi que des impuretés, tout comme le gaz classique, bien qu'au Canada il s'agisse le plus souvent de gaz *doux* (c'est-à-dire ne contenant pas de soufre[1]). Comme le gaz classique, le gaz de schiste peut aussi être *humide* (c'est-à-dire contenir en quantité commercialisable des *liquides de gaz naturel* comme l'éthane et le butane) ou *sec* (c'est-à-dire contenir très peu de liquides de gaz naturel, voire pas du tout). L'analyse isotopique permet de distinguer le méthane thermosynthétique du méthane biosynthétique (voir le chapitre 4).

1 Dans la région de Montney, en Colombie-Britannique, le gaz contient de petites quantités de dioxyde de soufre.

Certains des hydrocarbures produits dans les réservoirs de gaz de schiste finissent par s'échapper et migrer dans les roches plus perméables — habituellement du grès — et reste emprisonnés sous terre, sous une couverture de roche à très faible perméabilité. Ce sont les réservoirs classiques. La plus grande partie des réserves mondiales d'hydrocarbures classiques est issue de schistes riches en matières organiques, d'où elles se sont échappées par la suite (ONE, 2009a). Le pétrole et le gaz contenus dans les réservoirs classiques sont assez mobiles et peuvent facilement s'élever jusqu'à ce qu'ils soit bloqués sous un plafond de roche à faible perméabilité. Cependant, le gaz de schiste, qu'il soit d'origine biosynthétique ou thermosynthétique, peut se présenter sous trois formes à l'endroit où il a été produit à l'origine (ONE, 2009a) :

- gaz libre, contenu dans les pores et fractures;
- gaz absorbé (c.-à-d. électriquement fixé à la matière organique et à l'argile);
- gaz dissous dans la matière organique (seulement en très petite quantité).

Du fait qu'il se trouve dans des réservoirs à si faible perméabilité — les pores dans les formations de schiste sont 1000 fois plus petits que ceux des réservoirs de grès classique — le gaz de schiste est considéré comme *non classique*, et il nécessite le recours à des techniques d'achèvement, de stimulation et/ou de production spéciales pour pouvoir être produit de manière rentable. Il convient de souligner que le schiste n'est pas homogène; sa composition minéralogique, ses caractéristiques géochimiques et son comportement géomécanique peuvent varier considérablement, même sur de courtes distances. Par conséquent, chaque type de schiste est particulier, et la technologie d'achèvement des puits à laquelle on aura recours pour extraire le gaz devra être adaptée en fonction de ces variations (p. ex. Halliburton, 2008). Il convient aussi de souligner que les réservoirs formés de grès colmaté présentent une faible perméabilité et sont de ce fait considérés également comme non classiques, ce qui nécessite le recours à la fracturation pour libérer et déplacer le gaz.

2.1 CONTEXTE CANADIEN

Le gaz naturel joue un rôle majeur dans l'économie canadienne, comblant plus de 30 % des besoins en énergie du Canada et constituant une importante source de recettes d'exportation (Statistique Canada, 2012). Largement utilisé sur les marchés résidentiel, commercial et industriel, et dans une moindre mesure pour la production d'énergie, le gaz naturel brûle plus proprement que les autres combustibles fossiles, émettant moins de polluants atmosphériques et de dioxyde de carbone (environ deux fois moins que le charbon), et ainsi contribuant moins aux émissions de GES par unité d'énergie (EIA, 1998).

Le Canada produit du gaz naturel depuis le milieu du XIXe siècle, bien que la production est augmentée considérablement dans la deuxième moitié du XXe siècle, avec la découverte de vastes réserves, surtout en Alberta et en Colombie-Britannique. Aujourd'hui, le Canada est le troisième plus grand producteur et le quatrième plus grand exportateur de gaz naturel au monde. (CIA, 2013). Huit provinces et territoires (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Yukon et Territoires du Nord-Ouest) produisent du gaz naturel, les trois quarts de la production étant concentrés en Alberta et en Colombie-Britannique (ONE, 2013b).

L'essentiel de la production de gaz naturel au Canada provient de réserves classiques. Cependant, ces réserves s'amenuisent depuis quelques années, la production de gaz canadienne ayant connu un sommet en 2001 (ONE, 2013b). Ces dernières années, une hausse des prix du gaz et une amélioration de la technologie d'extraction ont permis au Canada d'accroître sa production à partir des réserves non classiques, c'est-à-dire la production de gaz de réservoir compact (contenu dans de la roche à faible perméabilité), de méthane de filon houiller (gaz provenant de couches de charbon) et de gaz de schiste. Les volumes en cause pourraient être très importants et offrir la possibilité d'accroître de façon marquée la production de gaz naturel ainsi que les exportations vers de nouveaux marchés (p. ex. l'Asie).

Les gisements de gaz de schiste canadiens se distinguent non seulement par la taille estimée des ressources et le niveau de l'activité de mise en valeur, mais aussi par leur contexte environnemental et socio-économique. Les gisements de la Colombie-Britannique, par exemple, se trouvent dans des régions peu peuplées de la province, y compris dans des forêts boréales qui servent d'habitat à des ressources fauniques importantes telles que la sauvagine, l'orignal et l'ours. A l'opposé, le gisement d'Utica, au Québec, est situé sous une zone rurale et péri-urbaine peuplée de longue date, entre Montréal et Québec, au cœur de la région agricole la plus productive de la province.

Ces différences régionales revêtent de l'importance. Bien que la composition chimique des ressources que contient chacun des gisements dans les différentes régions du Canada soit uniforme, les conditions environnementales qui existent à la surface ainsi que l'ordre et l'état des strates souterraines varient considérablement. Par conséquent, les risques environnementaux associés à la mise en valeur seront différents d'une région à l'autre. La mesure dans laquelle le public est disposé à accepter ces risques varie également. Elle est influencée par le degré de connaissance de l'industrie, les perceptions quant au caractère adéquat du cadre réglementaire gouvernemental et les compromis attendus, entre autres facteurs.

2.2 LES RESSOURCES EN GAZ DE SCHISTE DU CANADA

Il subsiste de l'incertitude au sujet du potentiel de gaz de schiste au Canada, pour les raisons suivantes :

- les caractéristiques intrinsèques du schiste et sa productivité ne sont pas bien comprises actuellement;
- le nombre relativement peu élevé de puits dans l'Est canadien empêche de faire des extrapolations concernant le rendement;
- la technologie utilisée pour stimuler la production (fracturation hydraulique) est d'usage relativement récent dans les gisements de gaz de schiste, et elle continue d'évoluer;
- dans bon nombre de régions du pays où se trouvent du schiste et d'autres roches compactes (et plus particulièrement au Yukon et dans les territoires du Nord-Ouest), il y a eu peu d'activités d'exploration, voire pas du tout, en vue de déterminer la présence de gaz de schiste.

(Lavoie *et al.*, 2012)

En 2009, l'Office national de l'énergie (ONE) a estimé à 1000 billions de pieds cubes (bpc) les réserves possibles de gaz de schiste au Canada (ONE, 2009b). Toutefois, une estimation plus récente, qui concerne uniquement l'Alberta, avançait un chiffre plus de trois fois plus élevé (Rokosh *et al.*, 2012). Par comparaison, le Canada consomme moins de trois bpc de gaz naturel par année (ACPP, 2014). De tels volumes pourront sembler élevés, mais il faut savoir qu'il est extrêmement difficile de produire ne serait-ce qu'une petite fraction de ce gaz; la proportion de gaz de schiste que l'on estime être techniquement récupérable est de 5 à 30 %, en comparaison de 50 à plus de 90 % dans le cas du gaz classique. Quoi qu'il en soit, même en tenant compte des contraintes techniques, économiques et environnementales, les ressources en gaz de schiste du Canada dépassent très largement le volume de 60,4 bpc de réserves de gaz commercialisables que l'ONE estimait rester au Canada à la fin de 2010 (ONE, 2011).[2]

D'imposants gisements de gaz de schiste existent également aux États-Unis, en Australie, en Inde, en Chine, en Argentine, en Afrique du Sud et en Europe. Une estimation du potentiel de gaz de schiste préparée pour l'Energy Information Administration des États-Unis, par exemple, a chiffré à 482 bpc les réserves de gaz de schiste techniquement récupérable dans les 48 États continentaux des États-Unis (EIA, 2012). En se fondant sur les récentes découvertes (essentiellement de gaz non classique) et avancées technologiques, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a laissé entendre que le gaz naturel est sur le point d'entrer dans un « âge d'or », le potentiel à l'échelle mondiale représentant 250 ans

2 Les *réserves commercialisables* s'entendent du gaz susceptible d'être produit de manière rentable aux prix actuel au moyen de la technologie connue.

d'approvisionnement aux taux de production actuels (AIE, 2011). L'AIE fait en outre observer, cependant, que divers facteurs réglementaires, économiques et environnementaux influeront sur la mise en valeur de ces ressources.

Certains experts préviennent que les coûts d'investissement élevés associés à la mise en valeur du gaz de schiste pourraient faire obstacle à la croissance prévue de la production (Hughes, 2013). Néanmoins, la commercialisation du gaz de schiste a déjà commencé à bouleverser bon nombre d'hypothèses à long terme concernant l'approvisionnement en gaz en Amérique du Nord. Le gaz de schiste bon marché est en train de remplacer le charbon pour la production d'électricité aux États-Unis (EIA, 2012), et il pourrait avoir des répercussions dans l'avenir sur le bouquet énergétique ontarien. Selon certaines prévisions, les États-Unis deviendront un exportateur net de gaz naturel. Plusieurs projets d'exportation de gaz naturel liquéfié canadien à destination de l'Asie sont à l'étude (EIA, 2012). De plus, le gaz de schiste est une bénédiction pour l'industrie pétrochimique, car il permet de réduire de plusieurs milliards de dollars par année les coûts liés aux matières premières et à l'énergie (PWC, 2011).

La répartition des gisements de schiste en Amérique du Nord a pour effet de changer la géographie de l'approvisionnement en gaz naturel. Exportateur de longue date de gaz naturel vers les États-Unis, le Canada importe de plus en plus de gaz, tout particulièrement en Ontario, à mesure qu'entrent en production de nouvelles réserves situées plus près aux États-Unis (ONE, 2012). Les importants gisements de gaz classique qui ont été découverts dans l'Arctique pourraient rester inexploités du fait que ce gaz est plus coûteux à produire et à transporter que le gaz de schiste. En outre, d'ici quelques années, la Colombie-Britannique pourrait dépasser l'Alberta pour ce qui est du volume de gaz naturel produit et ouvrir de nouveaux marchés d'exportation en Asie.

En 2013, le Canada a produit du gaz de schiste provenant de la zone de ressources de Montney, qui chevauche la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta et le bassin de Horn River en Colombie-Britannique, de la formation Duvernay en Alberta, et du groupe de Colorado en Alberta et en Saskatchewan, qui est exploité principalement en Alberta. À l'extérieur de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, qui toutes deux ont un potentiel additionnel de gaz de schiste (p. ex. dans le bassin de la Liard et l'enfoncement Cordova), on a découvert du gaz de schiste au Québec (schistes d'Utica), au Nouveau-Brunswick (schistes de Frederick Brook) et en Nouvelle-Écosse (schistes de Horton Bluff). Le potentiel de gaz de schiste au Canada ne s'arrête pas là :

- On pense que le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest présentent un potentiel important, bien que celui-ci n'ait pas encore été exploré. On trouve dans ces deux territoires plusieurs formations géologiques prometteuses, dont certaines sont contiguës à celles trouvées dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique (Hayes et Archibald, 2012).

- On sait qu'il y a du gaz de schiste en Ontario, surtout dans le Sud-Ouest, sous le lac Érié et la région du Grand Toronto. Ces zones de ressources sont cependant situées bien souvent à une faible profondeur (moins de 1000 mètres), restent dans une large mesure inexplorées et pourraient ne pas être rentables (Carter *et al.*, 2009).
- Sur la côte ouest de Terre-Neuve, dans les bassins de Deer Lake et de Bay St. George, se trouvent plusieurs formations schisteuses qui pourraient contenir du gaz de schiste et de l'huile de schiste. Les deux puits qui y ont été forés ont permis de découvrir du pétrole, mais la présence de fractures naturelles étendues pose des défis d'ingénierie importants du point de vue la mise en valeur. À la fin de 2013, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a déposé un moratoire sur les activités de fracturation hydraulique dans la province, en attendant l'issue d'un examen de la réglementation et la tenue de consultations publiques (Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, 2013).
- Dans les autres régions du pays, les possibilités sont jugées limitées et ne donnent actuellement pas lieu à une exploration active.

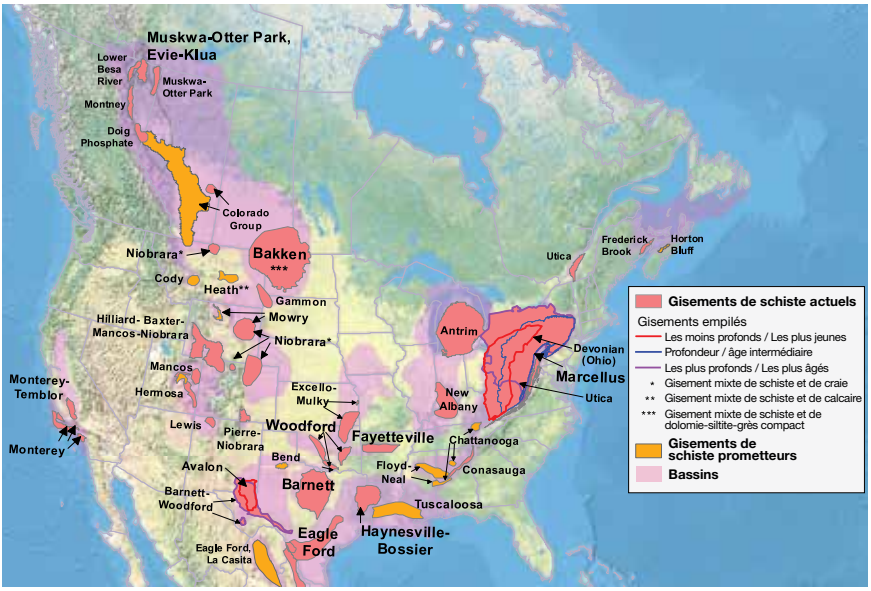
Le tableau 2.1 fournit de l'information sur les zones de ressources canadiennes. Une carte des ressources en gaz de schiste (pétrole et gaz) en Amérique du Nord se trouve à la figure 2.1.

Tableau 2.1

Zones de ressources canadiennes en gaz de schiste

	Formation géologique				
	Horn River	Montney	Colorado	Utica	Frederick Brook/ Horton Bluff
Lieu géographique	Nord-Est de la C.-B. (s'étend au Yukon et aux T.N.-O.)	Nord-Ouest de l'Alberta, Nord-Est de la C.-B.	Sud et centre de l'Alberta; Sud de la Sask.	Rive sud du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec	Sud du N.-B.; centre de la N.-É.
Gaz en place potentiel (bpc)	144 à 600+	80 à 700	>100	>120	> 130
Profondeur de la formation (m)	2500 à 3000	1700 à 4000	300	500 à 3300	1120 à 2000+
Épaisseur du schiste (m)	150	Jusqu'à 300	17 à 350	90 à 300	150+
Coût des puits (M $)	7 à 10 (puits horizontaux)	5 à 8 (puits horizontaux)	0,35 (puits verticaux)	5 à 9 (puits horizontaux)	Inconnu

Source des données : ONE, 2009a
Billions de pieds cubes (bpc); mètres (m); millions de dollars canadiens (M $)



Reproduit avec l'autorisation de l'U.S. Energy Information Administration (EIA), 2011

Figure 2.1

Gisements de schiste (pétrole et gaz) en Amérique du Nord

Gisements connus de pétrole et de gaz de schiste en Amérique du Nord. Au Canada, les réserves les plus importantes se trouvent en Colombie-Britannique et en Alberta, et des gisements de moindre taille existent au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et dans les territoires.

La Colombie-Britannique constitue, de loin, l'endroit au Canada où l'activité liée au gaz de schiste a été la plus intense (voir le tableau 2.2). Il n'y a pas de production de gaz de schiste au Québec ou dans les Maritimes, bien que le Nouveau-Brunswick extraie une certaine quantité de gaz par fracturation hydraulique des formations de grès compact situées près de Sussex, et que la Nouvelle-Écosse produise du gaz classique au large de l'Île de Sable. Le Québec et la Nouvelle-Écosse ont tous deux imposé des moratoires sur la mise en valeur commerciale du gaz en attendant que d'autres études aient été réalisées. Il n'y a pas de moratoire au Nouveau-Brunswick, mais l'exploration se fait lentement, et la mise en valeur du gaz de schiste ne devrait pas débuter avant plusieurs années.

Tableau 2.2
Nombre de puits de gaz de schiste forés par province en 2011

	C.-B.*	Alb.	Sask.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.
Forés	1873	190	85**	1***	29	4	5
Fracturés	~1873	178	~42	0	18	3****	3
En production	1354	114	35	0	0	1****	0

Source des données : Rivard *et al.*, 2012

*Les données pour la C.-B. incluent uniquement les puits des bassins de Horn River et de Montney; ** Environ 35 de ces puits ont été forés en vue d'une production mélangée (c'est-à-dire avec pour cibles les schistes aussi bien que les sables du groupe de Colorado); *** Le gouvernement a également foré trois autres puits à des fins de recherche; **** Outre les puits de gaz de schiste, 46 puits de gaz ont été forés dans le sable compact par fracturation hydraulique et sont en production au Nouveau-Brunswick.

Le potentiel de mise en valeur du gaz de schiste dans les différentes provinces est présenté brièvement ci-après.

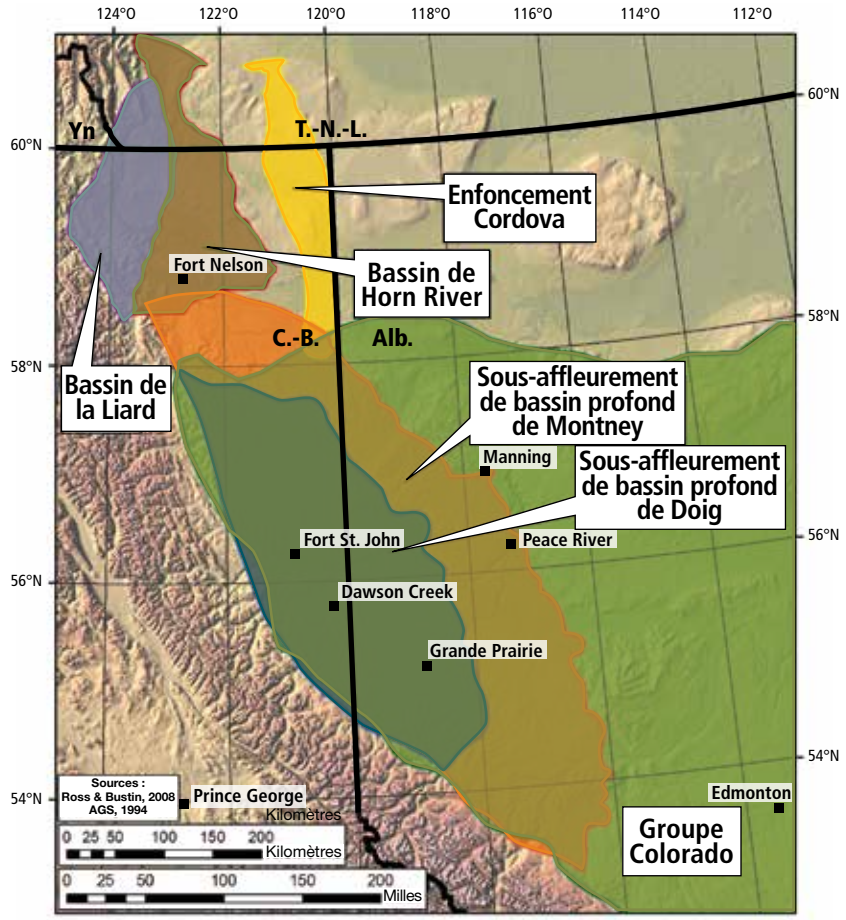
2.2.1 Colombie-Britannique

La plus grande partie des activités de mise en valeur du gaz de schiste au Canada a lieu dans les bassins de Horn River et de Montney en Colombie-Britannique. La production de gaz provenant des schistes de Montney a commencé en 2005, après que les promoteurs aient payé des milliards de dollars au gouvernement pour obtenir les droits d'exploitation du gaz naturel de la région (Ministère de l'Énergie de la C.-B., tel que cité dans ONE, 2009a). La zone de ressources principale, du nom de Montney, couvre plus de 2,64 millions d'hectares, situés pour l'essentiel dans la région de Fort St. John et Dawson Creek, et pour le reste dans le centre-nord de l'Alberta. Les estimations de la quantité de gaz naturel contenue dans la zone de Montney en Colombie-Britannique vont de 80 à 700 bpc, mais seulement 20 % environ de cette quantité est probablement récupérable (Walsh *et al.*, 2006; ONE, 2009a; Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE, 2011). La teneur en dioxyde de carbone du gaz naturel de Montney est assez faible, c'est-à-dire d'environ 1 % seulement (ONE, 2009a).

La zone de ressources de Horn River, située plus au nord, couvre environ 1,31 million d'hectares dans la région de Fort Nelson et des plaines du Nord. Bien que la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste y soit relativement récente, l'extraction de gaz naturel classique se fait sur les pourtours de cette zone de ressources depuis plusieurs décennies. Le bassin de Horn River pourrait contenir environ 500 bpc de gaz, mais tout comme dans la zone de Montney, on prévoit que seulement 20 % seront récupérables (ONE, 2009a; Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE, 2011). Les impuretés

(essentiellement sous la forme de dioxyde de carbone) représentent entre 8 et 19 % de cette ressource, la proportion allant croissant avec la profondeur (Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE, 2011).

L'autorité réglementaire en Colombie-Britannique est la B.C. Oil and Gas Commission. Cet organisme a pour mandat de superviser l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz, et il s'est récemment vu confier des responsabilités en matière de surveillance environnementale.



Reproduit avec l'autorisation de © 2013, Advanced Resources International, Inc.; Vello Kuuskraa; Keith Moodhe

Figure 2.2

Certains bassins de schiste (pétrole et gaz) de l'Ouest canadien

La B.C. Oil and Gas Commission et l'Alberta Energy Regulator ont déterminé qu'il existe un grand potentiel de gaz de schiste dans les deux provinces.

2.2.2 Alberta

L'Alberta est la région au Canada où l'activité de mise en valeur du pétrole et du gaz est la mieux établie; près de 400 000 puits y avaient été forés à la fin de 2012 (AESRD, 2012). Cependant, les estimations concernant les ressources en gaz de schiste et en gaz de grès de la province varient considérablement parce qu'on a peu porté attention aux formations géologiques de cette région à ce jour. L'Alberta Energy Regulator (AER), autrefois appelé l'Energy Resources Conservation Board, a localisé plusieurs unités de schiste distinctes dans la province, dont certaines qui s'étendent jusque sur le territoire de la Colombie-Britannique. La plus prometteuse pourrait contenir quelque 3424 bpc de gaz en place, ainsi que des quantités considérables de pétrole et de liquides de gaz naturel (Rokosh *et al.*, 2012). Ces unités sont très variables des points de vue de la taille, de l'épaisseur et de la profondeur. De plus, il est important de souligner qu'une partie seulement de la quantité précitée sera probablement techniquement récupérable de manière rentable.

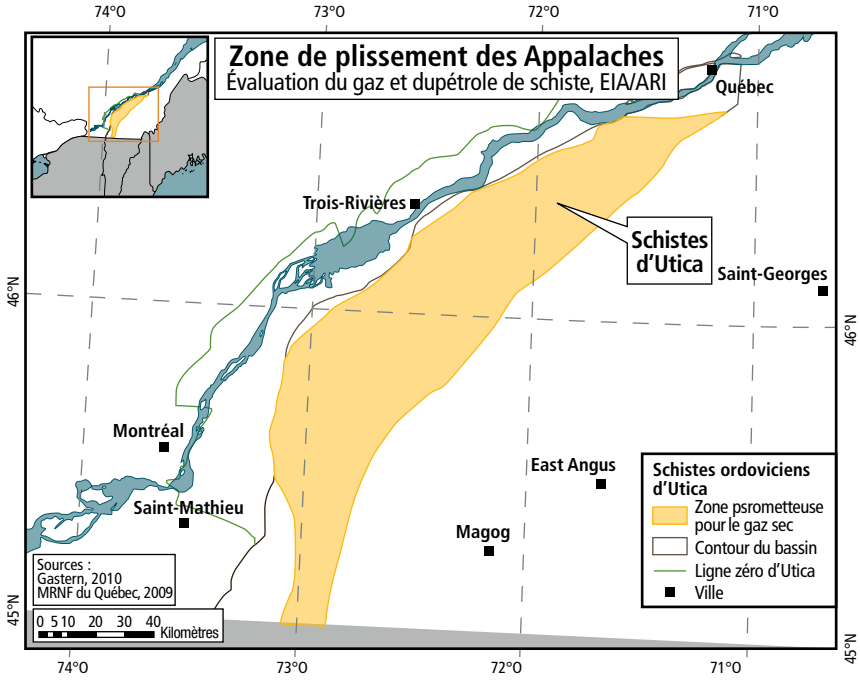
La réglementation de la mise en valeur des ressources énergétiques en Alberta, et par conséquent le mandat lié à la mise en valeur du gaz de schiste, relèvent de l'AER, qui établit des lignes directrices pour le forage, l'achèvement, l'exploitation et l'abandon des puits de pétrole et de gaz dans la province. L'AER réglemente aussi les aspects environnementaux, l'élimination dans les puits profonds, ainsi que tous les aspects de la gestion de l'eau, de l'accès au territoire (dessin des routes et des concessions) et du transport de produits associés à l'industrie pétrolière et gazière. Étant donné que l'AER est une autorité réglementaire de haut niveau respectée, les règlements qu'elle adopte servent bien souvent de modèles aux autres autorités réglementaires canadiennes (p. ex., voir Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b).

La mise en valeur du gaz de schiste a à peine commencé dans les strates plus profondes comme les schistes de Montney dans l'Ouest de l'Alberta, mais les activités de mise en valeur de l'huile de schiste au moyen de la technologie de fracturation hydraulique progressent déjà à un rythme rapide dans les formations de Cardium et de Duvernay. Il est permis de s'attendre à ce que le rythme de ces activités s'accroisse quand le transport par pipeline vers les installations de gaz naturel liquéfié de la côte Ouest deviendra possible.

En mai 2013, l'AER a émis une directive établissant des exigences supplémentaires à l'égard des activités de fracturation hydraulique souterraine (voir le chapitre 9).

2.2.3 Québec

Au Québec, la formation cible pour le gaz de schiste, le gisement d'Utica, est située pour l'essentiel sous la rive sud du fleuve Saint-Laurent, à peu près entre Montréal et Québec. Plus de 2 millions de personnes vivent dans cette région. La formation Dolgeville est considérée actuellement comme la plus prometteuse. D'une épaisseur moyenne de 100 mètres, et se situant entre 1500 et 2500 mètres de profondeur, cette formation se trouve entre les failles Yamaska et Logan, à peu près parallèles au fleuve Saint-Laurent. Le gaz découvert à ce jour, sec et doux, contient peu de dioxyde de carbone. Comme l'exploration en est encore à ses débuts, les estimations des volumes en place varient considérablement (entre 100 et 300 bpc), tout comme les estimations des quantités techniquement récupérables, qui vont de 22 à 47 bpc (Duchaine *et al.*, 2012).



Reproduit avec l'autorisation de © 2013, Advanced Resources International, Inc.; Vello Kuuskraa; Keith Moodhe

Figure 2.3

Zone prometteuse des schistes d'Utica au Québec

Carte montrant la zone favorable à la mise en valeur du gaz dans les schistes d'Utica au Québec. Cette zone se situe dans les basses-terres du Saint-Laurent, à peu près entre Montréal et Québec.

Les schistes d'Utica se trouvent sous une zone de forte activité agricole de la vallée du Saint-Laurent, et l'opposition publique locale à la mise en valeur du gaz de schiste a été importante. Une des constatations faites à l'issue des audiences publiques tenues au Québec en 2011 par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (2011a) se lit comme suit :

> [L]'industrie du gaz de shale au Québec en est à ses débuts et […] une base solide de connaissances techniques et scientifiques est à construire sur la ressource, notamment en matière de géologie, d'hydrogéologie, de traitement des eaux usées, d'aménagement du territoire ou de cohabitation avec la population.

Par conséquent, le gouvernement du Québec a adopté une approche de prudence dans l'évaluation des risques environnementaux, et il a entrepris de se doter d'un cadre réglementaire avant de décider si la mise en valeur peut aller de l'avant (BAPE, 2011b).

Deux des initiatives les plus importantes qui sont en cours de réalisation au Québec sont le Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES), appuyé par le ministère de l'Environnement du Québec et par les partenaires des municipalités locales et des bassins hydrologiques, et le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (EES) sur le gaz de schiste, formé en 2011 (GRES, 2013; Gouvernement du Québec, 2014).

Le mandat du Comité est le suivant :

- évaluer les incidences économiques de la mise en valeur du gaz de schiste, en plus des recettes possibles en redevances;
- évaluer les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste, notamment sur l'eau, tout en définissant des seuils environnementaux acceptables et des mesures d'atténuation adéquates;
- préparer un cadre réglementaire pour l'exploration et la mise en valeur du gaz de schiste;
- évaluer l'utilité que présenterait la création d'un cadre de surveillance environnementale, en tenant compte des programmes provinciaux existants d'acquisition de données.

(Gouvernement du Québec, 2014)

En 2013, le gouvernement provincial a annoncé qu'il confierait au BAPE le mandat de poursuivre les travaux du groupe de travail et de tenir des consultations publiques. De plus, il a prolongé le moratoire sur la mise en valeur du gaz de schiste dans la province jusqu'à ce que le BAPE ait achevé ses travaux, ce qui

ne se fera probablement pas avant la fin de 2014. On notera toutefois que ce moratoire ne s'étend pas aux activités d'exploration pétrolière et gazière ailleurs dans la province.

En 2013, le gouvernement du Québec a fait paraître une ébauche du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*, qui vise à renforcer la protection des ressources aquifères et à mettre en œuvre un nouveau régime d'autorisation pour les prélèvements d'eau (Gouvernement du Québec, 2013). L'ébauche de règlement contient aussi des normes applicables aux organisations qui exploreront ou exploiteront les ressources en pétrole et en gaz naturel, ce qui englobe un cadre pour la réalisation des tests stratigraphiques, les travaux de forage et les opérations de fracturation, de même que pour le suivi de la qualité des eaux souterraines.

2.2.4 Nouveau-Brunswick

Le bassin carbonifère des Maritimes couvre une zone grossièrement triangulaire dans les régions du centre et de l'Est du Nouveau-Brunswick. Les ressources en gaz de schiste qui ont été localisées à ce jour se trouvent au sud de ce triangle (au sud-ouest de Moncton). Les formations schisteuses sont à la fois profondes (jusqu'à 4500 mètres) et épaisses (jusqu'à 1100 mètres) (Topolnyski *et al.*, 2009). Il subsiste toutefois de l'incertitude quant au volume estimé de près de 80 bpc des ressources en gaz de schiste de la province (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2014). L'estimation se fonde sur quelques puits seulement, et le potentiel en hydrocarbures de la province reste pour l'essentiel inexploré. De plus, on ne connaît pas avec certitude la proportion de ces ressources potentielles qui pourrait être récupérable, la province supposant cependant qu'elle pourrait correspondre à la moyenne de 15 à 20 % (soit environ 15 bpc) qui est enregistrée pour les autres zones de ressources en gaz de schiste (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013a). Le gaz découvert à ce jour, sec et doux, contient une quantité négligeable de dioxyde de carbone. Il se fait peu d'activités d'exploration actuellement.

L'exploration gazière au Nouveau-Brunswick se concentre sur les grès et mudstones compacts de la formation Albert, les schistes étant connus pour constituer de riches sources de gaz naturel. Le champ de gaz naturel McCully a été découvert en 2000 à Penobsquis, à 50 km à l'ouest du champ de Stoney Creek, près de Sussex. En 2007, on avait commencé à livrer du gaz naturel du champ McCully vers la Nouvelle-Angleterre au moyen du pipeline des Maritimes et du Nord-Est. La production provient d'un grès compact situé à une profondeur de 2500 mètres, via une trentaine de puits verticaux, dont quatre ont été fracturés en 2009 avec du propane plutôt qu'avec de l'eau (l'exploitant avait effectué 74 fracturations à base d'eau de 2005 à 2008)

(LeBlanc *et al.*, 2011; ACPP, 2013a). Une partie du gaz est utilisée dans une mine de potasse située à proximité, et une usine de traitement du gaz naturel est reliée au pipeline principal au moyen d'un autre tronçon de pipeline. Au bout du compte, cependant, le Nouveau-Brunswick est un importateur de gaz naturel. La quantité totale de gaz libre en place dans les sous-bassins d'Essex et d'Elgin est estimée à environ 67 bpc (Topolnyski *et al.*, 2009).

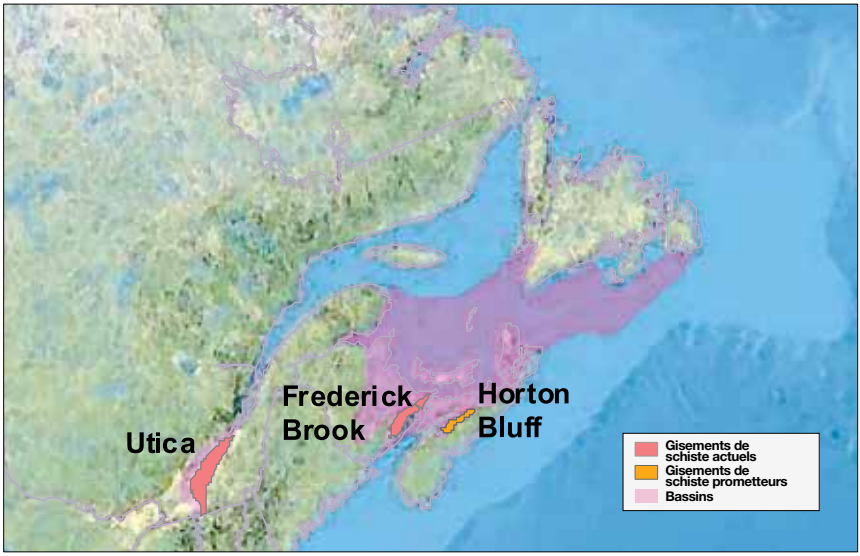
Depuis 2000, plus de 65 puits de pétrole et de gaz ont été forés dans la province, la majorité par fracturation hydraulique. Une opposition à la recherche de gaz de schiste s'est développée dans le public, et on a signalé que de l'équipement avait été volé et vandalisé, et des travailleurs agressés (*The Canadian Press*, 2011). Le gouvernement du Nouveau-Brunswick a graduellement mis en place un nouveau cadre de politiques et de réglementation pour la gestion des activités pétrolières et gazières dans la province. Il a mis sur pied l'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick, organisme indépendant se consacrant à la recherche et à la surveillance à l'égard des enjeux liés à l'énergie, et il a adopté de nouvelles règles à l'intention de l'industrie (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b). Ces règles mettent l'accent sur plusieurs aspects, dont les suivants:

- protection et surveillance de la qualité des eaux souterraines et des eaux de surface;
- protection des collectivités et de l'environnement;
- intégrité des trous forés;
- gestion des eaux résiduelles;
- gestion des émissions atmosphériques;
- maintien de la sécurité du public et planification des mesures d'urgence.

En mai 2013, le gouvernement a fait paraître le Plan directeur pour le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick, qui énonce six grands objectifs (le premier étant la responsabilité environnementale) ainsi que 16 mesures visant à favoriser l'atteinte de ces objectifs (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013a). Ces mesures ont trait à la gestion responsable de l'industrie, à la prise en compte des besoins et préoccupations des collectivités et à l'obtention des meilleurs avantages économiques possibles pour la province.

2.2.5 Nouvelle-Écosse

Les bassins sédimentaires de la Nouvelle-Écosse font partie du bassin sédimentaire plus vaste des Maritimes. Situés sous les zones Nord et Est de la province, ils sont complexes du point de vue géologique et présentent de nombreuses failles et fractures, bien qu'ils soient sismiquement stables. La Nouvelle-Écosse est essentiellement une zone frontière en ce qui a trait à l'exploration pétrolière terrestre; comme peu de puits y ont été forés, l'information sur le gaz de schiste (p. ex. sur l'étendue possible des gisements ou sur la géomécanique) est rare.



Reproduit avec l'autorisation de l'U.S. Energy Information Administration (EIA), 2011

Figure 2.4

Zones de schiste du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse

Zone favorable pour la mise en valeur du gaz de schiste, dans les secteurs de Frederick Brook au Nouveau-Brunswick et des schistes de Horton Bluff en Nouvelle-Écosse.

Trois puits de gaz de schiste ont été forés par fracturation hydraulique avec de l'eau, et quelques puits de méthane de filons houillers ont été forés par fracturation à l'azote au début des années 1980.

Bien que l'exploration terrestre en Nouvelle-Écosse n'ait pas été aussi soutenue qu'au Nouveau-Brunswick, l'intérêt pour l'exploration du gaz non classique y a été marqué. En 2011, le gouvernement provincial a mis sur pied un comité d'examen de la fracturation hydraulique (*Hydraulic Fracturing Review Committee*), en lui donnant pour mandat d'examiner les incidences environnementales possibles de la fracturation hydraulique dans le contexte de la mise en valeur terrestre du pétrole et du gaz. En août 2013, il a créé une équipe d'examen indépendante (censée déposer son rapport dans la deuxième moitié de 2014), qu'il a chargée d'étudier les incidences sociales, économiques, environnementales et sanitaires de la facturation hydraulique.

La formation cible en Nouvelle-Écosse est celle des schistes gaziers et grès compacts de Horton Bluff. Uniquement dans la région de Windsor-Kennetcook, on pense qu'il y a jusqu'à 69 bpc de gaz en place, ce qui s'explique par la

haute teneur totale en carbone organique de la formation et son épaisseur considérable (Ryder Scott Company Petroleum Consultants, 2008; Triangle Petroleum, 2009). L'exploration a ralenti à la suite du fléchissement des prix du gaz et en raison des coûts d'exploitation élevés, de sorte qu'elle se limite actuellement à l'évaluation du méthane de filon houiller dans la région de Stellarton et des ressources auxquelles il est possible d'accéder simplement par forage classique.

2.3 DROITS DES PREMIÈRES NATIONS

Dans le contexte socio-politique canadien, la mise en valeur du gaz de schiste doit se faire en tenant compte de l'importance que revêtent les droits issus des traités[3] ainsi que les intérêts et préoccupations des Premières Nations.

Les grands projets de mise en valeur (dans les secteurs de l'énergie, des mines et de la foresterie), qu'ils aient lieu à l'intérieur ou à l'extérieur des territoires des Premières Nations, ont perturbé l'activité économique traditionnelle (p. ex. la chasse, la pêche et le piégeage) et entraîné un dépérissement des pratiques culturelles (Turner *et al.*, 2008). Les Premières Nations ont soutenu que les incidences cumulatives des autorisations accordées dans le passé pour la mise en valeur des ressources, qui bien souvent englobait plusieurs types de ressources, enfreignent leurs droits autochtones et leurs droits issus de traités. C'est dans ce contexte qu'ils abordent les incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste.

Dans l'arrêt *Delgamuukw c. Colombie-Britannique*, la Cour suprême du Canada a déclaré que les Premières Nations de la Colombie-Britannique et des autres régions où aucun traité antérieur n'est en vigueur ont le droit d'être consultées « de bonne foi, dans l'intention de tenir compte réellement des préoccupations des peuples autochtones dont les terres sont en jeu » (Cour suprême du Canada, 1997). Dans des décisions ultérieures, la Cour suprême a réaffirmé l'obligation qu'a l'État de consulter sérieusement les Premières Nations sur le territoire desquelles un projet proposé assujetti à une autorisation du gouvernement pourrait avoir des incidences négatives sur les droits issus de traités et les modes de vie traditionnels. L'étendue des consultations variera en fonction de chaque projet, mais elle sera surtout fonction de la nature et de l'ampleur des incidences sur les droits issus

3 Le terme *droits issus de traités* renvoie aux garanties prévues dans les accords contraignants négociés entre l'État et les Premières Nations dans le cadre du processus des traités. Les droits issus des traités et droits autochtones existants ont été reconnus et confirmés au paragraphe 35(1) de la *Loi constitutionnelle de 1982 (Gouvernement du Canada, 1982)*. Les droits issus de traités varient d'un accord à l'autre, mais ils englobent habituellement la capacité de maintenir un mode de vie traditionnel incorporant la chasse, la pêche et la cueillette, la contruction d'écoles et leur dotation en personnel, les fournitures agricoles ainsi que des processus d'engagement déterminés.

des traités et les droits autochtones. Cette responsabilité incombe à l'État, c'est-à-dire dans le cas du gaz de schiste à la province dans son rôle de propriétaire de la ressource[4]. Cependant, le gouvernement peut confier certains aspects de la procédure de consultation aux promoteurs et, là où existe le pouvoir pour ce faire, demander qu'on apporte des modifications aux plans des projets pour éviter les répercussions sur les droits autochtones et les droits issus des traités.

Les rapports juridiques entre l'État et les Premières Nations continuent d'être définis par les tribunaux, par le biais de la clarification des droits issus de traités et droits autochtones existants. Toutefois, beaucoup de Premières Nations sont mal à l'aise avec les négociations tripartites (entre les gouvernements fédéral, provincial et des Premières Nations) parce qu'elles y voient une dérogation au principe de bilatéralisme adopté lorsque les traités ont été négociés à l'origine.

Comme beaucoup de gisements de gaz de schiste commercialement accessibles au Canada se trouvent sur des territoires reconnus comme traditionnels ou revendiqués comme tels, les Premières Nations réclament d'être consultées sérieusement, dès les premières étapes du processus de mise en valeur du gaz de schiste. Les retombées de l'opposition des Premières Nations aux grands projets de mise en valeur des ressources (p. ex. les pipelines) montrent qu'on ne saurait surestimer l'effet que la résistance ou le soutien des Autochtones aura sur les futures activités de mise en valeur du gaz de schiste au Canada. Par exemple, les plans élaborés par le gouvernement du Nouveau-Brunswick pour favoriser la mise en valeur des ressources en gaz de schiste dans la province ont rencontré une vive opposition de la part de la Première Nation Maliseet et des résidents locaux, qui ont organisé plusieurs manifestations publiques, y compris devant l'assemblée législative provinciale (CBC, 2013).

2.4 CONTEXTE SOCIAL

L'industrie de la mise en valeur commerciale à grande échelle du gaz de schiste profond est encore jeune. Stimulée par des avancées technologiques rapides et par la hausse des prix du gaz, sa croissance a été spectaculaire et a suscité de vives préoccupations dans le public, notamment dans les régions où l'industrie gazière était auparavant peu présente, ou pas du tout (p. ex. dans l'Est de

4 La Cour suprême du Canada a clairement énoncé cette responsabilité en 2004 dans l'arrêt *Nation haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)* (Cour suprême du Canada, 2004), où l'on peut lire ce qui suit : « Les tiers ne peuvent être jugés responsables de ne pas avoir rempli l'obligation de consultation et d'accommodement qui incombe à la Couronne. Le respect du principe de l'honneur de la Couronne ne peut être délégué, et la responsabilité juridique en ce qui a trait à la consultation et à l'accommodement incombe à la Couronne. Toutefois, cela ne signifie pas que des tiers ne peuvent jamais être tenus responsables envers des peuples autochtones. »

l'Amérique du Nord et en Europe). Il se trouve en outre que ces régions ont une densité de population supérieure et font une utilisation plus intensive du territoire, ce qui entraîne la nécessité de compromis plus difficiles que dans bon nombre des régions traditionnelles de production de gaz classique.

Plusieurs incidents de contamination de l'eau, de décès de bétail, de tremblements de terre induits et de dérogation à la réglementation qui se sont produits durant la course effrénée à la mise en valeur observée peu après la naissance de l'industrie aux États-Unis ont alimenté les préoccupations et suscité un mouvement d'opposition, des manifestations publiques et des poursuites au civil (Committee of Energy and Commerce, 2011; ALL Consulting, 2012; Infante *et al.*, 2012; Pembina Institute, 2012; Royte, 2012). Différents facteurs sont venus aggraver les préoccupations du public, dont le secret entourant les activités de plusieurs exploitants, notamment américains, en rapport avec les substances chimiques utilisées dans les fluides de fracturation (Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis, 2011), les nuisances et perturbations associées aux activités de l'industrie, et le fait que l'industrie a tenté de minimiser les risques environnementaux associés à ces activités.

Bien que la nature des préoccupations exprimées varie d'une région à l'autre, certaines sont largement partagées (AER, 2011a; BAPE, 2011b; Nouvelle-Écosse, 2011; Lapierre, 2012) :

- Contamination de l'eau potable par le méthane et les fluides de fracturation. Certains incidents de contamination de l'eau de robinet par le méthane ont fait l'objet d'une vaste couverture médiatique.
- Émissions atmosphériques (y compris de GES) préjudiciables à la santé publique et contribuant au changement climatique.
- Activité sismique induite par la fracturation hydraulique et l'injection de déchets en puits profonds. Ces préoccupations ont été à l'origine d'un examen indépendant de la mise en valeur du gaz de schiste au Royaume-Uni, par la Royal Society et la Royal Academy of Engineering.
- Ampleur et rythme de l'activité de mise en valeur. Les opposants soutiennent les administrations sur le territoire desquelles il y avait auparavant peu ou pas d'activités de mise en valeur du pétrole et du gaz sont mal préparées pour réglementer les intenses activités prévues en rapport avec le gaz de schiste.

Dans les régions peuplées, les résidents ont exprimé des préoccupations concernant :

- l'incidence des activités de mise en valeur du gaz sur la valeur des propriétés;
- les effets des accidents possibles (p. ex. les explosions, les déversements et les défaillances opérationnelles);
- la détérioration de la qualité de vie attribuable aux activités liées au gaz de schiste (p. ex. le bruit, la poussière, les odeurs, l'éclairage intense et la circulation des camions).

Dans les régions rurales, les préoccupations portent sur :

- la contamination des puits d'eau des exploitations agricoles;
- les conflits avec les utilisations existantes du territoire, comme la perte de terres agricoles au profit de la mise en valeur du gaz de schiste et des activités connexes (plates-formes d'exploitation, carrières, routes, pipelines, aires de transit, etc.);
- les dommages aux routes rurales causées par la circulation des poids lourds;
- les changements dans l'environnement social causés par l'arrivée de travailleurs de l'extérieur;
- la quantité d'eau douce que l'industrie du gaz de schiste pourrait utiliser;
- les répercussions négatives possibles sur l'aquaculture résultant d'une détérioration de la qualité de l'eau;
- la perte de débouchés pour la chasse, le piégeage et la cueillette de petits fruits à des fins de subsistance.

(AER, 2011a; BAPE, 2011b; Nouvelle-Écosse, 2011; FNFN, 2012, Lapierre, 2012)

Le tableau 2.3 résume les préoccupations d'ordre environnemental exprimées dans différentes régions du Canada et dans certains États américains. Bon nombre de ces préoccupations ont trait aux incidences cumulatives que, de l'avis des résidents locaux, la mise en valeur du gaz de schiste aura sur leur qualité de vie. Bien que des puits en nombre limité puissent être considérés comme acceptables, beaucoup de gens voient dans la possibilité d'activités de mise en valeur à grande échelle une menace aux valeurs qui leur sont chères, soit un environnement sain, la tranquillité de la vie rurale et la connaissance de tous leurs voisins. De plus, beaucoup d'individus et de groupes de l'Est du Canada se sont dit préoccupés au sujet de ce qu'ils perçoivent comme une surveillance et un état de préparation inadéquats de la part des gouvernements. Ils ne pensent pas que leurs gouvernements ont la capacité de réglementer efficacement l'industrie et de protéger l'environnement tout en tirant le meilleur parti possible des possibilités économiques (BAPE, 2011b; Lapierre, 2012).

Il convient de souligner que, même si l'opposition du public à la mise en valeur du gaz de schiste a été marquée au Québec et au Nouveau-Brunswick, beaucoup d'individus, d'associations de gens d'affaires et d'autres organismes se sont prononcés en faveur des avantages économiques que de telles activités de mise en valeur peuvent selon eux apporter (p. ex. des emplois, des recettes pour le gouvernement, le développement régional ou de nouvelles sources d'énergie) (BAPE, 2011b; Lapierre, 2012).

Tableau 2.3

Aperçu des préoccupations locales exprimées au sujet de la mise en valeur du gaz de schiste

Premières Nations du Nord-Est de la C.-B.	**Exemples de commentaires des aînés, des utilisateurs du territoire et d'autres détenteurs de savoir**	• Routes d'accès perturbant la faune • Contamination des rivières et des lacs • Poussière et bruit liés à l'accroissement de la circulation routière • Prélèvements d'eau de surface affectant les niveaux d'eau • Pulvérisations de substances chimiques tuant les petits fruits et affectant les plantes et la faune • Remise en état inadéquate des sites • Ordures attirant les ours • Chasse excessive par des non-membres des Premières Nations • Activités de mise en valeur trop près des villages et des sources d'eau • Exclusion des Premières Nations de Fort Nelson d'une partie du territoire traditionnel de chasse et de piégeage
Québec	**Selon les consultations publiques tenues par le BAPE**	• Contamination de l'eau • Protection des approvisionnements en eau • Gestion des déchets • Qualité de l'air • Émissions de gaz à effet de serre • Risques techniques et sismiques • Protection des zones sensibles • Intrusion dans les terres agricoles
N.-B.	**Selon les observations faites lors de neuf consultations publiques**	• Intégrité du gouvernement • Contamination de l'eau • Intégrité des puits • Risques pour la santé liés aux substances chimiques • Sécurité de l'approvisionnement en eau douce
N.-É.	**Selon 279 observations reçues du public**	• Contamination des eaux souterraines • Eaux de surface • Additifs contenus dans les fluides de fracturation • Territoire (sol) • Gestion des déchets • Effets sur les résidents (y compris sur leur santé)
Propriétaires dans les administrations productrices	**Sondage auprès des autorités réglementaires de 5 États américains et 2 provinces canadiennes**	• Circulation • Bruit • Pollution par l'éclairage • Qualité locale de l'air • Contamination des eaux souterraines • Déversements • Perturbation générale • Intrusions est dommages dans les propriétés

Sources des données : AER, 2011a; BAPE, 2011b; Nouvelle-Écosse, 2011; FNFN, 2012; Lapierre, 2012

2.5 CONCLUSION

Les estimations géologiques révèlent que le Canada possède un imposant potentiel de gaz de schiste, énorme par rapport aux réserves restantes de gaz naturel classique. Bien que l'on produise déjà du gaz de schiste en quantité croissante en Colombie-Britannique et en Alberta, ce potentiel reste en grande partie inexploré. Les résultats des premiers forages donnent à penser que le gaz de schiste pourrait un jour être produit en quantité importante dans des régions qui ont dans le passé connu peu d'activités de mise en valeur des ressources pétrolières, comme le Sud du Québec, le Nouveau-Brunswick et la partie terrestre de la Nouvelle-Écosse. Les incidences économiques, sociales et environnementales seront probablement très étendues.

La perspective de la mise en valeur du gaz de schiste a été source de nombreuses préoccupations dans le public dans les régions concernées. Elles ont trait la plupart du temps aux incidences environnementales possibles de telles activités de mise en valeur. De plus, certaines Premières Nations ont affirmé que leurs droits autochtones seraient touchés défavorablement. Ces préoccupations, conjuguées à la chute des prix du gaz naturel observée ces dernières années, ont considérablement ralenti le rythme des activités de mise en valeur. Tous les gouvernements provinciaux concernés, face à la perspective d'activités de mise en valeur et aux préoccupations exprimées par le public, ont réagi en remaniant leurs politiques et règlements pertinents et en lançant diverses études sur les incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste.

3

Technologie du gaz de schiste et intégrité des puits

- Étape des préparatifs du forage des puits
- Forage et achèvement des puits
- Intégrité des puits
- Lacunes dans les connaissances et dans le savoir scientifique
- Conclusion

3 Technologie du gaz de schiste et intégrité des puits

Pour comprendre les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste, il faut d'abord comprendre la technologie utilisée et la façon dont elle évolue. Le présent chapitre décrit les principales étapes de la mise en valeur du gaz de schiste, qui commence par l'exploration initiale pour passer ensuite à la construction des plates-formes de puits et des infrastructures connexes, puis au forage et à l'achèvement des puits (incluant la cimentation, la fracturation hydraulique et l'utilisation des additifs chimiques)[5]. L'accent est mis dans cet examen sur l'importance de l'intégrité des puits[6] de même que sur l'importance de la prévention des fuites de gaz, parce que le présent comité d'experts et d'autres intervenants (p. ex. Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012; ACOLA, 2013) ont conclu que cet aspect de la technologie est crucial à la protection à long terme de l'environnement.

On produit du gaz de schiste depuis des décennies à partir de formations géologiques comportant des fractures naturelles qui permettent une récupération rentable par le biais de puits verticaux peu profonds, à de faibles débits pendant de longues périodes (ONE, 2009a). Les avancées technologiques qui, conjuguées à des hausses des prix du gaz, ont ouvert la voie à l'exploitation commerciale à grande échelle de gisements de gaz de schiste situés beaucoup plus en profondeur, ne remontent qu'à une vingtaine d'années aux États-Unis et à une dizaine d'années au Canada.

La percée qui a rendu possible la production commerciale à grande échelle du gaz de schiste s'est faite dans la formation de schistes Barnett, au Texas, à la fin des années 1990, quand on a combiné deux technologies différentes, à savoir le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. En bref, il s'agit de forer le puits de gaz à la verticale à partir de la surface, puis de le faire dévier à une certaine profondeur pour pénétrer dans la couche de gaz de schiste à l'horizontale ou en diagonale. Ainsi, le trou foré peut traverser une beaucoup plus grande partie du gisement, et aussi intersecter un plus grand nombre de fractures naturelles existantes. La longueur de la section horizontale du puits peut aller de un à trois kilomètres (ACOLA, 2013).

5 Pour un examen plus détaillé de ces étapes, voir NYSDEC, 2011; ALL Consulting, 2012; King, 2012.

6 L'intégrité s'entend non de la capacité du cuvelage d'acier de maintenir la pression interne, mais plutôt de la capacité du puits d'empêcher le gaz ou d'autres fluides de fuir vers le haut et d'atteindre la zone des eaux douces souterraines et la surface.

Le forage horizontal est généralement réservé aux puits profonds, soit habituellement ceux d'une profondeur supérieure à un kilomètre, car il est moins coûteux de forer un plus grand nombre de puits verticaux à de faibles profondeurs. En outre, les puits horizontaux situés près de la surface présentent un risque accru du point de vue environnemental.

La fracturation hydraulique multi-étapes suppose d'injecter un fluide — habituellement de l'eau, mais parfois un liquide à base de gaz de pétrole, additionné de substances chimiques et d'agents de soutènement (généralement du sable) servant à améliorer le positionnement des fractures, le rendement et la récupération de gaz — sous une pression extrêmement élevée dans la formation schisteuse à un certain nombre d'endroits (étapes) le long du trou foré. Cette opération vise à fracturer (d'où le terme *fracturation*) la roche et à créer un réseau de fractures ouvertes au travers desquels le gaz pourra s'écouler. Le réseau de fractures est formé de fractures existantes, de fractures auparavant fermées et de nouvelles fractures.

Il est important de souligner que ni le forage horizontal, ni la fracturation hydraulique multi-étapes ne constituent des technologies nouvelles ou propres à la mise en valeur du gaz de schiste. Le forage horizontal est utilisé en Alberta depuis la fin des années 1980, surtout pour accroître la production de pétrole lourd. La fracturation hydraulique est largement utilisée depuis les années 1950. On estime à 2,5 millions le nombre de stimulations de fractures qui ont été effectuées dans le monde (King, 2012), y compris lors de la mise en valeur initiale du champ pétrolier géant de Pembina en Alberta, en 1953 (Nielsen, 2012). La nouveauté réside dans la combinaison de ces deux technologies, c'est-à-dire le recours à des quantités supérieures d'eau, de sable et de substances chimiques, qui sont injectées à des pressions et débits plus élevés, de manière à fracturer des volumes de roche beaucoup plus grands. La nouveauté réside également dans le fait que ces technologies sont maintenant utilisées beaucoup plus largement, pour l'extraction d'une gamme beaucoup plus étendue de ressources pétrolières et gazières non classiques. On a recours à la fracturation hydraulique multi-étapes à haute pression pour stimuler non seulement les gisements de gaz de schiste, mais aussi les strates contenant de l'huile de schiste et les réservoirs de pétrole et de gaz étanches. Ces dernières années, plus de 150 000 puits horizontaux ont été forés par fracturation hydraulique multi-étapes en Amérique du Nord, et seulement un quart d'entre eux sont des puits de gaz de schiste.

Il est important de souligner également que la mise en application de ces technologies continue d'évoluer rapidement (voir l'encadré 3.1). Par exemple, les sections latérales horizontales se sont allongées, la composition des additifs contenus dans les fluides de facturation s'est modifiée avec l'expérience,

le nombre d'étapes par puits a augmenté, tout comme les débits d'injection, et le nombre de puits forés par plate-forme s'est accru (jusqu'à 16 dans le bassin de Horn River), ce qui a pour effet de réduire la densité globale des plates-formes de forage. Cependant, certaines limites physiques, combinées aux facteurs liés à l'optimisation des coûts, indiquent qu'il faut se garder d'extrapoler les tendances à partir de ces exemples.

Encadré 3.1
Résultats des innovations dans la mise en valeur du gaz de schiste en Colombie-Britannique

- Nombre d'étapes par puits : de 4 (2005) à 38 (2011)
- Longueur des sections horizontales : de 1,0 (2007) à 3,1 kilomètres (2011)
- Espace entre les traitements de fracturation : de 400 (2007) à 100 mètres (2010)
- Volume de *slickwater* par étape de fracturation : de 1500 (2007) à 5000 mètres cubes (2010)

(Johnson, 2012)

Abstraction faite de la fracturation hydraulique, ce qui distingue la mise en valeur du gaz de schiste de celle du gaz classique est l'ampleur des activités en cause. Bien que la mise en valeur du gaz classique et du gaz de schiste requière dans les deux cas la construction de plates-formes de forage, de camps de travail, de routes et de pipelines, ces activités (de même que les opérations de fracturation hydraulique) sont plus poussées dans le cas du gaz de schiste pour les raisons suivantes :

- la portée des puits individuels est beaucoup moindre dans la roche à faible perméabilité que dans la roche hautement perméable;
- la production des puits individuels diminue plus rapidement, de sorte qu'il faut forer davantage de puits pour maintenir la stabilité du taux de production.

Par exemple, le gouvernement du Québec a estimé à environ 20 000 le nombre de puits qui pourraient être forés au bout du compte dans les schistes d'Utica entre Montréal et Québec (BAPE, 2011b). En fait, il s'agit là d'un chiffre conservateur. Par conséquent, même avec des plates-formes à puits multiples, la mise en valeur du gaz de schiste aboutira à la construction d'un plus grand nombre de plates-formes et au forage de beaucoup plus de puits qu'il ne serait nécessaire pour produire les mêmes quantités à partir des réserves de gaz classique contenues dans les réservoirs à forte perméabilité.

La figure 3.1 montre une photo de l'infrastructure de surface d'un site d'extraction de gaz de schiste durant la stimulation hydraulique de fractures, avec une description des principaux équipements utilisés.

Gracieuseté de Nexen Energy ULC

Figure 3.1

Infrastructure de surface d'un site de traitement par fracturation hydraulique

Équipement utilisé pendant la fracturation hydraulique à un site d'extraction de gaz de schiste. Les chiffres en médaillon renvoient aux activités suivantes : (1) Véhicule données / satellite : Pour la surveillance et le contrôle des opérations de traitement. Transmission par satellite des données pour la surveillance en temps réel à partir des sites isolés, (2) Silos de stockage de sable, convoyeurs de sable, deux silos journaliers surmontant des mélangeurs, servant à stocker l'agent de soutènement (sable) et à l'amener dans la cuve de mélange située en dessous, (3) Têtes de puits multiples, recouvertes pour des raisons de sécurité pendant l'opération de stimulation, (4) Unités de pompage : Pompes haute pression servant à pomper le fluide, (5) Véhicules et réservoirs pour les substances chimiques : Pour l'entreposage, le transport et les unités doseuses utilisées pour incorporer les additifs au fluide de fracturation lors du pompage dans le puits, (6) Équipement de contrôle : Pour recevoir et mesurer l'eau de reflux de manière contrôlée ainsi qu'à séparer les fluides du gaz, ce dernier étant acheminé vers la torche pour y être brûlé, (7) Réservoirs d'eau intermédiaires : Servent à prévenir les crêtes de pression et à assurer un approvisionnement régulier en eau pendant l'opération. À cette installation, l'eau douce a été pompée à partir d'étangs de stockage. L'eau de reflux n'est pas stockée à la surface; elle est pompée directement dans les puits d'élimination après avoir été séparée du gaz produit. À certains endroits, l'utilisation d'étangs munis de membranes peut également être autorisée pour le stockage de l'eau de reflux, qui sera traitée et réutilisée. Les deux grues soutiennent des ensembles de capteurs microsismiques dans deux des puits, les données étant recueillies à partir de camions situés à proximité (CBC, 2011; Nexen Energy ULC, communication personnelle, 2014).

Habituellement, il est plus long et plus coûteux de mettre en place des puits de gaz de schiste comportant des latéraux horizontaux d'une plus grande longueur que des puits verticaux classiques de même profondeur. Comme pour tout autre produit de base, la production de gaz de schiste est sensible aux prix. La hausse des prix du gaz observée au début du XXIe siècle, jusqu'à 8 à 10 $US (et plus) par mille pieds cubes (EIA, 2014), a constitué un important moteur d'innovation technique qui a entraîné une hausse de la production de gaz de schiste. Par contraste, la récente récession, combinée à un hiver doux et à une offre surabondante, a fait reculer le prix du gaz naturel à environ 3 $US par mille pieds cubes (EIA, 2014). Jusqu'à ce que les prix se rétablissent, la donne économique entourant l'expansion de la production de gaz de schiste, et plus particulièrement du gaz sec (qui ne permet pas une production synergique de molécules organiques plus grosses comme l'éthane et l'heptane), restera incertaine[7]. Dans les parties suivantes du présent chapitre, chaque étape de la mise en valeur du gaz de schiste est décrite, l'accent étant mis sur les incidences environnementales possibles.

3.1 ÉTAPE DES PRÉPARATIFS DU FORAGE DES PUITS

La première étape de la mise en valeur du gaz de schiste, celle de l'*exploration*, fait intervenir le balayage des structures géologiques souterraines au moyen de méthodes géophysiques, soit principalement des levés sismiques au sol. Ensuite, on fore quelques puits et on recueille des carottes de roche, principalement dans les strates géologiques que l'on sait ou prévoit contenir des ressources en gaz de schiste. Des instruments de mesure géologique sont descendus dans les trous forés pour recueillir des données supplémentaires concernant les caractéristiques géologiques, la porosité, la perméabilité et d'autres propriétés du sous-sol. À moins qu'on prévoie les utiliser par la suite comme puits de surveillance (habituellement pour la surveillance microsismique), ces puits d'exploration seront scellés avec du béton à la surface une fois les levés géologiques terminés.

Dans les gisements de gaz de schiste, cette étape d'exploration est relativement brève, la formation ciblée pour la production étant généralement bien connue. Cela s'applique dans la majorité des régions du Canada, pour lesquelles on dispose d'une information détaillée sur les caractéristiques géologiques de toutes les réserves de gaz de schiste. Par conséquent, on met l'accent dans cette étape d'exploration sur la recherche des zones les plus propices à la mise en valeur.

7 Comme l'éthane, le propane, le butane et les liquides du gaz naturel (*pentanes plus*) se vendent à des prix plus élevés, l'industrie se concentre actuellement sur la mise en valeur des réserves de gaz de schiste humide.

Il faut construire des plates-formes de forage avant que l'on puisse forer les puits de production. De telles plates-formes doivent également être construites pour la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques. Dans le cas du gaz de schiste, les plates-formes sont plus grandes, car elles doivent permettre le forage de puits multiples et recevoir les grandes quantités de matériel, de substances chimiques et de sable qui sont utilisées dans la fracturation hydraulique multi-étapes. Les plates-formes servant à la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques ont habituellement une superficie de 0,5 à 1 hectare, tandis que les plates-formes utilisées pour le gaz de schiste couvrent normalement entre 2 et 3 hectares. Leur surface doit être à peu près horizontale, et elles doivent être construites d'un remblai de bonne qualité, d'une épaisseur d'environ 0,5 à 1,5 mètre, selon la nature du sol de fondation. Une fois la végétation retirée du site, on gratte le sol riche en matières organiques, que l'on entrepose en vue d'une remise en état partielle du site après l'achèvement de tous les puits. La plate-forme elle-même est habituellement construite avec du remblai prélevé sur place ou à proximité, le trou laissé par le prélèvement étant bien souvent utilisé pour stocker l'eau nécessaire à la fracturation. Quand il n'y a pas de remblai adéquat à proximité, il faut trouver une source plus loin et utiliser des camions pour transporter le matériau granuleux qui servira à la construction de la plate-forme. Une grande plate-forme pour 16 puits de gaz de schiste peut prendre plusieurs mois à construire et nécessiter le transport de jusqu'à 500 à 800 chargements de remblai s'il n'y en a pas à proximité et que le sol de fondation est si faible que la construction d'une surface portante s'impose.

Dans les climats nordiques, on construit les plates-formes pendant l'été, quand il est plus facile de compacter le remblai, l'achèvement des puits se faisant une fois l'hiver arrivé, lorsque le sol est gelé et peut supporter les lourdes charges transportées sur les routes et les plates-formes.

Avant d'entreprendre des activités de fracturation hydraulique multi-étapes dans une nouvelle région, les sociétés pétrolières et gazières se livrent à des études géoscientifiques et géomécaniques, notamment pour estimer l'augmentation maximale de la hauteur des fractures induites à observer pour qu'elles ne s'étendent pas trop au-delà de l'horizon visé de gaz de schiste. Les estimations se fondent sur des modèles mathématiques et sur l'expérience acquise antérieurement dans des conditions similaires, et elles sont affinées au moyen de mesures relevées pendant et après les opérations de stimulation par fracturation hydraulique.

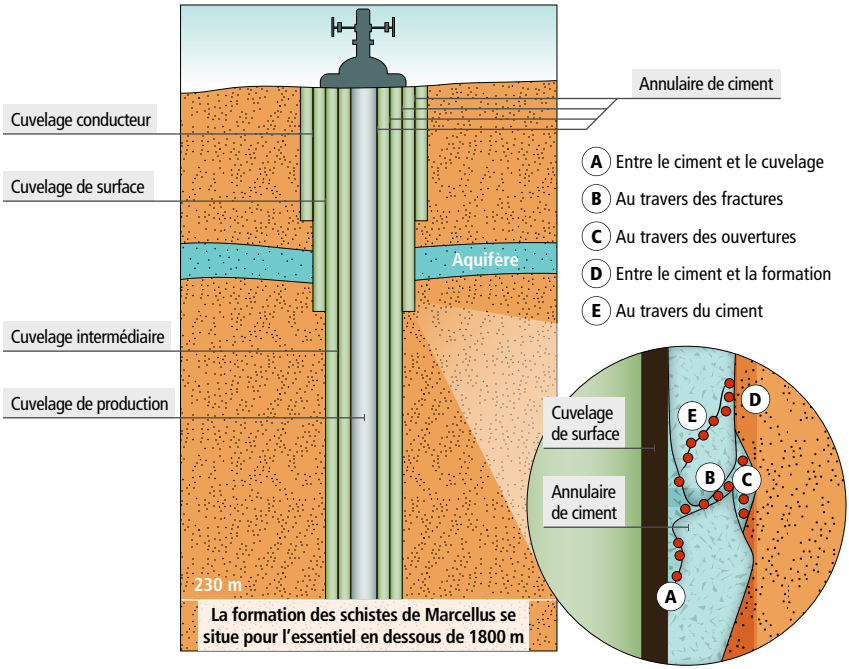
Lorsqu'il subsiste de l'incertitude quant aux détails de la propagation des fractures hydrauliques, les sociétés ont recours à des méthodes microsismiques pour surveiller les premiers traitements de fracturation hydraulique multi-étapes, parfois

dans plusieurs puits à la fois. Au début de la mise en valeur d'un gisement, une surveillance continue permet de recueillir beaucoup d'informations sur l'étendue et la hauteur de la zone stimulée. Après la fracturation hydraulique d'un nombre relativement limité de puits dans une région donnée, les connaissances acquises sont généralement suffisantes pour qu'il ne soit pas nécessaire de soumettre les autres puits à la surveillance microsismique (c'est-à-dire que le modèle de réponse empirique est raisonnablement bien calibré). Cette approche empirique de la conception des traitements de fracturation hydraulique multi-étapes, fondée sur des données, est nécessaire parce que les modèles mathématiques de prévision de la propagation des fractures dans la roche naturellement fracturée sont faibles et doivent être soumis à la calibration (Dusseault, 2013). Même après les calibrations, une incertitude considérable subsiste, mais pas au point que soit possible une propagation incontrôlée des fractures. Ainsi, Zoback *et al.* (2010) ont signalé que sur les 75 000 stimulations effectuées en 2009, seulement 3 % ont fait l'objet d'une surveillance microsismique. Ils ont indiqué que le niveau de confiance du public augmenterait si la surveillance microsismique était faite plus souvent.

Une fois que le forage à grande échelle a débuté dans une zone particulière, aucune surveillance microsismique supplémentaire n'est effectuée. Toute amélioration de la compréhension du système et de la productivité découlera du modèle de réponse empirique. Ce modèle consiste en une approche d'optimisation qui fait appel à des données sur le rendement réel afin de déterminer la meilleure approche pour la fracturation hydraulique multi-étapes (volume, espacement des étapes, fluides, etc.) pour un puits qui présente un ensemble particulier de caractéristiques physiques (épaisseur, perméabilité, densité des fractures naturelles, rigidité, champs de contrainte *in situ*, etc.), de manière que les futurs puits puissent être développés pratiquement au maximum de leur potentiel, en tenant compte des niveaux d'incertitude normalement associés aux paramètres du réservoir.

3.2 FORAGE ET ACHÈVEMENT DES PUITS

Une fois la plate-forme de forage construite, le forage des puits peut commencer. À différentes étapes pendant le forage, des colonnes de cuvelage (assemblages interreliés de tuyaux d'acier) sont descendus dans le trou et cimentées en place. La figure 3.2 montre les divers cuvelages et anneaux remplis de ciment d'un puits type de la zone de schiste de Marcellus, en Pennsylvanie. Les exploitants essaient d'assurer l'intégrité du puits en installant des barrières entre d'une part les fluides utilisés pour le forage et les fluides provenant du réservoir, et d'autre part l'environnement, ce qui pourra prendre la forme par exemple de colonnes de cuvelage multiples, d'une gaine de ciment entourant le cuvelage et d'un obturateur anti-éruption.



Adapté avec l'autorisation d'AAAS
Source des données : Vidic *et al.*, 2013

Figure 3.2

Construction type d'un puits dans la formation de Marcellus

Figure montrant un puits : (i) la colonne du cuvelage conducteur, formant la barrière la plus à l'extérieur et située le plus près de la surface, empêche la partie supérieure du puits de s'effondrer; elle descend habituellement jusqu'à moins de 12 m de la surface; (ii) le cuvelage de surface et la gaine de ciment qui l'entoure descendent à au moins 15 m sous la zone d'eau douce la plus profonde et constituent le premier mécanisme de protection des aquifères; (iii) l'annulaire entre le cuvelage intermédiaire et le cuvelage de surface est remplie de ciment ou d'une solution de saumure; (iv) la colonne de production descend dans la zone de production (900 à 2800 m, ou plus), et du ciment est également coulé dans l'annulaire entre le cuvelage intermédiaire et le cuvelage de production; les défectuosités possibles de l'annulaire de ciment (« A » à « E » dans le médaillon) correspondent aux voies possibles de migration du gaz à partir des formations supérieures porteuses de gaz ou de la formation cible.

La première opération de forage, habituellement effectuée au moyen d'une petite tarière, vise à installer un tube conducteur jusqu'à une profondeur de 10 à 15 mètres environ pour permettre le retour à la surface et la régénération continue du fluide de forage. Le tube conducteur de surface, d'un diamètre d'environ 70 millimètres, est sommairement cimenté en place par coulage de ciment autour de l'extérieur du tube superficiel.

On amène sur place un gros appareil de forage, et on fore le trou pour le cuvelage de surface avec une boue de bentonite et d'eau non dangereuse. Le cuvelage de surface est conçu de manière à protéger l'eau de surface et les aquifères peu profonds contre les écoulements transversaux et la contamination. Idéalement, il sera mis en place en dessous de la zone la plus basse d'eau souterraine potable (environ 200 à 300 mètres) (voir la figure 3.2). On cimente le cuvelage de surface dans le trou à ces fins, ainsi que pour apporter un soutien structurel à la future tête de puits et aux obturateurs anti-éruption qui seront installés avant la phase de forage suivante. On cimente le cuvelage en pompant le ciment en descendant dans le cuvelage et en remontant dans l'anneau (espace entre le cuvelage et la paroi du trou foré), après quoi on équipe le cuvelage des dispositifs de grattage et de centrage qui servent à enlever le *cake* de boue et à placer le cuvelage dans une position concentrique. De plus, on soumet le cuvelage à divers mouvements de rotation et mouvements alternatifs pour assurer la création d'une gaine de ciment continue exempte de brèches.

Une fois le cuvelage de surface installé, on approfondit le trou. On installe bien souvent une colonne de cuvelage intermédiaire, parfois jusqu'à une profondeur située juste au-dessus de la zone de schiste à exploiter, habituellement entre 1500 et 3500 mètres, afin d'assurer la stabilité du trou foré. Au Canada, cette colonne intermédiaire doit être cimentée à la surface; elle sert également à isoler le trou de toute zone de gaz ou de pétrole non commercial qu'il pourra traverser. En fait, une bonne isolation dans cette zone de profondeur intermédiaire constitue vraisemblablement le facteur le plus important pour la prévention de la contamination des ressources en eaux douces souterraines et des émissions de gaz dans l'atmosphère (voir le chapitre 4).

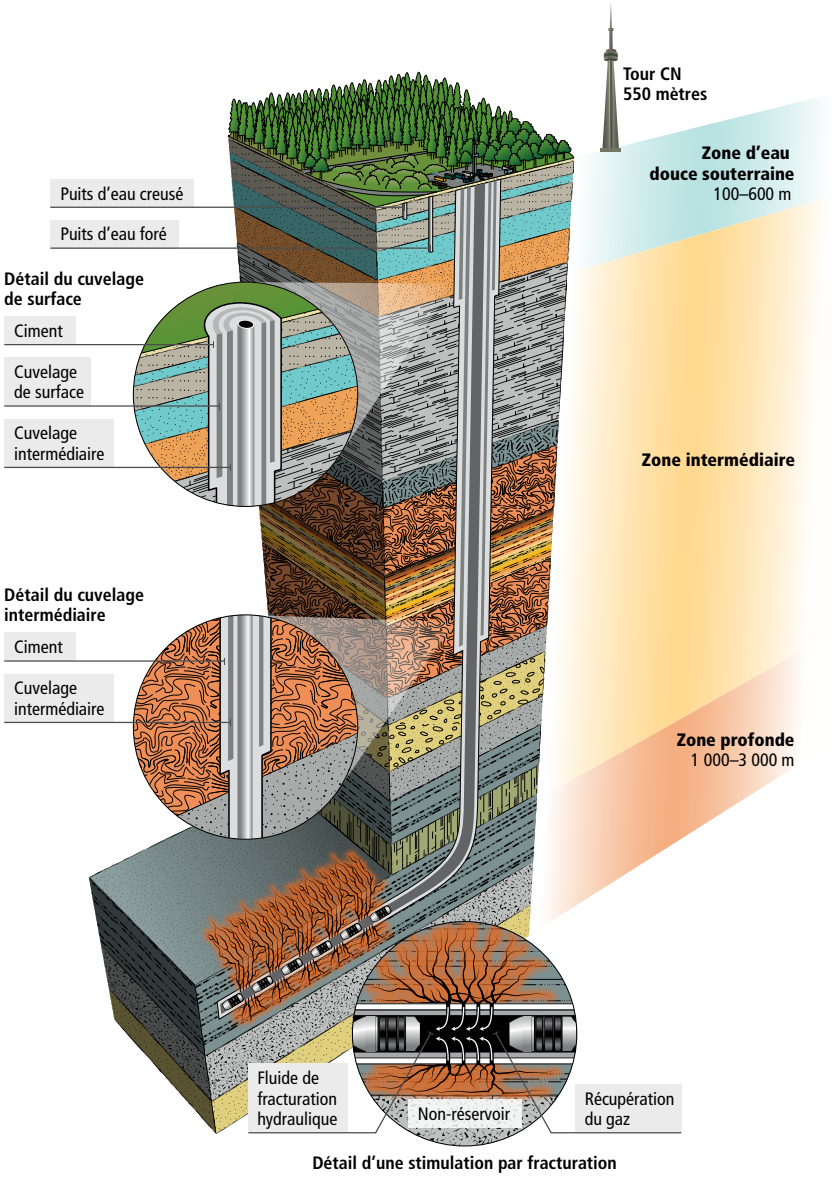
On continue d'approfondir le puits. Quand ce dernier approche de l'horizon de gaz de schiste, à une profondeur de 1,5 à 4 kilomètres, on le dévie à l'horizontale. En fonction de la technologie utilisée pour la fracturation hydraulique multi-étapes, on pourra soit prolonger le trou sur toute la longueur de la section horizontale, soit arrêter le forage à l'endroit où le trou devient horizontal. Dans les deux cas, on installe ensuite le cuvelage de production, que l'on cimente à la surface, ou à tout le moins jusqu'à une bonne distance dans le cuvelage intermédiaire, de manière à isoler adéquatement la zone ciblée. Avec certaines technologies de fracturation hydraulique multi-étapes, on fore la section horizontale à partir du sabot mis en place à l'endroit où le puits devient horizontal, puis on procède à une complétion en découvert au moyen d'un équipement hautement spécialisé conçu pour faciliter l'opération de fracturation multi-étapes à venir. Le puits est alors prêt pour la fracturation hydraulique multi-étapes. Sur une plate-forme multi-puits, on fait ensuite glisser l'appareil de forage à la verticale de l'emplacement du prochain tube conducteur, et on reprend le processus jusqu'à ce que tout les puits aient été forés, complétés et équipés pour la fracturation hydraulique multi-étapes.

À titre d'exemple, un trou simple type sera foré à un diamètre de 13 pouces sur les 250 premiers mètres, pour l'installation d'un cuvelage de 10 ½ pouces de diamètre, après quoi le forage se poursuivra jusqu'à la profondeur visée avec un trépan de 9 pouces, pour l'installation d'un cuvelage production de 7 pouces de diamètre. Les colonnes de cuvelage font l'objet d'essais de résistance à la pression à chaque phase de l'opération de forage, de manière que des mesures correctives puissent être prises en cas de rupture d'un cuvelage ou de fuite d'un joint avant que l'on passe à la phase suivante. La mise à l'essai consiste à clore l'anneau et à le pressuriser avec de l'eau pour vérifier si la pression peut être maintenue sans fuites. De plus, on évalue la qualité de la cimentation en faisant descendre dans le puits un appareil de diagraphie de l'adhésivité du ciment. La diagraphie mesure la réponse à un signal acoustique continu transmis dans le cuvelage d'acier et au-delà. Un tuyau sans ciment ou qui présente des ouvertures importantes, une gaine de ciment d'épaisseur très irrégulière ou une faible adhésivité entre l'acier, le ciment et la roche renverra des signaux acoustiques différents et de plus grande amplitude qu'un tuyau et une roche solidement unis de façon concentrique avec un ciment de qualité. Cependant, ces diagraphies ne permettent pas de déterminer toutes les voies qui peuvent exister derrière le cuvelage (par exemple les microfissures dans la roche) et entrer en jeu dans une fuite d'un puits.

Si un problème grave est détecté, par exemple une zone d'où le fluide de forage n'a pas été complètement expulsé lors de la cimentation, on pourra perforer le cuvelage installé, extraire le ciment ou la résine sous une pression élevée et installer une mince chemise d'acier au travers de cette zone pour aider à l'isoler.

Quand des fluides à base d'eau sont utilisés lors du forage, les déblais de forage extraits (c'est-à-dire des fragments de la roche broyée pendant le forage) sont presque toujours inoffensifs pour l'environnement et peuvent être enfouis sur place. Quand sont employés des fluides à base d'hydrocarbures, les déblais doivent être traités en conformité avec les règlements provinciaux pour éviter une contamination à la surface. On utilise habituellement des fluides à base de bentonite pour forer le puits suivant sur la plate-forme.

Étant donné que la matière organique tend à absorber les ions de thorium et d'uranium qui peuvent circuler dans le système de circulation des eaux profondes, les zones de gaz de schiste présentent bien souvent des taux de radioactivité naturelle plus élevés que les autres strates. Quoi qu'il en soit, la radioactivité de ces déblais de zones profondes reste largement inférieure aux valeurs seuils qui justifient le recours à des techniques spéciales d'isolation pour l'élimination des déblais de forage.



Adapté avec l'autorisation de la société Apache Canada Ltd.

Figure 3.3

Schéma de construction d'un puits de gaz de schiste

Schéma d'un puits de gaz de schiste illustrant les diverses couches géologiques que traverse le puits, et la profondeur relative où se fait la fracturation hydraulique. Certaines sections latérales (partie horizontale du puits), beaucoup plus longues que sur le schéma, peuvent atteindre trois kilomètres. Les deux premiers médaillons montrent les différents cuvelages (tubes d'acier) qui sont insérés dans le puits et cimentés en place. Le médaillon du bas montre une section d'un puits en plusieurs étapes, c'est-à-dire une section de tube entre deux garnitures d'étanchéité qui a été perforée pour permettre l'injection du fluide qui fracturera le schiste.

3.2.1 Fracturation hydraulique

La fracturation est généralement accomplie par une société de services spécialisée plutôt que par la société pétrolière ou gazière qui exploite le puits. En Amérique du Nord, il y a peut-être une dizaine de moyennes à grandes sociétés qui possèdent le bon équipement et ont suffisamment d'expérience pour exécuter des opérations de fracturation hydraulique multi-étapes de grande envergure dans les puits multiples d'une grande plate-forme, mais des dizaines de sociétés de moindre taille peuvent prendre part au processus. Ces petites sociétés offrent des services spécialisés tels que la perforation, la fourniture de matériaux, le pompage, la fabrication d'appareils de fond de trou, la gestion de données, le contrôle de supervision et l'acquisition de données.

La conception d'une opération de fracturation hydraulique multi-étapes dépendra des caractéristiques géologiques locales et de la nature du réservoir. Les différents aspects de la conception sont le type d'achèvement des puits, le nombre d'étapes de fracturation, les volumes et les types de fluides, le ratio des additifs des fluides et le débit d'injection requis pour obtenir des fractures ayant la hauteur, la largeur, la longueur et le degré de complexité désirés. À mesure que la fracturation progresse et que de nouvelles informations deviennent disponibles, les exploitants ajustent les paramètres de la conception. Selon le type de réservoir, il pourra être préférable de faire la fracturation avec un fluide non aqueux comme du propane/butane gélifié, du dioxyde de carbone liquide ou de l'azote pour éviter que le schiste soit exposé à l'eau. Seules les sociétés d'expérience sont en mesure de fournir des services de traitement au moyen de ces fluides de fracturation plus rares et plus coûteux.

Selon les caractéristiques géologiques locales, la section horizontale d'un puits pourra avoir une longueur de 1 à 3 kilomètres. Comme il est difficile de maintenir un débit d'injection suffisamment élevé pour fracturer efficacement le schiste environnant en une seule opération par les multiples orifices répartis sur toute la longueur du puits horizontal, la fracturation se fait par étapes, habituellement en commençant au bout du puits (c'est-à-dire à l'endroit le plus éloigné de la tête du puits) et en allant vers la tête du puits, suivant une des différentes méthodes possibles. Une approche consiste à perforer des sections limitées (5 à 15 mètres) du puits à des intervalles réguliers, à procéder à la fracturation sur une section limitée (appelée une étape), puis à installer une garniture d'étanchéité forable pour isoler la section fracturée, à fracturer ensuite une autre section située plus près du talon du puits, puis à répéter le processus. La distance entre les étapes de la fracturation dépend des conditions locales ou des préférences de l'exploitant, mais elle se situe généralement entre 100 et 300 mètres (ALL Consulting, 2012; Rivard *et al.*, 2012), le nombre d'étapes réparties sur la portion horizontale du puits atteignant 15 à 30. La

durée de l'opération d'injection à chacune des étapes de la fracturation va de 20 minutes à plus de 4 heures (King, 2012). Les particularités du traitement de fracturation et les changements pendant les opérations (par exemple lorsque l'on passe d'un mélange d'eau gélifiée et de sable de soutènement à un mélange d'eau et d'agents de réduction de la friction) varient selon l'exploitant et la formation, et elles évoluent rapidement.

Les niveaux de bruit pendant la phase d'injection sont élevés. Entre 4 et 24 camions de fracturation tournent à plein régime simultanément, en même temps que d'autres moteurs qui actionnent les mélangeurs et les pompes. Durant la phase d'injection haute pression, les travailleurs ne sont pas autorisés à s'approcher des camions, qui sont tous reliés entre eux et commandés à distance. De rigoureuses normes de sécurité sont appliquées.

Les restrictions réglementaires à l'égard de la fracturation hydraulique multi-étapes à proximité des failles ou des puits existants (actifs ou inactifs) ainsi qu'à des profondeurs situées près de la base de la zone des eaux douces souterraines (ZEDS) varient d'une administration à l'autre. Elles ont pour but de réduire la probabilité que tout fluide de fracturation s'échappe de la zone de traitement pendant et après la phase d'injection haute pression et endommage d'autres installations ou cause une dégradation de l'environnement. Cependant, comme l'ont révélé les cas de communication non voulue entre des puits, l'utilité des modèles et des bases de données est limitée par le manque de connaissances concernant les puits actifs ou abandonnés qui sont à proximité et qui peuvent offrir des voies de cheminement permettant aux fluides de fracturation injectés de s'échapper des chapeaux rocheux étanches (p. ex. dans le cas de l'éruption survenue à Innisfail, en Alberta) (AER, 2012d).

La zone où a été injecté l'agent de soutènement, combinée à la zone de dilatation par cisaillement qui l'entoure, forme ce que l'on appelle le volume de réservoir stimulé (*stimulated reservoir volume*, ou *SRV*)[8]; elle a l'apparence d'un ellipsoïde qui a grandi davantage vers le haut que vers le bas à partir du point d'injection, les détails de sa forme étant le résultat d'une combinaison complexe de facteurs liés au champ de contraintes naturelles, aux fractures naturelles et à la stratification de la masse rocheuse ainsi qu'à la stratégie utilisée pendant la stimulation par fracturation hydraulique. Une analyse des données microsismiques sur 12 000 stimulations par fracturation hydraulique a révélé que les hauteurs des fractures induites au-dessus de tout trou foré horizontal sont limitées par le volume de fluides de fracturation hydraulique injecté (Flewelling *et al.*, 2013).

8 Aussi appelé parfois le volume rocheux stimulé (*stimulated rock volume*).

La surveillance visant à améliorer l'efficacité du processus d'extraction du gaz suppose un suivi continu de tous les paramètres d'injection (p. ex. le débit, la pression, les compositions, la température et la densité), tout particulièrement dans les premiers puits. On utilise des données microsismiques pour déterminer l'étendue (largeur et hauteur) de la zone stimulée, de façon qu'on puisse configurer avec efficience les futures opérations de fracturation hydraulique multi-étapes dans la même zone et éviter une inutile fracturation en dehors de la zone visée. La surveillance des déformations, moins fréquemment utilisée, peut apporter de l'information sur la forme et l'étendue de la zone au moyen de mesures des infimes changements observés dans l'inclinaison du sol pendant la fracturation et le reflux (Lolon *et al.*, 2009). Une fois que le puits est entré en production, on recueille des données sur le rendement et on procède à une analyse d'optimisation en vue d'améliorer les stratégies de traitement pour les autres puits de la région.

Les opérations de fracturation hydraulique utilisent beaucoup plus d'eau que les opérations d'extraction de gaz naturel classique (ALL Consulting, 2012; King, 2012; Rivard *et al.*, 2012), bien que la quantité dépende en grande partie de la géologie du gisement. L'épaisseur de la formation de schiste, tout particulièrement, détermine le type de fracturation et le niveau de pression requis. De plusieurs centaines à plusieurs milliers de mètres cubes d'eau peuvent être utilisés à chaque étape de la fracturation, pour une moyenne de 15 000 à 20 000 mètres cubes par puits environ (Rivard *et al.*, 2012). Certains puits, notamment ceux qui sont forés dans les formations épaisses (p. ex. le bassin de Horn River), nécessitent jusqu'à 75 000 mètres cubes d'eau. Étant donné qu'un tel volume d'eau peut représenter plus d'un millier de chargements de camion (Parlement européen, 2011), on préférera souvent installer de petites conduites temporaires d'approvisionnement en surface pour alimenter en continu les installations de stockage du site en vue de l'étape de fracturation suivante.

Les fluides de fracturation les plus couramment utilisés sont les fluides de type *slickwater*, c'est-à-dire une eau contenant un agent de réduction de la viscosité comme le polyacrylamide, qui permet aux fluides de pénétrer plus loin dans les fractures de la roche tout en réduisant les pertes de pression, et l'eau gélifiée (viscosifiée), qui aide à transporter l'agent de soutènement dans la masse rocheuse (ALL Consulting, 2012; King, 2012). Dans bien des cas, on utilise les deux types de fluides l'un après l'autre à chaque étape de fracturation de manière à maximiser à la fois la pénétration de l'agent de soutènement et le volume stimulé. Toutefois, les conditions géologiques empêchent parfois d'utiliser les fluides de type *slickwater*. Les gisements du Colorado, d'Utica et de Horton Bluff, par exemple, contiennent des argiles qui gonflent lorsque mises en contact avec l'eau, ce qui nécessite le recours pour le fluide de fracturation

à des formulations différentes pouvant comporter des quantités appréciables de chlorure de potassium ou d'autres sels qui empêchent l'argile de gonfler (Ryder Scott Company Petroleum Consultants, 2008; ONE, 2009a). Les *fluides énergisés*, option de rechange aux fluides de fracturation à base d'eau, incluent le pétrole liquéfié à base de propane ou de butane, le dioxyde de carbone, l'azote gazeux et les mousses. La fracturation hydraulique au gaz réduit le temps de récupération et endommage moins les formations, mais elle est plus coûteuse. Le propane est aussi inflammable, ce qui rend le traitement un peu plus dangereux.

Bien que la proportion d'additifs chimiques dans les fluides de fracturation de type *slickwater* soit habituellement faible (environ 1 ou 2 % en volume, voire moins), du fait des volumes d'eau requis pour la plupart des opérations de fracturation, les quantités de substances chimiques utilisées peuvent quand même être importantes. Par exemple, dans une stimulation par fracturation hydraulique utilisant 50 000 mètres cubes de liquide, 1 % représentera 500 mètres cubes d'additifs chimiques. Si on trouve 10 puits sur une même plate-forme et qu'ils reçoivent tous le même traitement, 5000 mètres cubes devront être transportés à ce seul site, ce qui représentera jusqu'à 200 déplacements de camion, uniquement pour les substances chimiques, au cours d'une période de fracturation de 50 à 80 jours (bien que le recyclage[9] puisse réduire ce volume considérablement) (Parlement européen, 2011). Les substances chimiques sont pour la plupart inoffensives (que l'on pense par exemple à la gomme de guar, polymère d'origine naturelle, ou au chlorure de potassium, qui réduit les dommages aux formations), mais compte tenu que seulement quelques microgrammes par litre de certains additifs peuvent contaminer l'eau potable, une saine gestion de ces substances chimiques à la surface est essentielle pour protéger la santé humaine aussi bien que l'environnement. Des solutions de rechange moins toxiques existent pour certaines applications, mais beaucoup d'entre elles sont actuellement plus coûteuses ou moins efficaces. L'industrie a cependant indiqué qu'elle poursuivra le développement d'options de rechange plus sûres pour l'utilisation dans les fluides de fracturation.

Une fois qu'une étape de fracturation hydraulique est terminée, on laisse remonter les fluides injectés jusqu'au début de l'étape de fracturation suivante. Le reflux des fluides de fracturation se fait lentement, à un débit décroissant, pendant que le puits est en production. Avant que commence la production commerciale en tant que telle, le gaz naturel qui remonte des premiers puits

9 Dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste, le recyclage s'entend du fait d'utiliser les eaux de reflux lors d'étapes ultérieures de fracturation ou de les transporter à une autre plate-forme de forage pour y être réutilisées, ce qui réduit considérablement la quantité d'eau douce utilisée pour la fracturation hydraulique.

avec le fluide de reflux peut être recueilli, dispersé dans l'atmosphère ou brûlé à la torche en attendant qu'on ait déterminé les débits de production ou la dimension voulue des pipelines de jonction. Lorsqu'il est impossible de récupérer le gaz naturel qui remonte pendant l'opération d'achèvement du puits, la méthode privilégiée pour en disposer est le brûlage à la torche.

Après l'achèvement d'une étape de fracturation individuelle, on apporte les modifications requises en vue de passer à l'étape suivante, et on reprend le processus de fracturation jusqu'à l'achèvement du puits. On passe ensuite à l'appareillage et à la fracturation du puits suivant sur la plate-forme de forage.

Le fluide de reflux est un mélange de fluide de fracturation qui remonte et d'eau provenant de la formation (salinité se situant entre 10 000 et 100 000 mg/l de matières dissoutes totales)[10]. Le reflux peut également contenir des matières radioactives naturelles, des métaux et des composés organiques dérivés de la formation schisteuse (Rivard *et al.*, 2012). En règle générale, on récupérera entre 30 et 40 % des fluides injectés après la fracturation hydraulique, bien que cette proportion puisse être sensiblement plus élevée ou plus faible (King, 2012; Rivard *et al.*, 2012).

L'eau de reflux qui est retirée à chaque étape est d'abord stockée sur la plate-forme de forage. Elle est ensuite soit traitée et réutilisée à l'étape suivante (l'eau de reflux provenant des schistes de Marcellus a été recyclée dans une proportion de 67 à 77 % environ (Yoxtheimer, 2012, tel que cité dans Broomfield, 2012)), soit éliminée à l'extérieur du site à une installation de traitement ou par injection dans un puits profond pour les eaux usées.

Certaines régions, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique, se prêtent du point de vue géologique à l'élimination en profondeur de quantités massives d'eaux usées parce que d'épais aquifères salins perméables sont disponibles à une profondeur raisonnable (0,5 à 1,5 kilomètre). Les régions comme le Québec et les Maritimes sont généralement dépourvues de strates qui permettraient l'élimination en profondeur de fluides aqueux. En de tels cas, le traitement et le recyclage sont préférables.

L'objectif de l'industrie est de réutiliser toute l'eau de reflux aux étapes ultérieures de fracturation hydraulique. Entre 5 et 10 % peut-être de l'eau de reflux finiront par être injectés dans des puits profonds du fait de leur salinité, ou traités en vue d'être déversés dans les eaux de surface, le reste étant recyclé. Du fait de son haut niveau de salinité et de la présence d'ions

10 Certains gisements de gaz de schiste n'enverront pas d'eau de formation à la surface.

métalliques bivalents[11], l'eau de reflux doit bien souvent être traitée ou recevoir des additifs supplémentaires avant d'être réutilisée, et elle est généralement moins efficace pour la fracturation que l'eau douce (Rivard *et al.*, 2012). Des limitations techniques et économiques influent sur le degré de faisabilité du recyclage dans certaines régions (il arrivera parfois, par exemple, que la quantité de fluide de reflux soit insuffisante, ou que le reflux soit trop lent pour que le recyclage soit une option viable). La tendance à l'accroissement du recyclage est favorisée par le coût élevé du traitement ou du stockage de l'eau de reflux ainsi que par l'évolution de la technologie de traitement. Quand de nombreux de puits sont forés à proximité les uns des autres, il est possible de construire des pipelines et des installations de traitement centralisées temporaires pour l'eau de reflux.

Parmi les avancées qui ont été faites dans la réduction de l'utilisation d'eau douce pour la fracturation hydraulique figure l'utilisation d'eau souterraine saline (p. ex. en Alberta et en Colombie-Britannique). De l'eau saline peut facilement être extraite en quantité suffisante d'aquifères productifs dans certaines régions. Pour que l'eau saline soit efficace, il peut être nécessaire d'accroître la quantité d'additifs tels que les agents viscosifiants, ce qui fait augmenter les coûts. Dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, on utilise la formation Debolt/Rundle comme source d'eau saline pour l'achèvement des puits du bassin de Horn River. Cette solution de rechange qui fait appel à l'eau saline en remplacement de l'eau douce en est encore aux premiers stades de développement.

La fracturation au propane ou au méthane ne requiert pas d'eau. Il est possible de gélifier le propane sous une forme liquide pour permettre le transport d'agents de soutènement, mais cela n'est pas possible avec le méthane. Ni l'une ni l'autre de ces approches, non plus que la fracturation au dioxyde de carbone et à l'azote liquide, n'endommage les formations (p. ex. par gonflement des schistes des formations), contrairement à la fracturation avec des fluides aqueux.

Généralement, l'eau de reflux est stockée dans des réservoirs plutôt que dans des étangs à la plate-forme de forage. Habituellement, les étangs sont utilisés uniquement pour stocker l'eau des fluides de fracturation ou les boues de forage autres qu'à base de pétrole. Les boues à base de pétrole doivent être stockées dans des réservoirs.

11 Espèce doublement chargée positivement (p. ex. Mg^{2+}) susceptible de limiter l'efficacité de certains constituants du fluide de fracturation.

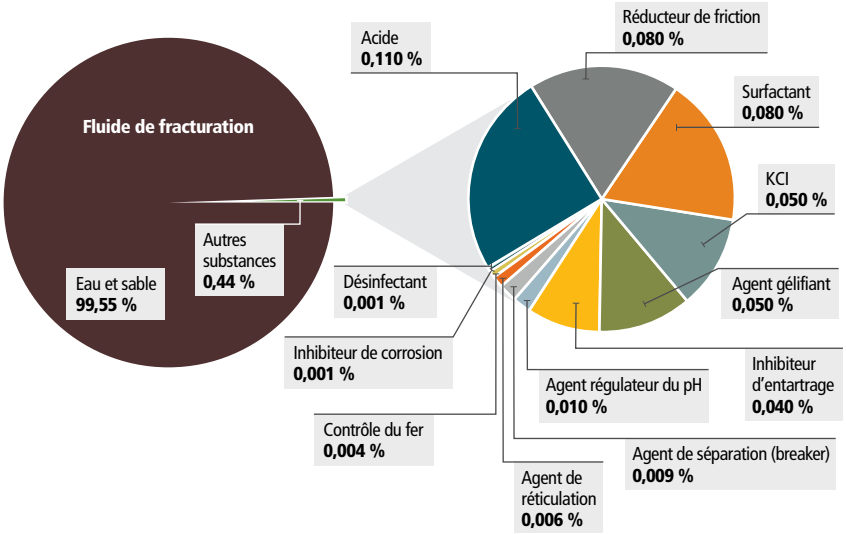
3.2.2 Substances chimiques de fracturation

Des substances chimiques et agents de soutènement sont ajoutés au fluide de fracturation à différentes étapes du processus de fracturation. La plupart des additifs que contient le fluide de type *slickwater* servent à réduire la viscosité du fluide de fracturation pour qu'il puisse pénétrer plus facilement dans les fractures naturelles existantes de la formation. Au début, le fluide de fracturation transporte uniquement des réducteurs de friction, des stabilisateurs d'argile ou d'autres additifs destinés à faciliter l'écoulement. Une fois que des fractures ont été créées dans le schiste, on ajoute un matériau granulaire (habituellement du sable) pour garder les fractures ouvertes. À cette étape, on ajoute des agents gélifiants (gomme de guar ou de xanthate) pour accroître la viscosité du fluide de manière qu'il transporte les agents de soutènement dans les fractures. Une fois les agents de soutènement insérés dans les fractures, des agents de séparation s'activent, entraînant la liquéfaction du gel, ce qui favorise le reflux et la récupération d'une partie du fluide de fracturation à la surface et permet par la suite au gaz ou au pétrole de s'écouler au travers des fractures induites et naturelles. Ces agents de soutènement représentent entre 6 et 9 % du volume total injecté, les additifs chimiques représentant quant à eux entre 0,5 et 2 % de ce volume (ALL Consulting, 2012) (figure 3.4).

La fracturation hydraulique multi-étapes est une technologie en évolution rapide. Bon nombre de sociétés préfèrent recourir à des procédures différentes de celle décrite plus haut. Il se fait beaucoup d'expérimentation en vue d'optimiser la fracturation hydraulique multi-étapes en fonction de divers environnements géologiques. Aucune procédure particulière ne deviendra idéale pour tous les types de réservoirs.

Le tableau 3.1 énumère les produits et substances chimiques les plus couramment employés dans la fracturation hydraulique. L'industrie pétrolière utilise bon nombre d'entre eux depuis plusieurs décennies.

Les additifs utilisés dans les fluides de fracturation sont génériquement similaires (voir le tableau 3.1), mais chaque entreprise de services utilise une combinaison différente de substances chimiques, selon les conditions rencontrées sur le site, la géologie locale et le niveau d'expérience de l'entreprise. Ces recettes, élaborées au fil des années, peuvent constituer un avantage concurrentiel, de sorte que les entreprises seront réticentes à dévoiler les détails de leurs formules (les règles de divulgation concernant les fluides de fracturation sont abordées au chapitre 4). Entre 2005 et 2009, plus de 2500 entreprises de services en Amérique du Nord ont utilisé des produits pour les fluides de fracturation contenant une combinaison de 750 substances chimiques — bien qu'elles en utilisent rarement plus d'une douzaine à la fois (Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis, 2011).



Adapté avec l'autorisation d'Arthur *et al.*, (2008)

Figure 3.4

Composition du fluide de fracturation

Ratios des différents composants du fluide de fracturation de type *slickwater*. L'eau et l'agent de soutènement (sable) forment la plus grande partie du fluide, le reste contenant une variété de substances chimiques.

Tableau 3.1

Additifs utilisés dans le fluide de type *slickwater* et les substances de traitement gélifiées

Type d'additif	Utilisation et description	Additifs d'usage courant
Eau	Eau douce (moins de 500 parties par million de matières dissoutes totales)	
Agent de soutènement	Maintient les fractures ouvertes pour permettre l'écoulement du gaz	Sable Céramiques d'argile ou d'alumine
Réducteur de friction	Réduit la pression de friction, et par conséquent l'énergie de pompage requise et les émissions atmosphériques qui en découlent	Polyacrylamide sous forme non acide Distillat de pétrole Huile minérale
Désinfectant (biocide)	Inhibe la croissance des bactéries susceptibles de détruire les fluides de fracturation gélifiés ou de produire des gaz de méthane contaminants	Glutaraldéhyde 2,2-dibromo-3-nitrilopropionamide
Surfactant, ou agent tensioactif	Modifie la tension superficielle et interfaciale et rompt ou prévient les émulsions, ce qui facilite la récupération des fluides	Napthalène Méthanol Isopropanol Alcool éthoxylé

suite à la page suivante

Type d'additif	Utilisation et description	Additifs d'usage courant
Agent de réticulation	Utilisé pour les gels qui peuvent être linéaires ou réticulés; l'avantage des gels réticulés est qu'ils ne se rompent pas rapidement du fait de leur viscosité supérieure	Sels boratés Hydroxyde de potassium
Inhibiteur d'entartrage	Empêche la formation de dépôts de minéraux susceptibles de boucher la formation	Esters phosphoriques polymériques Phosphonates Éthylène glycol Chlorure d'ammonium
Inhibiteur de corrosion	Empêche les tuyaux et les connecteurs de rouiller	N,N-diméthylformamide Méthanol Hydrogénosulfate d'ammonium
Agent de séparation (*breaker*)	Substance injectée à la fin d'un traitement de fracturation pour réduire la viscosité et relâcher les agents de soutènement dans les fractures, ce qui accroît la récupération du fluide de fracturation	Peroxydisulphates Chlorure de sodium
Stabilisateur d'argile (p. ex. le KCl)	Empêche le gonflement des minéraux argileux expansibles qui peuvent obstruer les fractures	Chlorure de potassium Sels (p. ex. le chlorure de tétraméthylammonium)
Contrôle du fer	Empêche la précipitation des oxydes de fer	Acide citrique
Agents gélifiants	Accroissent la viscosité du liquide de fracturation, ce qui permet de transporter une plus grande quantité d'agents de soutènement dans les fractures	Gomme de guar Polymères cellulosiques (hydroxyéthylcellulose) Distillats de pétrole
Agent régulateur du pH	Ajuste ou contrôle le pH afin d'accroître l'efficacité des autres additifs	Carbonate de sodium ou de potassium Acide acétique

Sources des données : Arthur *et al.*, 2008; NYSDEC, 2011; King, 2012

Comme il a déjà été indiqué, bien que le pourcentage pondéral des substances chimiques utilisées dans les fluides de fracturation soit faible, les quantités absolues peuvent être importantes en raison des volumes d'eau employés. Par exemple, selon King (2012), dans 20 000 mètres cubes de fluide de fracturation viscosifié utilisés pour maintenir des fractures ouvertes, on trouve environ 1,5 million de kilogrammes d'agent de soutènement, 100 mètres cubes d'acide, 1000 kilos d'agent de réduction de la friction, 900 kilos de désinfectant et 0,3 mètre cube d'inhibiteur de corrosion.

3.2.3 Sable de soutènement

Des billes d'oxyde d'aluminium fritté de fabrication commerciale, des billes de verre creuses, des fibres spéciales et d'autres matériaux peuvent être utilisés dans les agents de soutènement pour la fracturation hydraulique multi-étapes. Par exemple, dans les applications en profondeur, les contraintes de fermeture des fractures sont fortes durant la déplétion, ce qui pourra amener les sociétés à privilégier les billes d'oxyde d'aluminium, plus fortes que le sable de quartz, pour empêcher les fractures de se refermer.

Quoi qu'il en soit, dans la grande majorité des cas, l'agent de soutènement est du sable de quartz de grande pureté aux grains bien arrondis (sable de fracturation) qui a été minutieusement tamisé et qui est fourni en vrac, dans une fourchette étroite de tailles de grains. Les gros grains de sable sont difficiles à déplacer sur de grandes distances dans le réseau de fractures pendant l'injection, mais les petits grains sont moins efficaces pour maintenir une grande ouverture des fractures conductrices. Différentes entreprises pourront adopter différentes approches quant à la quantité et la concentration du sable de fracturation et quant à l'échelonnement des tailles des grains, mais dans la plupart des cas il s'agira de grains ayant entre 400 et 800 micromètres de diamètre (0,4 à 0,8 millimètre, ou tamis standard de 20 à 40 mesh).

Bien qu'il existe des gisements de sable adéquats au Manitoba et en Alberta (et probablement aussi dans d'autres provinces), presque tout le sable de fracturation provient des États-Unis. La fracturation hydraulique pour la mise en valeur du pétrole et du gaz a entraîné une hausse phénoménale de la quantité de sable extrait des gisements. Selon les estimations, quelque 28,7 millions de tonnes de sable ont été utilisées pour les opérations de fracturation hydraulique aux États-Unis en 2011, comparativement à 6 millions de tonnes en 2007 (Ordonez, 2012). Ce sable provient pour l'essentiel des gisements du Midwest américain (Dolley, 2012).

Les sables de quartz sont extraits de mines à ciel ouvert, lavés, tamisés et transportés par train à des dépôts régionaux (p. ex. à Sexsmith, en Alberta). Dans certains cas, la sable brut est expédié à des usines de traitement au Canada, où il est séparé en fonction des tailles de grains qui conviennent pour le sable de fracturation.

Figure 3.5
Opérations d'extraction de sable au Wisconsin
Vue aérienne d'une mine de sable au Wisconsin. Cette mine produit du sable de fracturation, utilisé comme agent de soutènement dans le fluide de fracturation de type *slickwater*.

Les problèmes environnementaux (utilisation du territoire, besoins en eau) et sanitaires (silicose, accidents industriels) associés à l'extraction, au traitement et au transport du sable de fracturation sont bien connus, car ils sont les mêmes que pour la plupart des activités minières de surface et activités de valorisation du sable de silice.

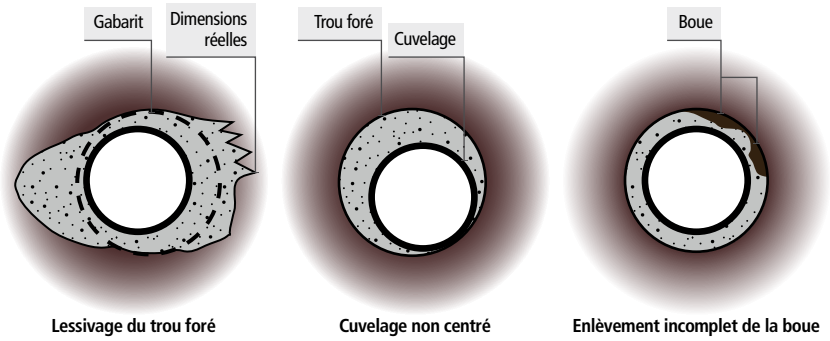
3.3 INTÉGRITÉ DES PUITS

La recherche d'un haut degré d'intégrité des puits, en vue de prévenir les fuites immédiates et à plus long terme de gaz et d'autres fluides dans les eaux souterraines ou à la surface, constitue la pierre angulaire de la protection environnementale dans toute activité de forage pétrolier ou gazier. Dans le rapport de 2012 de la Royal Society et la Royal Academy of Engineering du Royaume-Uni, on peut lire que [traduction] « les mesures visant à assurer l'intégrité des puits doivent demeurer la toute première priorité si l'on veut éviter la contamination ».

Plusieurs défis doivent être surmontés pendant le processus de cimentation pour empêcher que du fluide (et du gaz) migrent dans le milieu environnant, que ce soit peu de temps après la cimentation du puits ou plusieurs années ou décennies plus tard. Il faut utiliser suffisamment de ciment pour assurer qu'il atteindra la profondeur voulue, qu'il couvrira la totalité du cuvelage du puits et qu'il déplacera toute la boue qui se trouve dans l'espace entre le cuvelage et le trou foré. De plus, le ciment doit se répartir sur toute la longueur du cuvelage (c'est-à-dire qu'il doit être exempt de brèches et avoir la bonne épaisseur pour ne pas qu'il craque), et il doit adhérer adéquatement au cuvelage d'acier et à la roche. Du gaz peut s'infiltrer dans le ciment pendant qu'il durcit, ce qui aura également une incidence sur l'intégrité du puits. En outre, il faut centrer le cuvelage dans le trou foré pendant la cimentation de manière à assurer que tout le fluide de forage sera retiré et que le ciment pénétrera autour du cuvelage du puits (API, 2009).

Le forage d'un puits entraîne habituellement la création de microfractures dans la roche entourant le puits, et il peut également se produire des dommages plus étendus tels que des lessivages ou des ruptures massives, tout particulièrement dans les zones où les contraintes sont plus intenses (Hawkes *et al.*, 2004). Selon la nature des strates géologiques, ces dommages localisés le long du trou foré peuvent entraîner ou rendre possible la création d'une voie par laquelle le gaz pourra migrer lentement vers le haut, car le ciment servant à sceller l'espace annulaire ne remplit généralement pas entièrement les microfractures de la zone endommagée en raison de la taille importante des grains de ciment. (Eklund, 2005).

Les problèmes de qualité de construction des puits touchent l'industrie pétrolière et gazière dans son ensemble, et non uniquement l'industrie du gaz de schiste. Cependant, les problèmes sont amplifiés par le nombre potentiellement élevé de puits que peut faire intervenir la mise en valeur du gaz de schiste à grande échelle et par l'utilisation d'additifs chimiques dans les fluides de fracturation. Il s'agit là d'un problème d'ingénierie de longue date (voir dans Jackson *et al.*, 2013b, un examen de l'historique de l'intégrité des puits), sur lequel l'industrie pétrolière et gazière a mis le doigt dès les années 1970 (p. ex. Cooke Jr., 1979), et qui s'est manifesté assez récemment dans le cas des puits de gaz de schiste de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, dont le cuvelage de surface a laissé échapper des gaz provenant de la zone de production et de la zone intermédiaire (Muehlenbachs, 2012a).



Avec l'autorisation de Maurice Dusseault

Figure 3.6

Problèmes de cimentation

Une mauvaise cimentation initiale pouvant déboucher sur une perte d'intégrité du trou foré peut être due à plusieurs raisons, soit à des caractéristiques défavorables du trou et à un déplacement incomplet du ciment, soit à une mise en place excentrée et une pénétration incomplète du ciment, soit à un nettoyage du trou et un enlèvement des dépôts de boue inadéquats. Dans tous les cas, ces situations peuvent empêcher l'obtention d'un scellement de ciment entièrement étanche autour du cuvelage.

On s'entend pour dire qu'une bonne cimentation du cuvelage est plus difficile à obtenir dans le cas d'un cuvelage incliné (p. ex. un puits horizontal) que dans celui d'un cuvelage vertical, tout particulièrement dans la partie du puits qui présente un court rayon de courbure, car le puits passe de la verticale à l'horizontale sur une distance de quelques centaines de mètres. Durant la mise en place du ciment, il est difficile de garder le cuvelage au centre du trou foré, même quand on utilise de nombreux dispositifs centreurs, ce qui peut résulter en la présence d'espaces non cimentés.

D'autres situations qui peuvent aboutir à une cimentation inadéquate du cuvelage incluent le retrait autogène du ciment (processus naturel survenant lors de la prise des coulis de ciment de densité moyenne), des erreurs de formulation du ciment et un déplacement incomplet des fluides de forage (Dusseault *et al.*, 2000). Le ciment peut craquer, se rétrécir ou se déformer au fil du temps, ce qui réduit l'étanchéité du joint entourant le puits et permet aux fluides et aux gaz — bien souvent des gaz provenant de formations intermédiaires non commerciales — de s'échapper dans l'annulaire entre le cuvelage et la roche et d'atteindre ainsi la surface (Dusseault *et al.*, 2000). Par ailleurs, toutes autres choses étant égales, le défi consistant à créer un joint de ciment étanche sera plus important dans le cas des puits de gaz de schiste qui sont soumis à des pulsations répétées à haute pression pendant le processus de fracturation

hydraulique que dans le cas des puits de gaz classique. La pression ainsi créée impose un stress répété au cuvelage, et par ricochet au ciment qui isole le puits des formations environnantes (BAPE, 2011b).

De nombreux incidents liés à des puits de pétrole ou de gaz classique qui fuyaient ont été rapportés dans l'Ouest canadien (Erno et Schmitz, 1996; Van Stempvoort *et al.*, 2005; Watson et Bachu, 2008) (voir le chapitre 4). L'Alberta[12] et la Colombie-Britannique n'ont pas imposé à ce jour l'obligation de procéder à des essais d'intégrité après la mise en place du cuvelage et la perforation et la fracturation du puits. Ces essais sont réalisés seulement après le forage du puits, et avant que débute le processus de fracturation (Precht et Dempster, 2012). Par conséquent, une gaine de ciment qui pourrait avoir été endommagée aux étapes de l'achèvement ou de la production pourra ne pas être détectée, ce qui accroîtra le risque de fuites ultérieures derrière le cuvelage.

Les exploitants peuvent recourir à un certain nombre d'outils pour vérifier l'intégrité du ciment de leurs puits :

- Les essais sous pression, qui se limitent à certaines sections du cuvelage, permettent par conséquent de vérifier uniquement l'intégrité du cuvelage des sections isolées, et non l'état du puits foré derrière le cuvelage.
- Les dispositifs acoustiques ou autres, qui détectent les flux entre les formations derrière le cuvelage, apportent les résultats les plus concluants, mais ils sont par ailleurs coûteux et ne permettent pas de déceler les suintements lents de gaz.
- Les diagraphies d'adhésivité du ciment, relativement simples et peu coûteuses, sont pratique courante depuis des décennies. Leurs résultats peuvent cependant être ambigus, et les données qui en résultent ne peuvent facilement être liées à une estimation directe du risque de fuite. Des dispositifs de diagraphie de nouvelle génération pour l'évaluation du ciment sont maintenant largement accessibles.

Il existe des technologies plus avancées, mais elles sont plus coûteuses et n'ont pas encore fait l'objet d'évaluations de rendement indépendantes.

La question de l'intégrité des puits concerne non seulement les nouveaux puits de gaz de schiste, mais également les puits classiques existants et abandonnés, chacun d'eux étant susceptible d'offrir, voire de développer une voie par laquelle le gaz pourra fuir. Cette question présente une pertinence particulière

12 L'Alberta propose maintenant de demander à chaque exploitant de présenter un plan d'intégrité des puits tenant compte des risques rencontrés lors du forage, de l'achèvement, de la stimulation, de la production, de l'injection et de l'abandon (AER, 2012e).

dans les régions qui ont un long passé de forage pétrolier et gazier (p. ex. dans l'Ouest canadien et au Texas) ainsi qu'aux endroits où les normes visant à assurer l'intégrité des puits étaient moins strictes dans le passé qu'aujourd'hui.

Muehlenbachs *et al.* (2012) ont mesuré au moyen de la technologie la plus récente les fuites des colonnes de surface de puits âgés de moins de cinq ans dans le bassin de Horn River. Ils ont démontré que des améliorations importantes restent nécessaires pour prévenir la migration du gaz derrière les cuvelages. Uniquement en Alberta, où près de 400 000 puits ont été forés jusqu'en 2012 (AESRD, 2013), on estime à au moins 14 500 le nombre de puits qui fuient (Watson et Bachu, 2008). Au Québec, une évaluation non publiée a mis au jour des preuves de fuites de méthane (bulles ou sifflement ténu) à la surface autour de 18 des 29 puits abandonnés qui ont été examinés (BAPE, 2011b). Les incidences de ces puits qui ont des fuites ne sont pas connus parce qu'on n'a pas fait de caractérisation et de surveillance adéquates. Les modèles mathématiques servant à prévoir les fuites et les incidences cumulatives à long terme ne sont pas fiables parce qu'ils nécessitent l'utilisation de paramètres d'entrée incertains, qu'ils reposent sur des hypothèses simplificatrices et que les données de terrain pour la vérification font défaut.

De plus, la surveillance à la tête des puits au moyen des méthodes classiques ne permet pas de détecter les fuites avec certitude parce que le gaz peut fuir dans les aquifères souterrains. Les fuites de gaz de la colonne de surface à la tête d'un puits ne permettent pas de savoir si du gaz a migré derrière le cuvelage, près de la surface, et s'il est relâché ne serait-ce qu'à quelques mètres de la tête du puits.

Le rapport de la Royal Society et la Royal Academy of Engineering du Royaume-Uni (2012) recommandait une surveillance à une certaine distance des puits de gaz, en vue de détecter les fuites non révélées au moyen des méthodes de mesure classiques. De telles études restent à faire au Canada.

Au cours de la dernière décennie, l'industrie pétrolière et gazière a considérablement amélioré les pratiques qu'elle applique pour sceller les puits au moyen de ciment, et il ne fait aucun doute que les ciments employés aujourd'hui sont beaucoup plus efficaces. Cependant, les affirmations concernant le degré d'amélioration n'ont pas fait l'objet de vérifications ou tests indépendants. Un effort soutenu s'impose pour améliorer les méthodes de cimentation des puits forés et d'analyse du ciment, au moyen de meilleurs outils, matériaux et normes de pratique. À cela devra s'ajouter un renforcement de la diligence déployée

par les exploitants avant le début des opérations de forage pour détecter les failles environnantes et répertorier les puits de limite actifs et abandonnés. Compte tenu qu'on peut s'attendre à une détérioration des joints de ciment au fil du temps, des essais répétés échelonnés sur de longues périodes seraient nécessaires pour assurer le maintien de l'intégrité des puits forés.

3.4 LACUNES DANS LES CONNAISSANCES ET DANS LE SAVOIR SCIENTIFIQUE

Même lorsque l'industrie applique les meilleures pratiques, il subsiste des lacunes dans les méthodes servant à déterminer le degré d'intégrité des puits. Les résultats obtenus au moyen des méthodes de diagraphie géophysique (diagraphies d'adhésivité) et des mesures des fuites de gaz (p. ex. les fuites des colonnes de surface et les diagraphies de bruit servant à détecter les flux derrière le cuvelage) sont entachées d'incertitudes importantes quant à la nature des trajectoires des fuites et au débit des fuites de gaz. Aucune méthode employée actuellement ne permet de recueillir de telles données de manière satisfaisante[13].

Pour la grande majorité des puits soumis à la fracturation hydraulique, la hauteur maximale de la propagation ascendante de la fracture induite n'est pas bien connue parce qu'on néglige bien souvent de mettre en œuvre la surveillance microsismique ou les autres méthodes permettant de déterminer cela. Toutefois, les données disponibles donnent à penser qu'il pourrait ne pas s'agir là d'un problème important (Fisher et Warpinski, 2011). Quoi qu'il en soit, dans le cas des très grandes opérations de fracturation réalisées en Colombie-Britannique et en Alberta, la collecte et l'interprétation de données de haute qualité devraient se faire au vu et au su du public.

3.5 CONCLUSION

Le présent chapitre résume l'information concernant les principales étapes de la mise en valeur du gaz de schiste, en mettant l'accent sur les diverses technologies utilisées. Ces technologies se sont améliorées considérablement dans la dernière décennie, mais elles ne sont pas exemptes de risques; un effort soutenu s'impose par exemple pour améliorer la cimentation des trous forés.

13 Le comité d'experts souligne que l'installation de capteurs de pression derrière le cuvelage pendant la cimentation primaire apporte une information très utile concernant les suintements de gaz, mais elle se fait rarement, et la publication des résultats encore plus rarement.

Pendant son examen, le comité d'experts a relevé plusieurs incertitudes importantes concernant les incidences environnementales de ces technologies. En bref, ces incertitudes ont trait :

- à l'absence d'une information de référence importante concernant les caractéristiques géologiques et environnementales des régions de gaz de schiste;
- au rendement des principales composantes de la technologie de mise en valeur du gaz de schiste;
- au parcours, au lieu d'aboutissement et au comportement des contaminants industriels dans les eaux souterraines;
- au débit et au volume des émissions fugitives de méthane;
- aux effets cumulatifs de la mise en valeur sur les collectivités et sur le territoire;
- aux risques que présente pour l'humain l'exposition aux substances chimiques émises par l'industrie.

Bien que ces incertitudes résultent dans la majorité des cas d'un manque d'informations pertinentes, dans d'autres cas elles sont le fait de la nature même du problème, c'est-à-dire de l'étendue et du rythme indéterminés des futures activités de mise en valeur, des différences marquées entre les régions, de la poursuite des avancées technologiques et des difficultés inhérentes à la prévision des incidences loin dans l'avenir.

Dans les quelques chapitres suivants, le comité d'experts examine les répercussions de ces incertitudes sur notre compréhension des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada.

4

Eau

- Aperçu des incidences possibles sur les eaux souterraines
- Produits chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique
- Voies souterraines de contamination
- Concept de la capacité d'assimilation
- Incidences du gaz naturel sur la qualité des eaux souterraines peu profondes
- Préoccupations concernant les eaux de surface
- Utilisation de l'eau
- Eau de reflux
- Limites des connaissances et de la compréhension scientifique
- Conclusion

4 Eau

Le présent chapitre fait le point sur les connaissances concernant la mise en valeur du gaz de schiste et les ressources hydriques. L'accent est mis sur les eaux souterraines, du fait que les répercussions possibles de la mise en valeur du gaz de schiste sur cet aspect du cycle hydrologique sont les plus incertaines et les plus controversées, et que la grande majorité des études examinées par des pairs portent sur ce sujet. La littérature sur les incidences sur les eaux souterraines s'est sensiblement enrichie dans les trois dernières années, bien que les données soient de portée limitée et qu'elles ne se prêtent généralement pas à la formulation de conclusions définitives.

Ce chapitre commence par présenter le cadre d'examen de la littérature, établir la terminologie et décrire les grandes caractéristiques du système des eaux souterraines. Vient ensuite une conceptualisation des voies souterraines de migration possible des contaminants. Sont aussi examinés les répercussions du gaz naturel sur la qualité de l'eau souterraine et les processus d'assimilation connexes. Les préoccupations concernant l'eau de surface et les enjeux liés à l'utilisation de l'eau sont examinées en parallèle avec les défis que présentent le stockage, le traitement et l'élimination de l'eau de reflux issue de la fracturation hydraulique. Enfin, les lacunes dans les connaissances et le savoir scientifique sont examinées. Ce chapitre se limite à relever les déficiences dans la surveillance des eaux souterraines. On trouvera au chapitre 8 un cadre scientifique ainsi que des objectifs et méthodes pour la surveillance.

Les eaux souterraines peuvent être abordées en fonction des trois zones illustrées à la figure 4.2. La zone des eaux douces souterraines (ZEDS) contient de l'eau potable et, à une profondeur sensiblement plus grande, de l'eau qui peut être rendue potable avec un minimum de traitement[14]. Aucune étude exhaustive n'a été réalisée au Canada pour déterminer à quelle profondeur se trouve le fond de la ZEDS, celle-ci variant d'une région à l'autre. Une estimation générale la situe entre 100 et 300 mètres sous la surface du sol, bien qu'elle puisse être à une profondeur aussi grande que 500 à 600 mètres. En Alberta, la profondeur de la ZEDS correspond à l'endroit où la concentration maximale de matières dissoutes totales est de 4000 mg/l. La chimie naturelle de l'eau dans la ZEDS varie considérablement entre les régions, et même à l'intérieur des régions, surtout en fonction de la nature du réseau d'écoulement des eaux souterraines

14 Les eaux souterraines peu profondes de la ZEDS ont habituellement une salinité faible, inférieure à 1000 mg de matières dissoutes totales par litre (1000 ppm). Cependant, la ZEDS peut contenir des eaux saumâtres d'une concentration atteignant 4000 ppm. Ces eaux conviennent au bétail, ou elles peuvent être rendues propres à la consommation humaine au moyen de processus avancés de traitement des eaux.

et des formations géologiques dans lesquelles l'eau circule. Par conséquent, la détermination des incidences du gaz de schiste présente des défis différents d'une région à l'autre.

Le terme *zone profonde* n'a pas été officiellement défini du point de vue scientifique. Il renvoie aux zones où se trouvent des gisements de schiste ciblés pour l'extraction du gaz par fracturation hydraulique. Entre la zone profonde et la ZEDS se trouve la *zone intermédiaire*, où les eaux souterraines sont de saumâtres à salines, et où peuvent se trouver des formations qui contiennent des gaz emprisonnés sans valeur commerciale et qui seront de ce fait ignorées lors du forage et de l'achèvement des puits.

Deux sources de contaminants, soit celles situées à la surface du sol et celles situées sous les ressources en eaux douces souterraines, peuvent constituer une menace à la qualité des eaux de surface et des eaux douces souterraines peu profondes. Les principaux scénarios suivant lesquels des produits chimiques anthropogéniques peuvent atteindre les eaux naturelles font intervenir des déversements accidentels à la surface, soit aux plates-formes d'exploitation du gaz de schiste où sont stockés et utilisés les produits chimiques, soit le long des axes de transport. Une autre façon dont les contaminants naturels et les produits chimiques de fracturation hydraulique peuvent contaminer la ZEDS est associée à l'eau de reflux qui remonte à la surface pendant et après la fracturation hydraulique. Cette eau est traitée et stockée (et bien souvent recyclée) à la plate-forme de forage et n'est retirée des lieux qu'après l'achèvement de la fracturation hydraulique. Très saline, elle est aussi chargée de produits chimiques de fracturation et d'autres contaminants naturels.

L'industrie du pétrole et du gaz évalue deux catégories de répercussions des activités d'exploration, de production, de distribution et d'utilisation des produits pétroliers sur les eaux souterraines, à savoir les répercussions en amont et les répercussions en aval. Les répercussions en *amont* sont celles qui sont associées aux étapes de l'exploration et de la production sur le terrain, tandis que les répercussions en *aval* sont reliées au raffinage et la distribution, ce qui inclut les fuites de pipelines et les déversements chez les détaillants. Un examen de l'information accessible au public révèle que l'industrie n'a fait que des recherches et évaluations sommaires concernant les répercussions en aval sur les eaux souterraines et que les gouvernements et les universités se sont aussi peu intéressés à cette catégorie de répercussions. Dans certaines régions, l'utilisation des eaux souterraines pourrait n'atteindre un sommet que longtemps après la mise en valeur du gaz de schiste. Dans la plupart des régions, les activités de mise

en valeur sont trop récentes pour avoir causé une contamination pouvant leur être clairement attribuée. Pour cette raison, Jackson *et al.* (2013b) ont considéré l'ensemble des activités pétrolières et gazières en amont comme un indicateur de ce qui pourrait vraisemblablement se produire avec la mise en valeur du gaz de schiste du fait que ces activités ont une durée qui s'échelonne sur plusieurs décennies, voire davantage.

4.1 APERÇU DES INCIDENCES POSSIBLES SUR LES EAUX SOUTERRAINES

Le comité d'experts a élaboré, pour l'examen des incidences du gaz de schiste sur les eaux souterraines, un cadre qui tient compte de divers contaminants, approches, méthodes et conditions des eaux souterraines. Le comité d'experts a jugé cette démarche appropriée compte tenu que la diversité et la toxicité des contaminants qui mettent en péril les eaux souterraines lors des activités de mise en valeur sont plus importantes dans le cas du gaz de schiste que dans celui du pétrole et du gaz classiques. Par exemple, à un chantier de forage de pétrole ou de gaz classique, on trouve des combustibles, des lubrifiants et quelques autres sources mineures de contamination. À une plate-forme de forage de gaz de schiste, on trouve habituellement les mêmes substances chimiques, auxquelles viennent s'ajouter, en quantités beaucoup plus grandes, d'autres substances potentiellement plus dangereuses qui sont utilisées pour la fracturation hydraulique. De plus, l'eau de reflux contient un grand nombre de contaminants naturels issus de la roche de schiste. Pendant les opérations de fracturation hydraulique, qui durent généralement quelques mois ou moins, chaque plate-forme devient un site d'entreposage de produits chimiques dangereux. Cependant, les déchets comme l'eau produite ne sont pas classifiés en tant que tels aux termes de la réglementation existante (voir p. ex. B.C. Oil and Gas Commission, 2013c).

Le but de bon nombre de règlements est de protéger, maintenant et dans l'avenir, les ressources en eaux souterraines propres à des usages sociétaux. Conformément au principe de durabilité, ce but consiste non seulement à empêcher la contamination des puits d'eau causée par la plupart des activités industrielles, municipales et agricoles, mais aussi à protéger les aquifères eux-mêmes.

Les contaminants persistants (soit ceux que les processus naturels ne dégradent pas efficacement) trouvés dans les eaux souterraines peu profondes situées sous une propriété finissent habituellement par contaminer les eaux souterraines situées au-delà des limites de la propriété, y compris les ressources publiques en

eau, car toutes les eaux souterraines peu profondes se déplacent. Cependant, bien qu'on puisse s'attendre à ce que les produits chimiques persistants rejetés à chaque plate-forme lors de la fracturation hydraulique migrent à l'extérieur du site, les répercussions ne sont pas toujours très marquées. Dans certains cas, elles ne peuvent être détectées au moyen des méthodes d'analyse existantes.

Aucun des types suivants de contaminants courants d'origine industrielle, agricole ou municipale n'était prévu il y a plusieurs décennies :

- les composés organiques halogénés comme le trichloroéthylène et le perchloroéthylène, utilisés pour le nettoyage industriel;
- les nitrates et les pesticides, utilisés en agriculture;
- les produits chimiques alimentaires et/ou pharmaceutiques et les pathogènes provenant des fosses septiques;
- les hydrocarbures pétroliers, dont le benzène et le toluène, composants de l'essence;
- le sel de voirie.

Comme les eaux souterraines se déplacent lentement, il faut parfois des décennies, voire plus longtemps, pour que soit reconnu un problème de contamination par des produits chimiques persistants. De plus, les techniques d'analyse et la surveillance des réseaux de puits ne sont généralement pas suffisamment avancées pour permettre de détecter l'apparition de contaminants avant que se manifeste un problème connexe de santé publique. Par conséquent, dans l'examen des incidences du gaz de schiste sur les eaux souterraines, il faut se fonder sur un horizon de plusieurs décennies, voire de plusieurs siècles, et essayer de prévoir des effets possibles qui ne sont actuellement pas observés du fait qu'on n'en recherche pas les indices.

Les contaminants issus de la mise en valeur du gaz de schiste peuvent affecter les eaux souterraines suivant un certain nombre de voies possibles. Lorsque groupés en fonction des sources, les contaminants peuvent provenir de sources liées aux plates-formes, de sources non liées à l'infrastructure des plates-formes et de sources profondes. Les sources profondes englobent tout ce qui se trouve sous la ZEDS (c'est-à-dire soit dans les zones cibles profondes porteuses de gaz, soit dans la zone intermédiaire, laquelle peut inclure à la fois des horizons porteurs de gaz et des eaux souterraines salines). Les hydrogéologues connaissent bien la ZEDS, et les géologues et ingénieurs pétroliers en savent tout autant sur les horizons de production de la zone profonde, mais la zone intermédiaire n'a pas été étudiée systématiquement, si ce n'est à des fins de

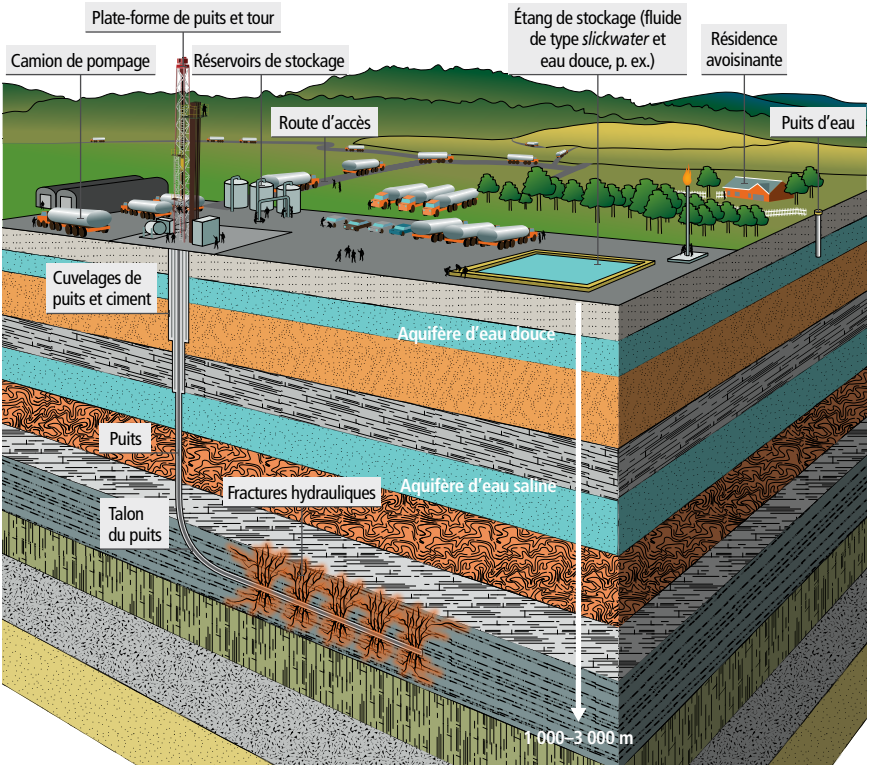
production d'eaux salines et d'hydrocarbures. Néanmoins, bon nombre des technologies requises pour étudier cette zone existent bien, et elles sont mises à profit pour comprendre les zones moins profondes et plus profondes, et à l'occasion aux fins d'études sur la zone intermédiaire.

Comme il a été décrit au chapitre 3, la mise en valeur du gaz de schiste nécessite la construction et l'exploitation d'une infrastructure temporaire imposante ainsi qu'une importante circulation de poids lourds pour le transport de l'eau, des additifs chimiques et du sable servant à la stimulation par fracturation hydraulique, de même que pour le transport du pétrole et des combustibles à destination et en provenance des lieux de forage. Dans le cas des stimulations au moyen d'un fluide de type *slickwater* (c'est-à-dire d'un fluide de stimulation composé à 99 % d'eau environ), cette infrastructure inclut des pipelines de surface ou des routes, pour amener l'eau et évacuer les déchets liquides, des étangs ou réservoirs de stockage, des installations de traitement de l'eau individuelles ou centralisées et, lorsque cela est faisable du point de vue géologique et permis par la loi, des puits d'injection pour l'élimination des excédents d'eau de reflux. Les risques que cette infrastructure et ces activités présentent pour les eaux de surface et les eaux souterraines découlent :

- des déversements accidentels de produits chimiques, huiles, boues de forage et fluides de fracturation pendant le transport, le stockage ou l'utilisation;
- des déversements de condensats (là où ils sont présents) ou d'eaux de reflux provenant du puits de production;
- du stockage, du traitement ou de l'enlèvement inadéquat de l'eau de reflux, ce qui inclut les fluides de fracturation ainsi que l'eau de formation saline, de même que des fuites des étangs ou autres installations de stockage.

La figure 4.1 illustre ces risques.

Une réglementation efficace permet de réduire grandement les menaces provenant de ces sources. Pour que la réglementation soit efficace, il faut assurer une surveillance du rendement et avoir suffisamment d'inspecteurs pour la faire respecter (voir les chapitres 8 et 9). Bien que la surveillance du rendement et l'application de la réglementation réduisent grandement les risques de contamination des eaux souterraines, elles ne les éliminent pas complètement. Par conséquent, il est nécessaire de comprendre la mobilité, la toxicité et les caractéristiques comportementales des produits chimiques de fracturation hydraulique pour pouvoir concevoir un système de surveillance et des mesures d'atténuation adéquats.



Reproduit avec l'autorisation de Nicole Fuller

Figure 4.1

Plate-forme de puits de gaz de schiste

Le forage d'un puits de gaz nécessite la construction d'une plate-forme de forage temporaire et d'un bassin de retenue des fluides. Dans les régions isolées, il peut aussi être nécessaire de construire une route d'accès. L'équipement lourd utilisé pour la construction inclut un derrick, des camions de transport, des camions de pompage, des sections de tuyaux et divers réservoirs pour stocker les produits chimiques et l'eau contaminée. La construction d'un seul puits peut nécessiter quelque 2 000 allers simples de camions pour le transport au site des fournitures et de l'équipement. À noter que la figure est une illustration simplifiée et n'inclut pas tous les éléments d'infrastructure se trouvant à la surface d'une plate-forme de puits de gaz de schiste.

De la vaste gamme des points de vue exprimés dans la documentation non examinée par des pairs concernant les incidences réelles et possibles de la mise en valeur du gaz de schiste sur la qualité des eaux souterraines ressort invariablement l'affirmation selon laquelle aucune incidence n'a été prouvée ou vérifiée. Par exemple, dans son *White Paper on Water and Hydraulic Fracturing*, l'American Water Works Association déclarait que :« pour l'heure, l'AWWA n'est au fait d'aucun cas attesté de contamination des eaux souterraines directement attribuable à la fracturation hydraulique » [traduction] (AWWA, 2013).

Jackson *et al.* (2013b) ont exprimé en termes beaucoup plus nuancés cette généralisation : [traduction] « Il n'existe pas de preuve que la propagation de fractures hors zone se soit produite à partir de gisements de gaz de schiste profonds (> 1000 mètres) et ait atteint les eaux souterraines peu profondes, bien qu'à notre connaissance, aucune surveillance scientifiquement valide des eaux souterraines n'ait été effectuée en vue de détecter la migration de gaz ». Cela signifie qu'ils n'excluent pas la possibilité d'une contamination dans les cas de fracturation hydraulique peu profonde, comme l'ont suggéré Tilley et Muehlenbachs (2011) à l'égard de l'extraction du méthane houiller en Alberta, et aussi que le fait de s'appuyer sur l'absence de preuves pour étayer les énoncés plus généraux concernant l'absence d'effets attestés qui sont reflétés dans la déclaration de l'AWWA présente manifestement pour eux une valeur limitée.

Il convient en outre de souligner la distinction entre la contamination « directement attribuable à la fracturation hydraulique », telle que mentionnée par l'AWWA, et la gamme plus étendue des processus associés à l'extraction du gaz de schiste, lesquels peuvent inclure la réinjection d'eaux usées et la contamination croisée entre les couches de la zone intermédiaire et les eaux souterraines peu profondes résultant de la piètre qualité ou de l'absence de scellements de ciment autour des puits de pétrole et de gaz. Vidic *et al.* (2013) ont résumé la controverse comme suit :

> Depuis l'avènement de la fracturation hydraulique, plus d'un million de traitements par fracturation hydraulique ont été effectués, et peut-être seulement un cas de contamination des eaux souterraines résultant directement de l'injection des produits chimiques de fracturation hydraulique utilisée pour l'extraction du gaz de schiste a été documenté. Les fuites de cuvelages, éruptions de puits et déversements de fluides contaminés sont plus fréquents, mais leurs retombées ont généralement été rapidement contrôlées. Cependant, les impératifs de confidentialité associés aux enquêtes judiciaires, combinés au rythme rapide des activités de mise en valeur et au peu de fonds disponibles pour la recherche, constituent des obstacles importants à la recherche examinée par des pairs concernant les incidences environnementales. [traduction]

Aux États-Unis, certains propriétaires de puits privés qui avaient affirmé que l'exploitation du gaz de schiste ou d'autres activités de l'industrie pétrolière et gazière avaient affecté leurs puits ont obtenu le règlement de leurs réclamations, le remplacement de leur approvisionnement en eau et l'indemnisation de leurs pertes (Dutzik *et al.*, 2012; Vidic *et al.*, 2013). En ce qui concerne les réclamations qui ont été réglées, les organismes gouvernementaux ou les universités n'ont pas évalué les caractères réel et perçu des répercussions sur les puits d'eau en vue de cerner l'ampleur et les caractéristiques des effets sur la qualité de l'eau des puits domestique.

Il est important ici de reconnaître trois faits :

(i) on n'a pas recueilli de données suffisantes pour évaluer les affirmations (favorables et défavorables) concernant la contamination attribuable à la fracturation hydraulique;

(ii) on n'a pas recueilli de données suffisantes pour comprendre les divers scénarios de la contamination qui pourraient se présenter dans l'avenir;

(iii) le cadre temporel utilisé pour cerner les incidences cumulatives à long terme possibles était inadéquat.

Une affirmation selon laquelle les activités de mise en valeur du gaz de schiste sont sans incidence sur les eaux souterraines devrait se fonder sur une base scientifique généralement reconnue, et notamment sur des données adéquates concernant l'hydrologie souterraine recueillies au moyen de méthodes d'enquête modernes. À la connaissance du comité d'experts, la collecte de telles données n'a pas été faite. Qui plus est, étant donné que l'activité intensive de mise en valeur de la plupart des gisements de gaz de schiste a commencé il y a moins de 20 ans, on ne peut pas encore répondre aux questions concernant les effets cumulatifs à long terme. L'expérience acquise relativement à d'autres types de contamination révèle que les répercussions sur les eaux souterraines prennent habituellement des décennies à se manifester et qu'elles deviennent de plus en plus difficiles à atténuer avec le temps. Cependant, le recours aux méthodes d'enquête modernes dès les premières manifestations des incidences sur les eaux souterraines devrait permettre de déterminer les incidences susceptibles de devenir les plus importantes par la suite (voir le chapitre 8).

4.1.1 Contamination provenant d'en-dessous de la zone des eaux douces souterraines

La zone intermédiaire englobe les strates des dépôts de schistes qui sont interstratifiés avec d'autres types de roches comme le grès, la siltite, le calcaire et la dolomie. Les strates présentent des niveaux de porosité et de perméabilité horizontale et verticale très variables. Cette zone peut également contenir des formations porteuses de gaz, bien qu'elles soient habituellement trop minces ou trop petites pour présenter un intérêt commercial. Ces strates sont rarement soumises à une caractérisation géologique et géochimique détaillée, sauf à l'occasion quand sont réalisées des analyses chimiques et isotopiques des gaz contenus dans les boues de forage. Il peut arriver que les exploitants ne soient même pas au fait de leur existence.

Gaz et eau saline dans la zone intermédiaire

Il existe peu de documentation sur les incidences que le gaz et l'eau saline de la zone intermédiaire peuvent avoir sur la ZEDS. L'accent est habituellement mis sur les incidences possibles associées aux zones de gaz de schiste beaucoup plus

profondes. Cependant, une fois que la zone intermédiaire a été perforée par un puits, les gaz et les eaux saumâtres et salines qu'elle contient peuvent contaminer les eaux souterraines. La question clé est de savoir si la zone intermédiaire peut offrir un parcours par lequel les fluides de la zone profonde pourront passer dans la ZEDS, que ce soit directement via le trou foré, ou par le biais des fractures ou failles existantes ou induites. Il a été signalé qu'environ 75 % des fuites par les cuvelages de surface mesurées à 290 puits de gaz classiques dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et en Alberta provenaient de ses zones intermédiaires, le reste trouvant leur origine dans la zone plus profonde du gaz de schiste (Muehlenbachs, 2012a; Tilley et Muehlenbachs, 2013, tels que cités dans Jackson *et al.*, 2013b).

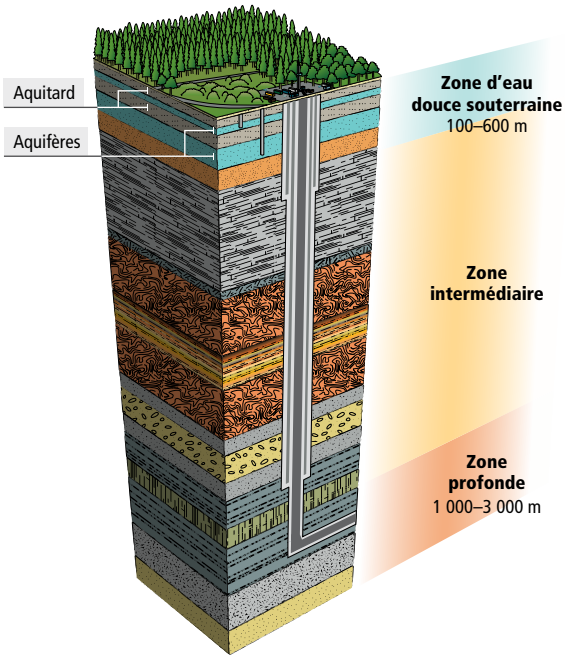
De plus, Vidic *et al.* (2013) ont déclaré ce qui suit :

> […] on sait depuis longtemps que les eaux souterraines sont salinisées là où existent d'anciennes formations de sel plus profondes dans les bassins sédimentaires, y compris dans les bassins contenant du gaz de schiste. Lorsque ces saumures sont présentes à des profondeurs relativement faibles, comme dans une bonne partie du Nord-Est et du Sud-Ouest américain et du Michigan, elles suintent parfois naturellement à la surface, sans que la fracturation hydraulique entre en jeu. Une avenue de recherche importante devrait mettre l'accent sur la compréhension de ces parcours naturels de la saumure, de manière à déterminer s'ils pourraient présenter un risque de contamination à la suite d'activités de fracturation hydraulique. [traduction]

Par conséquent, une amélioration de la compréhension de la migration des eaux saumâtres naturelles s'impose pour qu'il soit possible d'évaluer la mobilisation et la redistribution des eaux saumâtres dans les zones de mise en valeur du gaz de schiste.

Si le risque de contamination associé à la zone intermédiaire est vraisemblablement beaucoup plus grand que celui associé à la zone de gaz de schiste, l'étendue des fractures la reliant aux voies de cheminement naturelles, aux trous forés ou aux scellements n'a pas été confirmée de façon rigoureuse au moyen d'évaluations de rendement sur le terrain, et il est probable qu'elle varie d'une région à l'autre.

La zone intermédiaire contient habituellement du gaz libre ou de l'eau saline ou saumâtre, dans des lits de schiste ou dans d'autres formations plus perméables comme des lits de grès. Le gaz et l'eau sont habituellement soumis à la pression hydrostatique maximale, mais il peut aussi y avoir des lits qui présentent une pression de fluide excédentaire ou affaiblie (Zoback, 2010). Si le forage crée des voies de cheminement à l'intérieur ou au travers de la zone intermédiaire et



Adapté avec l'autorisation d'Apache Canada Ltd.

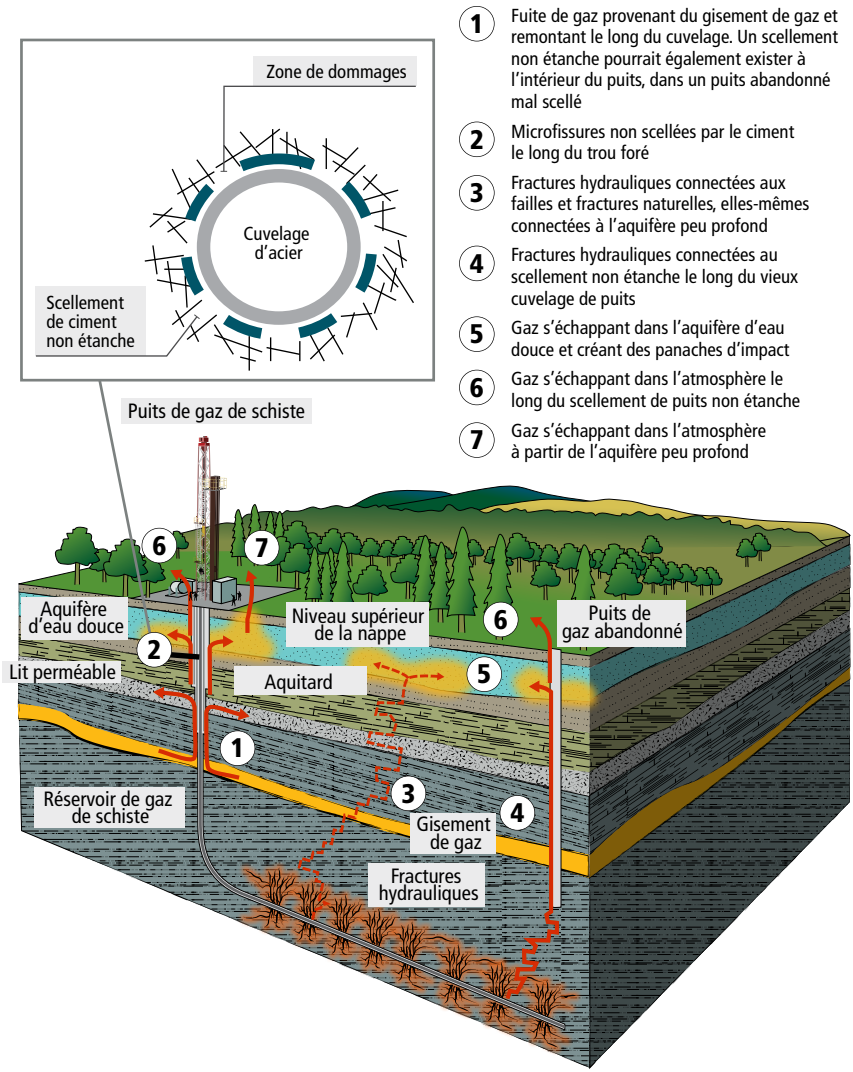
Figure 4.2

Terminologie des zones de profondeur

Représentation schématique d'un puits de gaz de schiste illustrant les termes « zone d'eau douce souterraine », « zone intermédiaire » et « zone profonde ».

jusque dans la ZEDS, du gaz pourra migrer vers le haut du fait de sa flottabilité ou sous l'effet d'une pression excessive, ce qui pourra causer des dommages à l'environnement. Cependant, la connectivité de ces voies de cheminement naturelles est probablement faible comparativement à celle des voies créées du fait de la piètre qualité ou de l'absence de scellements de ciment le long du puits foré.

Comme il a été décrit au chapitre 3, il y a toujours un risque que le scellement de ciment d'un puits de pétrole ou de gaz en particulier (ce qui inclut les puits de gaz de schiste) commence à fuir dans l'avenir. Bon nombre d'administrations n'ont pas de règlements exigeant l'installation de scellements de ciment continu au travers de la zone intermédiaire (voir le chapitre 9). Par conséquent, l'une des voies de cheminement les plus probables pour les fuites passe par la zone intermédiaire, le long de l'espace annulaire entre le scellement de ciment et la roche dans la ZEDS. La figure 4.3 montre les voies de cheminement possibles.



Gracieusement fourni par le G360 Centre for Applied Groundwater Research, Université de Guelph

Figure 4.3

Voies possibles de contamination souterraine

Comme le montre le schéma ci-dessus, les eaux potables souterraines peuvent être contaminées via plusieurs voies à la suite de la mise en valeur du gaz de schiste. Ce schéma n'est pas à l'échelle et ne signifie pas que l'une ou l'autre de ces voies est nécessairement présente à un site donné. La voie indiquée par une ligne en tirets est hypothétique, aucun cas n'ayant été signalé où des fluides de fracturation hydraulique ont migré de la zone de schiste profonde aux eaux souterraines directement au travers des morts-terrains.

Les cas de contamination des eaux souterraines qui ont été rapportés à la suite d'activités pétrolières et gazières en amont étaient habituellement attribuables à du gaz, en raison de la flottabilité de ce dernier et du gradient de pression *in situ*. La saumure et l'eau saline sont denses et n'ont pas tendance à migrer vers le haut le long d'une colonne de puits ou au travers de la roche fracturée, sauf dans les rares zones de surpression. Dans certaines régions productrices de gaz, on a trouvé des eaux souterraines contenant du méthane biogénique (Cheung *et al.*, 2010; Osborn et McIntosh, 2010). On peut même trouver du méthane thermogénique (p. ex. Fountain et Jacobi, 2000) près de la surface dans des régions non productrices de gaz. Différentes signatures géochimiques et isotopiques permettent de distinguer le méthane biogénique produit dans les aquifères peu profonds du gaz naturel thermogénique provenant des formations schisteuses. Elles incluent les concentrations relatives de méthane, d'éthane, de propane, de butane et de pentane, les ratios des isotopes stables de l'hydrogène et du carbone contenus dans ces alcanes normaux, ainsi que le carbone 14, qui permet de distinguer les hydrocarbures biogéniques récents des hydrocarbures thermogéniques fossiles. Dans bien des cas cependant, les gaz diffus proviennent de plusieurs sources, de sorte qu'en plus des indicateurs isotopiques, il faut utiliser d'autres techniques et données pour déterminer les sources des fuites de gaz.

Ces problèmes ne touchent pas que le gaz de schiste; ils affectent l'ensemble de l'industrie gazière. Ils pourront toutefois être exacerbés si l'on fore comme prévu de grands nombres de puits pour mettre en valeur le gaz de schiste.

Il est difficile de déterminer si du méthane qui se trouve dans les eaux souterraines peu profondes est le résultat d'activités gazières ou s'il était déjà présent auparavant sans établir au moyen d'indicateurs chimiques et isotopiques un niveau de référence du gaz naturel dissous et/ou libre. Toutefois, même lorsqu'on connaît la profondeur du gaz source, le parcours qu'il emprunte pour atteindre les eaux souterraines peu profondes est difficile, voire impossible à déterminer en raison de la complexité des réseaux de fractures naturelles et du fait que les systèmes n'ont pas été caractérisés et ne font pas l'objet d'une surveillance. Qui plus est, la contamination peut passer inaperçue en l'absence de surveillance continue et d'échantillonnage des puits domestiques, ou faute de puits spéciaux de surveillance ou d'autres dispositifs d'échantillonnage des trous forés. (voir le chapitre 8).

Strates de la zone intermédiaire

Selon une idée fausse répandue dans une partie de la littérature, la zone intermédiaire contient habituellement des strates imperméables qui protègent ou isolent complètement la ZEDS des couches profondes qui contiennent du gaz

et des eaux salines. Ce point de vue est énoncé par exemple dans AIE (2012b) et Flewelling *et al.,* (2013). Le comité d'experts n'a pu mettre au jour aucune preuve scientifique relative à un site particulier de n'importe quelle région de gaz de schiste qui viendrait étayer ce point de vue; l'idée va à l'encontre de l'hétérogénéité géologique omniprésente. La présence de strates réellement imperméables dans la zone intermédiaire devrait être vue comme l'exception plutôt que la règle. Toutefois, même si des roches vraiment imperméables se trouvent dans les milieux porteurs de gaz de schiste, les interconnexions attribuables aux scellements de puits non étanches, aux puits abandonnés et aux mouvements de fluides dans les failles pourraient permettre un écoulement effectif de fluides.

Dans les formations géologiques à couches horizontales qui présentent des gradients hydrauliques verticaux, la couche qui a la plus faible perméabilité verticale déterminera les taux de migration. Cependant, l'étude des perméabilités verticales dans la zone intermédiaire présente des défis d'ordre technologique. Il est beaucoup plus facile de mesurer la perméabilité horizontale que la perméabilité verticale au moyen des méthodes d'analyse existantes. Dans les analyses réalisées par l'industrie nucléaire relativement aux dépôts de déchets nucléaires dans les formations géologiques profondes, les profils verticaux des concentrations et des ratios d'isotopes des divers constituants dissous dans les eaux souterraines fournissent habituellement une information importante sur le mouvement des fluides et solutés dans la zone intermédiaire (Gautschi, 2001; Gimmie *et al.*, 2007; Clark *et al.*, 2013). Il est possible d'en conclure à l'existence de méthodes pour étudier la mobilité des fluides des gisements de gaz de schiste entre la zone intermédiaire et la ZEDS.

Fractures et failles naturelles permettant des mouvements de fluides et de gaz

Une des caractéristiques importantes de l'environnement des eaux souterraines qui revêt une pertinence particulière eu égard aux incidences du gaz de schiste sur les eaux souterraines est la quasi-omniprésence de fractures dans le substratum sédimentaire. Les fractures constituent habituellement la seule voie par laquelle peuvent se faire des mouvements substantiels d'eau et de gaz au travers de la roche à faible perméabilité et donc, en principe, jusque dans la ZEDS (Fountain et Jacobi, 2000). Observée au fil des temps géologiques dans des conditions naturelles, cette migration se fait latéralement dans le sens des plans de stratification, et vers le haut au travers des joints. Normalement, les fractures se referment à une certaine profondeur sous l'effet de la contrainte de surcharge, mais cela ne se produit pas forcément dans tous les cas, et certains réservoirs hydrauliquement actifs, fracturés naturellement, sont bien connus dans le milieu de la géologie pétrolière (Bjørlykke, 1989).

On sait qu'il existe des conduits naturels dans la roche de schiste. Par exemple, les failles naturelles qui se trouvent dans la formation de schiste d'Utica présenteront un défi lors des futures opérations de forage et de fracturation (ALL Consulting, 2012). Toutefois, la simple présence d'un conduit n'est pas suffisante pour causer une contamination des eaux souterraines potables, car il doit aussi y avoir une pression suffisante soutenue pour pousser le fluide contaminant à une hauteur où il dépassera la hauteur de charge de la zone d'eau douce. L'énergie requise pour soulever ces fluides sera consommée en grande partie lors de la fracturation du schiste, de sorte qu'elle ne sera pas disponible pour alimenter un mouvement soutenu de l'eau vers la zone souterraine peu profonde. La cause la plus probable de contamination de la ZEDS à partir des profondeurs n'est pas la saumure ou l'eau de reflux, mais le gaz. Du fait de la présence d'un gradient ascendant de pression des fluides, et du fait de la flottabilité des gaz, ces derniers ne se comporteront pas de la même façon dans ce milieu que l'eau saline et les fluides de fracturation hydraulique.

Les fractures dans la roche courent le plus souvent le long des plans de stratification, mais il y a aussi beaucoup d'autres fractures qui relient entre eux les plans de stratification et que l'on appelle les diaclases. Habituellement orientées presque perpendiculairement aux plans de stratification, ces diaclases forment des réseaux de fractures qui permettent les mouvements de fluides. Dans les réservoirs profonds de gaz de schiste, les fractures sont le plus souvent fermées en raison des contraintes élevées et de l'absence de distorsions tectoniques (plis ou courbures). De ce fait, le gaz reste emprisonné dans ces formations au fil des temps géologiques parce que le débit de fuite est extrêmement faible (Brown, 2000).

Les failles sont des zones étroites presque planes dans la roche au travers desquelles un mouvement s'est produit (glissement par cisaillement). Ces ruptures de couches obliques qui ont brisé la continuité des lits sédimentaires dans le passé géologique font que le lit d'un côté de la faille s'est déplacé par rapport au même lit de l'autre côté de la faille. Beaucoup de failles, plus perméables que la masse rocheuse environnante, offrent des voies privilégiées pour les mouvements de fluides. A l'opposé, les failles scellantes, formées d'argile broyée, de fragments de roche ou de ciments déposés naturellement (p. ex. de la calcite) qui font obstacle au mouvement des fluides, agissent comme des barrières. Il est toutefois rare que l'on connaisse les failles de la zone intermédiaire assez bien pour pouvoir les classifier comme perméables ou quasi-imperméables[15].

15 De récentes études réalisées au Québec visaient à quantifier le phénomène pour les formations rocheuses des basses-terres du Saint-Laurent, au-dessus des schistes d'Utica (Séjourné *et al.*, 2013).

La fracturation hydraulique et les autres activités liées à l'extraction du gaz de schiste peuvent créer ou élargir des voies privilégiées qui activeront le mouvement ascendant du gaz et des eaux salines de la zone intermédiaire vers la ZEDS. ALL Consulting (2012) a présenté un calcul de scénario de la pire éventualité basé sur la loi de Darcy pour le mouvement ascendant de l'eau de la zone de gaz de schiste du gisement de Horn River au travers des strates à faible perméabilité de la zone intermédiaire et jusque dans la zone d'eau douce souterraine, arrivant à un temps de déplacement de 400 000 ans. Il a été supposé qu'aucune fracture ne relie le réservoir à la ZEDS, bien qu'aucune preuve n'ait été fournie à l'appui de cette hypothèse. Lorsqu'on inclut des fractures dans le calcul, le temps de migration de l'eau entre la zone de gaz de schiste et la ZEDS se raccourcit à des siècles, voire des décennies. Un récent examen de la littérature indique que la migration des fluides de fracturation hydraulique et de la saumure à partir des schistes profonds et au travers des bassins sédimentaires épais est peu probable en raison des effets de contrainte des formations à faible perméabilité (Flewelling et Sharma, 2014). Toutefois, le mouvement du gaz naturel, du fait de sa flottabilité, au travers de la roche sédimentaire fracturée après sa libération par fracturation hydraulique n'a pas encore fait l'objet d'analyses ou d'évaluations rigoureuses.

Le risque le plus important de migration de gaz ou de fluides hors de la zone de production le long de failles et fractures existantes se présente soit pendant la fracturation hydraulique, lorsque se créent de nouvelles voies d'écoulement et que la pression à l'intérieur de la formation est à son plus fort, soit lors de la fermeture définitive d'un puits immédiatement après la fracturation, ce qui permet aux pressions de s'accroître. Une fois que la production de gaz a débuté, la pression diminue, et le gaz et les fluides de fracturation tendent a migrer vers le trou foré plutôt que vers la surface suivant un quelconque parcours non défini.

L'étude des fractures dans la roche sédimentaire, y compris de leur formation, de leurs propriétés et de leur rôle dans la migration des fluides, fait intervenir plusieurs disciplines scientifiques et du génie, dont la géologie, la géomécanique, la géophysique, l'hydrogéologie, le génie pétrolier et la pétrophysique. Beaucoup d'aspects de la formation et des propriétés des fractures demeurent mal définis, et beaucoup de choses restent inconnues ou mal comprises. Cela est vrai tout particulièrement des fractures de la zone intermédiaire, parce que la détermination de la nature des réseaux de fractures dans cette zone présente peu d'intérêt du point de vue économique.

L'importance que revêt la migration des fluides dans les fractures eu égard à la contamination des eaux souterraines a au départ été grandement sous-estimée pour certains types de contaminants comme les solvants chlorés (p. ex. Kueper *et al.*, 1992). Les attentes initiales quant à l'absence de migration se fondaient surtout sur des suppositions plutôt que sur des données recueillies et analysées de manière rigoureuse. En fait, la plupart des études concernant les solvants chlorés denses dans la roche-mère fracturée n'ont pas permis de déterminer la profondeur maximale de pénétration des solvants, même après des travaux intensifs (et coûteux) de forage d'exploration, parce que la profondeur maximale est supérieure aux attentes. De plus, la détermination de la profondeur maximale n'apporte généralement pas d'avantages concrets, si ce n'est qu'elle permet de savoir que cette profondeur est importante. Quoi qu'il en soit, il peut exister dans la roche sédimentaire profonde des fractures hydrauliquement actives qui ont une faible perméabilité globale et dont l'existence peut passer inaperçue lors de tests hydrauliques.

La littérature disponible ne fait état d'aucune étude ayant mesuré la productivité hydraulique verticale des lits de schiste ou d'autres lits à perméabilité relativement faible par le biais de tests de forage ou par d'autres moyens. On a toutefois réalisé de telles mesures à des sites possibles d'enfouissement de déchets nucléaires (p. ex. Raven *et al.*, 1992; Gautschi, 2001). Des études faites par Neuzil au *United States Geological Survey* ont montré que beaucoup de roches à faible perméabilité contiennent de fait des fractures hydrauliquement actives qui sont responsables en grande partie de la perméabilité des roches en question à l'échelle régionale (Neuzil, 1986, 1994).

La figure 4.4 montre la géologie de certaines formations porteuses de gaz de schiste à la surface, révélant les caractéristiques des lits et les diaclases verticales qui peuvent former des réseaux de fractures permettant la circulation dans certaines situations.

Les activités liées à l'extraction du gaz de schiste peuvent favoriser de deux manières principales la migration du gaz dans les fractures ou les failles. Premièrement, des voies permettant les fuites de gaz peuvent se développer du fait d'interconnexions qui existent entre des parties de la zone intermédiaire et des puits présentant des fuites. Deuxièmement, l'activation de fuites de gaz ascendantes dans les failles peut survenir à la suite de tremblements de terre mineurs induits par la fracturation hydraulique ou en raison de distorsions ténues de la masse rocheuse qui permettent à ces éléments de glisser ou d'ouvrir. Des recherches sismologiques ont révélé que les tremblements de terre importants

L'ABC du gaz de schistes au Canada (2009), Office national de l'énergie. Reproduit avec l'autorisation de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, 2014 (photo du haut); Soeder, 1988 (photo du bas)

Figure 4.4

Schistes fracturés naturellement : formations de Marcellus et Utica

Photos montrant les fractures naturelles qui peuvent se trouver dans les gisements de schiste. La photo du haut montre des fractures naturelles dans le schiste (strates foncées) et dans le calcaire (strates claires) près de Donnacona au Québec (schistes d'Utica). La présence d'un stylo sert à illustrer l'échelle. La photo du bas montre un échantillon de carotte de forage de l'Ouest de la Virginie (schistes de Marcellus) dans lequel on peut voir une fracture verticale naturelle remplie de calcite. Ces fractures ne sont pas nécessairement représentatives de celles trouvées en profondeur.

peuvent accroître la perméabilité de la roche mère et que cette hausse peut durer jusqu'à plusieurs heures avant que la perméabilité revienne à son niveau initial (Manga *et al.*, 2012). Il est probable que des mouvements de gaz et d'eau saline se produisent le long des fractures pendant cette période. Un autre effet possible des tremblements de terre induits par la fracturation hydraulique pourrait consister en des impulsions de gaz profonds issues de réseaux de fractures qui envahissent la ZEDS. Ces impulsions pourraient être reliées à la réponse de pression des fluides observée dans les réseaux de fractures à la suite des tremblements de terre (Fountain et Jacobi, 2000). Ce sujet présente un intérêt particulier pour les géophysiciens, et il conviendrait de s'y intéresser de plus près dans le contexte de la production du gaz de schiste.

4.2 PRODUITS CHIMIQUES UTILISÉS POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

On a critiqué l'industrie du gaz de schiste pour son manque de transparence concernant les produits chimiques contenus dans les additifs de fracturation hydraulique. Bon nombre d'administrations exigent maintenant une divulgation complète ou substantielle de l'information à ce sujet (voir l'encadré 4.1). Certaines sociétés divulguent volontairement toute l'information, tandis que d'autres soutiennent que les formulations doivent être protégées comme des secrets commerciaux. Toutefois, pour qu'il soit possible d'évaluer les incidences possibles et de concevoir des stratégies de surveillance, il faudra connaître la composition chimique exacte des additifs de fracturation hydraulique ainsi que faire des évaluations de la toxicité et des tests de persistance et de mobilité dans les systèmes de surface et souterrains. En plus d'évaluer chaque produit chimique isolément, il faudra comprendre le comportement des mélanges de produits et connaître leurs produits potentiels de dégradation dans les eaux en fonction de la variable attendue dans les conditions *in situ*, ce qui inclut par exemple la salinité, la température, le pH et l'état d'oxydoréduction. Il n'existe qu'un minimum de littérature de référence et aucune littérature examinée par des pairs concernant la possibilité que les divers produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation persistent et migrent dans les divers types de systèmes souterrains et affectent ces derniers, ou encore qu'ils s'infiltrent dans les eaux de surface. Van Stempvoort et Roy (2011) ont identifié les produits chimiques et fluides manufacturés qui sont utilisés dans la production du gaz naturel au Canada de même que les fluides de formation (gaz, eaux salines, saumures et condensats) qui sont extraits. En outre, ils ont fait un résumé de la maigre information disponible sur ce qu'il advient des divers produits chimiques naturels et manufacturés dans les eaux souterraines à la suite des activités de mise en valeur du gaz de schiste.

Encadré 4.1
Fluides de facturation

Les fluides de facturation contiennent plusieurs additifs chimiques différents qui, selon l'exploitant et le réservoir, seront combinés suivants différentes formulations. Face aux préoccupations du public concernant les risques que ces additifs chimiques présentent pour la santé humaine et l'environnement, un nombre croissant d'administrations exigent leur divulgation. La Colombie-Britannique et l'Alberta, par exemple, obligent les exploitants à diffuser dans un site Web public (fracfocus.ca) l'information sur les additifs chimiques qu'ils utilisent dans leurs fluides de fracturation, pour chaque puits, en précisant leur concentration maximale, dans les 30 jours suivant la fin d'une opération de fracturation (B.C. Oil and Gas Commission, 2012b; AER, 2012c, 2012f). Des exceptions sont permises dans ces deux provinces à l'égard des ingrédients considérés comme des secrets commerciaux (c'est-à-dire des renseignements commerciaux confidentiels). Pour qu'un composant se voie attribuer le statut de secret commercial, il faut soumettre une demande de dispense au Conseil de contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses (CCRRMD) et fournir le numéro de registre prévu dans la *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses* (LCRRMD) (B.C. Oil and Gas Commission, 2012b; AER, 2012c). (Nota : les responsabilités incombant à la CCRRMD ont été transférées à Santé Canada le 1er avril 2013.) Certains fonctionnaires du gouvernement et professionnels de la santé peuvent dans certaines circonstances particulières accéder à l'information sur les secrets commerciaux en utilisant le numéro de la LCRRMD (Ministre de la Justice, 2013). En Alberta, si un produit assujetti au secret commercial est considéré comme non dangereux, seul le nom de la famille chimique doit être divulgué (en plus la concentration maximale) (AER, 2012c).

Les déversements de produits chimiques de fracturation hydraulique à la suite d'accidents de camion constituent une autre source possible de contamination de l'eau dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste. Bien que l'industrie pétrolière et gazière classique traite des volumes d'eau et de produits chimiques beaucoup plus restreints, elle partage avec l'industrie du gaz de schiste bon nombre des risques environnementaux liés à la contamination des eaux via des voies de surface. Son rendement environnemental offre par conséquent de piètres indications quant à ce à quoi on peut s'attendre relativement aux accidents de surface dans le contexte de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste. En 2010, les volumes d'eau produite et d'hydrocarbures liquides déversés en Alberta par le secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière

ont été respectivement de 24 574 et 3 417 mètres cubes (AER, 2011d). Plus pertinents toutefois sont les volumes associés à chaque déversement, car ce sont les concentrations qui, avec les volumes, déterminent en grande partie le niveau de risque. Qui plus est, des incidents de non-conformité à risque élevé[16] ont été signalés à l'issue de 3,6 % des 12 481 inspections sur le terrain de sites pétroliers et gaziers qui ont été effectuées par l'ERCB en Alberta en 2012 (447 infractions) (Alberta Ministry of Energy, 2013).

4.3 VOIES SOUTERRAINES DE CONTAMINATION

4.3.1 Fractures verticales créées par fracturation hydraulique

Du fait des volumes élevés de liquides utilisés dans un seul puits de gaz de schiste durant la fracturation (jusqu'à 80 000 mètres cubes dans certains puits du bassin de Horn River en Colombie-Britannique), la contrainte volumétrique imposée au réservoir est d'un ordre de grandeur supérieure à celle observée dans pratiquement tous les traitements antérieurs de fracturation de puits de pétrole et de gaz classiques. De ce fait, on peut craindre que toute fracture induite brise les strates géologiques supérieures et entre en interaction directe avec les aquifères peu profonds via des failles et zones de fractures existantes (Myers, 2012[17]; Gassiat *et al.*, 2013).

On comprend à présent que le volume de la masse rocheuse touchée par une opération de fracturation peut être largement supérieur au volume de la roche qu'atteint l'agent de soutènement en tant que tel. Cet effet se produit parce que les contraintes volumétriques exercées dans la zone avoisinant le point de fracture causent des contraintes dans la masse rocheuse et que la forte pression d'injection réduit la force de friction le long des diaclases naturelles. Ces processus forcent l'ouverture de fractures plus distantes et un déplacement en cisaillement le long des fractures naturelles. Comme une fracture naturelle présente une surface rugueuse, si elle est déplacée ne serait-ce que de quelques millimètres, elle ne se refermera pas parfaitement quand la pression active de fracturation se dissipera, pendant la période de reflux. Cette *dilatation en cisaillement* entraîne un accroissement de la capacité de débit (c'est-à-dire de la transmissivité) du réservoir fracturé naturellement, ce qui ouvre de minuscules voies d'écoulement à une grande distance de la zone atteinte par l'agent de

16 Un *incident de non-conformité à risqué élevé* est défini comme une situation faisant intervenir « une infraction au(x) règlement(s) ou exigence(s) à laquelle le titulaire de license a négligé de remédier et/ou qui pourrait avoir des repercussions importantes pour le public et/ou l'environnement et/ou la conservation des ressources » [traduction] (Alberta Ministry of Energy, 2013).

17 Myers (2012) a produit un certain nombre de réfutations qui ont mis en évidence le caractère douteux du modèle de transport des contaminants aqueux de Myers (Saiers & Barth, 2012; Cohen *et al.*, 2013; Flewelling *et al.*, 2013).

soutènement, mais tout de même à l'intérieur des limites du gisement de schiste (Jackson et Dusseault, 2013). L'industrie a soutenu que le risque que la fracturation hydraulique ouvre des conduits verticaux communiquant avec les réseaux souterrains peu profonds et pouvant de ce fait causer leur contamination est extrêmement faible dans le cas des puits profonds (c'est-à-dire ceux d'une profondeur supérieure à environ 1 kilomètre). Selon Fisher et Warpinski (2011) :

> Dans des circonstances normales, lorsque des fractures hydrauliques sont effectuées en profondeur, il n'y a pas de mécanisme par lequel une fracture peut se propager au travers des diverses couches de roche et atteindre la surface. Ce fait est observé dans toutes les données cartographiques et peut être prévu par l'application des principes élémentaires de mécanique des roches issus des études d'extraits d'excavation, de carottes, de laboratoire et de modélisation. [traduction]

Le comité d'experts reconnaît cet énoncé comme généralement vraisemblable, sous réserve qu'on y associe le qualificatif « à une grande profondeur ». Le comité d'experts a constaté cependant qu'il s'agit là d'une croyance essentiellement empirique, fondée sur des mesures microsismiques et des considérations géomécaniques plutôt que sur des types de mesures plus catégoriques. La littérature ne précise pas la profondeur minimale au-dessus de laquelle il est trop risqué de se livrer à la fracturation hydraulique, pas plus qu'elle ne précise quelles données et analyses sont nécessaires pour déterminer si les conditions sont trop risquées pour procéder à la fracturation.

Une question qui reste sans réponse consiste à savoir si les changements de volume observés dans la zone de gaz de schiste à la suite de l'injection de grandes quantités de liquides pendant les opérations de fracturation hydraulique pourraient plier ou déformer les couches supérieures et entraîner ainsi l'ouverture de fractures naturelles. De telles déformations (plutôt que la pression) pourraient créer de nouvelles voies permettant au gaz de migrer vers le haut. Comme les roches de recouvrement dans beaucoup de zones de gaz de schiste sont rigides, de légères courbures pourraient être suffisantes pour ouvrir ne serait-ce qu'un peu les fractures naturelles et permettre au gaz, naturellement léger, de migrer vers le haut.

La question des amplitudes de contrainte dans la roche située au-dessus des gisements de gaz de schiste en est une qui peut être étudiée quantitativement et soumise à la modélisation mathématique. Cependant, la vérification de la stabilité des propriétés de conductivité hydraulique de la roche de recouvrement pendant et après la fracturation hydraulique nécessite de complexes mesures des contraintes *in situ* ainsi qu'une surveillance à long terme, deux choses qui n'ont

pas été faites. Wang (2013a, 2013b) s'est livré à la modélisation géomécanique pour évaluer les changements dans les conditions de contraintes à la suite de l'extraction de gaz dans la région des schistes d'Utica, au Québec, et est arrivé à la conclusion que la roche couverture pourrait subir un accroissement de la conductivité hydraulique.

4.3.2 Conduits anthropogéniques existants

Une autre scénario possible de contamination des eaux souterraines fait intervenir des conduits anthropogéniques existants permettant une circulation entre une zone de gaz de schiste et la ZEDS. Il pourra s'agir de puits de pétrole de gaz abandonnés de façon incorrecte ou de vieux puits en exploitation dont le scellement est défectueux. Il pourrait y avoir en Amérique du Nord des centaines de milliers de puits abandonnés qui sont mal scellés, résultats d'anciennes activités de production de pétrole et de gaz classiques. Schlumberger a déclaré que : « les données publiques suggèrent l'existence de plus de 18 000 puits non étanches en Alberta » [traduction] (Bexte *et al.*, 2008). Ces puits abandonnés pourraient présenter un risque pour la santé et la sécurité publique si les formations qu'ils traversent se repressurisaient, soit pendant des activités de forage et d'achèvement de puits de gaz de schiste, soit du fait des pratiques d'élimination en puits profonds (Jackson *et al.*, 2013b). Les fuites de ce type se produisent généralement lorsque du gaz remonte le long de l'espace annulaire situé entre le ciment qui entoure le cuvelage et la paroi rocheuse exposée lors du forage du trou. On a aussi signalé des cas de communication involontaire avec un puits de production avoisinant pendant la fracturation hydraulique (comme à Innisfail, en Alberta) (AER, 2012d). De ce fait, le parcours que le gaz est le plus susceptible d'emprunter pour passer de la zone profonde et/ou de la zone intermédiaire à la ZEDS passe par cet espace annulaire.

Dans leur étude de 68 puits d'eau souterraine privés situés en Pennsylvanie et dans l'État de New York, Osborn *et al.* (2011) ont découvert des preuves de contamination au méthane et conclu qu'elle avait été vraisemblablement causée par la migration du méthane dans les conduits existants ou via des cuvelages de puits non étanches. La profondeur des puits étudiés allait de 36 à 190 mètres, certains se trouvant dans des zones actives d'extraction de gaz naturel, et les autres dans des zones non actives. Bien que la contamination au méthane ait été relevée dans les puits des deux types de zones, elle était sensiblement plus marquée dans les zones situées près de puits de gaz. Se fondant sur des analyses isotopiques, les auteurs ont soutenu que la contamination des puits au méthane dans les zones d'extraction active provenait probablement de sources profondes de méthane thermogénique, tandis que le méthane trouvé dans les aquifères peu profonds provenait de sources de méthane biogénique ou de méthane mixte biogénique/thermogénique. Molofsky *et al.* (2011, 2013) ont toutefois

fait valoir que les données provenant de la même région indiquent que le gaz naturel présent dans l'eau était isotopiquement différent du gaz des schistes de Marcellus qui faisait l'objet d'une fracturation hydraulique et qu'il était plutôt similaire au gaz de formations moins profondes. Saba et Orzechowski (2011) ont eux aussi remis en question la conclusion de l'étude d'Osborn selon laquelle les gaz échantillonnés provenaient de la zone de production de Marcellus. Schon (2011) a mis au jour d'autres limitations de l'étude d'Osborn, notamment en ce qui concerne l'absence de données de référence.

Dans bien des cas, il peut exister de multiples parcours de contamination. Par exemple, Warner *et al.* (2012) soutiennent que les données géochimiques provenant du Nord-Est de la Pennsylvanie prouvent qu'il existe entre les formations profondes de schiste et les aquifères peu profonds d'eau potable certaines voies de communication qui ne résultent pas de la mise en valeur du gaz de schiste.

Dans l'ensemble, du fait de la portée limitée des études qui ont révélé la présence de gaz thermogénique et d'autres contaminants dans les puits d'eau potable situés près des sites d'exploitation du gaz de schiste, et en raison des conditions particulières qui prévalent dans les régions étudiées, il n'est pas possible de tirer de conclusions définitives concernant les parcours des contaminants. Même si on possédait des données de référence, il serait impossible de distinguer clairement la contamination associée aux voies naturels de celle causée par des activités de forage anciennes ou actuelles, par des cuvelage de puits non étanches ou par des activités de fracturation. En l'absence de bonnes données de référence, la tâche devient immensément plus difficile. Par conséquent, dans la plupart des cas, les assertions définitives dans un sens ou dans l'autre ne peuvent être ni confirmées, ni infirmées en l'absence d'une meilleure information provenant par exemple de systèmes de surveillance scientifique des eaux souterraines scientifique et d'études rigoureuses propres à des sites particuliers et apportant une meilleure compréhension des mécanismes d'infiltration des gaz. Ces questions sont abordées au chapitre 8.

4.3.3 Mauvaises pratiques durant le forage ou la stimulation

Les traitements par fracturation font habituellement l'objet d'une surveillance étroite, mais des événements imprévus lors de l'exploration et la production pétrolières et gazières peuvent entraîner la contamination des eaux souterraines par du gaz naturel et/ou des fluides de fracturation. Outre les déversements accidentels en surface résultant des activités précitées, ces événements pourront inclure :

- les éruptions de gaz naturel;

- la communication hydraulique entre le puits soumis à la fracturation et un puits de production avoisinant;
- la fermeture d'un puits de gaz avant que le gaz d'annulaire se soit dispersé dans l'atmosphère ou ait été extrait et traité, ce qui pourra entraîner une pressurisation du trou foré;
- l'injection directe de fluides de fracturation hydraulique dans la ZEDS ou dans la zone intermédiaire plutôt que dans le gisement de gaz de schiste visé.

En Ohio, en 1982, une sur-pressurisation naturelle dans la zone intermédiaire des grès d'Oriskany a entraîné une montée rapide de gaz naturel dans le trou de forage non cuvelé d'un puits classique dépourvu d'un obturateur anti-éruption. De vastes quantités de méthane ont contaminé les eaux souterraines proches de la surface, ce qui a profondément altéré la chimie de ces eaux. La contamination a fait augmenter les niveaux d'ions dissous (p. ex. de fer et de sulfure), diminuer les niveaux d'oxygène dissous et augmenter le pH des eaux souterraines (Kelly et Mattisoff, 1985).

Les incidents de ce genre sont rares parce que les autorités réglementaires insistent sur l'utilisation d'obturateurs anti-éruption lors du forage, même aux endroits où les concentrations *in situ* de gaz naturel sont habituellement faibles. Cependant, des poches de gaz pressurisé présentes dans la zone intermédiaire peuvent causer des problèmes imprévus.

Un autre incident assez similaire de contamination de l'eau souterraine lors d'activités de mise en valeur de pétrole et de gaz classique s'est produit dans le comté de Bainbridge, en Ohio, à la suite de la stimulation par fracturation hydraulique des grès de Clinton (Bair *et al.*, 2010). Du fait de la piètre qualité de la cimentation et de l'effet possible de la stimulation sur la gaine de ciment, la fermeture de l'espace annulaire entre le cuvelage de production et la roche a entraîné une sur-pressurisation de cet espace et une montée de gaz naturel dans le puits. Le gaz s'est infiltré dans l'aquifère de grès de Berea et a contaminé les puits d'eau locaux.

Un seul incident de contamination d'un aquifère peu profond par des fluides de fracturation hydraulique, fort probablement attribuable à l'erreur humaine, a été documenté (AER, 2012a). Survenu pendant une stimulation d'un gisement de gaz de schiste en Alberta, l'incident a été causé par l'injection directe de fluides de fracturation hydraulique dans le grès à une profondeur de 136 mètres, alors que les exploitants pensaient qu'ils effectuaient une fracturation à une profondeur d'environ 1,5 kilomètre.

S'il est peu probable qu'une fracture hydraulique dans la zone profonde communique avec un aquifère d'eaux souterraines peu profond, on sait que des fractures induites peuvent communiquer avec les fractures entourant un puits adjacent. Selon la B.C. Oil and Gas Commission (2010a), 18 communications connues entre des fractures ont été relevées en Colombie-Britannique uniquement, et l'AER possède des dossiers sur une vingtaine de cas de ce genre (Eynon, 2012) s'étant produits en Alberta avant l'incident survenu à Innisfail en 2012 (AER, 2012d). Ce dernier a été causé par un exploitant qui a foré un puits horizontal trop près (environ 130 mètres) d'un puits de production. La stimulation par fracturation hydraulique du puits horizontal a entraîné le déversement de fluides à la surface autour du chevalet de pompage du puits de production (AER, 2012d). Ce type de communication peut causer l'infiltration involontaire d'eau, de gaz, de boue ou de sables dans les aquifères de la ZEDS et de la zone intermédiaire, puis leur déversement à la surface.

4.4 CONCEPT DE LA CAPACITÉ D'ASSIMILATION

Ce qui importe concernant les incidences sur les eaux souterraines de la mise en valeur du gaz de schiste, c'est non seulement de savoir si de telles incidences se produisent, mais aussi de déterminer si elles sont suffisamment importantes pour être jugées inacceptables. La surveillance des eaux souterraines est tellement rare que l'information probante sur les incidences se limite aux cas de contamination de puits peu profonds (p. ex. Gorody, 2012).

L'idée selon laquelle la zone des eaux souterraines a la capacité d'assimiler des contaminants et de purifier l'eau, connue sous le nom de *capacité d'assimilation*, se trouve au cœur de tout débat sur les incidences des activités liées au gaz de schiste, qu'il s'agisse d'incidences immédiates ou à retardement. Les assertions concernant l'absence d'incidences, aussi bien que l'absence d'incidences cumulatives futures, doivent reposer du moins en partie sur l'hypothèse que la capacité d'assimilation des contaminants associés au gaz de schiste ne sera pas dépassée. La capacité d'assimilation englobe le concept de restauration de la qualité de l'eau jusqu'à une certaine distance ou un certain volume d'aquifère acceptable au fil du temps. En d'autres termes, le système des eaux souterraines peut se montrer très résilient dans des circonstances favorables. La ZEDS peut atténuer grandement la présence de nombreux types de contaminants par une combinaison de réactions de dégradation et de phénomènes de sorption et de dispersion hydrodynamique (mélangeage par dispersion et diffusion mécaniques). Ces mécanismes s'exercent sur des distances et des échelles temporelles qui varient en fonction des contaminants et des caractéristiques du système hydrogéologique, dans la mesure où la charge reste inférieure à la capacité de la ZEDS d'assimiler les produits chimiques.

On trouve de nombreux exemples d'activités industrielles ou autres qui contaminent les eaux souterraines mais pour lesquelles la capacité d'assimilation prévient les incidences ou réduit celles-ci à des niveaux acceptables. Par exemple, les contaminants comme les biphényles polychlorés (BPC) sont à toutes fins pratiques immobiles en raison de l'effet de sorption, de sorte qu'ils ne se déplacent pas assez loin dans les eaux souterraines sous forme de solutés pour causer beaucoup de dommages. De ce fait, leur présence dans le système des eaux souterraines est sans conséquence dans pratiquement tous les cas.

Un exemple de dépassement de la capacité d'assimilation dû à une intensification excessive est fourni par les fosses septiques d'égouts domestiques qui ont des incidences localisées acceptables, sauf là où la géologie et la densité des fosses créent des charges supérieures à la capacité d'assimilation. Il pourrait en être de même pour la mise en valeur du gaz de schiste, lorsqu'elle s'intensifie dans certaines régions.

Un autre exemple est celui des fuites d'essence aux stations-service. Du fait de leur flottabilité dans leur phase huileuse, les produits du pétrole flottent près du niveau phréatique. Leur accumulation à une faible profondeur permet leur biodégradation par l'oxygène dissous. La zone des eaux souterraines a ainsi démontré une immense capacité d'assimilation des produits du pétrole non halogénés raffinés. Cependant, si un panache de contamination issu de combustibles hydrocarbonés apparaît dans une zone où se trouvent de nombreux puits domestiques, des dommages pourront en résulter même si le panache est d'ampleur limitée. De plus, l'étendue du panache pourra ne pas être limitée si les combustibles hydrocarbonés raffinés contiennent des additifs chimiques persistants tels que l'éther tert-butylique méthylique (ETBM), qui pourra avoir été ajouté à l'essence. L'ETBM était utilisé surtout en remplacement du plomb pour ses qualités antidétonantes il y a deux décennies aux États-Unis, mais on a découvert par la suite qu'il est mobile et assez persistant dans les eaux souterraines, et qu'il se biodégrade en un produit de filiation encore plus persistant (alcool butylique tertiaire, ou TBA), ce qui peut souvent résulter en des panaches de contamination étendus (p. ex. Shih *et al.*, 2004). Dans ce contexte, la mesure dans laquelle les divers produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation hydraulique s'atténuent dans les aquifères d'eau douce n'est pas connue, mais il est probable qu'elle est variable en raison de la grande diversité des propriétés des produits utilisés et de la variabilité qui en résulte du point de vue de la mobilité.

Au fil des décennies, une forte capacité d'assimilation souterraine pourrait être le seul facteur qui empêchera des fuites de puits de gaz de schiste de dégrader sensiblement la qualité des eaux souterraines. Toutefois, même si la capacité

d'assimilation constitue un aspect crucial de l'évaluation des incidences à long terme de la mise en valeur du gaz de schiste sur les eaux souterraines, la littérature ne contient pas d'analyses des incidences qui évaluent, ni même ne prennent en compte officiellement, la capacité d'assimilation dans le contexte des déversements de gaz naturel dans la ZEDS.

4.5 INCIDENCES DU GAZ NATUREL SUR LA QUALITÉ DES EAUX SOUTERRAINES PEU PROFONDES

Comme on l'a vu au chapitre 3, des scellements de trou foré incomplets ou en détérioration peuvent être à l'origine de fuites de gaz en provenance de la zone intermédiaire ou du gisement de gaz de schiste situé plus en profondeur. De telles fuites se produisent soit le long de l'interface entre le scellement de ciment et la formation ou entre le cuvelage et le ciment, soit via des canaux ou des poches de gaz qui se forment dans le ciment à la suite de la migration du gaz (Watson, 2004). Des voies de fuites de gaz pourront se créer en raison des difficultés que présente le positionnement du ciment ou parce que ce dernier se détériore avec le temps. Dans bien des cas, aucune exigence n'oblige à cimenter les minces formations de gaz qui se trouvent dans la zone intermédiaire. Les voies de fuites de gaz situées derrière les cuvelages sont souvent difficiles à détecter au moyen des instruments de diagraphie géophysique standard (p. ex. les diagraphies d'adhésivité du ciment). Des instruments de diagraphie améliorés font leur apparition, mais leur utilisation est assez coûteuse (au moins 30 000 $ par puits), et elle peut ne pas être exigée par la réglementation.

Ce n'est pas là un problème propre à l'industrie du gaz de schiste; de nombreuses activités de forage et de production de l'industrie pétrolière et gazière peuvent avoir des répercussions sur la qualité des eaux souterraines. Toutefois, le problème est particulièrement pertinent dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste en raison d'une part du nombre relativement élevé de puits qui sont forés entre les puits domestiques des régions rurales et périurbaines, et d'autre part de la flottabilité du gaz naturel.

Pour évaluer les incidences possibles de la contamination de la ZEDS par le méthane dérivé du gaz de schiste, il est essentiel de bien comprendre les processus qui régissent sa solubilité et les réactions géochimiques et biogéochimiques qu'il peut induire. La solubilité du méthane dans l'eau est limitée. À une pression d'une atmosphère, elle est d'environ 23 miligrammes par litre à 25°C, et de 28 miligrammes par litre à 15°C (Gevantman, 2013). Elle s'accroît avec la profondeur de 32 miligrammes par litre à tous les 10 mètres. Le méthane dissous subit facilement une exsolution lorsque la pression diminue, de sorte qu'il est difficile d'en déterminer la saturation (Roy et Ryan, 2013). Par conséquent, des

diminutions mêmes relativement limitées de la charge hydraulique (pendant l'abstraction ou le pompage) peuvent induire l'exsolution et permettre au méthane en phase gazeuse de remplir l'espace poreux (ou l'espace à la tête des puits) et créer ainsi des risques d'explosion.

La question à éclaircir ici concerne les incidences possibles de ce type de fuite de gaz naturel sur la qualité de l'eau souterraine. Une question connexe importante a trait aux autres aspects de la qualité de l'eau, c'est-à-dire aux processus biogéochimiques susceptibles de réduire la teneur en gaz pendant le transport par l'eau souterraine des puits non étanches vers les aquifères d'eau douce.

Van Stempvoort *et al.* (2005) ont réalisé près de Lloydminster, en Alberta, une étude recourant à des mesures isotopiques pour montrer que le méthane provenant d'un puits non étanche et détecté dans un aquifère de vallée enfouie s'oxydait en dioxyde de carbone tandis que le sulfate contenu dans les eaux souterraines subissait une réduction bactérienne. Malheureusement, ils n'ont déterminé ni la distance de migration à partir du puits de pétrole non étanche, ni le débit total du déversement de méthane du puits vers l'aquifère. Les auteurs ont étudié ce qu'il était advenu du méthane et les changements connexes observés dans la chimie des eaux souterraines des points de vue des conditions d'oxydo-réduction et des concentrations de certains ions. Ils ne se sont pas intéressés aux changements liés à la salubrité de l'eau pour les utilisations domestiques dans la zone d'atténuation du méthane. Si l'on prend en compte tous les aspects de la salubrité de l'eau pour les utilisations domestiques, le fait que la concentration de méthane diminuait ne signifie pas nécessairement que la qualité de l'eau s'améliorait. Par exemple, dans la plus grande partie de la zone d'atténuation du méthane, les concentrations de fer étaient dans certains cas supérieures aux concentrations naturelles apparentes (Van Stempvoort *et al.*, 2005). Les processus biogéochimiques de dégradation du méthane peuvent accroître la dureté de l'eau (concentrations de calcium et de magnésium) et produire du sulfure d'hydrogène qui, en fonction de facteurs comme le pH, pourra engendrer une odeur d'œufs pourris. Selon Vidic *et al.* (2013), « le méthane peut être oxydé par les bactéries, ce qui entraîne un appauvrissement en oxygène. De faibles concentrations d'oxygène peuvent accroître la solubilité d'éléments comme l'arsenic et le fer. De plus, les bactéries anaérobiques qui prolifèrent dans de telles conditions peuvent réduire le sulfate en sulfure, ce qui entraîne des problèmes de qualité de l'eau et de l'air » [traduction]. Cependant, ces incidences n'ont pas encore été toutes confirmées au moyen d'études dans les régions où est mis en valeur le gaz de schiste.

Les méthodes d'évaluation des effets de la contamination au méthane ont été élaborées dans le cadre d'études d'autres types de contamination des eaux souterraines, mais elles n'ont pas encore été utilisées pour évaluer les incidences des fuites de méthane provenant des puits de pétrole et de gaz non étanches. Par conséquent, la mesure dans laquelle la capacité d'assimilation des fuites de méthane dans la zone des eaux souterraines empêchera une détérioration à long terme de la qualité des eaux souterraines reste inconnue. L'étude de Van Stempvoort *et al.* (2005) reste la meilleure analyse (et la seule publication examinée par des pairs) sur un cas d'infiltration et d'assimilation de méthane dans un aquifère d'eau douce à partir d'un puits de pétrole ou de gaz. De plus, le fait qu'il s'agissait d'un aquifère de vallée enfouie revêt de l'importance dans le contexte des sources d'eau souterraine dans les Prairies.

Des chercheurs de la Duke University, à la recherche de données probantes sur les incidences du gaz de schiste, ont examiné des puits domestiques en Pennsylvanie (Jackson *et al.*, 2013a). Ils ont découvert que la concentration moyenne de méthane dans l'eau souterraine tirée des puits situés dans un rayon d'un kilomètre d'activités de production de gaz de schiste était six fois supérieure à celle relevée dans les puits situés plus loin. Cependant, une étude de Molofsky *et al.* (2013) concernant 1701 puits d'eau de la même région (qui pour la plupart étaient « des complétions en découvert non scellées, dont le cuvelage se terminait à une faible profondeur dans la roche mère, pour que de l'eau puisse être extraite de multiples horizons à des profondeurs variant habituellement entre 100 et 500 pieds sous la surface du sol » [traduction]) a permis de conclure que les concentrations de gaz étaient le mieux corrélées avec la topographie et la géochimie des eaux souterraines, et non avec l'extraction de gaz de schiste. Les chercheurs de la Duke University ont fait suivre leur étude de la publication d'une suite plus complète de paramètres indicateurs qui appuyaient leur interprétation antérieure (Vengosh *et al.*, 2013). Les diverses explications ne peuvent être résolues en ce qui a trait aux voies de migration du méthane sans une caractérisation et une surveillance améliorées, ce qui supposerait de surveiller des ensembles de puits plutôt que les puits domestiques, et peut-être d'échantillonner les puits domestiques sur de plus longues périodes.

4.6 PRÉOCCUPATIONS CONCERNANT LES EAUX DE SURFACE

La surveillance de la qualité des eaux de surface a suscité relativement peu d'attention comparativement à la surveillance des eaux souterraines. Wilson et VanBriesen (2012) ont signalé que plus de 50 % des matières dissoutes totales présentes dans l'ensemble de l'eau produite issue des activités pétrolières et gazières en Pennsylvanie (en 2008–2009) ont été déversés dans les systèmes d'eau de surface. De plus, ils ont indiqué que la quantité d'eau produite

provenant des exploitants des schistes de Marcellus avait augmenté, passant d'une moyenne d'environ 1 million de mètres cubes de 2001 à 2006 à environ 4,1 millions de mètres cubes de 2008 à 2011. Ils ont en outre fait remarquer que pendant les périodes d'étiage de 2008 et 2009, « on s'attendait à ce que ces déversements affectent l'eau potable » [traduction], c'est-à-dire à ce que les usines de traitement ne soient pas en mesure d'améliorer la qualité de l'eau produite en raison de sa salinité.

Parlant de la zone de Marcellus, Vidic *et al.* (2013) ont souligné ce qui suit :

> Il est difficile de déterminer si l'extraction de gaz de schiste dans la région des Appalaches depuis 2006 a affecté la qualité de l'eau à l'échelle régionale parce qu'on ne possède pas de données de référence dans bien des cas, ou parce que la qualité de l'eau a déjà été affectée par d'autres activités comme l'extraction houillère. Bien que les ions de sodium, de calcium et de chlore sont les plus susceptibles d'être détectés à des concentrations élevées dans les cas où le reflux ou les eaux produites se seront déversés dans les cours d'eau, ces sels peuvent aussi provenir de nombreuses autres sources. Par contre, le strontium, le baryum et le brome constituent des signatures hautement spécifiques des eaux de reflux et eaux produites. Le baryum présente un intérêt particulier dans le cas des eaux de la Pennsylvanie en ce que sa concentration pourra être élevée dans les eaux de reflux et eaux produites pauvres en sulfate, mais faible dans les eaux de drainage des mines de charbon riches en sulfate. De même, le ratio ^{87}strontium/^{86}strontium pourra constituer une signature isotopique pour les eaux des schistes de Marcellus. [traduction]

On peut donc voir que la situation concernant la qualité des eaux de surface n'est pas très différente de celle liée à la qualité des eaux souterraines; dans les deux cas, la surveillance des conditions de référence est inadéquate.

Vidic *et al.* (2013) ont de plus fait observer que l'obtention de l'information sur la qualité des eaux de surface est entravée par des ententes juridiquement contraignantes que concluent les exploitants et les propriétaires des terres :

> Les exigences en matière de confidentialité découlant des enquêtes judiciaires, combinées au rythme rapide du développement et au peu de fonds alloués à la recherche constituent des obstacles majeurs à la recherche examinée par des pairs concernant les incidences environnementales. [traduction]

Cela s'applique tout aussi bien à l'étude de la contamination des eaux souterraines par les exploitants.

Des accroissements des solides en suspension dus aux activités de mise en valeur sur les plates-formes de puits et autour de celles-ci ont fait augmenter le volume de sédiments transporté par ruissellement (Williams *et al.*, 2008). Par ailleurs, Entrekin *et al.* (2011) ont étudié la turbidité des écoulements dans les régions de l'Arkansas où l'on procède à la mise en valeur des schistes de Fayetteville. Ils ont relevé une forte corrélation entre la densité des puits forés dans le schiste et la turbidité des cours d'eau dans sept bassins de drainage pendant la période des forts écoulements mesurés en avril 2009.

Heilweil *et al.* (2013) décrivent le développement de l'échantillonnage de reconnaissance du gaz dans les cours d'eau pour l'estimation des rejets de méthane comme un moyen viable d'évaluation des incidences sur les eaux souterraines de la mise en valeur du gaz non classique. La méthode consiste à mesurer les concentrations de méthane et la décharge d'eau souterraine dans le cours d'eau et à modéliser le transfert de masse de méthane dans le cours d'eau. Réalisée le long d'une section de 2300 mètres d'un ruisseau de l'Utah, leur étude a révélé que le méthane injecté dans le cours d'eau était persistant sur plus de 2000 mètres. Globalement, les auteurs ont estimé que la charge de méthane associée à l'apport d'eau souterraine était de 190 grammes par jour. Cela résulte en l'émission de méthane dans l'atmosphère et vient ajouter aux émissions fugitives, en réduisant toutefois les incidences en aval. Les auteurs n'ont pas déterminé si le méthane était de source biogénique ou thermogénique.

Les prélèvements d'eau à partir de sources d'eau de surface pour la production de gaz de schiste et l'élimination des eaux usées constituent les principales sujets de préoccupation, mais il existe aussi d'autres préoccupations liées aux eaux de surface, dont les répercussions sur l'hydrologie des changements apportés au territoire, la perte de zones tampons, les ruptures de continuité des habitats associées à la construction, l'entretien et l'intégrité des routes et ponceaux temporaires, les répercussions possibles des barrages ou autres structures de collecte ou de retenue des eaux, l'accroissement de la sédimentation et l'augmentation de l'utilisation des ressources forestières et agrégats pour l'amélioration de l'accès via les routes utilisées pour le transport dans la mise en valeur du gaz de schiste. Du fait de l'ampleur du potentiel de mise en valeur, tout particulièrement dans les régions éloignées, il conviendrait d'accorder la priorité à la protection des écosystèmes des eaux de surface et des services écosystémiques.

Entrekin *et al.* (2011) ont étudié les parcours de l'eau de surface dans les zones de Fayetteville et de Marcellus et mis en évidence la proximité de quantité de puits de gaz non classiques avec les cours d'eau. Ils ont conclu que les forts écoulements de sédiments provenant des pipelines, des routes et des plates-formes de forage pourraient gravement endommager les écosystèmes des cours d'eau et des étangs. Cette conclusion a été confirmée par Williams *et al.* (2008), qui ont installé des instruments de mesure dans certains sites du comté de Denton, au Texas, près des puits de gaz des schistes de Barnett. Ils ont observé un déclin exponentiel de l'écoulement de sédiments avec le temps en raison d'un effet de *stabilisation de site*, mais ils ont constaté que comparativement aux grands pâturages adjacents, un site présentait une production de sédiments environ 50 fois supérieure en raison des grandes quantités de sédiments provenant non de la plate-forme de forage elle-même, mais de la zone perturbée qui l'entourait.

4.7 UTILISATION DE L'EAU

Dans le contexte hydrologique canadien, la quantité totale d'eau requise pour la mise en valeur du gaz de schiste est généralement faible (par comparaison avec les flux annuels totaux d'eau de surface). Cependant, la fracturation hydraulique exige de forts volumes d'eau pendant de courtes périodes (de quelques semaines à quelques mois), ce qui peut créer des contraintes liées à la quantité ainsi qu'aux répercussions connexes sur la qualité à certains moments de l'année, dans certaines parties du pays. 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. Al *et al.* (2012) ont exposé le problème dans la perspective suivante pour le Nouveau-Brunswick :

> L'approvisionnement en eau à longueur d'année pour le forage et la fracturation hydraulique de 1000 puits nécessiterait une source d'eau fournissant un débit continu d'environ 0,6 à 2 mètres cubes par seconde, ce qui est peu comparativement au bas débit moyen estival d'un grand cours d'eau comme la rivière Saint-Jean à Fredericton (environ 400 mètres cubes par seconde). Cependant, on ne connaît pas actuellement l'emplacement des futurs sites de puits de gaz, et l'expérience du passé donne à penser qu'on cherchera à trouver des sources d'eau le plus près possible des sites des puits. Le prélèvement d'eau de sources locales plus petites nécessitera un examen minutieux des effets possibles sur les puits d'eau existants, sur le débit des cours d'eau, sur les lacs et sur les milieux humides. Ces évaluations, et les

> activités connexes de surveillance des opérations de prélèvement ou de diversion de l'eau, devront être assujetties à une réglementation rigoureuse. [traduction]

Il convient de souligner que l'industrie du gaz de schiste essaie d'éviter de tels problèmes en recyclant l'eau, en stockant l'eau sur place, en utilisant de l'eau saline et même en remplaçant l'eau utilisée lors de la fracturation hydraulique par du gaz. Toutefois, la pérennité de ces solutions de rechange, et la mesure dans laquelle l'économie du gaz de schiste permettra de les mettre en œuvre son mal comprises. Comme il a été indiqué au chapitre 3, la mise en valeur du gaz de schiste nécessite habituellement beaucoup plus d'eau que celle du gaz classique en raison des besoins accrus liés à la fracturation hydraulique. Les quantités utilisées, cependant, varient grandement d'une zone à l'autre, et parfois même d'un puits à l'autre, en fonction surtout de la composition du schiste et d'un certain nombre d'autres facteurs géologiques et économiques.

Dans un examen de la mise en valeur du gaz de schiste dans diverses des administrations nord-américaines, l'AER (2011a) fait observer ce qui suit :

> Les très forts volumes d'eau requis pour fracturer hydrauliquement les puits de gaz de schiste avec la technologie actuelle font de la consommation d'eau un enjeu d'importance cruciale dans la mise en valeur du gaz de schiste. Compte tenu que des centaines de puits seront forés dans les grandes zones de gaz de schiste, la gestion des eaux devra être surveillée étroitement par les autorités réglementaires, et elle pourrait imposer des limites quant à savoir où, quand et avec quelle rapidité se fera la mise en valeur du gaz de schiste. [traduction]

Le volume moyen d'eau utilisé (ou potentiellement requis) par puits de gaz de schiste varie selon la région.

Tableau 4.1.

Volume moyen d'eau utilisé par puits au Canada

Zone de gaz de schiste	Volume moyen d'eau par puits (m^3)
Bassin de Horn River (C.-B.)	76 900
Montney (C.-B.)	6 700 à 9 700
Colorado (puits verticaux en Sask.)	200 à 400
Utica (Qc)	12 000 à 20 000
Frederick Brook (N.-B.)	2 000 à 20 000
Horton Bluff (N.-É.) (2 puits seulement)	5 900 à 6 800

Sources des données : BAPE, 2011a; B.C. Oil and Gas Commission, 2012c; Rivard *et al.*, 2012

Ces chiffres sont des moyennes générales, et la quantité pour un puits particulier pourra tomber en dehors des fourchettes indiquées. De plus, pour certaines zones du Québec, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, les tailles d'échantillon sont très faibles. Une des raisons pour lesquelles les puits du bassin de Horn River en Colombie-Britannique utilisent autant d'eau (jusqu'à 80 000 mètres cubes dans certains cas) est que la zone de schiste est très épaisse et qu'il faut beaucoup d'eau pour la fracturer du sommet jusqu'à la base. Les schistes porteurs de gaz dans d'autres bassins sont moins épais, et leur fracturation nécessite moins d'eau.

L'eau utilisée pour la fracturation hydraulique est surtout de l'eau douce (p. ex. de l'eau de lacs et cours d'eau, de l'eau souterraine ou même de l'eau traitée par les municipalités). Il peut aussi s'agir d'eau provenant d'aquifères salins profonds ou d'eau produite qu'on réutilise. Bien que de plus en plus d'eau soit recyclée et réutilisée, de grandes quantités d'eau douce restent nécessaires (à la condition que les schistes ne soient pas sensibles aux eaux faibles en matières dissoutes totales), car l'eau saumâtre est plus susceptible d'endommager l'équipement et les formations (Stark *et al.*, 2012). Certaines administrations limitent parfois les sources d'eau pouvant être utilisées pour la fracturation hydraulique et, afin de réduire les incidences, restreignent les volumes utilisés et déterminent le moment des prélèvements. Représentant jusqu'à 80 % de l'ensemble des déplacements, le transport de grandes quantités d'eau à destination et en provenance des sites de forage constitue un défi logistique de taille et se révèle coûteux tant pour l'industrie que pour l'environnement, en raison des émissions de GES et de polluants atmosphériques associées au transport (Stark *et al.*, 2012) (voir les chapitres 5 et 7).

Le prélèvement d'eau pour la fracturation hydraulique constitue une utilisation consommatrice de l'eau étant donné qu'une partie de celle-ci restera dans la formation porteuse de gaz de schiste et ne reviendra pas à la surface. Est-ce que cette utilisation consommatrice est importante ou limitée? Il est impossible de trancher clairement cette question. L'utilisation d'eau est importante comparativement à celle qu'entraîne la production de gaz classique, mais limitée comparativement à celle liée à la production de pétrole, et plus particulièrement aux activités de récupération et de production secondaires de pétrole à partir de sables bitumineux (en termes d'équivalent énergétique).

Tableau 4.2.

Consommation d'eau pour les activités liées aux ressources énergétiques

Combustible fossile	Consommation d'eau (gal/mBTU)
Pétrole (production primaire)	1,4
Pétrole (récupération secondaire et assistée)	62 à 65
Sables bitumineux	13 à 33
Gaz naturel classique	~ 0
Gaz de schiste	0,6 à 1,8

Source des données : Mielke *et al.*, 2010, tel que résumé dans Rivard, 2012
Gal/mBTU : gallons par million d'unités thermiques britanniques

La quantité d'eau utilisée pour fracturer un puits de gaz de schiste peut également être comparée à celle que nécessitent d'autres activités économiques. Selon Chesapeake Energy (2012), les quelque 19 000 mètres cubes d'eau utilisés pour forés et fracturer un puits de gaz de schiste équivalent au volume d'eau requis pour arroser 3 hectares de maïs pendant une saison, arroser un terrain de golf pendant 25 jours, faire fonctionner pendant 12 heures une centrale au charbon de 1 000 mégawatts ou combler les besoins en eau de la ville de New York pendant sept minutes. Cependant, la fracturation hydraulique retournera probablement beaucoup moins d'eau dans le cycle hydrologique que ces autres utilisations.

Selon les estimations de l'Environmental Protection Agency des États-Unis, la fracturation de 35 000 puits par année dans les États continentaux des États-Unis nécessiterait à peu près l'équivalent de l'eau utilisée par une ou deux villes d'une population de 2,5 millions d'habitants (EPA, 2011b). En Pennsylvanie, l'industrie du gaz de schiste utilise environ 0,2 % des 13,5 billions de litres d'eau douce consommés annuellement dans cet État (Brown, 2010, tel que cité dans Ramudo et Murphy, 2010). Bien que ce faible pourcentage puisse sembler rassurant, une sécheresse prolongée qui a touché la plus grande partie des États-Unis au cours de l'été de 2012 a amené la Pennsylvanie à suspendre temporairement les permis de prélèvement d'eau des grands utilisateurs industriels, tandis que les exploitants de gaz de schiste des autres États ont été forcés de payer plus cher pour leur approvisionnement en eau ou d'investir dans des installations de recyclage (Dittrick, 2012).

Ces exemples montrent que les volumes absolus d'eau prélevés revêtent souvent moins d'importance que les moments et les débits des prélèvements. La fracturation hydraulique utilise une grande quantité d'eau pendant une courte période (plusieurs jours). Si plusieurs opérations de fracturation ont lieu l'une à la suite de l'autre (comme cela se produit sur les plates-formes comptant de multiples puits) ou en même temps (sur différentes plates-formes), la demande pourra excéder la capacité locale non allouée pendant cette période. Si on se fonde sur la moyenne de 19 000 mètres cubes par puits calculée pour les États-Unis, une plate-forme de forage comptant huit puits pourrait utiliser quelque 150 000 mètres cubes d'eau en deux à trois mois. Chapman et Venables (2012) signalent que les plates-formes de puits de la région de Montney en Colombie-Britannique utilisent généralement entre 90 000 et 1 000 000 mètres cubes d'eau. En 2012, dans le bassin de Horn River en Colombie-Britannique, on a utilisé près de 4 000 000 mètres cubes d'eau pour la fracturation hydraulique (voir le tableau 4.2). Cependant, dans la plupart des cas, il est possible de faire face à ce défi en prélevant l'eau durant les périodes de pointe (p. ex. pendant la crue printanière) et en la stockant jusqu'à ce qu'on en ait besoin. Le recyclage de l'eau de reflux et l'utilisation d'eau non potable peuvent également réduire la demande d'eau douce de l'industrie. On étudie actuellement toutes ces options et on détermine leur viabilité économique; reste à voir de quelle façon la réglementation influera sur leur utilisation par l'industrie.

Encadré 4.2

Problèmes de gestion de l'eau dans le haut de la rivière Kiskatinaw

La ville de Dawson Creek, dans le Nord de la Colombie-Britannique, est confrontée à un certain nombre de défis de gestion des ressources en eau potable dans le contexte de la mise en valeur intensive des ressources dans la région. La ville est située près du gisement gazier de Montney, où 885 puits de gaz de schiste étaient en production à la fin de 2011. Chacun des grands exploitants a sa propre stratégie d'acquisition de l'eau dans une région où le réseau de puits de surveillance est très ténu. Pour protéger son bassin hydrologique, Dawson Creek a mis en place une approche fondée sur la recherche, les partenariats et les objectifs de gestion.

suite à la page suivante

La partie amont de la rivière Kiskatinaw fournit de l'eau potable à Dawson Creek, Pouce Coupe, et la région rurale environnante (population combinée d'environ 20 000 personnes) depuis 1942 (GW Solutions, 2012). Le débit de la rivière Kiskatinaw River peut varier considérablement au fil des saisons, ce qui présente des défis pour la collectivité et pour les autres utilisateurs d'eau (Lapp et Whiten, 2012). Les changements climatiques et l'accroissement de la demande d'eau découlant du développement industriel, et plus particulièrement des activités de forage gazier, peuvent aboutir à des prélèvements dans la rivière qui dépassent les limites. De plus, des changements des conditions de terrain dus aux feux de forêt, à une infestation par le dendroctone du pin ponderosa et à la perte de milieux humides peuvent avoir des répercussions sur l'écoulement direct de surface aussi bien que sur la recharge des eaux souterraines.

À mesure que se font jour dans le bassin hydrologique de nouveaux débouchés de mise en valeur des ressources (p. ex. l'énergie éolienne et le charbon), les empreintes qui en découlent viennent s'ajouter à celles d'un secteur gazier en croissance rapide et des industries classiques, ce qui soulève les problèmes suivants : risques diffus liés à la qualité de l'eau à partir de sources ponctuelles et de sources diffuses à de faibles altitudes; risques possibles au regard de la qualité et de l'écoulement des eaux souterraines à la suite de la mise en valeur et de l'exploitation à grande échelle des ressources gazières, et plus particulièrement de celles qui sont situées directement dans les corridors fluviaux; érosion et sédimentation dues aux développements linéaires et à la traversée de cours d'eau sur des sols érodables; incidences hydrologiques dans une zone protégée de sources d'approvisionnement en eau en raison de l'exploitation forestière intensive actuelle (Lapp et Whiten, 2012).

Dawson Creek a été une ville pionnière en matière de gestion de bassin hydrologique, produisant son premier plan intégré de gestion du bassin hydrologique 1991, et le premier plan de protection des sources d'approvisionnement en eau en 2007.

La ville participe au projet d'aménagement hydraulique de Montney (*Montney Water Project*), initiative de collaboration entre l'industrie, le gouvernement, le milieu universitaire, les collectivités et les intervenants qui vise à dresser un portrait régional des ressources hydriques de la zone de Montney. On envisage un recours accru aux aquifères salins souterrains pouvant servir de sources d'approvisionnement en eau et/ou de sites possibles d'élimination des fluides (Geoscience B.C., 2011b).

Tiré de sources citées dans le texte et d'une communication personnelle de Reg Whiten

4.8 EAU DE REFLUX

4.8.1 Stockage et traitement

L'eau de reflux qui remonte à la surface lors des opérations de fracturation hydraulique contient non seulement des additifs chimiques qui ont été mélangés au fluide de fracturation, mais également de l'eau de formation qui peut présenter une forte teneur en matières dissoutes. Comme ces matières sont principalement des sels, une fuite ou un déversement d'eau de reflux peut accroître la salinité du milieu récepteur. Les matières dissoutes dans l'eau de reflux peuvent également inclure des MRN (matières radioactives naturelles) et d'autres composants naturels tels que des métaux traces (p. ex. de l'arsenic ou du baryum) susceptibles de contaminer l'eau et de s'accumuler sur l'équipement, ce qui peut présenter un risque sanitaire pour les travailleurs. Pour ce qui est de la concentration en MDT, l'eau peut être de saumâtre (<10 000 milligrammes par litre) à saumurée (>100 000 milligrammes per litre), mettant en péril la potabilité de l'eau douce en cas de contamination. Le fluide d'hydrofracturation peut aussi affecter ou tuer la végétation (Adams, 2011). Bien que les débits et la composition chimique de l'eau de reflux varient considérablement d'une région à l'autre et que la plus grande partie de cette eau soit produite dans les quelques jours qui suivent la fracturation, la plupart des puits de gaz classique et non classique continueront habituellement de produire de petites quantités d'eau de formation pendant leur exploitation (EPA 2011b).

L'eau de reflux est habituellement stockée dans des étangs de surface isolés par une membrane ou dans des réservoirs, avant d'être soit traitée sur site ou hors site à une usine de traitement spécialisé, soit réutilisée pour la fracturation d'un autre puits, soit réinjectée dans une formation saline profonde. Même lorsqu'ils sont équipés de doubles membranes, les étangs sont rarement exempts de défauts, et on peut s'attendre à ce qu'ils fuient après un certain temps. De même, la salinité de l'eau de reflux stockée peut accroître la perméabilité des étangs chemisés de glaise (Folkes, 1982). Au Wyoming, des fuites des étangs de retenue utilisés dans la mise en valeur du méthane houiller ont mené à l'adoption de règlements qui régissent à la fois l'emplacement de ces étangs et la surveillance des eaux souterraines environnantes (Wyoming Department of Environmental Quality, 2008).

De plus, les étangs de surface peuvent déborder à la suite de précipitations importantes (p. ex. durant de fortes tempêtes de pluie). En Colombie-Britannique, seuls les fluides de fracturation de type *slickwater* peuvent être stockés dans des réservoirs ouverts ou des étangs munis d'une membrane; tous les autres fluides de fracturation de reflux doit être stockés dans des réservoirs fermés (B.C. Oil and Gas Commission, 2009). En Alberta, l'eau produite (p. ex. l'eau de

reflux) peut être stockée dans des réservoirs ou dans des étangs munis d'une membrane (AER, 2011b), tandis qu'au Nouveau-Brunswick, il n'est pas permis de la stocker dans des étangs (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b).

En Nouvelle-Écosse, la gestion de l'eau de reflux provenant de deux puits fracturés hydrauliquement près de Kennetcook s'est révélée très problématique. Le volume d'eau de reflux était plus élevé que prévu (les puits du Nouveau-Brunswick situés dans le bassin sédimentaire des Maritimes en avaient produit beaucoup moins), et la province n'avait pas de réglementation concernant les options pour l'élimination ou le traitement. Quelque 14 millions de litres d'eau de reflux ont été produits. Il s'agissait en grande partie d'eau saline provenant d'une zone de faille perméable recoupée lors du forage. Des MRN ont aussi été détectées dans les fosses de stockage à ciel ouvert munies de membranes. L'exploitant et le gouvernement n'ont pas réussi à s'entendre sur la façon d'éliminer l'eau de reflux. La société voulait réinjecter les fluides dans la formation cible, mais le ministère de l'Environnement de la Nouvelle-Écosse s'y est opposé en raison des incertitudes entourant le devenir de tels fluides réinjectés. La sécurité de la réinjection n'ayant pu être prouvée, cette impasse est devenue un symbole des difficultés liées à l'élimination des eaux usées issues de la mise en valeur du gaz de schiste dans l'Est du Canada.

Les défis à relever pour rendre l'eau de reflux propre au rejet dans les rivières ou les lacs sont sensiblement différents de ceux auxquels l'industrie du traitement des eaux usées est habituellement confrontée. Le degré de difficulté et, partant, le coût du traitement dépendent de nombreux facteurs, dont la salinité, la composition chimique particulière du fluide (y compris sa radioactivité) ainsi que la tolérance de l'écosystème dans lequel l'eau traitée sera rejetée.

Les fluides salins ne peuvent être traités dans les usines municipales habituelles de traitement des eaux usées en raison de leurs effets nuisibles sur les microbes utilisés dans le procédé de traitement par boues activées. De même, les constituants des matières radioactives naturelles pourront soit être absorbés par les boues, soit simplement passer au travers de l'usine de traitement et être rejetés dans les eaux réceptrices. Les autres options de traitement incluent l'osmose inversée ainsi que la distillation thermique et la cristallisation (Gregory *et al.*, 2011). Certaines de ces options sont utilisées dans des usines de traitement du Texas et de la Pennsylvanie qui ont été bâties spécialement pour le traitement des fluides de reflux. Warner *et al.* (2013) ont examiné la composition des effluents associés à la mise en valeur du gaz de schiste dans

une usine de traitement des eaux usées de l'Ouest de la Pennsylvanie, ainsi que les sédiments fluviatiles en amont et en aval du point de rejet. Ils ont conclu ce qui suit :

> Les niveaux de radium 226 dans les sédiments fluviatiles (544 à 8759 becquerels par kilogramme) au point de rejet étaient environ 200 fois supérieurs à ceux relevés dans les sédiments en amont et sédiments de référence (22 à 44 becquerels par kilogramme) et dépassaient les seuils fixés par règlement pour l'élimination des déchets radioactifs, ce qui pourrait présenter des risques environnementaux de bioaccumulation de radium dans des zones localisées d'élimination des eaux usées provenant des gisements de gaz de schiste. [traduction]

Très peu de recherches ont été faites sur cet aspect de la mise en valeur du gaz de schiste. Par ailleurs, les coûts à assumer pour rendre les eaux de reflux conformes aux normes garantissant la santé et la sécurité humaines et écologique sont généralement très élevés, et les résultats du point de vue réglementaire restent incertains. De ce fait, l'injection en puits profonds est l'option que privilégie habituellement l'industrie, lorsque les conditions géologiques s'y prêtent.

4.8.2 Élimination dans des puits profonds

La pratique optimale pour l'élimination des eaux usées dans l'industrie pétrolière et gazière consiste à les injecter dans le sous-sol (MIT, 2011). Les puits d'injection sont parfois moins profonds que les puits de production, mais ils sont tout de même beaucoup plus profonds que les aquifères d'eau douce. L'élimination des déchets fluides par injection en profondeur est réglementée partout où elle se fait. L'injection en profondeur vise habituellement un volume de fluide par puits supérieur à ce qui est observé avec la fracturation hydraulique, quoique le pompage se fasse à des pressions inférieures. Les déchets fluides sont injectés dans des formations poreuses perméables spécialement ciblées en fonction de leur capacité de recevoir de forts volumes de fluides. Dans bien des cas, il s'agit de gisements de pétrole de gaz épuisés ou d'aquifères salins.

Deux exploitants de gaz naturel du bassin de Horn River (Encana et Apache) ont construit une usine d'épuration pour traiter l'eau provenant de l'aquifère salin Debolt, en vue de son utilisation comme fluide de fracturation hydraulique. Ils réinjectent ensuite l'eau de reflux excédentaire dans la même formation. Cette approche nécessite la présence d'une formation réceptrice appropriée (habituellement un aquifère salin), ce qui ne se trouve pas partout au Canada.

Actuellement, il n'y a pas de puits pour l'élimination des eaux usées au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Les conditions géologiques au Nouveau-Brunswick ne se prêtent pas à la construction de tels puits (Keighley et Maher, 2010). Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les conditions sont généralement plus propices à l'élimination en puits profonds des fluides de reflux, du fait qu'on connaît bien la stratigraphie et les propriétés hydrauliques des diverses formations utilisées depuis longtemps pour réinjecter de l'eau produite du gaz acide.

Deux grands risques sont associés à l'élimination en profondeur des eaux usées, soit le risque de contamination des eaux souterraines et le risque lié à la sismicité induite ou déclenchée. Ce dernier est abordé au chapitre 6. L'élimination en puits profonds est une pratique de longue date pour l'élimination des fluides salins et des gaz acides dans l'industrie pétrolière et gazière de l'Ouest canadien. Lorsque les pratiques exemplaires sont respectées, le risque pour la ZEDS devrait être peu important, du fait que les faibles pressions et débits d'injection sont peu susceptibles d'entraîner des mouvements importants vers le haut via les puits abandonnés ou les scellements de puits non étanches.

4.9 LIMITES DES CONNAISSANCES ET DE LA COMPRÉHENSION SCIENTIFIQUE

Les différents points de vue exprimés dans la littérature concernant les voies souterraines de contamination liées à la mise en valeur du gaz de schiste font ressortir la nécessité de recherches sur le terrain plus exhaustives et solides, appuyées d'activités de laboratoire et de modélisation.

Plusieurs incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste sont difficiles à évaluer en raison des limites importantes de la compréhension scientifique actuelle :

- Les incidences sur la qualité des eaux souterraines ne sont généralement pas prévisibles au moyen des méthodes établies d'analyse scientifique et de génie parce que ces incidences se manifesteront probablement de façon graduelle, sur plusieurs décennies, voire davantage. Par exemple, les fuites à faible profondeur survenant le long des trous forés ou découlant de déversements à la surface et atteignant la ZEDS pourraient être détectées beaucoup plus rapidement si une stratégie de surveillance adéquate était appliquée.
- On connaît mal les conditions hydrogéologiques et hydrogéochimiques de référence des réseaux d'écoulement des eaux souterraines dans les régions du Canada où se fait ou pourrait se faire la mise en valeur du gaz de schiste.

- Le comportement dans les eaux souterraines des additifs chimiques utilisés pour la fracturation, et leurs réactions avec les fluides et la roche *in situ* ne sont pas bien compris. Il en va de même pour la dégradation des fluides produits relâchés dans les eaux douces souterraines et de surface.
- Les capacités d'assimilation par la zone des eaux souterraines des contaminants issus de l'extraction du gaz de schiste — gaz et produits chimiques de fracturation hydraulique — ne sont généralement pas connues, et elles varient probablement en fonction des environnements hydrogéologiques. Pour pouvoir cerner les risques possibles, il faudrait déterminer ces capacités sur des périodes et des distances appropriées.
- Les liens entre les ressources en eaux souterraines et de surface dans l'ensemble du pays ne sont pas bien compris, et les relevés historiques sur les eaux de surface pour l'ensemble des régions visées par les activités de mise en valeur sont rarement de bonne qualité.
- Le calcul des débits minimaux des rivières qui drainent les zones de gaz de schiste nécessitera un consensus parmi les intervenants concernant les limites de l'abstraction pendant les périodes de faibles débits.

4.10 CONCLUSION

Bien que des assertions aient été publiées concernant l'absence d'incidences démontrées ou vérifiées de la mise en valeur du gaz de schiste sur les eaux souterraines, elles ont été remises en question par des publications plus récentes. Le fardeau de la preuve relative aux incidences ne devrait pas incomber au public; c'est l'industrie qui devrait vérifier l'exactitude et la fiabilité de ses allégations concernant le rendement, cela sur des échelles spatiales et temporelles pertinentes. Il existe des raisons de croire que la mise en valeur du gaz de schiste présente un risque pour les ressources hydriques, mais l'étendue de ce risque, et la question de savoir si des dommages substantiels ont déjà été causés, ne peuvent être évaluées faute de données et de savoir scientifiques.

On croit que la principale cause possible de contamination des eaux souterraines est la migration ascendante de gaz le long des cuvelages de puits, parfois en combinaison avec des fractures naturelles causant l'infiltration de gaz sur des périodes étendues dans les aquifères d'eau douce ou dans l'atmosphère. Dans les aquifères, le gaz peut être assimilé par des processus géochimiques naturels, mais ces mêmes processus peuvent entraîner l'émission de contaminants naturels tels que des métaux et du sulfure d'hydrogène, lesquels pourraient dégrader la qualité de l'eau. Il n'y a pas eu de surveillance rigoureuse des conditions de référence dans les régions où pourrait se trouver du gaz de schiste, et la capacité d'assimilation des réseaux d'eau souterraine dans ces régions n'a pas fait l'objet

d'évaluations visant à déterminer la présence de contaminants associés à la mise en valeur du gaz de schiste (p. ex. dans les aquifères de vallée enfouie des Prairies et les aquifères de la roche mère au Québec et dans les Maritimes).

Même s'il y a une roche couverture imperméable au-dessus d'un gisement de gaz de schiste, des infiltrations via des scellements de puits non étanches et des puits abandonnés et des mouvements de fluides le long de failles pourraient ouvrir la voie au contournement des couches de roche par ailleurs peu perméables ou au transport de fluides dans la zone intermédiaire. Les risques associés à de tels événements sont à la fois variables et mal quantifiés. Il conviendrait de les étudier avec soin, particulièrement près des milieux humides, dans les zones habitées desservies par des puits domestiques et dans les zones périurbaines où pourraient se trouver des puits abandonnés. Si les gaz tendent à migrer vers le haut du fait de leur flottabilité ou de gradients de pression, les produits chimiques de fracturation hydraulique et les eaux salines sont moins susceptibles de remonter de la zone de fracturation hydraulique à la ZEDS parce que cela nécessiterait des gradients de pression ascendante soutenus pendant de longues années.

Les questions les plus importantes concernant la contamination des eaux souterraines par les activités de mise en valeur du gaz de schiste ne sont pas de savoir si ces activités ont eu ou auront des incidences sur les eaux souterraines, mais de déterminer où et quand elles se produiront, si leur étendue sera acceptable et pendant combien de temps elles dureront. Enfin, il sera nécessaire de déterminer de quelle façon et dans quelle mesure la réglementation et les pratiques industrielles peuvent prévenir de telles incidences, et comment ces incidences peuvent être atténuées si elles se produisent.

Même si la fracturation hydraulique nécessite de grandes quantités d'eau, les volumes totaux sont relativement faibles compte tenu des ressources hydriques disponibles dans la plupart des régions du Canada. Quoi qu'il en soit, l'utilisation de l'eau peut à l'occasion présenter des problèmes lorsque la demande à court terme associée à la fracturation hydraulique entre en concurrence avec d'autres utilisations de l'eau pendant certaines saisons ou pendant les périodes de sécheresse. Ces problèmes peuvent être évités par le recours à de saines pratiques de gestion de l'eau, qui incluront forcément une caractérisation et une surveillance améliorées des bassins hydrographiques des régions où est mis en valeur le gaz de schiste.

5

Gaz à effet de serre et autres émissions atmosphériques

- Émissions de gaz à effet de serre
- Autres émissions atmosphériques
- Conclusion

5 Gaz à effet de serre et autres émissions atmosphériques

Au chapitre 4, le comité d'experts a abordé les répercussions que la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste a sur la quantité et la qualité de l'eau, et il a décrit l'état des connaissances sur les parcours possibles de contamination et sur la disponibilité de l'eau pour la fracturation hydraulique. Bien que le public se soit surtout intéressé à ces aspects des ressources hydriques quand il était question des effets environnementaux de la mise en valeur du gaz de schiste, il existe d'autres risques environnementaux qui doivent être pris en compte concernant l'air, le territoire et la santé humaine. Les questions liées aux gaz à effet de serre (GES) et aux autres émissions atmosphériques sont abordées dans le présent chapitre, tandis que les questions se rapportant aux incidences sur le territoire et à la sismicité stimulée sont traitées au chapitre 6. Quant aux questions liées à la santé humaine, elles sont abordées au chapitre 7.

5.1 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Le gaz de schiste est un combustible fossile. Sa production et son utilisation entraînent des émissions de dioxyde de carbone et de méthane, deux GES qui contribuent au changement climatique. L'incidence environnementale du gaz de schiste en ce qui a trait aux changements climatiques anthropogéniques n'est pas clairement définie. On pouvait lire dans une étude récente que « les estimations des émissions de gaz à effet de serre issues de la production et l'utilisation du gaz de schiste sont sujettes à controverse » [traduction] (O'Sullivan et Paltsev, 2012). Le British Geological Survey a conclu que « le bilan global du gaz de schiste relativement à l'effet de serre, y compris les émissions directes et indirectes de dioxyde de carbone aussi bien que de méthane, n'est pas encore très bien compris » [traduction] (Energy and Climate Change Committee, 2011).

La façon dont la mise en valeur du gaz de schiste influe sur le changement climatique dépend de sa contribution nette aux émissions de GES à l'échelle mondiale. Le fait de remplacer le charbon par le gaz naturel pour la production d'électricité, par exemple, réduit les émissions de dioxyde de carbone par unité d'énergie produite, en partie parce que les centrales électriques à turbines à gaz sont plus efficientes que les centrales alimentées au charbon. Aux États-Unis, l'efficience thermique globale moyenne de ces dernières est de 33 % pour les centrales existantes (NETL, 2010), alors qu'elle dépasse 60 % dans le cas des centrales à turbines à gaz naturel (GE et Siemens affirment toutes deux que les nouvelles turbines offrent une efficience thermique supérieure à 60 %) (GE, 2014; Siemens, 2013). Sur une base d'équivalence énergétique,

la quantité de dioxyde de carbone associée à l'électricité provenant du gaz naturel équivaut à environ 52 % de celle liée aux centrales électriques alimentées au charbon dans le cas des centrales à cycle simple, et à environ 30 % dans le cas des centrales à cycle combiné[18]. Cependant, les turbines à gaz naturel n'émettent pratiquement pas de matières particulaires ou d'oxydes de soufre (SOx), et elles ne produisent qu'une petite fraction des oxydes d'azote (NOx) et beaucoup moins de monoxyde de carbone (CO) comparativement au charbon, et si la fonction de production d'électricité est combinée à une approche de cogénération utilisant une partie de la chaleur produite, le niveau d'efficience allégué atteint près de 80 % (EIA, 1998; Shipley *et al.*, 2008).

Il est reconnu que la mise en valeur du gaz naturel a une incidence beaucoup moindre au regard de l'utilisation du territoire que l'extraction du charbon et l'implantation de centrales thermiques au charbon, qu'elle a moins de répercussions sur la santé au travail et la sécurité, et que la production du gaz naturel est moins polluante que celle du charbon.

Le fait de remplacer le charbon et des combustibles liquides par du gaz de schiste peut réduire l'incidence globale sur l'environnement et l'empreinte carbonique de la consommation d'énergie primaire. Les fuites de méthane, dont il sera question plus loin, peuvent réduire ces avantages. De plus, comme environ 10 % de l'électricité canadienne est produite à partir de gaz, et 12 % à partir de charbon (et de tourbe) (AIE, 2013), les possibilités de remplacement sont limitées comparativement à celles qui s'offrent dans d'autres pays comme les États-Unis et la Chine, qui dépendent beaucoup plus du charbon pour la production d'électricité. La production d'électricité au moyen de turbines à gaz s'accroît afin de combler la nouvelle demande d'électricité au Canada, aux dépens des centrales électriques au charbon, qui sont remplacées par des centrales au gaz naturel au terme de leur durée de vie.

Pour estimer les contributions nettes, il faut procéder à une comparaison exhaustive *du puits au brûleur*[19] entre le gaz de schiste et les autres combustibles, ce qui doit inclure toutes les sources d'émissions de GES associées à la production, au traitement, au transport et à la consommation de chaque combustible. Les résultats de telles analyses varient considérablement en fonction des valeurs retenues pour des variables comme le potentiel de réchauffement planétaire

18 Calcul fondé sur les coefficicents d'émission tirés d'EIA (2011) et les hypothèses suivantes : efficience moyenne des centrales au charbon pulvérisé classiques = 32 %; efficience des turbines au gaz naturel à cycle simple : 35 %; centrales au gaz naturel à cycle combiné = 60 %.

19 Certains auteurs utilisent le terme « analyse du cycle de vie » (*life-cycle analysis*), mais le comité d'experts pense que le terme « analyse du puits au brûleur » reflète mieux la chaîne de valeur linéaire des combustibles fossiles.

du méthane (voir ci-après). De plus, les fuites liées aux activités en amont, au transport et au stockage peuvent réduire les avantages découlant des émissions moindres à l'étape de la consommation, et l'ampleur de ces émissions fugitives de méthane fait l'objet d'un débat scientifique continu. Les autres facteurs qui entrent en jeu incluent les périodes pertinentes à prendre en compte, l'incidence de la réduction des aérosols sulfatés atmosphériques découlant du remplacement du charbon par le gaz naturel, les débits présumés des fuites et de l'évaporation de méthane lors de la production du gaz naturel, les installations de transfert et de stockage, l'efficacité du torcharge du gaz naturel résiduaire ainsi que l'utilisation finale du gaz. Venkatesh *et al.* (2011) ont souligné que les analyses de cycle de vie ne reconnaissent pas et ne prennent pas en compte bien souvent de telles incertitudes qui, dans certains cas, peuvent changer non seulement l'ampleur de l'effet attendu, mais aussi sa nature même. Dans leur analyse, la probabilité d'une réduction sensible des émissions découlant du remplacement du charbon par le gaz dans la production d'électricité est de près de 100 %, tandis que l'utilisation du gaz naturel comme carburant de transport présente une probabilité d'accroissement des émissions de l'ordre de 10 à 35 %.

Des préoccupations ont été exprimées concernant la possibilité qu'une abondance de méthane peu coûteux fasse de gonfler la demande d'énergie et retarder l'élaboration de technologies non fondées sur les combustibles fossiles pour la production d'énergie primaire, tout en ouvrant la voie à l'émission de grandes quantités de GES (Schrag, 2012). Des facteurs socio-politiques, dont ceux liés au commerce ou à l'investissement dans d'autres sources d'énergie, pourraient de plus influer sur l'effet net de la mise en valeur du gaz de schiste sur le changement climatique. Le House of Commons Energy and Climate Change Committee (2011) du Royaume-Uni a récemment conclu qu'un fléchissement des prix du gaz attribuable à la mise en valeur du gaz de schiste « pourrait modifier l'équilibre des marchés de l'énergie » [traduction] et a cité une présentation du Department of Energy and Climate Change du Royaume-Uni, selon laquelle la mise en valeur du gaz non classique pourrait « réduire l'incitation à investir dans "les solutions de rechange à faible empreinte carbonique qui seront nécessaires pour atteindre les subjectifs à long terme en matière d'émissions" » [traduction]. Le rapport de ce comité mentionne également le risque qu'un accroissement de la consommation de gaz contribue au maintien du recours à une infrastructure à forte empreinte carbonique (Energy and Climate Change Committee, 2011). Les effets plus globaux de la mise en valeur du gaz de schiste sur la demande d'énergie et les émissions mondiales de GES dépendent par conséquent d'un ensemble complexe de facteurs liés aux marchés et de politiques nationales et internationales qui dépassent le cadre du présent rapport. Quoi qu'il en soit, ces facteurs sont pertinents au moment d'évaluer lesquelles des diverses incidences environnementales possibles pourraient se manifester dans le contexte canadien.

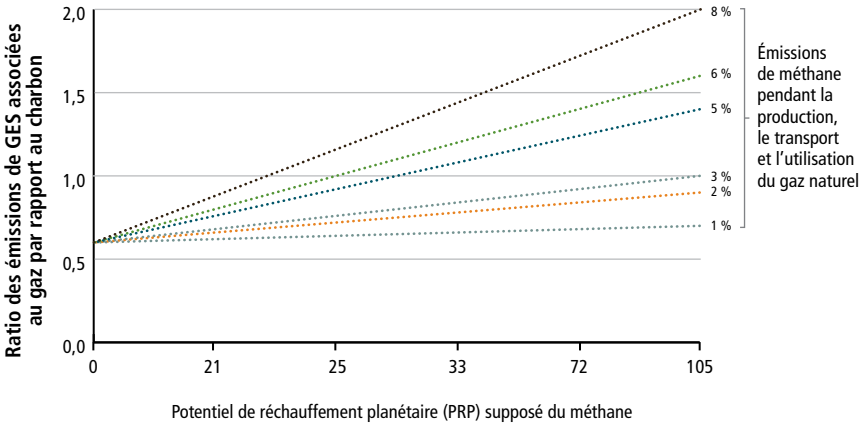
La partie qui suit met l'accent sur les émissions de GES associées à la production et à la collecte du gaz de schiste (appelées les émissions *en amont*). Il s'agit là d'un domaine où existent des opinions et données probantes contradictoires, surtout en ce qui concerne les fuites de méthane à l'étape de la production. Avant d'examiner ces données probantes, il serait utile d'examiner les impacts relatifs du méthane et du dioxyde de carbone en tant que gaz à effet de serre.

5.1.1 Effet de réchauffement de différents gaz à effet de serre

Comparativement au dioxyde de carbone, le méthane a un effet de serre beaucoup plus marqué, mais le dioxyde de carbone persiste habituellement dans l'atmosphère près de 10 fois plus longtemps que le méthane. Pour comparer les différents types de GES, on utilise habituellement un facteur de conversion appelé le potentiel de réchauffement planétaire (PRP). Le PRP permet de comparer l'effet moyen d'autres gaz et aérosols sur le forçage radiatif (c'est-à-dire le potentiel de réchauffement) avec celui du dioxyde de carbone, pour une période de temps déterminée. Selon le cinquième rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le méthane présente un PRP de 28 sur une période de 100 ans (GIEC, 2013)[20]. Cependant, si on calcule une moyenne de l'incidence sur 20 ans, la valeur du PRP augmente à 84. Cela signifie que sur un horizon de 20 ans, une masse donnée de méthane créera un forçage radiatif 84 fois supérieur à celui créé par une masse équivalente de dioxyde de carbone. Les deux valeurs de PRP (pour 100 ans et 20 ans) données pour le méthane dans le cinquième rapport du GIEC sont plus élevées que les valeurs indiquées dans le rapport précédent (GIEC, 2007, 2013). Bien que la plupart des estimations utilisent comme valeur le PRP sur 100 ans, certains chercheurs ont fait valoir qu'il serait plus approprié de prendre en compte l'incidence sur 20 ans (et par conséquent d'utiliser la valeur moyenne de PRP plus élevée) compte tenu qu'il faudra réduire sensiblement les émissions mondiales de GES pour maintenir l'augmentation des températures moyennes à l'échelle du globe en deçà de 2°C et éviter que le système climatique atteigne des *points de basculement* (Howarth *et al.*, 2011; Wigley, 2011). Schrag (2012) soutient toutefois que l'horizon temporel de 20 ans est trop court parce qu'il met l'accent sur le taux d'émissions actuel plutôt que sur les émissions cumulatives totales, ces dernières constituant le principal facteur de changement climatique. Des études ont montré que les émissions cumulatives ont une incidence beaucoup plus marquée que le taux d'émissions (Allen *et al.*, 2009; Matthews *et al.*, 2009). Par conséquent, le fait de réduire les émissions de méthane au cours des 20 prochaines années aurait simplement pour effet de retarder de quelques années une hausse de la température et aurait un effet beaucoup moins important qu'une réduction des émissions cumulatives de GES (Schrag, 2012), en supposant qu'aucun point de basculement climatique ne sera atteint.

20 Au moment de la publication du présent rapport, l'ébauche finale du rapport de 2013 du GIEC avait paru et avait été « acceptée par le Groupe de travail nº 1 du GIEC, mais n'avait pas été approuvée dans le détail » [traduction]. Les valeurs de PRP citées ici n'incluent pas les rétroactions climat-carbone.

En raison des effets d'interaction complexes entre les différents GES ainsi qu'entre les GES et les aérosols tels que le carbone noir, d'autres groupes ont fait valoir qu'il faudrait remplacer le concept de PRP par un indice d'équivalent de forçage (*forcing equivalent index*) plus précis qui comparerait l'effet des différents GES dans le contexte plus général des conditions atmosphériques où ces gaz sont relâchés (Manning et Reisinger, 2011). Tout le monde s'entend pour dire cependant que le méthane est un GES plus puissant que le dioxyde de carbone et que le méthane non brûlé qui est relâché dans l'atmosphère présente un risque environnemental important du fait de sa contribution au changement climatique. La figure 5.1 montre l'effet de différentes hypothèses concernant les émissions estimées et le PRP du méthane lorsqu'on compare les incidences sur le plan des GES de l'utilisation du gaz naturel plutôt que du charbon pour la production d'électricité. Cette figure fait ressortir qu'un PRP plus élevé ou un pourcentage d'émissions de méthane plus important découlant d'activités de mise en valeur réduit l'avantage associé à l'utilisation du méthane en remplacement du charbon.



World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas: Golden Rules for a Golden Age of Gas, © OECD/IEA, 2012, fig. 1.5, p. 40, telle que modifiée par la Conseil des académies canadiennes

Figure 5.1

Incidence des hypothèses relatives au méthane sur les émissions de GES du puits au brûleur pour le gaz naturel, par comparaison avec le charbon

Incidence que les fuites de méthane et le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) ont sur les émissions de GES associées au gaz naturel par comparaison avec le charbon, en fonction de volumes équivalents d'énergie primaire. Comparativement au charbon, le gaz naturel génère des émissions du puits au brûleur moindres pour toutes les valeurs inférieures à 1,0 sur l'axe vertical. Les valeurs du PRP (axe des x) recommandées pour le méthane sont de 28 et 84 pour les horizons de 100 ans et 20 ans respectivement. Pour ces deux valeurs, le gaz naturel présente un avantage par rapport au charbon au regard des émissions de GES, à la condition que les fuites de méthane restent inférieures à 3 % de la production.

5.1.2 Analyse des émissions issues des activités de la mise en valeur du gaz de schiste

Hayhoe *et al.* (2002) ont analysé les émissions de GES liées au gaz naturel classique comparativement à celles liées au charbon dans le contexte de l'évaluation des effets climatiques et sont arrivés à la conclusion que le remplacement du charbon par le gaz pour la production d'électricité entraîne au début une hausse des températures (surtout à cause de la réduction des aérosols sulfatés, et accessoirement en raison des effets des émissions de méthane résultant des fuites et de l'évaporation), mais qu'après 25 ans, il débouchait sur une réduction des températures planétaires. L'étude soulevait des incertitudes importantes, surtout en ce qui a trait aux émissions de méthane (± 40 %) (Hayhoe *et al.*, 2002).

Depuis 2002, divers chercheurs ont essayé de mieux quantifier les émissions estimées de méthane, aussi bien pour la production de gaz en général que pour celle du gaz de schiste en particulier. Difficiles à quantifier, les émissions de GES comportent des incertitudes importantes (Venkatesh *et al.*, 2011; Howarth *et al.*, 2012; Logan *et al.*, 2012; Tollefson, 2013b), et elles incluent, pour tous les types de mise en valeur du gaz naturel :

- les émissions de méthane et de dioxyde de carbone survenant durant le forage et l'achèvement des puits, surtout en raison de l'évaporation et du brûlage à la torche;
- les émissions des zones où le gaz contient d'importantes proportions de dioxyde de carbone, qui doit être retiré avant que le gaz puisse être mis sur le marché;
- les émissions de méthane découlant des émissions fugitives survenant durant la production, le traitement et le transport vers les marchés;
- les émissions de méthane découlant des fuites après l'abandon.

Il y a des dizaines de milliers de puits de gaz en production au Canada, chacun présentant des caractéristiques de conception et de construction légèrement différentes, ce qui fait que les émissions varieront d'un puits à l'autre dans un même gisement (EPA, 2013b). Tous les puits présentent de multiples sources possibles de fuites; cependant, seulement quelques-unes de ces sources ont été étudiées à fond en ce qui concerne les GES. Par conséquent, les calculs des émissions de GES en amont se fondent sur des modèles plutôt que sur des données mesurées. L'incertitude liée aux modèles est très élevée parce que les experts ne s'entendent pas au sujet des valeurs des paramètres clés.

Le méthane peut fuir également durant le traitement et le transport du gaz, comme d'autres chercheurs l'ont expliqué dans le détail (p. ex. Alvarez *et al.*, 2012).

Émissions de méthane pendant le forage et l'achèvement des puits

Bien que les estimations publiées des émissions de GES associées à la production de gaz de schiste varient considérablement, on s'entend généralement pour dire que les émissions les plus importantes se produisent probablement pendant l'achèvement des puits, c'est-à-dire après que les puits aient été forés, mais avant que débute la production commerciale. Une fois qu'un puits a été achevé, les fluides qui remontent à la surface incluent au début des reflux de fluides de fracturation hydraulique, du gaz provenant de la formation productrice ainsi que de petites quantités d'agents de soutènement granulaires. Jusqu'à récemment, la pratique courante aux États-Unis consistait à stocker l'eau de reflux et à rejeter dans l'atmosphère ou brûler à la torche le gaz naturel parce que l'équipement n'était pas conçu pour supporter le mélange abrasif d'eau de reflux, de sable et de gaz. La quantité de gaz qui est rejetée dans l'atmosphère ou brûlée à la torche pendant cette période dépend du débit de production du puits, de la quantité et de la durée du reflux, des pratiques de gestion mises en œuvre et de la nature des activités de fracturation hydraulique. Le rejet dans l'atmosphère est probablement plus fréquent aux étapes initiales de la mise en valeur d'un gisement, avant qu'un réseau de pipelines collecteurs ait été construit, et on recourt très souvent au brûlage à la torche lorsque de l'azote ou du dioxyde de carbone est utilisé comme agent de fracturation, parce que le mélange de gaz que contient l'eau de reflux n'est habituellement pas de nature commercialisable. Les achèvements à émissions réduites (*reduced emissions completions*), aussi connus sous le nom de *complétions vertes* ou *achèvements verts*, permettent de capter jusqu'à 90 % des écoulements initiaux de gaz, ce qui réduit le besoin de recourir au brûlage à la torche (EPA, 2009a).

Le gaz brûlé à la torche pendant l'achèvement des puits de gaz de schiste ne représente qu'un petit pourcentage du gaz finalement produit, c'est-à-dire selon toute probabilité moins de 0,1 %. Comme le brûlage à la torche du gaz naturel a une efficience d'au plus 98 %, l'incidence de cette opération en termes de GES est environ 2,2 fois supérieure à ce qu'elle serait s'il était possible de brûler le gaz avec une efficience de 100 %. Cependant, compte tenu de l'incidence beaucoup plus importante associée à la consommation de la totalité du gaz naturel produit pendant la durée de vie d'un puits, toute contribution aux émissions de GES découlant du brûlage de gaz à la torche après l'achèvement sera négligeable, c'est-à-dire largement inférieure à 1 % du total. La Colombie-Britannique et l'Alberta interdisent toutes deux le rejet dans l'atmosphère, sauf dans des circonstances particulières, et ont établi des cibles en vue de réduire, et dans la mesure du possible éliminer, le recours systématique au brûlage à la torche (AER, 2011c; B.C. Oil and Gas Commission, 2013e). Par conséquent, le brûlage à la torche a diminué dans ces deux provinces, quoique la faiblesse récente des prix du gaz naturel réduit l'incitation à la conservation.

Les estimations publiées des quantités de méthane rejetées à l'étape de l'achèvement dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste varient de plus de deux ordres de grandeur (Howarth *et al.*, 2011; Jiang *et al.*, 2011; Logan *et al.*, 2012; O'Sullivan et Paltsev, 2012; URS, 2012; EPA, 2013b). Certaines des estimations sont, il faut l'admettre, fondées sur un nombre limité de sites (p. ex. Jiang *et al.*, 2011), et d'autres (p. ex. Howarth *et al.*, 2011) suscitent la controverse du fait de leur amplitude. Une analyse préparée en 2011 à l'intention de l'EPA des États-Unis à partir de données de la publication de l'EPA intitulée *Inventory of Greenhouse Gas Emission and Sinks: 1990 to 2008* (2010) a permis d'estimer que les achèvements de puits de gaz naturel fracturés hydrauliquement aux États-Unis émettent environ 190 fois plus de gaz naturel et de composés organiques volatils (COV) que les achèvements de puits de gaz naturel non fracturés (EC/R Incorporated, 2011). En 2010 et 2012, l'EPA des États-Unis a établi un facteur d'émissions par défaut pour les émissions de gaz provenant des achèvements de puits non classiques d'environ 9 000 milliers de pieds cubes (~ 250 000 m^3) par puits achevé (EPA, 2010, 2012c). Se fondant sur des données concernant 3 948 puits de gaz de schiste, O'Sullivan et Paltsev (2012) soutiennent que si l'on tient compte des pratiques réelles sur le terrain, suivant lesquelles seulement 30 % des émissions fugitives potentielles sont rejetées dans l'atmosphère ou brûlées à la torche, on peut affirmer que la production de gaz de schiste « n'a pas modifié sensiblement les émissions totales de GES provenant du secteur du gaz naturel » [traduction]. Cela concorde avec les résultats d'un sondage de l'industrie qui indique que les achèvements à émissions réduites sont maintenant utilisés pour plus de 90 % des puits de gaz de schiste (ANGA et AXPC, 2012).

Certaines comparaisons récentes font ressortir peu de différences au regard des émissions de GES entre la production de gaz de schiste et la production classique aux États-Unis. Burnham *et al.* (2012) ont suggéré que les émissions estimées issues de la production de gaz de schiste pourraient dans bien des cas être inférieures à celles découlant de la production de gaz classique. Cela s'explique par le fait que les émissions liées au vidage des liquides (c'est-à-dire le retrait des liquides qui bloquent la circulation du gaz naturel dans les puits de gaz humide) sont plus fréquentes dans le cas du gaz classique étant donné que le gaz de schiste est le plus souvent du gaz sec) sont plus importantes que celles liées aux achèvements de puits fracturés hydrauliquement. Leurs calculs se fondaient sur la récupération finale moyenne par puits pour les zones de Marcellus, Barnett, Haynesville et Fayetteville aux États-Unis. De même, un

rapport technique préparé par le National Renewable Energy Laboratory à l'intention du Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA) des États-Unis concluait que les émissions de méthane (issues du brûlage à la torche et des fuites) associées au cycle du combustible du gaz de schiste de Barnett étaient comparables aux émissions estimées pour le cycle du combustible du gaz classique (Logan *et al.*, 2012). Les conclusions du rapport se fondaient sur une analyse de plus de 16 000 sources d'émissions atmosphériques liées à la production de gaz de schiste de la zone de Barnett en 2009. Cependant, ces études ne tenaient pas compte des débits de fuites à l'extérieur des cuvelages, question qui est examinée ci-après ainsi qu'au chapitre 8.

Une nouvelle étude réalisée à l'Université du Texas et portant sur les émissions pendant l'achèvement des puits a également fait ressortir des débits de fuites sensiblement inférieurs aux estimations de l'EPA des États-Unis (Allen *et al.*, 2013). Les auteurs ont fait des mesures directes des émissions de méthane associées à 150 sites de production, 27 reflux après achèvements de puits, 9 vidages de puits et 4 reconditionnements de puits aux États-Unis (Allen *et al.*, 2013). Les résultats font ressortir des taux d'émissions de méthane largement inférieurs aux estimations de l'EPA, particulièrement pour les reflux après achèvement des puits, la proportion moyenne des fuites totales de méthane aux sites inclus dans l'étude s'établissant à 0,42 % de l'ensemble du gaz produit. Cette étude a fait l'objet de critiques parce que l'ensemble d'échantillons pourrait avoir été biaisé en raison du rôle que l'industrie a joué dans le choix des sites et du moment retenu pour la collecte des données (Dondiego, 2013). Récemment, Jackson et Dusseault (2013) ont mis en lumière les parcours de suintement à l'extérieur des cuvelages de puits. Les études quantitatives publiées à ce jour semblaient ignorer ces parcours, et la quantité de méthane qui suinte à la surface et s'infiltre dans les aquifères d'eau douce reste mal connue.

Une estimation faite au Canada pour RNCan au moyen du modèle GHGenius concernant l'impact différentiel de la production du gaz de schiste du point de vue des GES comparativement au gaz classique (voir le tableau 5.1) se fondait sur seulement deux gisements (Horn River et Montney), le premier présentant une teneur en dioxyde de carbone exceptionnellement élevée. Les résultats donnent à entendre que l'écart dans les émissions entre le gaz classique et le gaz de schiste s'explique par la teneur élevée en dioxyde de carbone du gisement de Horn River, plutôt que par des différences dans les méthodes de production ((S&T)^2 Consultants Inc., 2012).

Tableau 5.1

Estimations de l'impact GES de la production de gaz de schiste des zones de Horn River and Montney, par comparaison avec le gaz classique

	Gaz classique (g éqCO_2/GJ (pouvoir calorifique supérieur))	Gaz de schiste (g éqCO_2/GJ (pouvoir calorifique supérieur))
Distribution et stockage de combustible	2 266	2 319
Production de combustible	2 497	2 549
Récupération de matières premières	2 586	2 769
Fuites et brûlage à la torche de gaz	1 535	1 535
CO_2 et $H2_S$ retirés du gaz naturel	894	2 124
Total	9 779	11 295

Source des données : (S&T)[2] Consultants Inc., 2012

Selon des estimations faites au moyen du même modèle ((S&T)[2] Consultants Inc., 2004, 2012), les émissions de GES aux États-Unis sont sensiblement supérieures aux émissions canadiennes ((S&T)[2] Consultants Inc., 2012). Les auteurs ont attribué les écarts à l'utilisation de techniques et facteurs d'estimation différents, à une réglementation canadienne plus stricte concernant le rejet dans l'atmosphère et le brûlage à la torche ainsi qu'à des différences connues entre les deux pays au regard des technologies utilisées (p. ex. les États-Unis utilisent davantage de tuyaux de fonte que le Canada, et ces tuyaux sont plus susceptibles de fuir) et des pratiques mises en œuvre ((S&T)[2] Consultants Inc., 2012).

Certains experts estiment qu'il serait possible de couper les émissions de méthane en amont aux États-Unis dans une proportion pouvant atteindre 30 % par le recours à des technologies comme « (i) l'utilisation de pistons élévateurs dans les puits nouveaux et existants et lors des opérations de vidage des liquides, (ii) la surveillance des fuites fugitives de méthane et la réparation des puits nouveaux et existants, des installations de traitement et des stations de compression, et (iii) le remplacement des dispositifs à air comprimé peu étanches existants par des dispositifs étanches partout dans les systèmes de gaz naturel » [traduction] (Bradbury *et al.*, 2013). La question de savoir si de telles technologies seront adoptées, ou quels types de structures réglementaires ou incitatifs seraient requis pour en encourager l'adoption, dépasse la portée du présent chapitre.

Émissions de dioxyde de carbone découlant du traitement du gaz de certains gisements de gaz de schiste

Les réservoirs de gaz naturel peuvent contenir de petites quantités de dioxyde de carbone qu'il faut séparer et éliminer avant de mettre le gaz sur le marché. La majorité des gisements de gaz de schiste canadiens ont une teneur en dioxyde de carbone de 1 % ou moins (Montney, groupe de Colorado et Utica) ou d'environ 5 % (groupe de Horton Bluff). Le seul gisement de gaz de schiste canadien qui présente une teneur élevée en dioxyde de carbone est celui du bassin de Horn River, en Colombie-Britannique, où des activités de mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste sont déjà en cours. Ce gisement a une teneur estimée en impuretés (essentiellement du dioxyde de carbone) de 8 à 19 %, la moyenne s'établissant à environ 12 % (Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE, 2011). Par conséquent, si elle ne fait pas l'objet d'une gestion adéquate, l'exploitation du bassin de Horn River pourrait entraîner une hausse marquée des émissions de dioxyde de carbone mesurées de la Colombie-Britannique.

Le gouvernement de la Colombie-Britannique encourage le captage et le stockage du carbone (CSC) dans le bassin de Horn River, mais il subsiste de l'incertitude quant à la capacité finale de stockage, aux débits possibles d'injection du dioxyde de carbone et à la question de savoir si ce type de projet pourrait être rentable compte tenu des prix actuels du gaz naturel. Spectra Energy étudie actuellement la faisabilité d'un projet de CSC à grande échelle à sa raffinerie de gaz de Fort Nelson, où est traité le gaz de Horn River (RNCan, 2009). Si un projet de CSC avec injection va de l'avant, il s'agira d'une des plus importantes opérations au monde pour ce qui est de la quantité de dioxyde de carbone stockée (RNCan, 2009). Les solutions de rechange au CSC incluent l'utilisation du dioxyde de carbone pour la récupération assistée du pétrole, ou son injection dans des filons de charbon, où il déplacerait le méthane, qui pourrait alors être récupéré. Ces solutions ne sont pas considérées comme aussi avantageuses que le CSC du point de vue de la prévention du changement climatique.

Émissions de méthane découlant de fuites pendant la production et le traitement

Il n'existe pas de preuve scientifique que les débits des fuites de méthane liées au gaz de schiste sont différents de ceux des fuites liées à la mise en valeur du gaz naturel classique. Selon les estimations de l'EPA des États-Unis, les fuites de méthane des systèmes américains de production de gaz naturel représentent environ 1,54 % de la production gazière totale des États-Unis (pourcentage calculé par le World Resources Institute (Bradbury *et al.*, 2013 à partir de données de l'EPA, 2013c). Les estimations canadiennes fondées sur des renseignements fournis par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) sont sensiblement plus faibles,

s'établissant à environ 0,4 % ((S&T)[2] Consultants Inc., 2012). Toutefois, certaines études régionales ont produit des estimations beaucoup plus élevées. Par exemple, des chercheurs de la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) des États-Unis et de l'Université du Colorado, à Boulder, ont estimé en se fondant sur la surveillance de la qualité de l'air que l'industrie du gaz naturel du bassin Denver-Julesburg pourrait perdre environ 4 % de sa production dans l'atmosphère en raison de fuites des puits, des pipelines collecteurs, des stations de compression et des réservoirs de condensats (Petron *et al.*, 2012). Plus de 20 000 puits de pétrole et le gaz ont été forés dans le bassin de Denver-Julesburg au cours des quatre dernières décennies. Bon nombre l'ont été dans des formations de sable peu perméables qu'il a fallu fracturer hydrauliquement. La même équipe de chercheurs a fait paraître les résultats préliminaires d'une étude sur le terrain réalisée dans le bassin d'Uinta, dans l'Utah. Selon cette étude, les fuites de méthane pourraient être encore plus importantes, atteignant 9 % (tel que cité dans Tollefson, 2013a), ce qui n'inclut pas les pertes liées aux pipelines et à la distribution. Il semble donc que les émissions de gaz naturel découlant de ces activités d'exploration et de production du gaz non classique pourraient représenter une portion non négligeable de la production totale. Cette question revêt de l'importance parce que l'impact GES net de la substitution du charbon par le gaz est très sensible aux taux de fuites (Hayhoe *et al.*, 2002; Wigley, 2011; Alvarez *et al.*, 2012).

Émissions de méthane de puits non étanches ou abandonnés

Lorsque la production de gaz à partir d'un puits cesse d'être rentable, on condamne le puits et on l'abandonne[21]. Pour condamner le puits, on coule du béton dans le cuvelage de manière à isoler les zones de production, empêcher les émissions et protéger les eaux souterraines. Néanmoins, du fait de la détérioration graduelle des matériaux ou d'une construction initiale inadéquate, beaucoup de puits abandonnés développent des fuites, que ce soit par le trou foré (fuites par le cuvelage de surface) ou autour de celui-ci (migration de gaz à l'extérieur du cuvelage) (Dusseault *et al.*, 2000; Watson et Bachu, 2008). Bien souvent, ces fuites ne trouvent pas leur origine dans la formation de production originale, mais dans une formation intermédiaire porteuse de gaz qui n'a pas été mise en production parce qu'on n'en connaissait pas l'existence ou parce qu'elle ne présentait pas de valeur commerciale (Muehlenbachs, 2012b).

Il est difficile d'estimer la proportion de puits abandonnés qui ont des fuites. Une analyse statistique d'un échantillon de rapports sur des puits soumis à l'Alberta Energy Regulator (AER) par l'industrie pétrolière et gazière laisse entendre qu'environ 4,5 % des puits albertains présentent des fuites de cuvelage de surface

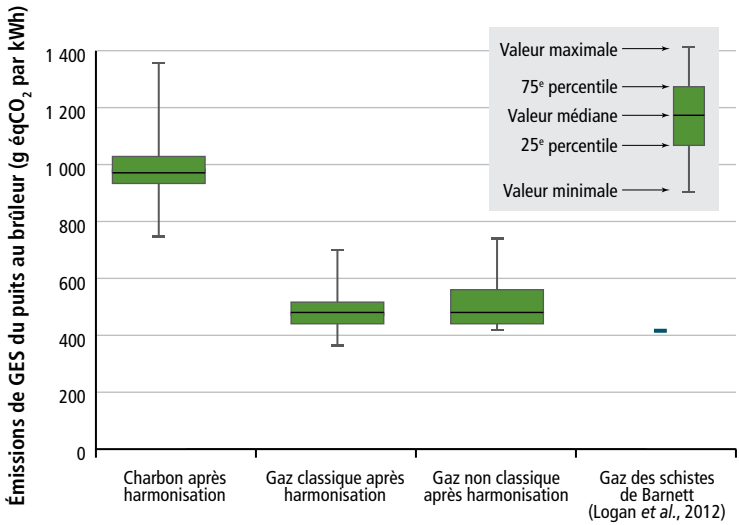
21 Les autorités réglementaires autorisent la suspension de la production d'un puits de gaz, mais imposent des limites quant à la durée de suspension.

ou des migrations de gaz (Watson et Bachu, 2009). En 2000, plus de 8000 puits de la zone externe du plateau continental des États-Unis dans le Golfe du Mexique présentaient une pression de cuvelage soutenue (*sustained casing pressure*, ou SCP) dans au moins un espace annulaire de cuvelage (Bourgoyne *et al.*, 2000). Dans la majorité des cas, la SCP touchait le cuvelage de production plutôt que la colonne de cuvelage externe. Une piètre adhésivité du ciment était la cause la plus fréquente de la SCP dans la colonne de cuvelage externe (Bourgoyne *et al.*, 2000). Au Québec, une étude a mis au jour une forte proportion de puits qui fuyaient (18 des 29 puits de gaz de schiste forés à ce jour), quoique dans certains cas à des débits presque imperceptibles. Cependant, tous ces puits avaient moins de trois ans d'âge au moment où ils ont été testés (BAPE, 2011b).

La défaillance du ciment est la principale cause des fuites de méthane (Watson et Bachu, 2009). Au fil du temps, le ciment (et/ou le cuvelage) tendent à se détériorer, ce qui permet au gaz, de par sa propriété de flottabilité, de s'échapper le long de l'espace annulaire entre le cuvelage de production et la formation (Dusseault *et al.*, 2000). Cette détérioration explique pourquoi les puits plus âgés fuient plus souvent. En fait, Mueller et Eid (2006) préviennent que les tests de pression effectués peu de temps après la cimentation du cuvelage de surface peuvent causer des contraintes tangentielles dans la gaine de ciment et entraîner la défaillance de celle-ci. Par conséquent, il est important de surveiller l'intégrité d'un puits après que celui-ci ait été condamné et abandonné.

Analyse du puits au brûleur

Certaines études ont estimé les émissions totales de GES du puits au brûleur associées à la mise en valeur du gaz de schiste, ce qui inclut la production, le traitement, le transport et la consommation. Le rapport du JISEA portant sur la production du gaz de schiste la zone de Barnett concluait que les émissions de GES du puits au brûleur aux fins de la production d'électricité étaient presque identiques à celles associées au gaz naturel classique (Logan *et al.*, 2012). La figure 5.2 présente ces résultats sous forme schématique, comparant les émissions de GES pendant le cycle de vie estimées pour la zone de Barnett avec les diverses estimations des émissions du puits au brûleur associées au charbon, au gaz naturel classique et au gaz naturel non classique (gaz de schiste en bonne partie) après harmonisation méthodologique. L'harmonisation est un processus qui consiste à comparer différentes études en s'assurant qu'elles reposent sur un ensemble uniforme de mesures et processus et à réduire la variabilité en établissant des valeurs uniformes pour les principaux paramètres de rendement et/ou caractéristiques des ressources énergétiques, en se fondant sur un système de référence moderne (Heath et Mann, 2012; Whitaker *et al.*, 2012). Aux fins de comparaison, la figure 5.3 montre les émissions du puits au brûleur liées à la production d'électricité à partir de différentes sources d'énergie.



Reproduit avec l'autorisation de Logan *et al.*, 2012*

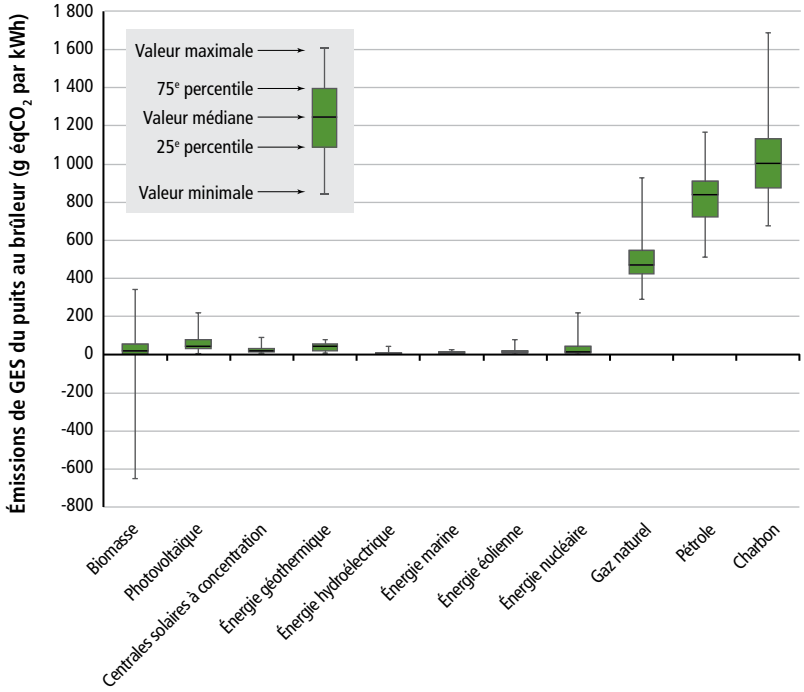
Figure 5.2

Estimations des émissions de GES du puits au brûleur pour la production d'électricité à partir de charbon, de gaz classique, de gaz non classique et de gaz des schistes de Barnett, après harmonisation méthodologique

Fourchette des estimations des émissions du puits au brûleur en grammes de dioxyde de carbone par kilowatt-heure pour le charbon, le gaz naturel classique et le gaz non classique, selon différentes études (voir Logan *et al.*, 2012). Le diagramme montre aussi la valeur des émissions du puits au brûleur estimée par Logan *et al.* (2012) pour le gaz extrait des shistes de Barnett. Les auteurs ont constaté que ces émissions étaient sensiblement les mêmes que celles liées au gaz classique, et donc à peu près deux fois moindres que celles du charbon. Les valeurs pour le gaz classique, le gaz non classique et le gaz des schistes de Barnett s'appliquent à la production d'électricité au moyen d'une turbine à gaz naturel à cycle combiné.

* Estimation des émissions de GES pendant le cycle de vie issues de la combustion de gaz des schistes de Barnett de 2009 pour la production d'électricité au moyen d'une turbine moderne au gaz naturel à cycle combiné, par comparaison avec de précédentes estimations pour le gaz non classique (surtout du gaz de schiste), le gaz naturel classique et le charbon, après harmonisation méthodologique (repris du National Renewable Energy Laboratory Technical Report (NREL/TP-6A50-55538) intitulé *Natural Gas and the Transformation of the U.S. Energy Sector: Electricity* (2012), par J. Logan, G. Heath, J. Macknick, E. Paranhos, W. Boyd et K. Carlson, www.nrel.gov/docs/fy13osti/55538.pdf, dernière consultation : 21 août 2013.

Plusieurs articles présentent des résultats concernant les émissions en amont et intermédiaires qui concordent avec ceux de Logan *et al.* (2012) (p. ex. Burnham *et al.*, 2012; Cathles *et al.*, 2012), tandis que d'autres arrivent à des conclusions différentes (Howarth *et al.*, 2011; Hultman *et al.*, 2011). En 2011, Howarth *et al.* (2011) ont publié une étude soutenant que les taux de fuites de gaz non classique en amont sont si importants que l'incidence nette du gaz non



Adapté de GIEC, 2012 : Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, préparé par le groupe de travail III du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Table A.II.4, Cambridge University Press

Figure 5.3

Fourchette des émissions de GES du puits au brûleur pour la production d'électricité à partir de différentes sources

Émissions de GES pendant le cycle de vie (du puits au brûleur) pour la production d'électricité à partir de différentes sources. Le charbon émet les plus grandes quantités de GES, tandis que les sources renouvelables présentent les émissions les plus faibles. Les émissions issues du gaz naturel sont moindres que celles du charbon, mais supérieures à celles des sources d'énergie renouvelables et de l'énergie nucléaire.

classique au regard des GES pourrait être pire que celle du charbon, tout particulièrement lorsque considérée dans l'horizon temporel de 20 ans (plutôt que l'horizon temporel de 100 ans). Ils ont défendu le recours à cet horizon temporel aux fins de l'analyse en faisant valoir que l'horizon de 20 ans est celui qui convient compte tenu de la nécessité d'éviter les points de basculement climatique, et que l'analyse des sources d'électricité fournit un cadre pertinent quoiqu'incomplet (Howarth *et al.*, 2011). D'autres ont remis en question les conclusions de Howarth (Cathles *et al.*, 2012) ou produit des estimations sensiblement plus faibles (Jiang *et al.*, 2011; Burnham *et al.*, 2012; Weber et

Clavin, 2012; O'Sullivan et Paltsev, 2012). Wigley (2011) arrive à une conclusion similaire, affirmant que pour les taux de fuites de méthane des puits achevés supérieurs à 2 %, les fuites contrebalancent les effets bénéfiques au regard de la réduction du dioxyde de carbone qui découlent du passage du charbon au gaz. Les études scientifiques sur les taux de fuites se poursuivent, et les connaissances scientifiques ne cessent d'évoluer. Selon la tendance générale qui ressort des études récentes, les estimations antérieures de Howarth *et al.*, (2011) pourraient être trop élevées. Cependant, la question de savoir si les taux sont suffisamment faibles pour préserver l'avantage global du gaz de schiste par rapport au charbon en ce qui a trait aux GES reste un sujet d'étude.

Les différentes conclusions contenues dans les publications précitées montrent bien qu'il est difficile d'estimer les émissions avec précision, ce qui aide à expliquer pourquoi l'évaluation de l'incidence environnementale du gaz de schiste au regard des GES et du changement climatique continue d'être débattue. Des recherches visant à lever cette incertitude sont en cours. Toutefois, compte tenu des difficultés techniques à surmonter pour mesurer avec exactitude les fuites de méthane, ainsi que du nombre de facteurs qui entrent en jeu dans les diverses conclusions auxquelles les experts sont arrivés à ce jour, il semble peu probable que les incertitudes à ce sujet seront éclaircies à la satisfaction générale dans un avenir rapproché.

5.1.3 Lacunes dans les connaissances

Comme il a déjà été discuté, 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. Plus précisément, il faudrait disposer de meilleures mesures des fuites des puits, y compris des fuites de gaz à l'extérieur des cuvelages de puits, de même que des estimations confirmées sur le terrain du nombre de puits non étanches. De plus, on relève des divergences dans les opinions scientifiques concernant les valeurs qu'il convient d'utiliser pour évaluer le potentiel de réchauffement du méthane, l'incidence des aérosols atmosphériques issus de la combustion du charbon et le type de technologie de combustion mise en œuvre. La plupart des analyses du puits au brûleur mettent l'accent sur l'utilisation du gaz en remplacement du charbon pour la production d'électricité, alors qu'une bonne partie des avantages liés à un tel remplacement découle de l'efficience supérieure des turbines à gaz à cycle combiné. De récents calculs révisés de l'EPA concernant les émissions de GES liées au gaz naturel, combinés à la contestation des estimations de l'EPA contenue dans la récente étude texane, viennent en outre étayer la conclusion selon laquelle le corpus de connaissances en ce domaine continue d'évoluer (EPA, 2010, 2011a, 2013b; Allen *et al.*, 2013).

Il est probable que la mise en valeur des gisements canadiens de gaz de schiste aura un effet sur les émissions de GES, mais cet effet reste difficile à cerner pour l'instant. Sur la scène nationale, le recours au charbon pour la production d'électricité a diminué, et les possibilités de réductions supplémentaires liées au gaz de schiste dans un avenir prévisible se limitent à l'Alberta et la Saskatchewan, qui continuent de dépendre de l'électricité d'origine thermique (comme la Nouvelle-Écosse, dans une moindre mesure). Le potentiel de réduction des émissions de GES associé au gaz de schiste canadien pourrait être plus important à l'échelle internationale, si les exportations de gaz naturel liquide à destination de pays comme la Chine en arrivent à remplacer le charbon pour la production d'électricité. Par contre, le gaz de schiste pourrait aussi remplacer d'autres formes de production d'électricité à faible empreinte carbonique, comme les centrales nucléaires en Ontario, ce qui accroîtrait les émissions de GES. L'effet net dépendra d'un certain nombre d'acteurs, tels les prix futurs des divers combustibles, les décisions prises au Canada et dans les pays importateurs de gaz naturel liquide canadien concernant les politiques sur l'énergie et la protection du climat.

Bien que l'analyse des solutions de rechange dépasse la portée du présent rapport, il est utile de souligner que le Department of Energy and Climate Change du Royaume-Uni a récemment conclu (quoique de manière peut-être tautologique) que « si les émissions issues du gaz sont inférieures à celles du charbon, elles restent plus élevées que les émissions associées à bon nombre d'autres technologies à empreinte carbonique plus légère » [traduction] (House of Commons Energy and Climate Change Committee, 2011), et il a recommandé le déploiement rapide d'une technologie de CSC en complément de la mise en valeur du gaz. À l'heure actuelle, le Canada a une installation de CSC à grande échelle en exploitation en Saskatchewan, et trois autres en cours de construction en Alberta (ICO2N, 2013). Selon un examen commandé par le département de l'Énergie des États-Unis, la technologie du CSC pour le dioxyde de carbone issu de la production d'énergie est prometteuse, mais en est encore aux premiers stades de développement (Figueroa *et al.*, 2008).

5.2 AUTRES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

5.2.1 Émissions de substances chimiques

Les émissions atmosphériques attribuables à la mise en valeur du gaz de schiste proviennent habituellement des mêmes sources (p. ex. les installations de forage, les moteurs de camion, les compresseurs de gaz, les étangs de retenue, les évents et les torches) que celles associées à la production du gaz classique

et, en fait, à d'autres types d'activités minières et industrielles. La principale différence tient au fait que ces sources peuvent produire des émissions plus intenses dans le cas de la mise en valeur du gaz de schiste parce qu'il faut déployer un surcroît d'efforts pour extraire le gaz des formations de schiste (périodes de forage plus longues, plus grand nombre de camions, pompes plus puissantes et étangs de retenue plus grands).

Les émissions atmosphériques provenant de ces sources incluent les dioxydes d'azote et oxydes de soufre (NOx et SOx), les matières particulaires, les BTEX et d'autres polluants atmosphériques dangereux. Les COV et autres polluants associés au gaz naturel et aux fluides de fracturation peuvent s'échapper dans l'atmosphère à partir des puits et à la suite d'activités liées aux eaux de reflux (séparateurs, carrières ou réservoirs) (Gilman *et al.*, 2013). Lorsque combinés aux oxydes d'azote et au monoxyde de carbone, les COV peuvent agir comme précurseurs chimiques pour la formation d'ozone troposphérique, cause connue de maladies respiratoires (EPA, 2012b; McKenzie *et al.*, 2012). Comme les différentes sources de polluants peuvent être réparties sur de grandes étendues, il peut être difficile d'estimer les émissions totales. L'inspecteur général de l'EPA aux États-Unis a constaté que l'EPA « dispose de données limitées sur les émissions atmosphériques directement mesurées de polluants atmosphériques toxiques issus de plusieurs processus et sources associés à la production de pétrole et de gaz, y compris les puits achevés et les étangs d'évaporation » [traduction], et que son inventaire national des émissions (*National Emissions Inventory*) était incomplet (EPA, 2013b). Cela étant dit, des données probantes américaines donnent à entendre que les émissions globales associées à la mise en valeur du gaz de schiste pourraient entraîner des augmentations régionales des niveaux d'ozone pendant le forage et l'achèvement des puits de gaz de schiste, c'est-à-dire dans la période où se produit l'essentiel des émissions (Robinson, 2012).

Le Pennsylvania Department of Environmental Protection a identifié les sources et activités suivantes associées aux exploitations de gaz naturel comme étant assujetties aux exigences en matière de déclaration des émissions : « stations de compression, unités de déshydratation, appareils de forage, dispositifs à l'origine d'émissions fugitives (p. ex. les raccords, brides, canalisations de pompes, joints de pompes et valves), appareils de chauffage, régulateurs et pompes à air comprimé, moteurs stationnaires, réservoirs, enceintes pressurisées, bassins de retenue, systèmes d'aération et de purge, têtes de puits et puits achevés » [traduction] (PA DEP, 2012a). De plus, cet organisme a annoncé en 2012 qu'il avait entrepris une étude de surveillance concernant la mise en

valeur des schistes de Marcellus en vue de cerner les incidences possibles sur la qualité de l'air des activités de traitement et de transport du gaz naturel non classique (PA DEP, 2012b).

Une évaluation du risque pour la santé humaine associé aux émissions atmosphériques a été réalisée dans une région du Colorado où la mise en valeur du gaz de schiste se fait à proximité d'une population rurale. Plusieurs sources différentes d'émissions atmosphériques ont été détectées près de la zone de mise en valeur. Les concentrations les plus élevés ont été relevées durant la période relativement courte de l'achèvement des puits (McKenzie *et al.*, 2012). Dans l'ensemble, les émissions d'hydrocarbures étaient de deux tiers plus élevées pendant l'achèvement des puits que pendant la production. Fait à noter, la concentration d'éthylbenzène et de toluène était plus de quatre fois supérieure, et la concentration de xylène neuf fois supérieure. La fourchette des concentrations enregistrées pour plusieurs COV et BTEX pendant l'achèvement était large. Par exemple, la concentration minimale détectée de m-xylène/p-xylène était de 2 microgrammes par mètre cube d'air, tandis que la concentration maximale était de 880 microgrammes par mètre cube d'air (McKenzie *et al.*, 2012). La concentration considérée comme admissible par Santé Canada (« concentration généralement dans l'air à laquelle une personne pourrait être exposée continuellement pendant sa vie sans subir d'effets nocifs [, cette concentration s'appliquant] à des effets non cancérogènes ») et le seuil olfactif pour les isomères de xylène sont respectivement de 180 et 348 microgrammes par mètre cube (Ruth, 1986; Santé Canada, 1996).

À mesure que les activités de mise en valeur prennent de l'ampleur, les moteurs diesel mobiles peuvent être remplacés par des moteurs fixes électriques ou à gaz naturel comprimé (GNC), ce qui réduit les émissions atmosphériques (AIE, 2012a). Certaines sociétés américaines ont déjà pris des mesures en ce sens; Halliburton, Apache et Caterpillar ayant annoncé en 2013 l'élaboration d'une technologie bi-combustible qui permet d'alimenter l'équipement de pompage utilisé pour la fracturation au moyen d'un mélange de diesel et de gaz naturel (Penn Energy Editorial Staff, 2013).

Tableau 5.2
Émissions atmosphériques et préoccupations associées à la mise en valeur du gaz de schiste

Substance	Source	Préoccupations
NOx, SOx, COV	Moteurs diesel, compresseurs au gaz naturel, évaporation de fluides	Précurseurs de l'ozone (smog) incidences sur la santé humaine (maladies pulmonaires, p. ex.)
BTEX et autres PAD	Aération, émissions fugitives, brûlage à la torche, évaporation de fluides	Incidences possibles sur le système nerveux
Matières particulaires ($MP_{2,5}$)	Moteurs diesel, brûlage à la torche	Maladies pulmonaires (qualité de l'air)
Méthane	Aération, émissions fugitives	Émissions de GES (changement climatique)
CO_2	Moteurs diesel, brûlage à la torche, émissions fugitives	Émissions de GES (changement climatique)

Sources des données : EPA, 2009c, 2013a, 2013d; McKenzie *et al.*, 2012

$MP_{2,5}$: matières particulaires d'une taille inférieure à 2,5 microns;
BTEX : benzène, toluène, éthylbenzène et xylène; PAD : polluants atmosphériques dangereux[22]

Préoccupations associées à certaines émissions atmosphériques découlant de la mise en valeur du gaz de schiste. L'incidence de ces émissions est fonction de leur amplitude et, dans le cas des effets sur la santé, de la durée d'exposition.

5.2.2 Lacunes dans les connaissances

Pour pouvoir évaluer l'incidence des émissions atmosphériques, on a besoin d'information sur l'emplacement des futurs puits, sur l'infrastructure planifiée et sur l'ampleur attendue des activités de mise en valeur. Dans certaines régions du Canada, l'information à ce sujet n'est pas disponible. Par exemple, au Québec, le BAPE n'a pu tirer de conclusions concernant l'incidence de la mise en valeur du gaz de schiste sur la qualité de l'air parce qu'il n'avait pas suffisamment d'informations sur le lieu et l'ampleur des activités associées à cette mise en valeur (BAPE, 2011b). De plus, on manque d'observations de référence sur la qualité de l'air dans plusieurs régions où la mise en valeur s'est faite ou pourrait se faire. On a aussi besoin de modèles de dispersion des contaminants pour comprendre l'incidence des émissions atmosphériques associées à l'industrie.

22 En 1990, on a identifié dans l'*U.S. Clean Air Act* 188 polluants et groupes chimiques particuliers en tant que polluants atrmophériques dangereux (PAD). Cette liste a été remaniée au fil des années. Voir GoodGuide (2011) pour avoir une liste des PAD.

5.3 CONCLUSION

Des études détaillées sur les avantages et les risques environnementaux liés au gaz de schiste au regard des émissions de GES restent à faire au Canada. On reconnaît que la réglementation et les pratiques acceptées sont sensiblement plus strictes au Canada (p. ex. cuvelages de production complètement cimentés, aération moindre et absence de bassins de surface pour stocker les fluides de reflux) qu'aux États-Unis, d'où provient l'essentiel des données. Cependant, il subsiste beaucoup d'incertitude. Il sera important de réduire cette dernière pour pouvoir évaluer les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste. Les données sur le sujet seront manifestement utiles au moment de déterminer les améliorations à apporter aux différentes étapes de la mise en valeur et de la consommation du gaz de schiste.

Une différence importante entre le Canada et les États-Unis tient à la proportion relativement faible des besoins énergiques primaires qui sont comblés au moyen du charbon. De ce fait, dans le contexte canadien, les avantages que pourrait apporter le remplacement du charbon par le gaz pour la production d'électricité du point de vue de la santé et de l'environnement sont limités.

6

Incidences sur le territoire et l'activité sismique

- Incidences sur le territoire
- Sismicité stimulée

6 Incidences sur le territoire et l'activité sismique

Les chapitres 4 et 5 portaient sur les répercussions environnementales de l'extraction du gaz de schiste en ce qui a trait à l'eau, sous les aspects de la qualité et de la quantité, et à l'air, sous les aspects des GES et autres émissions. L'incidence que la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste a sur les ressources terrestres, et plus particulièrement ses effets cumulatifs possibles, avec leurs incidences environnementales, de même que les risques possibles liés à la sismicité stimulée, est à l'origine de préoccupation. Ces questions sont examinées ci-après.

6.1 INCIDENCES SUR LE TERRITOIRE

La mise en valeur des ressources énergétiques est l'un des principaux facteurs de changement du territoire et des écosystèmes terrestres (Northrup et Wittemyer, 2013). La mise en valeur du pétrole et du gaz classiques, par exemple, nécessite une infrastructure élaborée qui inclut des tranchées sismiques, des plates-formes de puits, des camps de travail, des stations de traitement des déchets, de compression ou de pompage, des usines de traitement, des conduites d'amenée et des pipelines de transport. Pour mettre en place cette infrastructure, il faut défricher la terre, extraire du gravier et bien souvent construire des routes et des ponts pour permettre l'accès à des régions isolées.

Comme il a été indiqué au chapitre 3, la mise en valeur du gaz de schiste fait intervenir la même combinaison d'activités industrielles et de construction que pour le gaz classique, mais à un niveau d'intensité supérieur parce que (i) la ressource couvre de vastes zones géographiques, (ii) la production diminue rapidement, ce qui oblige à forer un grand nombre de puits pour maintenir le niveau de production et (iii) les puits individuels de gaz de schiste doivent être forés plus près les uns des autres, en raison de la faible perméabilité de la roche, pour que le réservoir puisse être efficacement vidé. Cependant, en ce qui concerne les incidences sur le territoire, c'est la taille des plates-formes de forage et leur espacement (par opposition à l'espacement des puits) qui revêt le plus d'importance. Du point de vue environnemental, il est préférable d'avoir plusieurs puits sur une même plate-forme.

Les activités de mise en valeur peuvent s'échelonner sur plusieurs décennies, de l'étape de l'exploration initiale jusqu'à l'achèvement des activités de revalorisation des terres. Bien que le rythme des activités atteigne un sommet à l'étape du forage et de l'achèvement et qu'il diminue rapidement à l'étape de la production, les incidences sur le territoire resteront visibles et continueront de se faire sentir pendant une longue période.

La nature et la portée de ces incidences variera en fonction des différences régionales au regard des caractéristiques physiques, de l'ampleur des activités de mise en valeur, de la densité de population ainsi que de l'étendue, la complexité et l'intensité des utilisations existantes du territoire. Quoi qu'il en soit, il est possible de caractériser les principales sources des incidences sur le territoire — c'est-à-dire les activités susceptibles d'entraîner une modification importante du territoire — ainsi que leurs effets environnementaux généraux. De plus, le comité d'experts a pris en compte la façon dont ces activités et leurs effets peuvent se concrétiser pour les différents gisements de gaz de schiste au Canada.

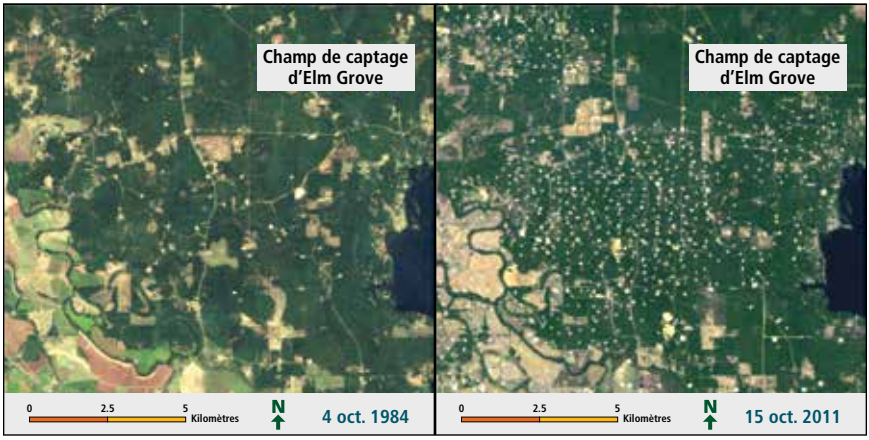
6.1.1 Sources des incidences

Les principales incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur le territoire et les écosystèmes découlent de (i) la construction et l'exploitation des plates-formes de puits, (ii) la construction des routes d'accès et l'accroissement de la circulation routière et (iii) la construction d'autres infrastructures, par exemple pour le stockage de l'eau. La mise en valeur du gaz de schiste suppose aussi la construction d'usines de traitement du gaz et de pipelines de transport, mais ces éléments dépassent le cadre du présent rapport.

Plates-formes de puits

Bien que la taille des plates-formes individuelles et leurs techniques de construction puissent varier, les plates-formes de puits de gaz de schiste sont bien souvent plus grandes que les plates-formes de puits de gaz classique. Elles occupent en moyenne jusqu'à 3 hectares de terrain, comparativement à 1,9 hectare pour le forage classique (Broomfield, 2012). Une plate-forme peut avoir plusieurs puits et doit pouvoir accueillir plus d'équipement et de camions aux étapes du forage et de l'achèvement. Une estimation préliminaire pour le Québec indique qu'on pourrait forer jusqu'à 20 000 puits, occupant quelque 5000 hectares au départ (en supposant une densité de 8 puits par plate-forme) sur la rive sud du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec, pour mettre en valeur entièrement les schistes d'Utica (BAPE, 2011b). Seulement la moitié de cette superficie (équivalente à environ 1000 terrains de football) serait requise pendant la production en tant que telle. Dans l'État de New York, les scénarios élaborés aux fins de l'évaluation environnementale de la mise en valeur du gaz de schiste prévoient qu'on forera jusqu'à 40 000 puits sur une période de 30 ans (NYSDEC, 2011). Ces mêmes scénarios estiment à environ 1,2 % la proportion du territoire situé au-dessus de la zone productrice de gaz de schiste qui pourrait être perturbée pendant le forage, proportion qui reculerait à 0,23 % à l'étape de la production.

Des images satellites des zones de mise en valeur du gaz de schiste dans certaines régions des États-Unis font ressortir une densité élevée de plates-formes de puits à certains endroits. Par exemple, le champ gazier d'Elm Grove, en Louisiane, affiche une forte hausse de la densité des puits sur période de 25 ans à la suite de la mise en valeur du gaz non classique (figure 6.1).



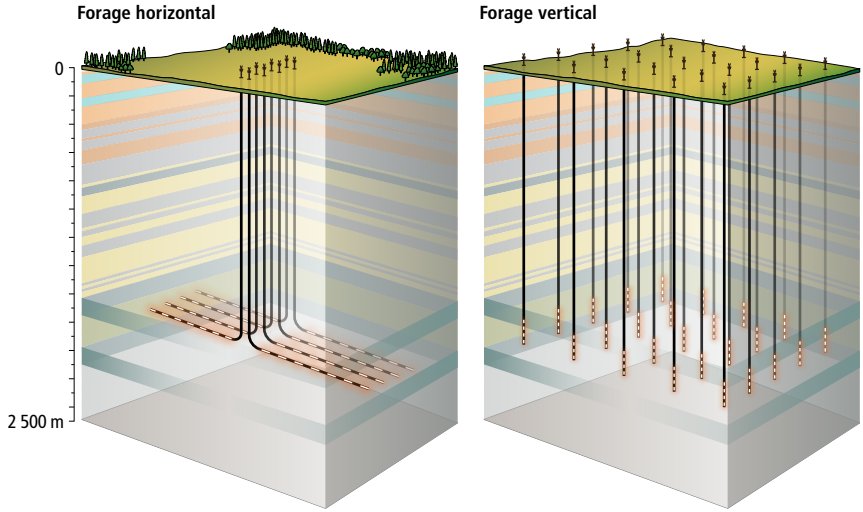
Reproduit avec l'autorisation de Peduzzi et Harding, 2012
Images satellites LANDSAT traitées par UNEP/GRID-Sioux Falls

Figure 6.1

Accroissement de la densité des puits attribuable à la mise en valeur du gaz non classique entre 1984 et 2011, en Louisiane

Images satellites montrant les transformations du paysage associées à la forte densité des plates-formes de puits construites pour mettre en valeur le gaz non classique en Louisiane. Des progrès du génie permettent de forer des sections latérales plus longues et d'ériger plus de puits par plate-forme, ouvrant la voie à la mise en valeur avec un nombre réduit de plates-formes.

À mesure que s'améliore la technologie de forage d'embranchements latéraux plus longs, il devient possible d'installer plus de puits sur un plate-forme individuelle, ce qui réduit l'empreinte de l'industrie, y compris le nombre de routes à construire, le nombre de sites pour le stockage de produits chimiques dangereux et les conflits avec les autres utilisations du territoire. Par exemple, une plate-forme comptant quatre puits dans chaque direction (pour un total de huit puits; voir la figure 6.2), avec des embranchements latéraux horizontaux de 1500 mètres espacés de 250 mètres pourrait drainer une superficie de 3 kilomètres carrés. Une plate-forme ayant huit puits dans chaque direction pourrait drainer une superficie deux fois plus grande. La figure 6.3 montre une plate-forme multi-puits.



Adapté avec l'autorisation de l'AER, 2013c

Figure 6.2

Plate-forme multipuits, par comparaison avec un groupe de plates-formes de puits individuels

Illustration schématique de puits de gaz de schiste horizontaux et de puits verticaux. L'installation de plusieurs puits sur une même plate-forme et le forage de latéraux plus longs permet de couvrir une plus grande superficie avec chaque plate-forme, ce qui réduit la densité des plates-formes.

Gracieuseté de Nexen Energy ULC

Figure 6.3

Plate-forme multi-puits

Superficie requise pour une plate-forme multi-puits. Cette plate-forme du Nord-Est de la Colombie-Britannique compte au total 18 à 20 puits de gaz de schiste opérationnels.

S'il y a plus d'une zone de profondeur dans la région où se fait la mise en valeur, on pourra se servir de la même plate-forme pour forer une autre série de puits qui draineront une couche secondaire. Par exemple, les schistes de Marcellus dans l'Est des États-Unis chevauchent une formation schisteuse encore plus grande, celle d'Utica. Les sites de surface utilisés pour les schistes de Marcellus pourraient être réutilisés dans l'avenir comme sites de forage pour l'extraction du gaz d'Utica. Cependant, la topographie de surface, les conditions des concessions de mise en valeur du gaz ou les caractéristiques géologiques pourront limiter dans certains cas les possibilités de réduction du nombre de plates-formes de forage.

Routes d'accès et circulation routière

Dans les régions ou l'infrastructure existante est limitée, par exemple dans certaines zones du Nord-Est de la Colombie-Britannique, la construction de routes vers les sites de forage peut constituer une entreprise d'envergure. Dans le Nord de la province, il pourra s'agir de routes d'hiver temporaires, quoique dans la plupart des zones où existe un potentiel de gaz de schiste il s'agira probablement de routes permanentes qui ouvriront de nouveaux territoires aux pressions du développement (p. ex. pour l'exploitation forestière, la chasse, la pêche et la villégiature). Dans les régions sud de la Colombie-Britannique, il pourra déjà exister des routes, mais elles seront rarement aptes à supporter les poids lourds dont l'industrie a besoin, et bon nombre d'entre elles devront être améliorées.

Infrastructure de soutien

En fonction des conditions locales, il pourra être nécessaire de construire ou d'élargir l'infrastructure de soutien, ce qui inclut les gravières, les aires de transit, les parcs d'entreposage, les emprises pour les pipelines d'eau et de gaz ou les lignes électriques, les stations de compression et les installations de stockage d'eau. Dans certaines régions, les infrastructures connexes peuvent occuper une plus grande superficie de terrain que les plates-formes de forage mêmes (Johnson, 2010). Le stockage de l'eau pour la fracturation hydraulique peut aussi nécessiter la construction de bassins ou de fosses.

Une autre caractéristique de l'infrastructure associée à la mise en valeur du gaz de schiste est le recours à des agents de soutènement. La propagation de la technologie de la fracturation hydraulique dans l'industrie pétrolière et gazière nord-américaine a entraîné une forte hausse de la demande de silice de haute qualité, qui est utilisée comme agent de soutènement dans la stimulation des puits. Un traitement de 20 000 mètres cubes par fracturation hydraulique peut nécessiter 1,5 million de kilogrammes d'agents de soutènement (King, 2012).

Les sociétés qui utilisent du sable de soutènement recherchent des caractéristiques particulières (p. ex. une forte teneur en silice, une forte résistance à l'écrasement et des grains de taille uniforme et de forme ronde) qui contribuent à garder ouvertes les fractures induites dans une formation géologique donnée. Par conséquent, on trouve plusieurs variétés de sable de soutènement, chacune ayant ses propriétés particulières. Au Canada, les sources de sable de soutènement incluent à la fois des sources de matériaux consolidés (grès faiblement cimenté) et des sources de matériaux meubles (de l'ère quaternaire). En 2012, on trouvait des installations de production de sable près de Peace River et Bruderheim, en Alberta, et de Hanson Lake, en Saskatchewan. On prévoyait ouvrir plusieurs mines de sable additionnelles en Colombie-Britannique, dans le Nord de l'Alberta, au Manitoba et dans les Territoires du Nord-Ouest (Levson *et al.*, 2012). Malgré l'existence de ces sources locales, le Canada importe une certaine quantité de sable de soutènement des États-Unis.

Les incidences environnementales de l'extraction du sable de soutènement sont similaires à celles des grandes carrières (p. ex. la poussière, le bruit et la défiguration du paysage). De plus, les poussières fines relâchées lors de l'extraction et du transport du sable fin peuvent avoir un effet nocif sur la santé si elles sont inhalées (McLeod, 2011) (c.-à-d. la silicose; voir le chapitre 7).

6.1.2 Incidences sur les forêts et la faune

Lorsque la mise en valeur du gaz de schiste a lieu dans des zones boisées, il faut défricher la terre pour permettre la construction des plates-formes de forage, routes et autres éléments d'infrastructure requis. Selon la densité des puits et certains autres facteurs, un défrichage à grande échelle peut s'imposer, ce qui a de lourdes répercussions sur l'intégrité des écosystèmes et la faune. Selon les estimations de l'organisme Conservation de la nature, par exemple, les exploitants des schistes de Marcellus pourraient devoir défricher entre 38 000 et 90 000 acres de forêt (selon le nombre de puits par plate-forme) au cours de la période de mise en valeur (Johnson, 2011). Ce défrichement aura des répercussions sur 91 000 à 220 000 acres supplémentaires d'habitat faunique (Johnson, 2011). La figure 6.4 montre une vue aérienne d'une zone de mise en valeur du gaz de schiste dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et met en évidence l'impact territorial que les plates-formes de puits et l'infrastructure connexe (p. ex. les routes) ont sur cette zone boisée.

Gracieuseté de Hayley Dunning

Figure 6.4

Infrastructure de mise en valeur du gaz de schiste du Nord-Est de la Colombie-Britannique
Vue aérienne des perturbations du paysage causées par la mise en valeur du gaz de schiste dans le du Nord-Est de la Colombie-Britannique.

On peut s'attendre à ce que les activités décrites plus haut en rapport avec la mise en valeur du gaz de schiste affectent les écosystèmes forestiers en les fragmentant (c'est-à-dire en les entrecoupant et en les subdivisant avec des routes, des pipelines et d'autres installations) ainsi qu'en créant des effets de lisière (c'est-à-dire des zones de transition entre les habitats perturbés et les habitats vierges (Johnson, 2010). Les deux phénomènes affectent la structure et la fonction des écosystèmes, et ils modifient la disponibilité des ressources pour la faune et l'environnement physique. Une grande forêt continue présente de nombreuses caractéristiques que ne possède pas un ensemble de petites parcelles d'une superficie équivalente. Au nombre de celles-ci figurent une meilleure résistance aux espèces envahissantes, un habitat plus étendu pour les plantes et animaux de la forêt, une vulnérabilité moindre aux dommages causés par les tempêtes et une meilleure fourniture de services écosystémiques tels que la filtration de l'eau (Johnson, 2010).

Selon l'U.S. Geological Survey, « les changements dans l'utilisation du territoire et le couvert terrestre affectent la capacité des écosystèmes de fournir des biens et services écologiques essentiels, ce qui à son tour affecte l'économie, la santé publique ainsi que les avantages sociétaux découlant de ces écosystèmes » [traduction] (Slonecker, 2012).

Peu d'études ont été réalisées sur les incidences de la mise en valeur du pétrole et du gaz non classiques sur la faune, à part celles qui ont porté sur certains types d'oiseaux et de grands mammifères (Northrup et Wittemyer, 2013). Un examen de la littérature sur les effets environnementaux des routes d'accès aux ressources en Colombie-Britannique a fait ressortir que leur construction et leur utilisation ont surtout des effets néfastes sur l'environnement, bien qu'elles puissent présenter des avantages manifestes sur les plans social et économique (tel que revue par Daigle, 2010). Les incidences particulières varieront en fonction d'un certain nombre de facteurs (p. ex. les caractéristiques de l'écosystème, la densité des routes et leur degré d'utilisation), mais elles pourront inclure ce qui suit :

- perte de productivité de la biomasse découlant du déplacement et du compactage des sols;
- érosion accrue entraînant le transport de sédiments et nutriments dans les cours d'eau et les terres humides[23];
- modification des régimes hydrologiques (p. ex. par l'altération de l'écoulement fluvial), accroissement de la sédimentation et perte d'habitat aquatique;
- restrictions au passage des poissons causées par l'infrastructure routière (p. ex. les ponts) et accroissement de la mortalité piscicole;
- accroissement de la mortalité (et des blessures) fauniques découlant de l'intensification de la chasse, de la pêche et du piégeage;
- perte d'espèces, d'habitats et de végétation;
- fragmentation de l'habitat faunique et perturbation des parcours de migration;
- accroissement de la perturbation de la faune par l'humain;
- émission de contaminants comme le sel routier, le pétrole et l'essence.

(tel que revue par Daigle, 2010)

23 Cela constitue également un problème lors de la construction des plates-formes de puits. Plus particulièrement, on retiendra que la plupart des infractions à la réglementation commises par l'industrie en Pennsylvanie entre 2008 et 2011 concernaient des plans inadéquats à l'égard de l'érosion et de la sédimentation (Staaf, 2012).

Le transport d'équipement peut également résulter en l'apparition d'espèces invasives sur le site d'un projet. Selon leur mode de propagation, les nouvelles espèces pourront perturber les écosystèmes locaux et avoir des effets néfastes sur l'économie locale (p. ex. l'agriculture) (Daigle, 2010). Enfin, il y a la question de savoir ce qu'il advient d'une route une fois qu'une société a abandonné un site de forage.

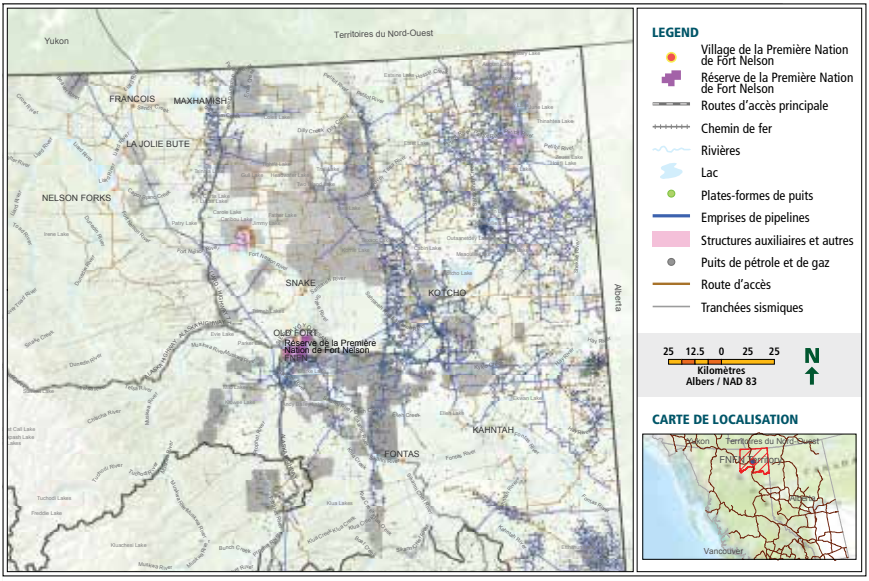
6.1.3 Considérations régionales

Par définition, les incidences possibles sur le territoire de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste dépendront du milieu géographique où elle se fait. À défaut d'information sur le lieu, le rythme et l'étendue de la mise en valeur, on trouvera ci-après un bref aperçu contextuel des régions où pourraient avoir lieu des activités de mise en valeur du gaz de schiste au Canada.

Colombie-Britannique

Dans le Nord et le Nord-Est de la Colombie-Britannique se trouvent des forêts boréales, des prairies, des terres humides et des rivières qui offrent un habitat à une faune variée, y compris à des oiseaux migrateurs et des grands mammifères. La région compte plusieurs réserves écologiques désignées par la province, zones protégées et parcs provinciaux, dont l'aire de gestion de Muskwa-Kechika (Fraser Basin Council, 2012).

L'économie régionale est liée aux ressources, l'activité industrielle étant centrée sur les secteurs de l'énergie, des mines et de l'agriculture, auxquels s'ajoutent les secteurs de la fabrication ainsi que du transport et de l'entreposage. Particulièrement importante, l'industrie du gaz naturel a été à l'origine du forage de plus de 300 puits dans le bassin Horn River, au nord de Fort Nelson, entre 2003 et 2011, et exploitait en 2011 plus de 800 puits dans la région de Montney (y compris près de Fort St. John et Dawson Creek) (Adams, 2012). Cette activité a eu de profondes répercussions sur la Première Nation de Fort Nelson (voir la figure 6.5). Cette Première Nation a exprimé ses préoccupations concernant l'accroissement des prélèvements d'eau pour la fracturation hydraulique, et elle a demandé l'adoption d'une série complète de mesures de protection de son territoire traditionnel, dont des études de référence sur l'eau, le territoire et l'air, des plans de développement pluriannuels, une surveillance environnementale, des évaluations des incidences cumulatives ainsi que la possibilité de désigner certaines terres et ressources en eau comme interdites à l'exploitation en raison de leur valeur culturelle (FNFN, 2012; Gillis, 2012).



Adapté avec l'autorisation de FNFN, 2012
Note : Tirée à l'origine du FNFN Land Use Plan 2012, cette image par la suite été mise à jour.

Figure 6.5

Carte des activités industrielles dans les collectivités de la Première Nation de Fort Nelson

Activités de développement industriel réalisées à l'intérieur et à proximité du territoire traditionnel de la Première Nation de Fort Nelson. Ces activités, surtout liées à la mise en valeur du gaz de schiste, incluent la construction de tranchées sismiques, de puits, de plates-formes de puits, de pipelines et de routes d'accès.

Alberta

Comptant près de 400 000 puits de pétrole et de gaz à la fin de 2012, l'industrie pétrolière et gazière est très présente dans la province depuis plusieurs décennies (AESRD, 2013). La mise en valeur du gaz de schiste y a une ampleur limitée si on la compare à celle du pétrole et du gaz classiques, et il est bien souvent difficile de distinguer les deux par l'observation des activités à la surface. Par ailleurs, la mise en valeur du gaz de schiste n'a pas suscité un intérêt aussi grand dans le public en Alberta que dans les autres provinces. L'AER a cependant reconnu que la mise en valeur des ressources non classiques, dont celle du gaz de schiste, pourrait avoir des effets à l'échelon régional sur le territoire et présenter des défis au regard de la protection et de la gestion de l'eau (AER, 2012e). La mise en valeur du gaz de schiste est possible dans le Sud, dans le centre (environnement semi-aride) et dans l'Ouest de la province, et il est probable qu'elle aura des répercussions sur l'agriculture dans certaines régions et fragmentera l'habitat faunique dans les régions boisées.

Québec

Les basses-terres de la rive sud du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec, figurent parmi les meilleures terres agricoles de la province. Cette région est plus densément peuplée que les autres régions schisteuses du Canada (deux millions de personnes vivent dans les trois régions administratives situées au-dessus des schistes d'Utica), elle offre un habitat important pour les oiseaux migrateurs et certaines espèces menacées, et elle a une grande valeur touristique. Une pleine mise en valeur du gaz de schiste pourrait entraîner la perte permanente de quelque 2 500 hectares de terres agricoles et entrer en conflit avec d'autres utilisations du territoire comme le tourisme. Les préoccupations à ce sujet ont été exprimées avec vigueur lors des audiences de 2010 du BAPE (BAPE, 2011b).

Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Écosse

Aussi bien au Nouveau-Brunswick qu'en Nouvelle-Écosse, les régions où pourrait se faire la mise en valeur du gaz de schiste sont essentiellement rurales, leurs principales activités économiques étant liées à la pêche, l'agriculture, la foresterie, l'exploitation minière et le tourisme. Les forêts couvrent environ 85 % du territoire du Nouveau-Brunswick, et environ 75 % de celui de la Nouvelle-Écosse (Martin, 2003; MRNNE, 2008). Dans les deux provinces, la proportion de population rurale est supérieure à la moyenne canadienne, ce qui entraîne un risque de conflit entre les utilisations existantes du territoire et la mise en valeur du gaz de schiste plus élevé que dans l'Ouest canadien. Comme il y a peu d'activités d'extraction pétrolière et gazière, l'infrastructure associée à cette industrie y est absente.

6.1.4 Réhabilitation et remise en état du territoire

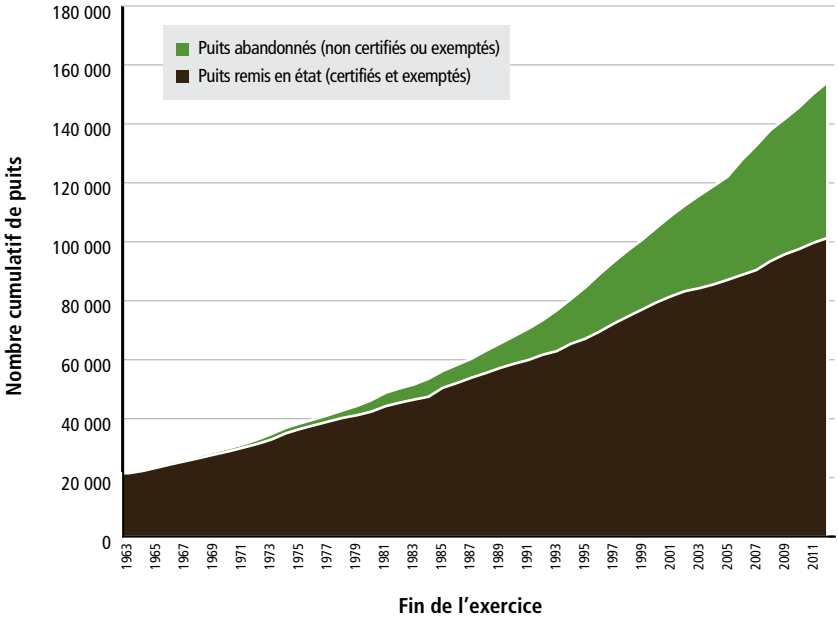
Comme il a été indiqué plus haut, la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste a des répercussions importantes sur le territoire. La superficie couverte par les puits de production sera inférieure à celle requise pour la mise en valeur (25 % de moins en moyenne pour une plate-forme multipuits) (NYSDEC, 2011), et une partie des terres utilisées pendant le forage et l'achèvement des puits pourra être remise en état. Selon l'ACPP (2013b), la remise en état complète du site d'un puits prend environ cinq ans. Elle suppose d'obturer le puits, d'enlever l'équipement, de mettre en œuvre les mesures de remise en état requises et de replanter des végétaux. Dans bien des cas, une remise en état complète n'est pas possible, particulièrement dans les régions qui présentent une grande valeur agricole, culturelle ou naturelle. Un choix minutieux de l'emplacement des puits peut réduire les répercussions locales, mais une mise en valeur à grande échelle pourrait résulter en une perte ou une fragmentation importante de processus naturels et/ou d'utilisations existantes du territoire (p. ex. récréatives, agricoles ou naturelles) (NYSDEC, 2011).

L'Alberta et la Colombie-Britannique ont toutes deux ont un long passé de mise en valeur du pétrole et du gaz, de sorte qu'elles possèdent une réglementation détaillée concernant la remise en état des terres. L'expérience qu'elles ont connue avec l'industrie du gaz classique pourrait se répéter dans le cas de la mise en valeur du gaz de schiste. Dans les deux provinces, un exploitant doit remettre les terres qu'ils a louées dans un état se rapprochant le plus possible des conditions qui existaient à la surface avant le forage des puits (Precht et Dempster, 2012). Les exploitants restent responsables si des travaux de remise en état sont requis dans l'avenir, et il doivent aussi contribuer à un fonds pour les sites orphelins. En Colombie-Britannique, les exploitants obtiennent des autorités provinciales un certificat de remise en état (*certificate of restoration*, ou CoR) lorsqu'un puits cesse d'être productif. Tous les ans, un tiers consultant vérifie un certain nombre de sites remis en état sélectionnés au hasard (B.C. Oil and Gas Commission, 2013a). Une réglementation similaire existe en Alberta, où des certificats de remise en état sont délivrés à la suite de la remise en état réussie des sites pétroliers et gaziers qui ne sont plus productifs. En 2011–2012, 99 % des 1984 demandes ont donné lieu à la délivrance d'un certificat (AESRD, 2012). Comme la Colombie-Britannique, l'Alberta procède chaque année à des vérifications aléatoires de sites à l'égard desquels un certificat a été délivré. En 2011–2012, 10 des 174 vérifications de surface effectuées ont débouché sur l'annulation du certificat de remise en état (AESRD, 2012). Avec l'intensification des activités de forage observée en Alberta ces dernières années, le programme de remise en état n'a pas réussi à suivre le rythme des abandons, de sorte qu'au cours de la dernière décennie, le taux de remise en état a été de seulement 41 % des abandons (voir la figure 6.6) et qu'on comptait plus de 50 000 puits abandonnés non certifiés à la fin de 2012 (AESRD, 2013). Un retard similaire pourrait se développer sur le territoire d'autres administrations quand la mise en valeur du gaz de schiste s'accélérera.

L'étendue des futures activités de restauration du territoire qui pourraient s'imposer pour les générations à venir à la suite de la mise en valeur du gaz de schiste est incertaine. De ce fait, il conviendrait de se pencher sur le risque et le passif financier qui sont associés à une telle incertitude.

6.1.5 Lacunes dans les connaissances

Les incidences sur le territoire de la production de gaz de schiste au Canada n'ont pas été bien cernées, mais il est possible de déduire bon nombre d'entre elles à partir de l'expérience des États-Unis. Le comité d'experts s'attend à ce que toutes les administrations aient à réaliser des études des conditions de référence pour pouvoir évaluer les incidences régionales (p. ex. espèces menacées, habitats fauniques d'importance cruciale et régimes hydrologiques de surface), mais les défis les plus importants pourraient être d'ordre institutionnel et méthodologique. La mise en valeur du gaz de schiste fait intervenir de



Adapté avec l'autorisation d'AESRD, 2013

Figure 6.6

Comparaison du nombre total cumulatif de puits de pétrole et de gaz abandonnés avec le nombre cumulatif de puits remis en état (certifiés ou exemptés) 1963 à 2012

Nombre total de puits de pétrole et de gaz abandonnés en Alberta, comparativement au nombre de puits qui ont été officiellement remis en état (par certification ou exemption). Ces dernières années, le nombre d'abandons s'est accru à rythme supérieur à celui des remises en état, de sorte qu'on comptait environ 50 000 puits non remis en état à la fin de 2012.

nombreuses activités qui sont accomplies par de multiples exploitants sur une vaste zone géographique, cela pendant une longue période. Dans un contexte où les organismes gouvernementaux aux différents échelons surveillent uniquement les aspects de la mise en valeur qui relèvent de leur compétence, il y a un risque que la fragmentation juridictionnelle débouche sur une évaluation parcellisée des effets environnementaux qui ne montrera pas dans toute leur étendue les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste. De plus, le comité d'experts constate que les méthodologies d'étude des effets cumulatifs ne sont pas au point et qu'elles nécessiteront une mise en œuvre plus efficace des processus d'évaluation stratégique des incidences. Qui plus est, il faudra veiller à ne pas sous-estimer l'importance d'une surveillance des effets cumulatifs après les opérations. Même dans un scénario de parfaite conformité, des conséquences cumulatives imprévues de la mise en valeur pourront n'être détectées et traitées que par le biais d'une surveillance après les opérations et d'une gestion adaptative.

6.2 SISMICITÉ STIMULÉE

Les mécanismes par lesquels l'injection de fluides peut stimuler la sismicité (c'est-à-dire causer des tremblements de terre) sont bien compris. Le fait que les tremblements de terre peuvent être déclenchés par l'injection de fluides a été reconnu dès les années 1920. Le premier cas bien documenté concernait l'injection d'eaux usées au début des années 1960 à l'arsenal de Rocky Mountain, près de Denver, au Colorado (Healy *et al.*, 1968). À la fin des années 1960 et au début des années 1970, des tremblements de terre ont été déclenchés par des injections d'eau au champ pétrolifère de Rangely dans l'Ouest du Colorado, lors d'une expérience de contrôle de l'activité sismique dans laquelle on déclenchait et arrêtait les tremblements de terre en augmentant et en diminuant la pression des fluides dans les profondeurs (Raleigh *et al.*, 1976). On connaît donc depuis près de 50 ans les principaux mécanismes physiques responsables de la sismicité induite par l'injection : une augmentation des pressions d'eau interstitielles en profondeur réduit la contrainte normale effective qui agit perpendiculairement sur les failles profondes préexistantes. Si les failles sur lesquelles agissent les pressions interstitielles sont potentiellement actives, l'énergie de déformation élastique déjà emmagasinée dans la roche peut être relâchée par des glissements des failles et des tremblements de terre.

Les principaux déterminants de la sismicité stimulée sont :
- le changement de pression en profondeur;
- l'interaction entre le changement de pression et les failles pré-existantes;
- le volume de liquide injecté (des volumes plus importants génèrent des pressions supérieures qui agissent sur des zones plus grandes);
- le débit d'injection dans le cas de l'injection d'eaux usées (étant donné qu'une injection plus rapide génère plus de pression).

Dans l'examen de la sismicité involontaire causée par la fracturation hydraulique, il est utile d'établir une distinction entre deux types de sismicité stimulée (McGarr *et al.*, 2002, tel que cité dans NRC, 2012):
- La **sismicité induite** consiste en la création, du fait de l'activité humaine, de nouvelles fractures qui changent la répartition des contraintes dans les formations géologiques (p. ex. par le pompage de fluides dans une formation ou hors d'une formation). La sismicité induite a été étudiée dans plusieurs autres situations (p. ex. dans le contexte de l'injection de dioxyde de carbone, de l'injection d'eau, d'applications géothermiques ou d'activités minières) pendant de longues années. Les séismes induits sont habituellement si petits que la plupart des gens ne les ressentent pas à la surface.

- La **sismicité déclenchée** se produit quand l'activité humaine cause des séismes qui auraient pu autrement se produire dans l'avenir. La sismicité déclenchée le long de grandes lignes de failles (d'une longueur supérieure à 10 kilomètres, selon la profondeur) peut causer des séismes d'une magnitude suffisante pour endommager des immeubles et perturbé l'activité humaine. Les activités dans les zones géologiquement actives (p. ex. sur la côte ouest pacifique de la Colombie-Britannique et dans les basses-terres du Saint-Laurent) doivent faire l'objet d'une surveillance étroite de manière à réduire au minimum le risque de déclenchement de séismes de magnitude supérieure.

Il y a deux étapes dans le processus de mise en valeur du gaz de schiste où des séismes pourraient être induits ou déclenchés, soit durant la fracturation hydraulique visant à stimuler un puits, et durant l'injection d'eaux usées, lorsqu'un exploitant élimine des déchets liquides. Ces deux possibilités sont examinées ci-après.

6.2.1 Fracturation hydraulique

L'injection de fluides sous haute pression en vue d'infiltrer les fractures existantes et les pores rocheux déclenche des milliers de microséismes, à mesure que sont créées des failles de cisaillement et de traction qui changent la perméabilité du schiste, ce qui permet au gaz de s'écouler dans le trou foré. La longueur des fractures créées est relativement faible (jusqu'à 300 mètres) par comparaison avec la profondeur du puits (bien souvent de 2 à 3 kilomètres), et le processus d'injection même ne dure que quelques heures. Les exploitants réduisent par la suite la contrainte en permettant aux fluides injectés de remonter à la surface. Bien que la plupart des séismes induits se produisent durant la fracturation, la répartition des contraintes dans la formation est modifiée pendant toute la période de production, et l'atteinte d'un nouvel équilibre peut ne survenir que plusieurs années après l'abandon.

Au Canada et ailleurs dans le monde, on a documenté des cas où on a attribué à la fracturation hydraulique des séismes mineurs involontaires. Une telle sismicité involontaire est rarement associée à la mise en valeur du gaz de schiste. Une enquête réalisée dans le bassin de Horn River a permis d'établir que 38 séismes (d'une magnitude se situant entre 3,8 et 2,2 M_L sur l'échelle de Richter) ont été détectés par RNCan entre avril 2009 et décembre 2011 (B.C. Oil and Gas Commission, 2012a). Dans tous les cas, les séismes ont résulté de l'injection de fluides de fracturation à proximité de failles existantes. Un séisme a été ressenti à la surface. La Commission a également constaté que plus de 8000 achèvements de puits par fracturation hydraulique ont été

effectués dans la région sans causer de séismes inattendus. Au début de 2011, un puits fracturé hydrauliquement au Royaume-Uni a été à l'origine de deux séismes mineurs (2,3 M_L et 1,5 M_L), apparemment à la suite de l'infiltration d'un fluide injecté dans une faille précontrainte qui n'avait pas été détectée auparavant (Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012). Des séismes de magnitude similaire, attribuables aux activités de l'industrie pétrolière et gazière (soit le plus souvent la production de pétrole de gaz classiques) ont également été signalés dans plusieurs États américains. Bien que de tels séismes soient trop faibles pour causer des dommages à la propriété, quelques-uns ont été ressentis à la surface et ont soulevé dans le public des préoccupations concernant la sécurité de la fracturation hydraulique.

A l'automne 2012, Geoscience B.C., la B.C. Oil and Gas Commission, RNCan et l'ACPP ont annoncé la création d'un programme géoscientifique quinquennal visant à mettre en place un réseau à la fine pointe de la technologie pour la collecte de données sismiques dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique (Geoscience B.C., 2012).

L'industrie tient des bases de données sur les séismes induits par ses activités pendant la fracturation hydraulique. Cependant, peu de sociétés continuent de surveiller les effets sismiques de leurs activités une fois qu'elles ont compris les propriétés des formations de schiste et la propagation des fractures. Les exploitants et les entreprises de services affirment qu'ils ont intérêt à s'assurer de la fiabilité de ces données de manière à maximiser l'efficience des opérations de fracturation. Les données sont partagées avec les autorités réglementaires, bien qu'elles soient rarement diffusées sur la place publique, pour des motifs d'ordre commercial. Aux États-Unis, un seul cas documenté (en Oklahoma) de sismicité stimulée qui a été ressentie à la surface est soupçonné d'avoir été associé à la mise en valeur du gaz de schiste (sur un total de quelque 35 000 puits), tandis qu'on a signalé plusieurs cas de séismes découlant de la mise en valeur de l'énergie géothermique, de la production de pétrole et de gaz classiques ou de l'injection de déchets fluides (NRC, 2012). Face aux préoccupations concernant l'injection de fluides et la sismicité stimulée, le département américain de l'Énergie a commandé à l'U.S. National Academy of Sciences une enquête sur la relation entre les tremblements de terre induits et les industries du secteur de l'énergie. Selon les conclusions de l'enquête, « le processus de fracturation hydraulique d'un puits, tel qu'il est présentement mis en œuvre pour la récupération du gaz de schiste, ne présente pas un risque élevé de déclenchement de séismes susceptibles d'être ressentis » [traduction] (NRC, 2012).

Encadré 6.1
Recommandations de la B.C. Oil and Gas Commission concernant la sismicité

À l'issue d'une enquête sur la sismicité observée dans le bassin de Horn River, la B.C. Oil and Gas Commission a recommandé ce qui suit :

(i) Améliorer l'exactitude du Réseau sismographique canadien dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique.
(ii) Réaliser des évaluations géologiques et sismiques en vue de détecter les failles préexistantes.
(iii) Établir des procédures et exigences en matière de surveillance et de rapports concernant la sismicité.
(iv) Installer des détecteurs de mouvement du sol près de certaines collectivités [du Nord-Est de la Colombie-Britannique] en vue de quantifier le risque lié aux mouvements du sol.
(v) La Commission fera une étude sur le déploiement d'un réseau dense de sismographes portatifs à certains endroits où une sismicité induite est attendue ou a été observée.
(vi) Exiger la présentation de rapports microsismiques pour assurer une surveillance de la fracturation hydraulique en vue du confinement de la micro-fracturation et de l'identification des failles existantes.
(vii) Étudier la relation entre les paramètres de la fracturation hydraulique et la sismicité.

(B.C. Oil and Gas Commission, 2012a)

6.2.2 Injection d'eaux usées

La pratique courante dans l'industrie pétrolière et gazière consiste à éliminer les fluides contaminés en les injectant dans le sous-sol. Les puits d'injection sont parfois moins profonds que les puits de production, mais ils sont tout de même beaucoup plus profonds que les aquifères d'eau douce. L'injection fait habituellement intervenir un volume de fluide par puits supérieur à ce que nécessitent les opérations de fracturation hydraulique, mais elle se fait sous des pressions plus faibles. Les déchets liquides sont injectés dans des formations poreuses spécialement sélectionnées en fonction de leur capacité de recevoir de forts volumes de fluides (bien souvent des réservoirs de pétrole de gaz épuisés). Environ 140 000 puits ont été forés pour l'injection de déchets liquides aux États-Unis, et très peu ont été la cause de problèmes sismiques (Zoback, 2012), bien que des séismes mineurs aient été associés à l'élimination de déchets en Ohio et au Colorado (Nicholson et Wesson, 1990).

L'élimination par injection en profondeur des déchets liquides issus de la fracturation hydraulique et d'autres activités industrielles est assujettie à une réglementation partout où elle se fait, et elle ne doit pas donner lieu à la fracturation de la roche. En Colombie-Britannique aussi bien qu'en Alberta, la pression d'injection maximale autorisée (pour assurer de ne pas fracturer la roche) est calculée durant le processus de demande, et on doit veiller à maintenir les pressions sous la valeur ainsi déterminée (AER, 2012b; B.C. Oil and Gas Commission, 2013d).

Le rapport du NRC (2012) des États-Unis sur la relation entre les tremblements de terre induits et les industries du secteur de l'énergie aborde également la question de l'injection d'eaux usées et conclut à ce sujet que « l'injection aux fins d'élimination d'eaux usées issues des technologies de l'énergie dans le sous-sol présente un certain risque de sismicité induite, mais très peu d'incidents ont été documentés au cours des dernières décennies compte tenu du nombre élevé de puits d'élimination qui sont en exploitation » [traduction]. Qui plus est, le rapport indique que la majorité des puits d'eaux usées ne présentent pas de risques du point de vue de la sismicité induite (ou déclenchée), mais qu'on ne connaît pas les effets sismiques à long terme d'une augmentation marquée du nombre de ces puits (NRC, 2012). Une étude plus récente soutient cependant que l'augmentation inhabituelle de l'activité sismique observée dernièrement sur le territoire continental intérieur des États-Unis pourrait être un effet retardé de l'injection d'eaux usées qui s'est échelonnée sur de nombreuses années en Oklahoma (Keranen *et al.*, 2013). Le nombre de séismes d'une magnitude de moment (Mw) de cinq ou plus enregistrés entre 2008 et 2011 a été de 11 fois supérieur à ce qui a été observé dans la période de 30 ans qui a précédé.

Actuellement, il n'y a pas de puits profonds pour l'élimination des eaux usées au Québec, au Nouveau-Brunswick ou en Nouvelle-Écosse. Il y a des puits certifiés dans le Sud-Ouest de l'Ontario, mais ils ne sont plus considérés comme actifs par le gouvernement provincial. Dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les conditions se prêtent généralement mieux à l'élimination en puits profonds des eaux de reflux en raison de la stratigraphie et des propriétés hydrauliques des formations qui sont depuis longtemps utilisées pour une telle réinjection. Le projet de cartographie des aquifères salins de l'Alberta Geological Survey, par exemple, vise à répertorier les aquifères salins de la province et à caractériser leur valeur au regard du stockage du dioxyde de carbone et de l'élimination des déchets (Alberta Geological Survey, 2012).

La surveillance au moyen d'appareils de signalisation fait partie d'une approche de gestion qui permet de surveiller la sismicité stimulée et d'intervenir en fonction de sa magnitude quand elle atteint des seuils prédéterminés à la suite

d'opérations de fracturation hydraulique (Zoback, 2012). D'autres mesures peuvent également être prises pour réduire la probabilité de déclenchement de séismes lors de l'injection de déchets. Elles incluent les suivantes.

(i) Acquérir une compréhension de l'état des contraintes, de la pression dans les pores ainsi que de l'emplacement, l'orientation et la taille des failles préexistantes en vue d'éviter l'injection dans des failles actives.
(ii) Dans les zones qui sont source de préoccupations, assurer une surveillance sismique en temps réel.
(iii) Si des tremblements de terre sont déclenchés, utiliser l'information précitée pour développer une compréhension mécaniste de la sismicité déclenchée.
(iv) Appliquer des règles conditionnelles (« Si ..., alors ... ») préalablement convenues avec l'autorité réglementaire compétente (p. ex. s'il se produit un tremblement de terre d'une certaine magnitude, cesser l'injection sur-le-champ).

(Zoback, 2012)

Le rapport de la Royal Society et la Royal Academy of Engineering (2012) recommandait des essais d'injection avant fracturation et une surveillance au moyen d'appareils de signalisation.

6.2.3 Lacunes dans les connaissances

Les recommandations de la B.C. Oil and Gas Commission précisent les lacunes dans les connaissances à l'égard du Nord-Est de la Colombie-Britannique qu'il faudra combler pour pouvoir gérer les séismes associés à la fracturation hydraulique (voir l'encadré 6.1). Il est probable que des lacunes similaires existent à l'égard d'autres régions où la mise en valeur du gaz de schiste serait possible.

Bien qu'on possède une bonne connaissance scientifique des mécanismes par lesquels l'injection de fluides peut causer des séismes, et bien qu'il soit possible de réduire le risque au minimum en agissant de manière proactive, on ne sait pas si l'injection d'eaux usées peut se faire de manière sécuritaire dans toutes les régions du Canada, et plus particulièrement au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Il sera nécessaire de recueillir un complément d'information sur la capacité des formations géologiques de ces provinces de recevoir de forts volumes de fluides injectés sans qu'il en résulte une sur-pressurisation des réservoirs pour déterminer si cette option pour l'élimination des déchets est viable. Si elle ne l'est pas, les producteurs de gaz de schiste qui ont recours à une technologie de type *slickwater* devront trouver des solutions de rechange pour l'élimination des eaux usées avant de procéder à la mise en valeur.

7

Santé humaine

- Définition et facteurs de risque
- Questions d'ordre éthique
- Lacunes dans les connaissances

7 Santé humaine

Pendant ces délibérations, le comité d'experts s'est fondé sur une définition étendue du terme *environnement* qui englobe non seulement l'environnement naturel, c'est-à-dire les systèmes physiques et biologiques qui nous soutiennent, mais également l'environnement social dans lequel nous vivons. Les êtres humains façonnent leur environnement, mais ils en font aussi partie. La mise en valeur du gaz de schiste aura des répercussions non seulement sur l'air, l'eau et le territoire des régions où la production pourra se faire, mais aussi sur la santé des gens qui vivent dans ces régions.

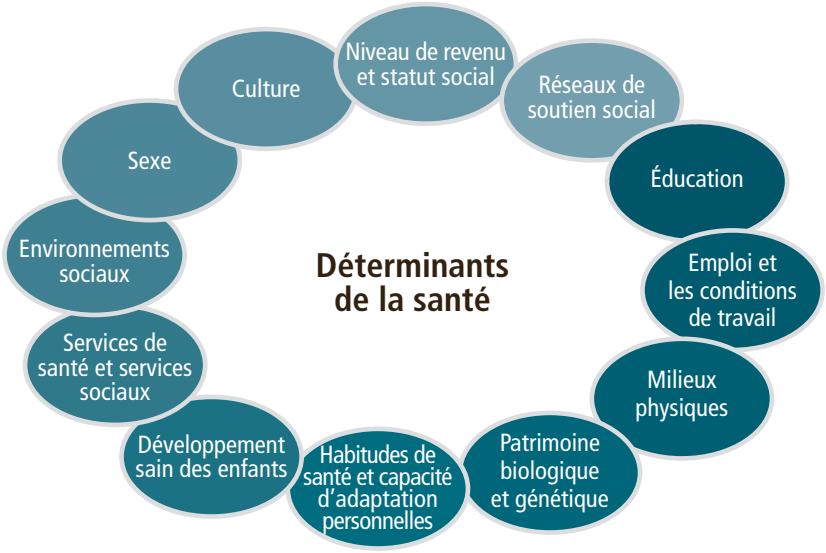
Les chercheurs et les gouvernements se sont peu intéressés aux effets de la mise en valeur du gaz de schiste sur la santé humaine, même si ces effets ont souvent été mentionnés comme une source de préoccupation pour le public (Goldstein *et al.*, 2012, 2013). Nos connaissances présentent des lacunes importantes. Là où a lieu la mise en valeur, le débat public a bien souvent mis l'accent sur les risques physiques associés à l'exposition à diverses substances chimiques (BMHC, 2012). Cependant, des facteurs liés aux environnements physique, social et économique dans lesquels vivent les gens (par exemple la perturbation de la vie communautaire) peuvent également avoir des effets néfastes sur la santé. Dans le présent chapitre, le comité d'experts présente un aperçu de ce que l'on connaît au sujet de ces effets. Pour ce faire, il se fonde essentiellement sur des études américaines, car la plupart des activités de mise en valeur du gaz de schiste réalisées au Canada à ce jour se sont faites dans des régions isolées et faiblement peuplées, et peu de recherches ont été menées concernant ces effets sur la santé au Canada. Malheureusement, en dépit du fait que les États-Unis ont un plus long passé de mise en valeur du gaz de schiste dans les régions peuplées, même la recherche américaine en santé en ce qui a trait au gaz de schiste reste limitée.

Les risques que la mise en valeur du gaz de schiste présente pour la santé humaine sont à de nombreux égards similaires à ceux qui sont associés à l'industrie pétrolière et gazière classique (par exemple les émissions atmosphériques provenant de la machinerie lourde) et, en fait, à bon nombre de grands projets de mise en valeur des ressources (p. ex. le phénomène des villes champignons). Néanmoins, certains risques comme ceux liés à la pollution des eaux par les substances chimiques de fracturation et les eaux de reflux sont propres aux activités de mise en valeur du pétrole et du gaz non classiques.

7.1 DÉFINITION ET FACTEURS DE RISQUE

Pour comprendre les incidences possibles sur la santé de la mise en valeur du gaz de schiste, il faut avoir une définition claire de la santé humaine et saisir les facteurs qui influent sur celle-ci. L'Organisation mondiale de la santé (OMS) définit la santé comme « un état de complet bien-être physique, mental et social, et ne consiste pas seulement en une absence de maladie ou d'infirmité » et comme « la mesure dans laquelle une personne ou un groupe peut, d'une part, réaliser ses aspirations et répondre à ses besoins et, d'autre part, modifier son milieu et s'y adapter » (OMS, 1946, 2009). La santé englobe à la fois le bien-être social de l'individu et le bien-être social, émotionnel, spirituel et culturel de la collectivité dans son ensemble.

La santé humaine est influencée par divers déterminants, dont ceux d'ordre environnemental (p. ex. la qualité de l'eau), socio-économique (p. ex. le revenu et l'emploi) et culturel (p. ex. l'attachement à des lieux géographiques particuliers) (Agence de la santé publique du Canada, 2011). Le Comité fédéral-provincial-territorial sur la santé de la population a cerné 12 déterminants de la santé (CCSP, 1994, 1999) (voir la figure 7.1).



Tous droits réservés. Santé et environnement : Voies critiques, Santé Canada, 2002.
Reproduit avec l'autorisation du ministre de la Santé, 2014

Figure 7.1

Déterminants de la santé

Gamme des facteurs qui influent sur la santé humaine. Ces facteurs incluent des déterminants sociaux, économiques et environnementaux, auxquels viennent s'ajouter des déterminants génétiques.

L'apparition et l'étendue des incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur la santé physiologique dépendra d'un certain nombre de facteurs locaux, tels les suivants :

- Densité de la population et proximité des lieux de mise en valeur avec les lieux habités : les risques d'exposition seront fonction de la composition de la population (p. ex. les caractéristiques démographiques et l'état de santé initial). Dans les régions à faible densité de population, les personnes qui dépendent pour leur subsistance des aliments prélevés dans la nature (gibier, poisson et produits végétaux) peuvent également subir des effets négatifs.
- Certains groupes, dont les travailleurs de l'industrie pétrolière et gazière, les enfants, les personnes hypersensibles et, dans certaines régions, les peuples autochtones (quand il dépendent pour leur subsistance des aliments prélevés dans la nature), sont plus vulnérables que d'autres (BAPE, 2011b; Fraser Basin Council, 2012; BMHC, 2012).
- Conditions environnementales ambiantes telles que les sources existantes de pollution de fond.
- Caractéristiques géologiques, qui déterminent la chimie des fluides de fracturation à utiliser et les substances qui remontent avec les eaux de reflux (p. ex. les MRN, le baryum et le sel), de même que la capacité d'éliminer les eaux de reflux dans des puits profonds.
- Cadre juridique et réglementaire : la mise en valeur du gaz de schiste est principalement réglementée à l'échelon des provinces ou des États; différentes administrations imposent différentes exigences afin de protéger la santé des êtres humains, d'assurer la sécurité publique ou de contrôler les incidences sociales.
- Formation et surveillance de la main-d'œuvre.
- Fréquence et intensité des activités de mise en valeur.

On a suggéré l'existence de liens entre la mise en valeur du pétrole et du gaz et les incidences liées à la santé communautaire locale (Witter *et al.*, 2008; Steinzor *et al.*, 2013). La plupart des études ont mis l'accent sur les effets indésirables que la mise en valeur du gaz de schiste peut avoir sur les gens qui vivent près des puits ou qui travaillent dans l'industrie. Par contre, certaines ont indiqué que la mise en valeur du gaz de schiste pourrait avoir un effet bénéfique sur la santé humaine. Dans la mesure où il remplace le charbon pour la production d'électricité, le gaz émet lors de sa combustion moins de polluants atmosphériques nocifs tels que des matières particulaires, des oxydes de soufre, des oxydes d'azote et du mercure, et son effet sur le climat mondial est moindre (EIA, 1998). L'exposition à long terme aux particules en suspension dans l'air a été associée à la mortalité au Canada (Crouse *et al.*, 2012). Aux États-Unis, une étude de la National Academy of Sciences réalisée en 2010 estime à 62 milliards de dollars par année les coûts associés aux effets sur la

santé (non liés au changement climatique) des émissions atmosphériques provenant des centrales au charbon (NRC, 2010). De plus, dans certaines régions peuplées, l'industrie a fait des investissements dans des programmes d'approche qui peuvent avoir des effets bénéfiques pour la collectivité (Caboit Oil et Gas Corporation, 2012).

Le manque de données et d'information probante concernant les liens de causalité en ce domaine découle de l'absence d'études de référence, d'une surveillance adéquate et, dans certains cas, d'ententes de non-divulgation rendant difficile la documentation des incidents de contamination (Bamberger et Oswald, 2012). De par leur nature même, les ententes de non-divulgation font qu'il est impossible d'en connaître le nombre et ce qu'elles couvrent. Selon un article de Bloomberg, un service de nouvelles financières, « les ententes de non-divulgation ont pour effet de soustraire les données à l'examen des autorités réglementaires, des responsables des politiques, des médias et des chercheurs dans le domaine de la santé, et elles font qu'il est difficile de mettre en doute les affirmations de l'industrie selon lesquelles la fracturation hydraulique n'a jamais contaminé l'eau de qui que ce soit » [traduction] (Efstathiou et Drajem, 2013).

Certains chercheurs ont de ce fait étudié les animaux de compagnie, bien souvent exposés aux mêmes éléments que les humains. Selon la documentation vétérinaire, la santé des animaux peut servir de sentinelle pour la santé des humains. Par exemple, une étude américaine sur l'incidence des activités de l'industrie gazière (tant pour le gaz classique que pour le gaz de schiste) sur les animaux d'élevage et de compagnie dans six États a mis en évidence plusieurs cas de décès, de troubles reproductifs et d'autres effets sur la santé découlant de mauvaises pratiques de l'industrie, de déversements, d'accidents, de défaillances de compresseurs et du brûlage de gaz à la torche (Bamberger et Oswald, 2012).

Les parties suivantes du présent chapitre décrivent ce qui est connu au sujet des principaux facteurs de stress sanitaires associés à l'industrie du gaz de schiste et de leurs répercussions sur la santé humaine.

7.1.1 Santé au travail

Le travail à un site de forage expose les travailleurs à un certain nombre de dangers, y compris à des accidents avec de la machinerie lourde ainsi qu'à l'exposition à des substances chimiques. Cependant, ces dernières années, les travailleurs de l'industrie pétrolière et gazière canadienne ont dans l'ensemble subi moins de blessures que les travailleurs des autres industries (Gouvernement de l'Alberta, 2011). La fracturation hydraulique peut apporter des risques

nouveaux liés à l'exposition à une série de substances chimiques et agents physiques supplémentaires sur les lieux de travail (Cottle et Guidotti, 1990). Un risque pour la santé des travailleurs de plus en plus reconnu est lié à l'inhalation de silice, qui est utilisée comme agent de soutènement dans la fracturation hydraulique et qui peut causer la silicose, le cancer du poumon et d'autres maladies (NIOSH, 2002). Aux États-Unis, le National Institute for Occupational Safety and Health a documenté des niveaux d'exposition au silice aux sites de production de gaz de schiste supérieurs aux seuils autorisés d'inhalation en milieu de travail dans près de la moitié des échantillons qu'il a recueillis (Esswein *et al.*, 2012), ce qui a incité le gouvernement des États-Unis à émettre un avertissement officiel de danger à l'égard de l'exposition à la silice pendant la fracturation hydraulique (OSHA et NIOSH, 2012). Les travailleurs courent également le risque d'être exposés à des matières radioactives naturelles (MRN) amenées à la surface avec les eaux de reflux ou les déblais de forage. Comme les MRN peuvent s'accumuler sur l'équipement et la machinerie, l'exposition par contact avec la peau peut venir s'ajouter à l'inhalation et à l'exposition par l'eau (Hamlat *et al.*, 2001).

7.1.2 Risques pour la santé causés par les déchets

La fracturation hydraulique nécessite de grandes quantités de substances chimiques, dont certaines sont connues pour être dangereuses (p. ex. l'agent moussant 2-butoxyéthanol), et elle peut faire monter à la surface bon nombre de composants potentiellement dangereux tels que des hydrocarbures, des composés BTEX en quantités variables, de la saumure et des composants géologiques d'origine naturelle (comme l'arsenic et les radionucléides). Colborn *et al.* (2011) ont évalué les dangers liés à 353 substances chimiques que l'industrie du gaz naturel utilise dans ses opérations et qui forment un sous-ensemble des 632 substances chimiques trouvées dans 944 produits identifiés. Il convient de souligner que pour plus de 400 de ces produits, moins de 1 % de la composition chimique globale était connue, de sorte qu'un niveau élevé d'incertitude subsiste concernant les risques que ces produits peuvent présenter pour la santé humaine (Colborn *et al.*, 2011). Les auteurs se sont livrés à des recherches dans la documentation pour déterminer les incidences possibles sur la santé des substances chimiques identifiées. Ils ont constaté que « 75 % des substances peuvent affecter les organes sensoriels et les systèmes respiratoire et gastro-intestinal, 40 à 50 % peuvent affecter les systèmes nerveux, immunitaire et cardio-vasculaire ainsi que les reins, 37 % peuvent affecter le système endocrinien, et 25 % peuvent causer le cancer et des mutations génétiques » [traduction]. On notera à cet égard que ces risques peuvent découler de l'ingestion ou d'un contact direct avec la peau, et que ces substances chimiques sont bien souvent utilisées à des concentrations très faibles (Colborn *et al.*, 2011).

Entre 2005 et 2009, aux États-Unis, les sociétés pétrolières et gazières ont utilisé 29 substances chimiques qui soit sont connues pour leurs propriétés cancérigènes, soit sont réglementées en vertu de l'*U.S. Safe Water Drinking Act*, soit figuraient sur la liste des polluants atmosphériques dangereux (Committee of Energy and Commerce, 2011). Cependant, l'EPA des États-Unis n'a pas fixé de niveaux maximaux de contamination pour bon nombre des substances fréquemment utilisées dans la fracturation (Bamberger et Oswald, 2012). Ces substances ne sont en outre pas toutes utilisées sur tous les sites. Qui plus est, beaucoup d'entre elles sont relativement inoffensives ou ne sont utilisées qu'à de faibles concentrations, mais la plupart sont solubles ou volatiles. (Goldstein *et al.*, 2013).

Les voies d'exposition incluent la contamination de l'eau à la suite de déversements, de fuites ou d'une communication souterraine involontaire entre la zone de production et les aquifères peu profonds, ainsi que le relâchement dans l'air à la suite de l'évaporation des réservoirs et aux lieux de stockage des reflux. Une telle contamination peut affecter les individus directement (p. ex. lorsque l'eau devient contaminée) ou indirectement via la chaîne alimentaire (Fraser Basin Council, 2012).

Le méthane est également un contaminant de l'eau potable qui est source de préoccupations (comme il a été discuté au chapitre 4), mais ni Santé Canada, ni l'EPA des États-Unis n'incluent actuellement le méthane dissous dans leurs lignes directrices ou règlements concernant l'eau potable (EPA, 2009b; Santé Canada, 2012). Bien que le méthane ne soit généralement pas considéré comme dangereux pour la santé quand il est ingéré à des concentrations élevées, il peut causer l'asphyxie s'il est inhalé dans des endroits confinés (comme la plupart des gaz) (USGS, 2006; Cooley et Donnelly, 2012). Il présente en outre des risques d'incendie et d'explosion à des concentrations élevées.

7.1.3 Risques pour la santé causés par la pollution atmosphérique

L'industrie pétrolière et gazière est également une source de contaminants atmosphériques (comme on l'a vu au chapitre 5). Le tableau 7.1 énumère les effets possibles sur la santé de ces polluants atmosphériques. Il est important de souligner qu'un effet particulier sur la santé et l'étendue de cet effet varieront en fonction de divers facteurs tels que la nature et la durée de l'exposition à un contaminant ainsi que l'état de santé et le style de vie de la personne exposée (CDPHE, 2010). La toxicité potentielle d'un contaminant ne reflète pas nécessairement l'effet sur la santé.

Tableau 7.1

Polluants atmosphérique associés à la mise en valeur du gaz de schiste, avec leurs effets possibles sur la santé

Substance	Effets possibles sur la santé
Matières particulaires (MP)	• crises cardiaques non mortelles • irrégularité du rythme cardiaque • aggravation de l'asthme • réduction de la fonction pulmonaire • aggravation des symptômes respiratoires (p. ex. la toux et la difficulté à respirer) • décès prématuré de personnes atteintes de maladies cardiaques ou pulmonaires
Oxydes d'azote (NOx)	• irritation du système respiratoire • aggravation de l'asthme, de la bronchite ou de maladies cardiaques pré-existantes
Monoxyde de carbone (CO)	• exacerbation de la maladie cardio-vasculaire • anomalies du comportement • réduction du poids à la naissance • hausse du taux de mortalité journalier
Composés organiques volatiles (COV) (p. ex. les BTEX)	• effets carcinogènes (certains COV) • leucémies et autres hémopathies (benzène) • déficiences congénitales (certains COV) • irritation des yeux, du nez et de la gorge (certains COV) • effets néfastes sur le système nerveux
Méthane (CH_4)	• asphyxie dans les espaces confinés
Ozone troposphérique (O_3) (smog)	• réduction de la fonction pulmonaire • aggravation de l'asthme ou de la bronchite • dommages permanents aux poumons

Sources des données : Fierro *et al.*, 2001; EPA, 2009c, 2012b, 2013a, 2013d; McKenzie *et al.*, 2012

Une évaluation des incidences sur la santé d'un projet de mise en valeur du gaz de schiste au Colorado a abouti à la conclusion que la qualité de l'air risquait le plus d'être affectée pendant la construction de la plate-forme de puits et l'achèvement des puits, et du fait de la circulation des camions (Witter *et al.*, 2010). Les émissions fugitives de l'équipement de production, si elles ne sont pas contrôlées, constituent un autre source possible de contamination atmosphérique à long terme.

Dans certaines régions de l'Ouest américain, la source la plus importante de COV (et des niveaux élevés d'ozone qui en découlent) vient des émissions de l'industrie pétrolière et gazière. Par exemple, les niveaux d'ozone ont dépassé la norme sur huit heures de l'EPA durant l'hiver dans le comté de Sublette, au Wyoming (Sierra Research Inc., 2011). Des recherches effectuées en Louisiane ont également mis en lumière la possibilité d'un accroissement des niveaux d'ozone découlant des activités liées au gaz de schiste. De plus, on a constaté que la concentration

des précurseurs de l'ozone était élevée dans les régions de la Pennsylvanie où se concentrent les activités liées au gaz de schiste (Kemball-Cook *et al.*, 2010; Litovitz *et al.*, 2013). Ces émissions ont amené les auteurs d'un rapport européen à conclure, en se fondant sur des sources indépendantes mais non examinées par des pairs, que la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste pourrait accroître sensiblement les niveaux d'ozone dans certaines régions, ce qui créerait un risque potentiellement élevé d'effets néfastes sur la santé respiratoire (Broomfield, 2012).

L'exposition aux polluants atmosphériques associés à la mise en valeur du gaz de schiste pourrait entraîner une légère augmentation du risque de cancer et d'autres maladies comme les troubles neurologiques respiratoires pour les personnes qui vivent très près d'un puits. Le principal facteur contributif d'un risque cumulatif de cancer était le benzène, tandis que les COV en suspension dans l'air, comme les 1,3,5-triméthylbenzènes, les xylènes et les hydrocarbures aliphatiques, constituaient le principal facteur contributif de l'indice de risque subchronique non lié au cancer (McKenzie *et al.*, 2012). Les émissions de benzène découlant des activités menées dans les schistes de Barnett au Texas ne dépassaient pas les normes d'exposition à court terme, mais elles pourraient présenter un risque pour la santé humaine si leurs niveaux étaient représentatifs des conditions ambiantes à long terme (Ethridge, 2010). Toutefois, les niveaux globaux de benzène ont chuté dans la région des schistes de Barnett pendant une récente période d'intense activité de forage, et ils font l'objet d'une surveillance visant à détecter les émissions atypiques (Honeycutt, 2012). On a mesuré la présence de multiples carcinogènes humains reconnus et soupçonnés en plusieurs endroits dans la ville de DISH, au Texas, après le début de l'exploitation de puits de gaz (Wolf Eagle Environmental, 2009). Selon des enquêtes sanitaires réalisées par le groupe environnemental Earthworks dans cette région et dans le comté de Karnes, au Texas, les symptômes les plus souvent signalés étaient les problèmes de sinus, l'irritation de la gorge, les allergies, la fatigue, l'irritation des yeux et du nez, les douleurs articulaires, les douleurs musculaires, la difficulté à respirer et les problèmes oculaires (Subra, 2009; Wilson *et al.*, 2013).

De plus, une exposition aux MRN peut survenir lors de contacts avec les boues de forage et les eaux de reflux qui remontent à la surface (Hamlat *et al.*, 2001). Le ruissellement ou l'évaporation à partir des fosses contenant les reflux peuvent par exemple contaminer les terres agricoles et, partant, les cultures fourragères avec des radio-isotopes potentiellement dangereux (Rich et Crosby, 2013). Les risques possibles pour la santé découlant de l'exposition par ce mécanisme au contenu des fosses de stockage des reflux n'ont pas été établis (voir la bibliographie dans Rich et Crosby, 2013). Une exposition accrue au radon dans les maisons où est utilisé du gaz naturel des schistes de Marcellus a également été mentionnée

comme source possible de préoccupation (Resnikoff, 2012), bien que plusieurs études sur l'eau et sur l'équipement de production pétrolière et gazière aient rejeté vigoureusement l'idée qu'elle constitue un risque (NYSDEC, 1999; Johnson, 2010; RSI, 2012).

7.1.4 Incidences psychosociales

Il est important de prendre en compte les incidences sur le bien-être psychologique en raison de leur effet sur la santé humaine (en considérant que les environnements sociaux et la capacité d'adaptation constituent deux déterminants de la santé). Selon des études américaines, les personnes qui pensent être affectées par la mise en valeur du gaz de schiste présentent divers symptômes, dont une fatigue accrue, une irritation du nez, des yeux et de la gorge, l'essoufflement, des problèmes de sinus, des douleurs articulaires, des maux de tête violents et des perturbations du sommeil (Steinzor *et al.*, 2013). La santé du public peut également être affectée par les incidences cumulatives de facteurs de stress sociaux, y compris des changements socio-économiques, des changements sociaux (p. ex. un accroissement de la criminalité) et des changements dans la nature même des collectivités (Korfmacher *et al.*, 2013).

Le manque de transparence, des messages contradictoires et la perception selon laquelle l'industrie et les autorités ne disent pas la vérité peuvent susciter ou accroître chez les gens des préoccupations concernant leur qualité de vie ou leur bien-être. Ils peuvent aussi contribuer à des sentiments d'anxiété à l'égard des incidences possibles sur la santé, l'environnement ou la collectivité (Fraser Basin Council, 2012). L'incertitude quant à savoir si les changements dans la qualité de vie seront temporaires ou non peut causer de l'anxiété au sujet de l'avenir (Perry, 2013). Une préoccupation particulière du public à l'égard de la mise en valeur du gaz de schiste concerne le secret entourant les agents chimiques et physiques qui sont ajoutés aux fluides de fracturation hydraulique ou qui remontent à la surface (BAPE, 2011b; Committee of Energy and Commerce, 2011).

Outre leurs incidences directes, les activités de mise en valeur du gaz de schiste peuvent avoir des incidences indirectes sur la santé humaine. Pour certains peuples autochtones, par exemple, les *pertes invisibles* telles que le déclin de la productivité biologique attribuable à la destruction de l'habitat peuvent avoir, par un effet de cascade, des répercussions sur les pratiques et l'identité culturelles qui pourront affecter la santé et la résilience davantage que les incidences plus visibles (Turner *et al.*, 2008). Des changements dans l'état de santé des écosystèmes (p. ex. après l'arrivée d'espèces envahissantes) ou dans l'infrastructure de la santé publique (p. ex. du fait d'une pénurie de personnel médical découlant d'une explosion de la population) peuvent aussi affecter indirectement la santé d'une collectivité.

7.1.5 Perturbation des collectivités et aspects liés à la qualité de vie

La mise en valeur du gaz de schiste peut causer de rapides augmentations de la population, particulièrement dans les régions rurales isolées. Là où les débouchés économiques sont peu nombreux, l'apparition d'une nouvelle industrie peut aider à diversifier l'économie locale, créer des emplois et ralentir ou renverser l'exode rural. Un tel développement économique peut améliorer la santé de la population (APHA, 2012).

A l'opposé, de tels gains peuvent également impliquer des compromis s'ils mettent en péril des activités économiques comme le tourisme ou la pêche. L'afflux de travailleurs temporaires peut perturber les habitudes communautaires en accroissant les pathologies sociales (p. ex. la criminalité, la toxicomanie et les maladies transmises sexuellement) (Fraser Basin Council, 2012; BMHC, 2012) et en alimentant l'inflation à l'échelon local. Bien souvent, l'inflation touche de façon disproportionnée les résidents qui ne sont pas directement associés à l'industrie (Jacquet, 2009; BMHC, 2012), ce qui accroît l'inégalité des revenus. De plus, les collectivités sont souvent incapables de répondre aux demandes des populations croissantes du fait qu'il est difficile de prévoir l'ampleur, l'échelonnement et l'emplacement des activités de mise en valeur, ce qui cause des problèmes liés au logement, au maintien de l'ordre, à la protection civile ainsi qu'aux services sociaux et de santé (Eligon, 2013). Les symptômes de ce phénomène, connu sous le nom d'*effet de ville champignon* (*boomtown effect*), ont été documentés dans beaucoup de collectivités américaines aussi bien que canadiennes (Jacquet, 2009, 2013; BMHC, 2012). Cet effet peut avoir une incidence cumulative négative sur la santé publique (Goldstein *et al.*, 2013; Korfmacher *et al.*, 2013).

En vertu de la *common law*, les propriétaires ou locataires terriens ont droit à la jouissance paisible de leurs terres. Selon une définition qui a été acceptée par la Cour suprême du Canada (1999), une nuisance publique s'entend de « toute activité qui porte atteinte de façon déraisonnable à l'intérêt du public relativement à des questions de santé, sécurité, moralité, confort ou commodité ». La mise en valeur du gaz de schiste peut comporter des nuisances publiques telles qu'un accroissement du bruit, de la poussière, de la circulation, des odeurs et des impacts visuels. La mesure dans laquelle ces nuisances affectent les gens pourra dépendre de facteurs comme le niveau de qualité actuel de l'environnement et les caractéristiques des collectivités concernées, y compris la situation socio-économique et l'expérience que les collectivités ont des rapports avec l'industrie pétrolière et gazière.

Les différentes étapes de l'extraction du gaz de schiste nécessitent le transport d'équipements, de substances chimiques, d'eau, de matériaux de construction et de travailleurs, habituellement par camions, et bien souvent au moyen de poids lourds. Un seul le puits exploité par fracturation hydraulique peut nécessiter près de 2000 déplacements (allers simples) de camions pour la livraison du ravitaillement (surtout de l'eau, en grande partie durant la phase d'achèvement des puits) (NYSDEC, 2011). Ceci est préoccupant non seulement en raison du bruit et des émissions de moteurs diesel qui en découlent, mais aussi parce que la circulation des poids lourds peut endommager les routes rurales, qui n'ont pas été construites pour supporter des charges lourdes, accroître la production de poussière et la congestion routière et imposer un fardeau économique aux collectivités locales (Arthur *et al.*, 2010). La circulation des camions et les dommages aux routes figurent parmi les principales préoccupations exprimées par les résidents locaux dans les régions où a lieu la mise en valeur du gaz de schiste aux États-Unis (AER, 2011a). Ces régions ont également connu des augmentations des accidents de la circulation associés à cette industrie (Hill, 2013).

Les sources de bruit pendant l'extraction du gaz de schiste incluent l'équipement de forage et de fracturation hydraulique, les compresseurs au gaz naturel, la circulation et la construction. Le forage d'un puits de gaz de schiste dure habituellement de quatre à cinq semaines, à raison de 24 heures par jour, comparativement à environ une ou deux semaines pour un puits de gaz classique (NYSDEC, 2011). Jusqu'à huit puits horizontaux, voire davantage, peuvent être forés l'un après l'autre à partir d'une même plate-forme, ce qui peut porter à plusieurs mois à la durée totale de la période de forage. De plus, comme la fracturation hydraulique se fait sous pression avec de l'eau, elle nécessite le recours à un nombre supérieur de pompes et d'autres machines bruyantes (Arthur *et al.*, 2010; NYSDEC, 2011). Le bruit peut causer l'hypertension sanguine et avoir d'autres effets physiologiques, y compris des perturbations du sommeil (WHO, 2009).

La mise en valeur du gaz de schiste peut en outre avoir des impacts visuels marqués sur le paysage local (voir la figure 7.2). Les impacts visuels incluent l'apparition de nouveaux éléments dans le paysage, comme les clôtures, les bâtiments érigés sur les sites, les terres défrichées et les structures des puits (NYSDEC, 2011). La construction des plates-formes de puits, des routes et des autres installations connexes peut elle aussi avoir un impact visuel, qui dans ce cas-là persistera à plus long terme. La perception que les résidents ont des

impacts visuels dépend des conditions locales, par exemple de la valeur attachée au paysage ou de la proximité des zones résidentielles. Elle dépend aussi de facteurs temporels tels que le moment de la journée ou de l'année, ou encore l'étape du processus d'extraction du gaz de schiste (NYSDEC, 2011). Qui plus est, comme les activités de forage et d'achèvement des puits se poursuivent 24 heures par jour, l'éclairage a été cité comme une source importante d'impacts visuels se répercutant sur la qualité de vie (Fraser Basin Council, 2012).

Gracieuseté de www.marcellus-shale.us

Figure 7.2

Mise en valeur du gaz de schiste dans la zone rurale habitée des schistes de Marcellus

Plates-formes de puits de gaz de schiste (pendant le forage ou l'achèvement) près de résidences rurales de la zone des schistes de Marcellus en Pennsylvanie.

Les odeurs que dégagent les divers produits utilisés dans l'industrie du gaz naturel sont les sources des plaintes les plus fréquentes faites par les résidents locaux. Elles peuvent être associées à des symptômes tels que la nausée, les étourdissements, les maux de tête et les problèmes respiratoires (Steinzor *et al.*, 2013). Les vibrations du sol pendant la fracturation peuvent aussi avoir des répercussions sur la couleur, la turbidité ou l'odeur des eaux de puits.

7.1.6 Protection de la santé publique

En 2012, le Bureau du médecin-hygiéniste en chef du Nouveau-Brunswick a émis une série de recommandations concernant la mise en valeur du gaz de schiste dans cette province. Trois d'entre elles concernent la protection de la santé publique lorsqu'il est question de changement des environnements social et physique locaux :

- Préparation d'une évaluation des incidences sur la santé centrée sur l'équité et portant sur les répercussions à court terme, cumulatives et à long terme sur le grand public et sur toute population vulnérable[24].
- Protocoles de surveillance de l'état de santé des personnes qui vivent, travaillent, fréquentent une école ou jouent à proximité des activités de l'industrie.
- Établissement de liens entre l'information sur l'état de santé, les données issues de la surveillance environnementale et les données sur le statut socio-économique.

(BMHC, 2012)

Le rapport recommandait en outre la prise en compte, dans la prise de décisions en matière de planification et de réglementation, des aspects liés aux populations vulnérables et défavorisées qui sont davantage exposées aux risques associés aux contaminants environnementaux. De plus, il soulignait l'importance que revêtent la divulgation publique et la diffusion périodique des données issues de la surveillance environnementale et sanitaire au profit du public.

7.2 QUESTIONS D'ORDRE ÉTHIQUE

Certains risques pour la santé humaine, comme la migration lente de certains contaminants dans les eaux souterraines, le risque accru de cancer résultant de l'exposition aux contaminants atmosphériques et les répercussions intergénérationnelles des perturbateurs endocriniens, se caractérisent par de longues périodes de latence et pourront avoir plus de répercussions sur les générations à venir que sur la génération actuelle. Cela milite en faveur de l'adoption d'une perspective à long terme dans l'examen des effets sur la santé de la mise en valeur du gaz de schiste (Korfmacher *et al.*, 2013). De plus, certains de ces risques peuvent toucher de manière disproportionnée les populations vulnérables (p. ex. les personnes ayant des troubles de santé préexistants et celles qui ne peuvent se soustraire aux incidences néfastes).

24 Une évaluation des répercussions centrée sur l'équité, par opposition à une évaluation traditionnelle des répercussions sur la santé, met l'accent sur les questions d'équité dans l'évaluation des répercussions d'un projet.

7.3 LACUNES DANS LES CONNAISSANCES

Une récente étude du Government Accounting Office des États-Unis concluait que les risques pour l'environnement et la santé publique associés à la mise en valeur du gaz de schiste ne peuvent être quantifiée, pas plus qu'il n'est possible de déterminer l'étendue des effets néfastes possibles ou la probabilité de leur occurrence (U.S. GAO, 2012b). Cela est dû en partie à l'incertitude qui entoure le rythme, l'ampleur et le lieu des activités de mise en valeur, ainsi qu'à la rareté des études sur les conditions de référence avant la mise en valeur. Un rapport canadien préparé par l'Institut national de santé publique du Québec concluait que la situation n'est pas différente au Canada (Brisson *et al.*, 2010).

Le comité d'experts a mis au jour les lacunes suivantes dans les connaissances concernant les effets sur la santé humaine de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste :

- Généralement, les mélanges de substances chimiques utilisés dans les activités liées au gaz de schiste ne sont pas connus et n'ont pas été testés, de sorte qu'il est difficile de prévoir et d'évaluer le risque découlant d'une exposition directe ou indirecte.
- Les concentrations d'additifs changent à la suite des réactions avec les substances chimiques contenues dans les formations schisteuses et de leur dilution dans la saumure. De ces réactions peuvent être issues de nouvelles substances chimiques présentant de possibles dangers pour la santé.
- Les parcours qu'empruntent dans l'environnement les substances chimiques de fracturation, y compris ceux qui peuvent mener à l'exposition des individus, ne sont pas connus avec clarté.
- Les durées habituelles d'exposition et la concentration des différents contaminants n'ont pas été déterminées avec précision, de sorte qu'il est difficile de prévoir ou de déterminer les incidences particulières sur la santé.
- Le calcul des risques additifs associés à des composants particuliers en fonction de différentes voies d'exposition ou du risque cumulatif associé à plusieurs composants fait défaut.
- Il n'y a pas eu de surveillance de la santé publique ouvrant la voie à des études épidémiologiques ou à des évaluations rigoureuses des incidences sur la santé.
- Du fait de l'absence de surveillance des conditions de référence, il est difficile de distinguer la pollution ambiante de la pollution additionnelle découlant des activités liées au gaz de schiste.

8

Surveillance et recherche

- Principes de surveillance
- Surveillance des incidences sanitaires et sociales
- Surveillance des émissions de gaz
- Surveillance sismique
- Surveillance des eaux de surface
- Surveillance des eaux souterraines
- Activités et possibilités de recherche au Canada
- Conclusion

8 Surveillance et recherche

La conclusion des chapitres précédents est que les fondements scientifiques étayant l'évaluation des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste sont faibles, surtout en raison d'une surveillance environnementale insuffisante. Cependant, le problème s'étend bien au-delà des simples lacunes dans les données. Si l'on décidait aujourd'hui de lancer de vastes programmes de surveillance, leur efficacité serait limitée parce qu'on ne possède pas une bonne compréhension de la meilleure façon d'assurer la surveillance de la plupart des incidences possibles. Sous certains aspects importants, les besoins en surveillance environnementale propres au gaz de schiste diffèrent de ceux liés aux autres activités industrielles. Des recherches s'imposent pour déterminer comment devrait se faire la surveillance relative à plusieurs incidences possibles.

Dans le présent chapitre, le comité d'experts énonce les grands principes de la surveillance et décrit des approches pour surveiller les incidences sur la santé, les émissions de gaz provenant du sous-sol, l'activité sismique, les incidences sur les eaux de surface et l'état des eaux souterraines. Ce chapitre met l'accent sur la surveillance des eaux souterraines parce que le comité d'experts a déterminé que la contamination possible de ces eaux à la suite de la mise en valeur du gaz de schiste constituait une menace importante à l'environnement. Qui plus est, dans bon nombre de situations, les eaux souterraines ont des effets sur les eaux de surface, de sorte que leur contamination peut également affecter la santé humaine.

Ce chapitre aborde en outre les objectifs de la surveillance et les limites de l'échantillonnage des puits d'eau domestique visant à cerner les conditions de référence dans l'environnement des eaux souterraines. De plus, il examine l'état des méthodes mathématiques appliquées pour simuler et prévoir les incidences sous la surface de la mise en valeur du gaz de schiste, cela en raison de l'importance que ces méthodes revêtent eu égard à la compréhension des incidences. Est également abordée la pertinence des études de vulnérabilité des aquifères dans un cadre décisionnel relatif à la protection des eaux souterraines.

Au Canada, les ressources en gaz de schiste appartiennent aux provinces. La Colombie-Britannique, l'Alberta, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont entrepris des recherches sur les incidences environnementales des activités de mise en valeur. Le gouvernement fédéral mène des recherches complémentaires, et il finance des programmes de recherche universitaire. Toutes ces activités de recherche, comme dans les autres pays, en sont encore à leurs débuts. Le Canada a face à lui le défi consistant à établir un cadre adéquat pour la production de résultats de recherche crédibles. Il est essentiel que ce cadre fasse une place aux gouvernements, à l'industrie et au milieu universitaire et qu'il respecte un équilibre entre les enjeux d'importance nationale et ceux qui revêtent de la pertinence à l'échelon régional ou provincial.

8.1 PRINCIPES DE SURVEILLANCE

Le comité d'experts croit que la première étape dans l'élaboration d'approches de surveillance consiste à définir les principes qui sous-tendent un tel programme. À cet égard, il a utilisé le *Plan de surveillance de l'environnement intégré des sables bitumineux* d'Environnement Canada comme norme de référence. Face au besoin d'améliorer la surveillance des activités de mise en valeur dans la région des sableux bitumineux en Alberta, Environnement Canada a coordonné l'élaboration du plan par des chercheurs fédéraux, provinciaux-territoriaux et indépendants. Le plan se fonde sur les grands principes énoncés à l'encadré 8.1 (Environnement Canada, 2011). L'élaboration d'un plan de surveillance efficace en fonction de ces principes nécessite la réalisation de recherches multidisciplinaires visant à établir un cadre scientifique et à apporter la crédibilité voulue.

Encadré 8.1
Principes qui sous-tendent un programme de surveillance efficace

- **Généralité et exhaustivité :** une approche systémique qui intègre les différentes composantes essentielles du système ainsi que les relations entre ces composantes et qui intègre des mesures spatiales sur de multiples échelles et qui reconnaît la dimension temporelle, du passé à l'avenir.
- **Rigueur sur le plan scientifique :** une approche fondée sur la science, qui utilise des indicateurs robustes, une méthodologie uniforme et des rapports normalisés, y compris un examen par les pairs, qui permettra d'obtenir des données indépendantes, objectives, complètes, fiables, vérifiables et reproductibles.
- **Adaptabilité et robustesse :** une approche qui peut être évaluée et révisée à mesure que les connaissances, les besoins et les circonstances changent et qui assure des fonds stables et suffisants.
- **Inclusivité et caractère collaboratif :** une approche qui vise à faire participer les parties concernées à la conception et à l'exécution, notamment l'établissement de l'ordre de priorité des enjeux et l'établissement des objectifs en matière d'écosystème.
- **Transparence et accessibilité :** une approche qui produit des renseignements accessibles au public dans divers formats (données brutes autant que d'analyses) en temps opportun pour permettre aux parties intéressées de faire leur propre analyse et de tirer leurs propres conclusions, et qui servira de fondement explicite à la prise de décisions et à l'énoncé de conclusions.

(Environnement Canada, 2011)

L'Alberta Environmental Monitoring Panel à adhéré à ces principes dans la production de son rapport intitulé *A World Class Environmental Monitoring Evaluation and Reporting System for Alberta* (juin 2011), et il a souligné les exigences que doit respecter un système de surveillance sur les plans organisationnel, structurel et de la gouvernance (AEMP, 2011). Bien que ce rapport n'aborde pas expressément la mise en valeur du gaz de schiste, le comité d'experts juge que les principes en question sont tout à fait appropriés pour la surveillance des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste.

Ewen *et al.* (2012) ont fait paraître un autre important rapport de groupe d'experts, fondé celui-là sur les travaux de dizaines de spécialistes allemands. L'étude a été financée par ExxonMobil, mais cette société n'a eu aucune influence sur le contenu du rapport. Ce dernier recommande la surveillance d'aspects similaires à ceux que met de l'avant le comité d'experts (abstraction faite de la surveillance sanitaire et de la surveillance des eaux de surface), et il précise que la surveillance est censée agir comme un système d'alarme qui déclenchera une intervention rapide lorsque cela s'imposera, tout en offrant un moyen d'observer et de comprendre les processus. De plus, les auteurs indiquent que dans certains cas, il pourra être utile que des représentants des citoyens aient accès aux sites de production et participent au processus de surveillance. Globalement, Ewen *et al.* (2012) ont recommandé les catégories de surveillance suivantes:

- surveillance des fuites aux puits et dans les pipelines;
- surveillance du processus de fracturation hydraulique, y compris de l'utilisation des substances chimiques;
- surveillance des émissions de méthane en vue de déterminer l'empreinte au regard des GES;
- surveillance des eaux souterraines pour permettre la détection immédiate des fuites importantes (cette surveillance devrait idéalement être étayée par un plan adéquat d'intervention en cas d'urgence qui pourrait être mis en œuvre rapidement);
- surveillance sismique, pour aider à comprendre et prévenir les risques liés aux tremblements de terre;
- surveillance de la construction des puits, pour détecter les défauts structurels manifestes avant une secousse sismique induite par la fracturation hydraulique.

8.2 SURVEILLANCE DES INCIDENCES SANITAIRES ET SOCIALES

Les projets de développement industriel tels ceux de l'industrie pétrolière et gazière peuvent avoir des incidences sur la santé et des incidences sociales. La nature, la fréquence et la gravité de toute incidence sanitaire ou sociale dépendent dans une large mesure de la nature, la fréquence, l'amplitude et

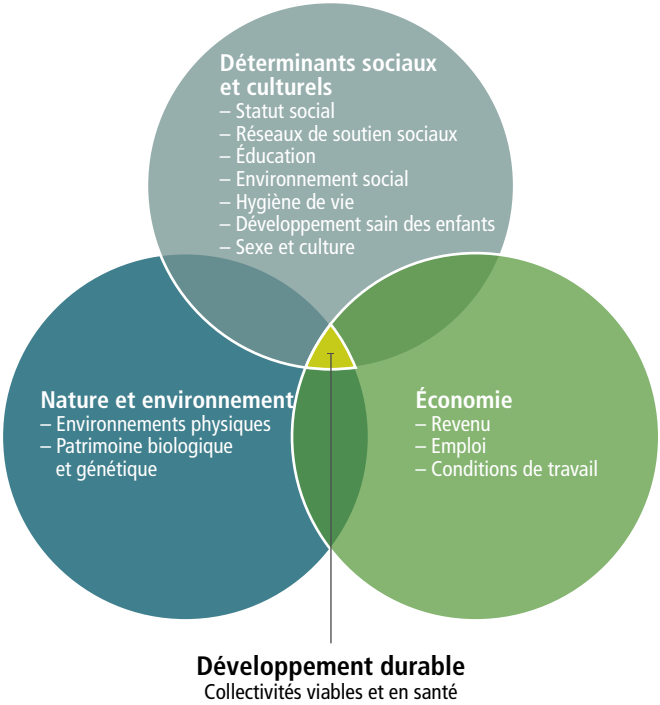
la complexité des projets de de mise en valeur ainsi que de l'emplacement géographique et des environnements physique, économique et social dans lesquels ont lieu ces projets. Les résidents des régions qui connaissent un développement rapide à grande échelle de la production pétrolière et gazière par le biais de la fracturation hydraulique sont particulièrement exposés aux risques liés aux incidences tant sanitaires que sociales (voir le chapitre 7). Bien qu'il se fasse peu de recherche systématique sur les incidences sanitaires ou sociales de la fracturation hydraulique, certains exemples mis en évidence dans la documentation pertinente font ressortir l'importance de mettre en place un système de veille sanitaire robuste et complet avant d'entreprendre des activités d'envergure en matière de mise en valeur du gaz de schiste.

Les évaluations des incidences sur la santé (EIS) sont rarement exigées dans le cadre du processus d'approbation réglementaire des administrations provinciales, nationales ou multinationales. L'établissement d'exigences obligatoires et exhaustives concernant la production d'EIS devrait se faire à l'échelon provincial. Les évaluations devraient porter sur les incidences sanitaires et sociales à court terme, cumulatives et à long terme, et elles devraient prévoir des mécanismes pour améliorer l'équité en matière de santé et répondre aux besoins sanitaires et sociaux particuliers des populations vulnérables.

Au Canada, la mise en valeur du gaz de schiste se fait essentiellement sur les territoires traditionnels des peuples autochtones, qui dépendent de leur environnement local pour leur approvisionnement en nourriture et en eau, et dont la culture peut être particulièrement affectée par de telles activités. De ce fait, il serait essentiel d'assurer une surveillance particulière des incidences sur la santé physique et mentale des Autochtones, de même que sur leur bien-être social, leur qualité de vie et les systèmes écologiques dont il dépendent pour leur subsistance. Cela inclut non seulement les incidences directes de la mise en valeur du gaz de schiste sur leur santé, leur collectivité et leur culture, mais également les incidences indirectes et à long terme découlant de l'intrusion dans les territoires traditionnels et dans leurs activités économiques et sociales. Il existe bien des méthodologies d'EIS adéquates, mais celles-ci ne sont pas utilisées, adaptées et intégrées au processus d'étude d'impact environnemental. Ces méthodologies devraient tenir compte des différences culturelles et sociales marquées qui existent entre les différents milieux écologiques et sociaux canadiens.

Une EIS viserait à estimer les coûts et avantages sanitaires et sociaux cumulatifs à long terme. De plus, le cadre pourrait inclure des mécanismes visant à améliorer l'équité en matière de santé dans le cadre des projets de mise en valeur. Il se fait maintenant à l'échelle internationale une promotion des

évaluations des incidences sur la santé centrées sur l'équité (on trouvera des précisions à ce sujet au chapitre 7). Il serait possible de fonder le cadre des EIS sur la Stratégie de développement durable de l'Agence de la santé publique du Canada de manière à assurer que tous les déterminants de la santé physique et du bien-être social seront évalués (voir le chapitre 7), avec la participation et une contribution de tous les organismes gouvernementaux, institutionnels, provinciaux, municipaux et communautaires concernés (voir la figure 8.1).



© Tous droits réservés. Planifier un avenir durable : Stratégie ministérielle de développement durable 2011–2014 de l'Agence de la santé publique du Canada, Agence de la santé publique du Canada, 2011. Reproduit avec l'autorisation du ministre de la Santé, 2014

Figure 8.1

Cadre de l'évaluation des incidences sur la santé (EIS)

Les résultats en matière de santé publique sont influencés par un certain nombre de déterminants environnementaux, sociaux et économiques. Des résultats optimaux sont obtenus lorsque les politiques à l'égard de chacun des aspects sont complémentaires et peuvent servir de fondement pour une évaluation des incidences sur la santé.

8.3 SURVEILLANCE DES ÉMISSIONS DE GAZ

Les gaz qui s'échappent dans l'atmosphère en provenance des puits non étanches sont considérés comme un problème important dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste (comme il en a été question aux chapitres 4 et 5). Non seulement ces gaz contribuent-ils aux émissions de GES, mais les émissions à la surface sont un indice que des fuites dans le sous-sol pourraient atteindre les aquifères d'eau douce.

Les méthodes établies mesurent les fuites de gaz à la tête des puits, mais ces méthodes produisent des mesures incomplètes parce qu'elles ne tiennent pas compte de toutes les voies par lesquelles du gaz peut s'échapper du sous-sol. Ces voies sont les suivantes :

- la plate-forme de puits même, formée de remblai compacté;
- la zone vadose (non saturée) des gisements géologiques situés sous le remblai;
- en-dessous de cela, la zone des eaux souterraines.

Le gaz peut remonter à l'intérieur du puits, dans le cuvelage de surface, de sorte qu'il peut faire l'objet d'une surveillance à la tête du puits, dans la partie supérieure du cuvelage. Le gaz peut aussi migrer à l'extérieur du cuvelage de surface, le long de la face extérieure du scellement de ciment qui entoure le cuvelage conducteur. La migration du gaz à l'extérieur du cuvelage conducteur peut se faire par des voies présentes dans les couches géologiques perméables (pour la plupart horizontales), le gaz s'échappant alors dans l'atmosphère à la périphérie ou à une grande distance de la plate-forme de puits. L'évacuation directe par le haut au travers de la plate-forme de puits à des points situés au-delà du cuvelage conducteur est moins probable en raison de la présence de couches à faible perméabilité verticale dans le remblai compacté de la plate-forme de puits.

8.3.1 Tests de détection des fuites de gaz à la tête des puits

Les émissions de gaz naturel en provenance du sous-sol sont habituellement mesurées à partir des débits des évents de tubage de surface (DETS), à la tête des puits. Aux DETS viennent s'ajouter les écoulements de gaz dans le sol, à l'extérieur du cuvelage de surface, ce que l'on appelle la migration ou le suintement de gaz (voir la figure 8.2 et la figure 8.3). Cette méthode est utilisée en Alberta (Alberta Energy and Utilities Board, 2003; AER, 2010), en Colombie-Britannique (B.C. Oil and Gas Commission, 2013b) et au Nouveau-Brunswick (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b).

L'Alberta exige que les nouveaux puits soient soumis à des tests de détection des DETS, après quoi ils doivent faire l'objet d'essais à la bulle tous les ans pendant cinq ans après le retrait de l'appareil de forage, puis être retestés à la fin de la période de production, avant l'abandon (Alberta Energy and Utilities Board, 2003). Le Nouveau-Brunswick exige que les essais à la bulle soient effectués « tous les ans pendant toute la durée de vie du puits », tandis que la Colombie-Britannique exige qu'ils soient faits pendant l'entretien courant, durant toute la durée de vie du puits (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b; B.C. Oil and Gas Commission, 2013b). Les deux provinces exigent en outre que des tests soient réalisés pendant l'achèvement initial des puits et avant l'abandon.

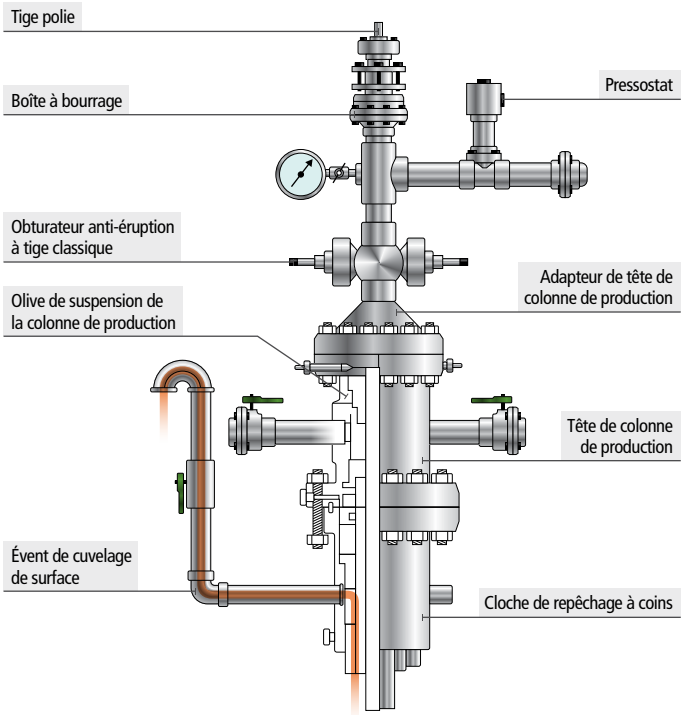
Si la formation de bulles est observée, on doit déterminer le débit et l'accumulation de pression à long terme. La réglementation de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick s'inspire de la réglementation albertaine. Selon la réglementation de la Colombie-Britannique, une fuite de gaz est considérée comme grave si :

- du sulfure d'hydrogène (H_2S) est présent dans le gaz;
- le DETS stabilisé est supérieur à 300 mètres cubes par jour;
- le DETS à la pression statique stable est supérieur soit à 50 % de la pression de fuite de la formation au sabot du cuvelage de surface, soit à 11 kilopascals par mètre multiplié par la profondeur de pose du cuvelage de surface;
- le DETS inclut du pétrole ;
- le DETS inclut des substances dissoutes dans l'eau qui pourraient contaminer le sol ou les eaux souterraines;
- le DETS est observé à un endroit où l'eau utilisable ou non saline n'est pas protégée par une gaine de ciment.

(B.C. Oil and Gas Commission, 2013b).

Le Nouveau-Brunswick et l'Alberta ont adopté des définitions similaires d'un DETS grave (Alberta Energy and Utilities Board, 2003; Government du Nouveau-Brunswick, 2013b).

La chambre de flux de l'EPA est une chambre statique assortie d'un analyseur en temps réel des teneurs en oxygène, en dioxyde de carbone et en méthane. Elle permet une surveillance continue des données. La chambre de flux est maintenant couramment utilisée pour mesurer les émissions de gaz à la surface du sol qui s'échappent dans l'atmosphère et dans les immeubles. Ce dispositif est employé le plus souvent pour mesurer les émanations de gaz à la surface du sol aux différents types de sites contaminés, y compris pour les fuites des oléoducs, les stations-service, les sites industriels (où des substances chimiques halogénées volatiles sont présentes dans le sol) et, plus récemment, aux sites de

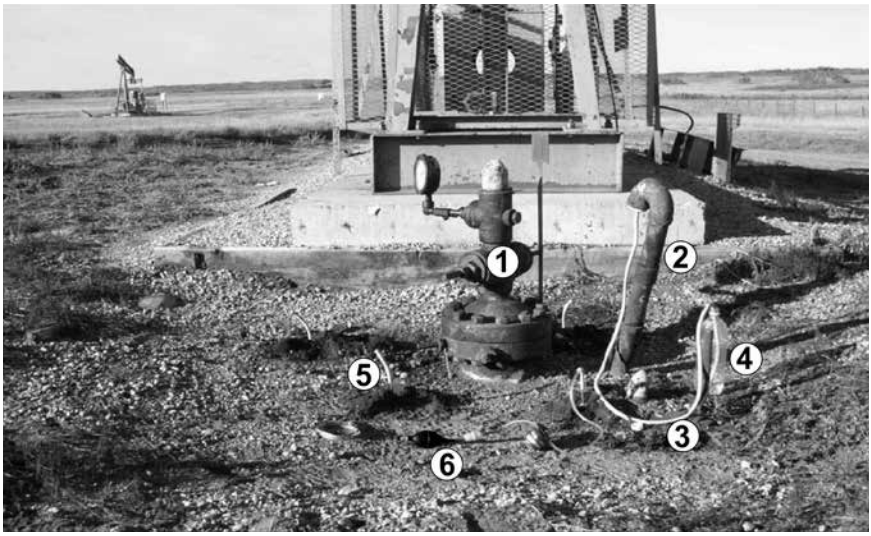


Reproduit avec l'autorisation de Theresa Watson
Watson & Bachu, 2009

Figure 8.2
Modèle courant de tête de puits
Coupe transversale d'une tête de puits montrant l'évent du cuvelage de surface.

mise en valeur du gaz de schiste. D'autres méthodes et types de dispositifs ont été utilisés en remplacement de la chambre de flux de l'EPA lors de l'examen de sites contaminés. Par exemple, le profilage par fonçage (*direct push profiling*) permet de recueillir des échantillons de gaz et d'eau dans un trou tout en déterminant les concentrations de gaz au-dessus et juste au-dessous de la nappe phréatique (Amos et Blowes, 2008). Une autre méthode similaire à été utilisée dans le passé dans les puits de surveillance des eaux souterraines pour la collecte d'échantillons de gaz dans le sol (Jewell et Wilson, 2011).

Au Royaume-Uni, la Royal Society et la Royal Academy of Engineering (2012) ont déclaré que « la surveillance continue des émissions de gaz au sol peut également être réalisée au moyen de puits de surveillance situés autour de la plate-forme de puits, aux fins de la détection de tout gaz migrant du cuvelage de surface dans le sol environnant » [traduction].



Gracieuseté de Theresa Watson
Watson et Bachu, 2009

Figure 8.3

Recours aux essais à la bulle pour détecter les débits des évents de cuvelage de surface et la migration de gaz

Dispositif utilisé pour un essai à la bulle à une tête de puits. Les chiffres renvoient à ce qui suit : (1) tête de puits, (2) évent de cuvelage de surface, (3) boyau reliant l'évent de cuvelage de surface à un contenant rempli d'eau, (4) contenant avec extrémité du boyau sous la surface de l'eau pour détecter les bulles de gaz, (5) orifice pour le test de migration de gaz et (6) pompe manuelle pour acheminer le gaz accumulé vers le dispositif de mesure de la limite inférieure d'explosivité.

De telles méthodes, élaborées à l'origine pour les situations de contamination aux hydrocarbures, pourraient être utilisées aux sites de mise en valeur du gaz de schiste, et tout particulièrement sur les plates-formes de forage et autour de celles-ci. Le recours à celles-ci et à d'autres méthodes similaires pour évaluer les conditions gazeuses de référence de la zone vadose et de la nappe phréatique peu profonde permet de détecter tout changement induit par la fracturation hydraulique ou par la défaillance d'un puits.

8.3.2 Tests de détection des fuites de gaz dans la zone vadose

Il est possible d'utiliser des puits de surveillance classiques pour suivre la migration de gaz dans la zone vadose, sous la plate-forme de puits et/ou au-delà de celle-ci. Des méthodes élaborées pour la surveillance d'autres types de gaz et d'eau souterraine peuvent être mises en œuvre aux fins de la surveillance du gaz de schiste. Ces méthodes permettent d'obtenir des profils des concentrations de gaz assortis de données sur la profondeur à chacun des

points de surveillance. Le profilage descendant des concentrations de gaz de la zone située près de la surface jusqu'à la nappe phréatique constitue le meilleur moyen de détecter la migration de gaz. La zone vadose contient bien souvent des couches géologiques présentant différents degrés de perméabilité, et la migration latérale de gaz est susceptible de se produire le long des couches à perméabilité supérieure, couches qui peuvent être minces et présenter une répartition imprévisible.

Habituellement, la migration de gaz dans les couches perméables de la zone vadose est rapide. La façon la plus efficace de détecter les fuites de gaz qui surviennent près de la surface, sous la plate-forme de puits mais à l'extérieur du cuvelage de surface des puits, consisterait donc à faire une surveillance de profil dans la zone vadose le long de la périphérie de la plate-forme. Une couche à perméabilité relativement élevée d'une épaisseur de seulement quelques centimètres pourra offrir la principale voie pour la migration du gaz entre la zone située sous la plate-forme de puits et d'autres zones. Le profilage gazeux aux sites de déversement de pétrole se fait habituellement au moyen de bouquets de tuyaux de longueur variable que l'on scelle dans un trou foré, avec des joints d'étanchéité annulaires entre les différents tuyaux. Des variantes de ces dispositifs de profilage conviennent à la surveillance dans la zone vadose, et également dans la zone des eaux souterraines (voir p. ex. Einarson et Cherry, 2002). Des recherches restent à faire en vue de déterminer l'échelle spatiale à laquelle la surveillance par profilage est la plus efficace.

8.3.3 Autres méthodes de surveillance de l'air

Les méthodes d'échantillonnage décrites plus haut visent uniquement à quantifier les débits de fuite. D'autres méthodes d'échantillonnage des gaz peuvent être mises à profit pour identifier les substances chimiques particulières qui sont susceptibles d'affecter la santé et qui sont contenues dans les émissions qui parviennent aux points de réception situés à une certaine distance de la plate-forme de puits. Au Colorado, des dispositifs connus sous le nom de cylindres SUMMA ont été utilisés pour recueillir des échantillons d'air ambiant en vue d'évaluer la qualité de l'air près des plates-formes pendant la construction et l'achèvement des puits et pendant la production (McKenzie *et al.*, 2012) (voir le chapitre 7). Cependant, ce type d'échantillonnage est rarement réalisé.

8.4 SURVEILLANCE SISMIQUE

Ressources naturelles Canada (RNCan) exploite plus de 125 stations sismométriques régionales, qui forment le Réseau sismographique canadien (RSC). Ce réseau sert à détecter les secousses sismiques (naturelles ou induites) d'une intensité supérieure à 3,5 M_L, avec une sensibilité supérieure dans les zones urbaines et autour des infrastructures d'importance cruciale. L'examen

des données du RSC constitue une première étape dans l'étude de l'activité sismique régionale historique et des profils de sismicité au Canada. Les régions où il est envisagé de mettre en valeur le gaz de schiste peuvent faire l'objet d'études de l'activité sismique de fond naturelle, d'une manière similaire à celle qu'a proposée la B.C. Oil and Gas Commission (voir l'encadré 6.1). Une telle surveillance des conditions de référence ferait partie d'une étude géologique et sismique locale visant à détecter les failles existantes et à cerner les profils de sismicité. Cette forme de réseau sismographique amélioré pourrait faire intervenir de 10 à 20 sismomètres supplémentaires qui serviraient à enregistrer les secousses de moindre magnitude, en vue de déterminer des niveaux de référence. Ils pourraient de plus constituer le fondement d'un réseau sismique régional local permanent qui permettrait de détecter les changements dans la sismicité locale si la mise en valeur du gaz de schiste allait de l'avant. Une telle surveillance sismique se distingue de celle réalisée par les exploitants de l'industrie pour cartographier les fractures hydrauliques par la surveillance et la localisation de la microsismicité induite par les processus d'injection de fluides, tel que décrit à la seciton 6.2.

8.5 SURVEILLANCE DES EAUX DE SURFACE

La mise en valeur du gaz de schiste pourrait avoir des répercussions sur les eaux de surface dans les régions où les perturbations du territoire seraient suffisantes pour causer des changements dans le ruissellement des eaux de pluie et de fonte des neiges et ainsi entraîner des inondations, de l'érosion et des problèmes de qualité de l'eau. Au Canada, les réseaux de surveillance qui fournissent de l'information sur les paramètres hydrologiques locaux sont peu nombreux; seules les grandes rivières font l'objet d'une surveillance des débits, et la surveillance de la qualité de l'eau est minimale (CAC, 2013).

Les incidences propres à la mise en valeur du gaz de schiste ne sont pas bien définies, mais il est possible de déduire l'existence de bon nombre d'entre elles à partir d'autres activités régionales de mise en valeur. Des programmes de surveillance efficaces sont requis, mais on possède peu d'expérience de la mise en œuvre réussie de tels programmes. Il est rare que soient recueillies des données de référence suffisantes concernant les indicateurs relatifs aux bassins hydrologiques. De bonnes données de référence sont nécessaires, et celles qui existent ne sont pas publiquement accessibles. La compréhension des liens entre les eaux de surface et les eaux souterraines est rarement adéquate. Un programme étendu de surveillance des eaux de surface serait nécessaire pour comprendre les incidences. Des indications à ce sujet peuvent être trouvées dans le récent Plan de mise en œuvre conjoint pour la surveillance visant les sables bitumineux dans le Nord-Est albertain (Gouvernement du Canada et Gouvernement de l'Alberta, n. d.). Un tel programme nécessite

l'établissement de liens méthodologiques et le couplage des bases de données entre les programmes de surveillance, une bonne communication entre les gouvernements, une coopération à l'échelon régional entre les secteurs public et privé ainsi qu'un engagement par rapport à l'accessibilité et à transparence à l'égard du public.

8.6 SURVEILLANCE DES EAUX SOUTERRAINES

Une bonne partie des connaissances au sujet des incidences des activités industrielles sur les eaux souterraines résulte de deux lois américaines et de leurs règlements et directives connexes, à savoir la *Resource Conservation and Recovery Act* (1976, 1980) et la *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act* (1980). Lorsque les règlements sont entrés en vigueur il y a plus de trois décennies, on savait peu de choses au sujet du comportement des contaminants dans les eaux souterraines, et les méthodes de caractérisation et de surveillance étaient rudimentaires (Pankow *et al.*, 1996). Les stratégies et technologies de détermination des incidences sur la ZEDS sont aujourd'hui sensiblement plus élaborées, ce qui est le résultat de recherches poussées et de l'expérience acquise dans des sites aux conditions géologiques et hydrologiques très variées, avec de nombreux types de contaminants industriels et agricoles. Cependant, les activités en amont de l'industrie pétrolière et gazière aux États-Unis n'ont jamais été assujetties à cette réglementation, et en 2005, elles ont été soustraites à l'application des règlements proposés aux termes de l'*U.S. Safe Drinking Water Act*, qui couvre la fracturation hydraulique (sauf pour le combustible diesel) (EPA, 2012a). Par conséquent, faute d'un sentiment d'urgence alimenté par la réglementation, la surveillance des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste en est encore à ses débuts. La situation est la même au Canada.

Les activités liées au gaz de schiste peuvent être considérées comme des opérations industrielles d'envergure en raison des investissements financiers importants qu'elles supposent et de la complexité des opérations menées sur chacune des plates-formes de puits. Le coût de l'achèvement et de la fracturation hydraulique de chaque puits est d'au moins quelques millions de dollars. De ce fait, une plate-forme comptant jusqu'à 10 à 20 puits peut représenter un investissement de 50 à 100 millions de dollars, voire davantage. L'ampleur de l'investissement et les risques connexes sont sans commune mesure avec la surveillance environnementale minimale dont l'air, le sol et l'eau font actuellement l'objet à chaque plate-forme de puits.

Cette situation est analogue à celle qui est observée dans le milieu agricole au Canada, en ce qu'aucune exigence n'est imposée quant à la caractérisation et la surveillance préalables de zones particulières en vue de déterminer si l'utilisation

d'engrais dans les champs agricoles pourrait entraîner une contamination des eaux souterraines. Contrairement aux substances chimiques de fracturation hydraulique, les pesticides peuvent faire l'objet de tests visant à déterminer leur tendance à causer une contamination des eaux souterraines, et leur approbation pour utilisation générale est assujettie au respect de normes précises qui ont pour objet de limiter le plus possible un tel risque (CCA, 2013).

Certains types d'activités industrielles, municipales et agricoles peuvent contaminer les eaux souterraines, mais elles ne sont pas assujetties à des exigences concernant la caractérisation et la surveillance des sites avant qu'un événement indésirable (comme un déversement, une fuite de substances chimiques dangereuses ou la contamination de puits) ne survienne ou qu'on en soupçonne l'occurrence. Un tel événement déclenchera alors une enquête sur le terrain visant à cerner les incidences et à déterminer les mesures d'atténuation qui s'imposent. Une caractérisation des sites et la mise en place de systèmes de surveillance des eaux de surface et eaux souterraines sont exigées pour l'homologation des sites dans le cas des dépotoirs pour les déchets municipaux, industriels ou nucléaires, des grandes installations de fabrication de produits chimiques, des étangs d'épuration et de quelques autres types d'installations. Toutefois, ce qui devrait être exigé dans le cas des plates-formes de puits de gaz de schiste n'a pas été clairement déterminé. D'un côté, des substances chimiques dangereuses de fracturation hydraulique et des eaux usées dangereuses, bien souvent radioactives, sont stockées sur chacune des plates-formes de puits. Chaque plate-forme peut donc être comparée, du point de vue des risques pour les eaux souterraines, à un dépotoir ou à une installation de fabrication de produits chimiques. Par contre, les substances dangereuses ne restent pas sur chaque plate-forme de puits pendant longtemps. Elles y restent habituellement moins de quelques mois.

À ce jour, aucune administration n'a adopté de réglementation exigeant une caractérisation ou une surveillance poussée des eaux souterraines aux plates-formes de puits. Cela a pour effet de réduire la confiance du public et restreint la possibilité de cerner la cause des incidences signalées à l'égard des puits domestiques. La littérature et la réglementation n'abordent pas la question de savoir si la caractérisation et la surveillance devraient se faire sur toutes les plates-formes, seulement sur certaines plates-formes représentatives ou seulement sur les plates-formes de puits situées dans des zones désignées comme vulnérables à la contamination des eaux souterraines.

Le comité d'experts considère qu'il est approprié de considérer les activités qui se tiennent à chaque plate-forme de puits de gaz de schiste comme une opération industrielle d'envergure — quoique temporaire — parce qu'on trouve

sur chaque plate-forme une multitude de moteurs, combustibles, produits chimiques dangereux et déchets dangereux. Toutefois, le comité d'experts n'a pu trouver aucun rapport publié indiquant qu'une caractérisation des eaux souterraines et/ou une surveillance rigoureuse du sous-sol ou l'élaboration d'un modèle conceptuel officiel ont été faites pour une plate-forme individuelle d'extraction de gaz de schiste, ni même pour une zone étendue englobant de nombreuses plates-formes de puits. Qui plus est, le comité d'experts n'a trouvé aucune documentation passant en revue les options méthodologiques et stratégiques pour la caractérisation et la surveillance des eaux souterraines pendant la mise en valeur du gaz de schiste.

Les défis associés à la mise en valeur du gaz de schiste sont nettement différents selon qu'il est question des environnements de surface et de faible profondeur ou de la zone intermédiaire plus profonde. On en sait davantage à propos des eaux de surface (c'est-à-dire les ruisseaux, les rivières, les lacs et les milieux humides) et de la ZEDS parce que ces aspects du cycle hydrologique ont été bien étudiés au regard des autres types d'incidences environnementales. Ces connaissances, de même que beaucoup des méthodes et technologies d'enquête, peuvent être appliquées à l'égard de la mise en valeur du gaz de schiste. Les différences que présente la mise en valeur du gaz de schiste ont surtout trait aux substances chimiques particulières qu'elle fait intervenir (c'est-à-dire les produits chimiques de fracturation hydraulique et les eaux usées). La documentation sur l'effet de bon nombre ou de la plupart de ces produits chimiques sur les eaux de surface et les eaux souterraine peu profondes est des plus limitées. Le défi consiste donc à adapter le cadre existant de compréhension des environnements de surface et de faible profondeur à la panoplie des produits chimiques les plus pertinents dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste. À cet égard, les chimistes et géochimistes de l'environnement, en collaboration avec les hydrologues, les hydrogéologues, les géologues et les géophysiciens, sont appelés à jouer un rôle de premier plan.

Un défi beaucoup plus important est associé la zone intermédiaire. On sait très peu de choses au sujet de celle-ci en rapport avec la mise en valeur du gaz de schiste. Les questions à éclaircir ont surtout trait aux aspects liés à l'occurrence et aux caractéristiques des fractures naturelles dans les divers types de couches rocheuses, ainsi qu'aux aspects connexes liés à la migration du gaz et de l'eau saline. Les défis que présente l'acquisition de connaissances au sujet de la zone intermédiaire découlent surtout des difficultés plus importantes imposées par les températures et pressions des fluides plus élevées, la salinité ainsi que des coûts supérieurs associés au forage aux profondeurs où il est nécessaire de recueillir des données. Les technologies requises pour recueillir des données dans cette zone existent, mais l'expérience en ce domaine est limitée.

8.6.1 Caractérisation et modèles conceptuels

Suivant les pratiques professionnelles modernes, l'analyse des incidences environnementales aux sites industriels comporte deux étapes, soit la caractérisation et la surveillance. La caractérisation apporte le cadre de connaissances requis pour la conception de la surveillance. Pour aider à comprendre les voies de migration et identifier les milieux récepteurs, l'Association canadienne de normalisation a établi des étapes et procédures détaillées pour la caractérisation et la surveillance du captage et du stockage du carbone (CSC) dans les formations perméables profondes (CSA, 2012). Bien que l'étendue globale des études requises à n'importe quel site particulier de CSC soit supérieure à celle associée à toute zone de gaz de schiste individuelle, le cadre général qui a été établi pour le CSC est pertinent. La caractérisation et la surveillance ont pour but :

- de faire progresser la compréhension;
- d'apporter des données probantes à l'appui de cette compréhension;
- d'évaluer le rendement et les mesures d'atténuation.

Le besoin d'accroître et d'améliorer la surveillance dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste est souvent abordé dans la documentation. Toutefois, le rôle préalable essentiel de la caractérisation n'est habituellement pas reconnu. Sur certains points, les connaissances et pratiques classiques sont tout ce qui est nécessaire pour mener à bien la caractérisation aussi bien que la surveillance, mais pour bon nombre de questions encore sans réponse au sujet du gaz de schiste, des recherches supplémentaires s'imposent pour étayer ces deux étapes.

La caractérisation désigne le fait d'étudier la nature actuelle et les complexités du système des eaux souterraines en vue de comprendre les voies de migration, d'identifier les milieux récepteurs et d'élaborer des modèles conceptuels représentant le système dans son intégralité. La caractérisation peut inclure l'acquisition de données au fil du temps (surveillance temporelle) en vue de cerner le comportement d'un système. Dans les études de sous-sol, l'étape de la caractérisation sert habituellement à élaborer un modèle conceptuel du transport des contaminants et de l'écoulement au moment de l'étude et dans l'avenir. Bien souvent, le modèle conceptuel sert de cadre pour les modèles mathématiques de simulation du système d'écoulement des eaux souterraines et des divers scénarios de comportement des contaminants. La surveillance ne peut être réalisée de manière efficace et être scientifiquement crédible si elle n'est précédée d'une caractérisation adéquate de la géologie, de l'hydrogéologie et de l'hydrogéochimie. Il n'est pas possible de surveiller un système en tous ses points. Par conséquent, il s'impose d'acquérir une compréhension des

systèmes d'eaux souterraines susceptibles d'être affectés par l'élaboration de modèles conceptuels, de manière que les dispositifs de surveillance puissent être installés là où les incidences risquent le plus de se manifester.

Dans ses efforts pour déterminer l'occurrence et la nature de la contamination des eaux souterraines aux sites industriels et pour fournir la base de connaissances nécessaire à la prise de décisions concernant la remise en état et l'assainissement des sites, l'EPA a mis l'accent sur la nécessité de construire des modèles conceptuels fiables des conditions souterraines. Cela inclut les conditions géologiques, hydrologiques et hydrochimiques, avec leurs variations dans l'espace et le temps, dans une optique de compréhension des voies de migration et d'atténuation entre les sources et les récepteurs. Suivant les pratiques professionnelles usuelles, une telle caractérisation suppose de forer des trous pour y installer des dispositifs qui recueillent des échantillons d'eau souterraine et mesurent les niveaux d'eau (hauteur de charge). Le modèle conceptuel englobe tout ce qui est connu au sujet du système des eaux souterraines de manière à servir de cadre pour la prise de décisions concernant des activités additionnelles de caractérisation et de surveillance (EPA, 1993; Kresic et Mikszewski, 2012). L'ACPP (2012b) résume comme suit l'issue désirée des enquêtes sur le gaz de schiste : « collaborer avec le gouvernement et d'autres exploitants de l'industrie […] pour acquérir une compréhension globale concernant la qualité et la quantité des eaux souterraines à l'échelon régional, par le biais de programmes ou d'études de surveillance reflétant un jugement sain et un fondement scientifique solide » [traduction]. Dans le cadre présenté ici, cet effort prend essentiellement la forme de l'élaboration d'un modèle conceptuel du système des eaux souterraines.

Le chapitre 4 décrivait deux catégories de contamination de la ZEDS, soit celle qui découle des activités réalisées à la surface sur les plates-formes de puits et des accidents de transport connexes, et celle qui trouve son origine sous la surface et est causée par des scellements de puits non étanches ou par l'existence d'autres voies d'écoulement en profondeur. À ces deux zones de sources de contamination sont associés des défis différents au regard de la caractérisation et de la surveillance. Bien qu'il n'existe pas de documentation abordant expressément les incidences sur les eaux souterraines associées aux sources de contamination de surface sur les plates-formes de puits, la documentation publiée concernant la surveillance dans la ZEDS est abondante, et de nombreuses similitudes avec les incidences possibles des réservoirs, étangs ou dépotoirs non étanches ont fait l'objet d'études fouillées.

Les approches de surveillance et les connaissances, qui au cours des trois dernières décennies ont fait de grandes avancées dans les autres industries, pourront servir de cadre pour la surveillance des sources de surface dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste.

Possibilités précoces d'acquisition de données

Suivant les pratiques usuelles, la diagraphie géophysique des trous forés et les enquêtes microsismiques visant à évaluer les ressources gazières avant les activités intensives de mise en valeur du gaz de schiste n'incluent pas la collecte d'information sur la ZEDS ou la partie supérieure de la zone intermédiaire. Dans le cadre de ces pratiques, l'acquisition de données commence au moment où le trou foré atteint une profondeur importante sous la ZEDS. Cependant, certaines sociétés ont commencé à faire l'évaluation dans des zones moins profondes à cette étape précédant la production du gaz. Pour ce faire, elles commencent le carottage de la roche et la diagraphie géophysique à une profondeur moindre de manière à inclure à tout le moins la partie inférieure de la ZEDS et la partie supérieure de la zone intermédiaire.

Une autre possibilité de collecte de données est offerte par les trous qui sont habituellement forés pour la surveillance microsismique dans la partie supérieure de la zone intermédiaire, mais pas plus bas. Normalement utilisés uniquement pour la surveillance de la réponse à la fracturation hydraulique, ces trous peuvent aussi servir à des fins d'analyse de carottes et de diagraphie géophysique, pour l'étude des zones peu profondes les plus pertinentes au regard des incidences sur les eaux douces souterraines.

Il est également possible de procéder à la caractérisation des systèmes pendant le forage des puits. Par exemple, Tilley et Mueuhlenbachs (2011) ont eu recours à des analyses des isotopes de carbone des gaz provenant d'échantillons de boues de forage recueillis à des intervalles de profondeur de 2 à 20 mètres pour recueillir l'empreinte de chaque zone où du gaz est présent le long des trous dans les zones de méthane de houille de l'Alberta. Les chercheurs ont comparé ces empreintes à celles des puits domestiques. Dans certains cas, les comparaisons ont permis de déterminer la zone de profondeur de source du méthane/éthane. Cette méthode peut également être appliquée dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste. Elle offre un moyen peu coûteux d'étudier les origines du gaz, tout en aidant à répondre aux questions soulevées par les plaintes concernant les puits domestiques. L'information qui en est issue peut être utile lorsqu'il est nécessaire de resceller un puits qui laisse échapper du gaz parce qu'il est alors possible de se concentrer sur les intervalles les plus susceptibles de fuir. Comme la réparation de scellements dans un puits de gaz peut coûter des centaines de milliers de dollars, toute information qui aide à mieux cibler le travail de réparation permet de réduire les coûts.

8.6.2 Objectifs de surveillance

Bon nombre de rapports sur les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste recommandent d'accorder une attention accrue à la surveillance des eaux souterraines. Cependant, aucun ne précise comment devrait se faire cette surveillance, ni même ne suggère de stratégies pour y arriver. La première étape consiste à établir un cadre pour déterminer le niveau de surveillance requis. L'encadré 8.1 présente les grands principes de la surveillance, en précisant leur pertinence à l'égard à la recherche. Le comité d'experts examine ici les objectifs de la surveillance des eaux souterraines.

À la surveillance de la conformité et la surveillance de la recherche peut venir s'ajouter une surveillance qui est axée sur l'un ou l'autre des objectifs suivants et qui vise à déterminer les conditions de référence et à cerner les effets dans des portions particulières du système :

- surveillance du rendement;
- surveillance sentinelle;
- surveillance des récepteurs.

La surveillance du rendement a pour but de déterminer dans quelle mesure l'activité industrielle se déroule comme prévu. Par exemple, dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste, une telle surveillance porterait non seulement sur l'importance des fuites de gaz le long de l'annulaire de scellement de ciment et à l'extérieur de celui-ci, mais également le long de l'annulaire et au-delà du puits, dans le système des eaux souterraines. Si le puits fonctionne comme prévu, il n'y aura pas de fuites détectables, ou les fuites seront inférieures à une limite définie. D'autres exemples incluent la surveillance sur une plate-forme ou près de celle-ci, en vue d'observer les émanations de contaminants provenant de sous la plate-forme, et la surveillance au-dessus de la zone de fracturation hydraulique, en vue de déterminer si celle-ci a entraîné la migration ascendante de gaz ou de fluides salins à la suite d'une propagation des fractures hors de la zone visée. La surveillance du rendement est également utile pour confirmer l'absence de fuites des réservoirs qui contiennent les substances chimiques de fracturation hydraulique ainsi que des réservoirs ou étangs de stockage des reflux. Un objectif poursuivi dans la mise en valeur du gaz de schiste est de limiter le plus possible toutes ces fuites; dans ce contexte, une telle surveillance devra viser à déterminer si les opérations se déroulent comme prévu.

La surveillance du rendement inclut des pratiques et procédures centrées sur l'atteinte des buts et objectifs établis à l'égard des activités industrielles. Elle englobe la sécurité des travailleurs, la santé au travail, la santé publique et les incidences environnementales. La surveillance du rendement fait partie intégrante des activités industrielles au Canada. Lorsque la surveillance est

configurée à l'intérieur d'un cadre réglementaire, elle est désignée sous le nom de *surveillance de la conformité*, et elle peut inclure des aspects comme la surveillance du rendement, la surveillance sentinelle et la surveillance des récepteurs.

La surveillance sentinelle se fait entre la source et le récepteur, le long des voies de migration les plus probables, pour assurer une détection précoce avant l'arrivée au récepteur d'intérêt. Il peut exister plusieurs récepteurs d'intérêt et plusieurs voies de migration. Il est possible d'améliorer l'efficience d'un réseau de surveillance sentinelle par une planification visant à assurer la détection des multiples voies et récepteurs à l'origine de préoccupations, la fréquence d'échantillonnage dépendant de la longueur des voies de migration, du contaminant particulier à l'étude, de la mobilité et des mécanismes d'atténuation. La surveillance sentinelle est axée sur la détection avant l'arrivée au récepteur sensible ou de valeur. Elle est centrée sur les preuves de mobilité et sur les menaces possibles aux récepteurs identifiés, et elle vise à déterminer si des mesures correctrices s'imposent pour réduire les incidences et éliminer les menaces. Comme il existe de multiples voies, récepteurs et sources de préoccupation, une approche reposant sur des systèmes intégrés et mettant à contribution le meilleur savoir scientifique disponible sera probablement la plus efficace. Une telle approche devrait incorporer des calendriers variables ainsi que des mécanismes de déclenchement d'opérations additionnelles d'échantillonnage.

À l'opposé, la surveillance des récepteurs consiste en une surveillance directe de la ressource même (p. ex. l'aquifère ou le puits municipal ou privé) qui a pour but de déterminer s'il s'est produit des changements et une dégradation supérieure à une norme acceptable (du point de vue de la santé, de l'environnement ou de l'esthétique). La surveillance des récepteurs vise à assurer qu'il n'y a pas eu d'incidence suffisante pour causer des préoccupations. Toutefois, pour bon nombre des constituants utilisés ou mobilisés dans la mise en valeur du gaz de schiste, il n'existe pas encore de normes sanitaires, environnementales ou de nuisance à l'égard de l'air, des eaux souterraines ou des eaux de surface. Les récepteurs devraient inclure des ressources mêmes (air, aquifères et eaux de surface), et ils pourront englober, sans s'y limiter, les puits existants d'approvisionnement en eau (privés et publics) ainsi que les sources. Pour évaluer les incidences sur l'air, les eaux souterraines et les eaux de puits et de surface, un échantillonnage de référence est nécessaire pour permettre l'évaluation des incidences ou changements dans la qualité de l'eau. L'échantillonnage de référence n'offre pas un paramètre de mesure suffisant. La fréquence et le calendrier pour l'analyse des incidences pourront devoir s'échelonner sur plusieurs décennies après le début de la mise en valeur et après l'abandon.

Pour qu'il soit possible d'accomplir chacun de ces trois types de surveillance (rendement, sentinelle et récepteurs), la surveillance des conditions de référence doit mettre l'accent sur chacune des catégories de manière à fournir un fondement pour la détermination des changements qui se produisent au fil du temps et sont attribuables aux activités liées au gaz de schiste, ce qui suppose de recourir à des dispositifs de surveillance disposés en différents endroits dans le système des eaux souterraines.

8.6.3 Méthodes de surveillance des eaux souterraines

Les technologies et stratégies de surveillance des eaux souterraines ont fait des avancées remarquables dans la dernière décennie. Selon le problème à résoudre, de nombreuses options s'offrent. La surveillance des eaux souterraines nécessite l'installation de dispositifs dans des trous forés. Traditionnellement, la surveillance des eaux souterraines s'est faite au moyen de puits de surveillance, pratique qui est devenue courante au début des années 1980. Cependant, les puits classiques ont par la suite été remplacés par des systèmes de surveillance multi-niveaux (*multilevel monitoring systems*, ou MLS) qui permettent le suivi de nombreux types de problèmes liés aux eaux souterraines[25]. Les MLS permettent une utilisation plus efficace de chaque trou foré en ce qu'ils recueillent beaucoup plus d'informations. Les coûts de forage constituent habituellement le facteur qui limite le niveau de détail des données recueillies par les réseaux de surveillance des eaux souterraines. Par conséquent, les données obtenues au moyen des puits de surveillance sont généralement clairsemées parce que chaque trou fournit un seul point de surveillance. Par contraste, les MLS procurent des profils de données qui incluent la profondeur, ce qui accroît la probabilité de détecter la migration des contaminants dans les zones critiques.

Dans de nombreuses situations, des MLS ont été utilisés pour caractériser et surveiller les incidences sur les eaux souterraines de divers types d'activités industrielles (voir p. ex. Meyer *et al.*, 2008; Chapman *et al.*, 2013), y compris dans le contexte d'activités en amont de mise en valeur du gaz et du pétrole. Cependant, le comitè d'experts n'a pas trouvé de références publiées concernant l'utilisation de MLS pour cerner les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste.

L'ACPP a été l'une des premières organisations à recommander l'utilisation de puits de surveillance pour surveiller les plates-formes de puits (ACPP, 2012b). Cela étant dit, compte tenu des avancées qui ont été observées dans la surveillance des eaux souterraines au cours des trois dernières décennies, le terme *puits de surveillance*

25 Voir dans Patton et Smith (1988) une justification conceptuelle générale du recours aux MLS plutôt qu'aux puits de surveillance classiques aux fins de la surveillance des incidences sur les eaux souterraines. Différents types de systèmes sont décrits dans Einarson et Cherry (2002) et dans Einarson (2006).

devrait être considéré ici comme un terme générique qui renvoie à tout type de dispositif le mieux adapté à l'atteinte des objectifs de surveillance de chaque trou foré. La mise en place de quelques puits de surveillance classiques ne permettra probablement pas une surveillance efficace des plates-formes de puits étant donné que les zones de profondeur les plus critiques sur le plan de la migration des contaminants échapperont vraisemblablement à la surveillance du fait de la complexité des caractéristiques géologiques.

Un scénario pour la surveillance à faible profondeur d'une plate-forme de puits (p. ex. à environ 20 à 40 mètres sous la surface du sol, selon les conditions locales) pourrait inclure l'installation de quelques MLS le long de la périphérie de la plate-forme pour la surveillance de profil. Certains points d'échantillonnage du MLS seraient situés dans la zone vadose, et certains autres dans la zone des eaux souterraines, de sorte qu'il serait possible de détecter la migration de gaz provenant de sous la plate-forme de puits et de contrôler la qualité de l'eau à partir de certains ou de la totalité des points de surveillance. La migration de gaz dans la zone vadose est surtout causée par la diffusion, ce qui fait qu'elle se produit habituellement dans toutes les directions à partir des points de fuite du gaz. Par conséquent, la surveillance de profil devrait être effectuée de tous les côtés de la plate-forme. La pente de la nappe phréatique déterminera l'écoulement des eaux souterraines dans la zone le plus près de la surface. Cependant, toute variabilité saisonnière de cette pente pourra ne devenir évidente qu'après l'installation des dispositifs de surveillance. De ce fait, une surveillance de tous les côtés de la plate-forme de puits assurerait la détection de tous les contaminants, indépendamment de la direction de l'écoulement. Une caractérisation préalable du site en vue de déterminer une orientation prédominante de l'écoulement des eaux souterraines ne présente qu'une utilité marginale étant donné que l'orientation prédominante peut varier selon les saisons ou selon les années.

Vient compliquer davantage la surveillance aux plates-formes de puits le fait de ne pas connaître la composition chimique de l'eau de reflux. Cette composition peut varier d'une plate-forme à l'autre, et tout particulièrement d'une région à l'autre, en raison des caractéristiques disparates du schiste. Même lorsque la composition chimique complète des substances de fracturation hydraulique est connue, la composition chimique de l'eau de reflux ne peut être caractérisée dans le détail parce qu'il s'agit d'un mélange de fluides d'injection et d'eau de formation schisteuse présentant de fortes teneurs en sel, en métaux et, dans certains cas, en MRN. Qui plus est, on sait peu de choses au sujet de la persistance, du devenir ou de la toxicité de ces substances chimiques (y compris des biocides contenus dans les fluides d'injection) lorsqu'elles sont soumises aux températures et pressions élevées qui caractérisent les formations

schisteuses. Les recherches en laboratoire concernant la décomposition et la transformation des substances chimiques de fracturation, ce qui inclut l'hydrolyse, la biodégradation et les transformations induites par les minéraux, en est à ses débuts. (voir p. ex. Kahrilas *et al.*, 2013). Au bout du compte, les données de terrain devront être corroborées par des résultats obtenus en laboratoire.

Compte tenu de la forte incertitude qui entoure la composition chimique des produits de fracturation hydraulique stockés avant utilisation à chaque plate-forme de puits ainsi que de l'eau de reflux, il n'est pas possible d'assurer une surveillance des eaux souterraines par rapport à bon nombre de substances chimiques. Par conséquent, la surveillance des eaux souterraines nécessitera vraisemblablement le recours initial à des paramètres indicateurs (traceurs) signalant la présence de produits chimiques de fracturation hydraulique ou d'eau de reflux. Lorsque seront détectées des variations des paramètres indicateurs, des analyses plus fouillées pourront être entreprises. Les paramètres indicateurs appropriés n'ont pas encore été précisés dans la documentation.

Simulations mathématiques et modèles de systèmes d'eaux souterraines

Une composante quasi-universelle de la compréhension et de la prévision du comportement futur à long terme en ce qui a trait aux mouvements de fluides dans les systèmes souterrains est la représentation mathématique ou la modélisation de l'écoulement des fluides et du transport réactif des contaminants. Les simulateurs mathématiques sont utiles pour comprendre le comportement des systèmes hydrogéologiques complexes parce qu'ils permettent d'élaborer des modèles de systèmes particuliers tels qu'un aquifère ou un bassin hydrographique. Un simulateur est un ensemble d'algorithmes numériques interreliés qui représentent les grands processus à reproduire. L'extrant du modèle constitue un essai de reproduction au moyen du simulateur d'un comportement environnemental observé ou prévu propre au site étudié. Dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste, un modèle d'écoulement ascendant de gaz dans l'annulaire entre le scellement de ciment d'un puits de production de gaz de schiste et la surface rocheuse du puits foré devrait prendre en compte les voies physiques et les forces motrices de la migration de gaz au travers de la saumure, en tenant compte des hétérogénéités des voies ainsi que de la variabilité des températures et pressions. Un modèle qui reproduit la migration de gaz dans un aquifère peu profond à la suite d'un tel événement doit permettre de tenir compte de l'écoulement du gaz et de l'eau souterraine dans un milieu perméable et prendre en considération la flottabilité du gaz et sa dissolution dans l'eau souterraine. Les hydrogéologues et les ingénieurs pétroliers ont régulièrement recours à des simulateurs multi-phases de flux du gaz et de l'eau. Les objectifs particuliers peuvent varier et amener chacune des disciplines à formuler des hypothèses différentes. La modélisation des

réactions biogéochimiques entre le méthane et les eaux souterraines nécessite le recours à un simulateur de réactions géochimiques. De tels simulateurs sont maintenant utilisés pour modéliser diverses situations de transport réactif. Il n'existe pas encore de simulateur apte à prendre en compte (i) l'écoulement de gaz annulaire, (ii) l'invasion d'aquifère et (iii) les réactions géochimiques. Les puits non étanches et leur effet sur les eaux souterraines peuvent seulement faire l'objet d'approximations à la pièce et ne peuvent être modélisés dans un système intégré entièrement couplé.

Les modèles robustes permettant d'établir des prévisions fiables nécessitent d'abondantes données empiriques susceptibles d'être comparées aux prévisions des modèles, des calendriers adéquats et la capacité de comparer les extrants du modèle aux conditions réelles. Dans la discipline de l'hydrogéologie, les modèles numériques sont couramment utilisés depuis plusieurs décennies pour prévoir les écoulements d'eau souterraine et le transport de contaminants dans les systèmes d'aquifères relativement peu profonds. Bien que la plupart des modèles aient fait l'objet d'essais et de comparaisons avec des données d'observation, bon nombre d'entre eux ne fonctionnent pas très bien (Oreskes et Belitz, 2001).

En ce qui concerne la mise en valeur du gaz de schiste, les hydrogéologues n'ont ni un passé de collecte de données scientifiques qui leur permettrait d'élaborer des modèles robustes assortis de paramètres d'entrée bien caractérisés, ni un fondement empirique étendu par rapport auquel ils pourraient comparer les prévisions des modèles. Des progrès importants ont été réalisés au cours des deux dernières décennies dans la modélisation des systèmes complexes, y compris des systèmes multi-phases (mélanges de gaz et de liquides aqueux et non aqueux), des milieux hétérogènes et fracturés ainsi que du transport réactif biogéochimique. La modélisation de l'écoulement souterrain dans les environnements de gaz de schiste n'est pas encore d'application pratique, surtout en raison d'un manque de données scientifiques de référence sur la nature des réseaux de fractures et d'une assez piètre compréhension de l'écoulement des fluides dans les roches à faible perméabilité, tout particulièrement en présence de contraintes dynamiques dans la roche et dans des conditions transitoires au regard des fluides.

Les plus récents simulateurs multiphases d'écoulement et de transport pour la modélisation des processus hydrogéologiques dans le contexte de l'environnement local de la mise en valeur du gaz de schiste incluent le TOUGH2 et le TOUGHREACT (Pruess *et al.*, 1999; Pruess, 2005; Xu *et al.*, 2012), le DuMU^{X} (Flemisch *et al.*, 2011) et le COMPFLOW (Unger *et al.*, 1995). Ces types de codes fournissent les outils mathématiques requis pour simuler

des systèmes en phases liquide et gazeuse sous diverses conditions, et ils ont été utilisés de manière efficace dans des environnements de production. La prévision des résultats de l'extraction de ressources par rapport à la migration de substances chimiques en faibles quantités ou à l'état de traces présente des défis différents en raison de l'existence de différences marquées dans les échelles spatiales et temporelles. Faute des données requises de caractérisation des sites, ces modèles ne peuvent prévoir de manière fiable les incidences à long terme et sur de longues distances de la mise en valeur du gaz de schiste sur les ressources régionales en eaux souterraines. Divers codes d'ingénierie pour les réservoirs, dont le GEM (CMG Ltd.) l'ECLIPSE (Schlumberger Ltd.), comportent également des processus multi-phases. Toutefois, ils sont destinés principalement à l'optimisation de la production des hydrocarbures, et non à la prévision des incidences environnementales. Pour qu'il soit possible de comprendre au moyen de la simulation les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur la qualité des eaux souterraines, il sera nécessaire d'élaborer des simulateurs aptes à coupler la migration en phases gazeuse et liquide avec les réactions géochimiques en phase dissoute et les processus géomécaniques, et les mettre en œuvre en parallèle avec des données adéquates de caractérisation et de surveillance en vue de définir ces modèles en fonction de régions ou de sites particuliers. Cela n'a pas encore été fait, probablement en raison de l'immense défi que présentent aussi bien l'acquisition des données que le calcul.

Les modèles hydrogéologiques conceptuels et les processus physiques associés à la séquestration géologique du dioxyde de carbone présentent certaines similitudes avec le domaine de la mise en valeur du gaz de schiste. De nombreux enseignements peuvent être tirés de ces applications, et bon nombre des modèles conceptuels et approches numériques pourraient être adaptés à la simulation des incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur les eaux souterraines, en mettant l'accent sur la roche sédimentaire avec des séries de formations, y compris les couches de strates à très faible et à très forte perméabilité comportant des fractures. Birkholzer *et al.* (2011) et Zhou *et al.* (2010), par exemple, utilisent le simulateur TOUGH2/ECO2N (Pruess, 2005) pour simuler l'injection de dioxyde de carbone dans des aquifères salins profonds et évaluer les effets sur les systèmes d'eaux souterraines peu profonds. À ce jour, les simulations ont inclus uniquement l'essai de scénarios hypothétiques pour l'évaluation des hétérogénéités des principaux processus. Lemieux (2011) inclut un examen de l'application de modèles numériques au stockage du dioxyde de carbone et souligne un manque similaire de données pour la calibration des modèles. Dans l'ébauche de plan pour l'étude des incidences possibles de la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable (*Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*) qu'elle a publiée en 2011, l'EPA suggère plusieurs approches de modélisation

pour aborder les incidences environnementales de l'extraction du gaz de schiste (EPA, 2011b). Elle propose de mettre à contribution des modèles de fracturation hydraulique, des modèles de transport multicomposants et des modèles des bassins hydrologiques. Chaque approche permet d'aborder un ensemble particulier d'enjeux ou processus. Aucun modèle unique ne peut être utilisé à toutes les échelles et à toutes les fins.

La modélisation numérique des systèmes hydrogéologiques dans un contexte d'extraction de gaz de schiste a donc été limitée et rudimentaire. Ewen *et al.* (2012) ont utilisé des modèles numériques avec des données d'entrée tirées de la documentation pour étudier les fuites ascendantes de fluides de fracturation hydraulique dans la ZEDS dans une région de l'Allemagne où il est envisagé de mettre en valeur le gaz de schiste. Des simulations ont été utilisées pour orienter la prise de décision concernant les distances verticales sûres entre la zone de gaz de schiste et le fond de la ZEDS. Gassiat *et al.* (2013) ont simulé le transport de la saumure le long des failles perméables à partir de fourchettes des propriétés physiques et hydrauliques tirées de la documentation, mais ils n'ont eu d'autre choix que de recourir à une série d'hypothèses de simplification. Myers (2012), par exemple, a utilisé le modèle MODFLOW de l'United States Geological Survey pour simuler plusieurs voies possibles d'écoulement de fluides entre un gisement de gaz de schiste et la surface du sol, dans les schistes de Marcellus, dans l'État de New York. Des scénarios simulés comportant des réseaux de failles indiquent que le transport de fluides d'un gisement de gaz de schiste vers la surface pourrait se faire en quelques décennies ou moins. Saiers et Barth (2012) ont cependant relevé dans l'approche de Myers plusieurs lacunes d'importance cruciale, y compris le fait d'avoir ignoré la phase gazeuse, les effets de densité des saumures des formations et l'effet des températures supérieures observées en profondeur. Ils ont aussi mis en évidence l'étendue limitée des simulations et leurs contraintes liées aux conditions aux limites. Vidic *et al.* (2013) ont de plus indiqué que le modèle de Myers comporte de nombreuses simplifications qui jettent un doute sur ses conclusions. Cohen *et al.* (2013) ont signalé que les résultats de cette modélisation ont été prédéterminés par les hypothèses de Myers et par les conditions aux limites, et que le modèle est sans utilité si ses conclusions ne sont pas étayées par des données de terrain. De telles critiques concordent avec la conclusion générale selon laquelle, à ce jour, on n'a pas élaboré de modèle ou de suite de modèles scientifiquement reconnus permettant de prévoir, pour des conditions de terrain réalistes, les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur les ressources régionales en eau souterraine, dans les milieux où une contamination peut être causée par des fuites de gaz ou d'autres constituants provenant d'en-dessous de la ZEDS.

8.6.4 Surveillance de la contamination provenant de sous la zone des eaux douces souterraines

L'élaboration d'approches de surveillance pour détecter la contamination provenant de sous la ZEDS est beaucoup plus difficile que dans le cas des sources de surface. La documentation indique que les voies de migration provenant du sous-sol, aux sites de gaz de schiste, n'ont été étudiées pour aucun type de contaminants. Le contaminant qui préoccupe le plus, le méthane, peut trouver son origine dans les strates à forte teneur en gaz de la zone intermédiaire et de la zone plus profonde où se trouve le gaz de schiste. Les scénarios de migration du gaz et de l'eau saline en provenance de sous la ZEDS présentent de nombreuses variantes, la plus simple étant celle où le gaz migre le long d'un annulaire de puits non étanche, pour ensuite se déplacer surtout à l'horizontale une fois qu'il atteint les strates perméables de la ZEDS. En ce qui concerne les voies perméables au gaz, des scénarios plus complexes font intervenir une possible migration horizontale dans les strates perméables (c'est-à-dire fracturées) de la zone intermédiaire reliée à l'annulaire du puits, suivie d'un déplacement surtout horizontal dans la ZEDS. Du point de vue de la surveillance, l'expérience ne permet pas de déterminer la forme la plus probable d'un parcours ou panache de migration de gaz. Si les panaches de gaz sont très étroits parce qu'ils suivent une fracture particulière ou un lit perméable mince, ils ne seront pas détectés par le réseau de surveillance parce que des contraintes financières imposent des limites pratiques quant à l'espacement entre les points de surveillance. Cependant, si le gaz se disperse latéralement (p. ex. sous la forme d'un éventail qui s'étend transversalement par rapport à la direction principale de la migration), la cible de surveillance sera beaucoup plus large et plus facile à détecter. Compte tenu des formes que prennent habituellement les panaches des autres contaminants industriels dans la roche sédimentaire fracturée (voir p. ex. Parker *et al.*, 2012), un panache de gaz s'étendant vers le haut à partir de la roche fracturée de la zone intermédiaire sera probablement assez dispersé et aura de ce fait une forme et une taille qui favoriseront sa détection par le biais de la surveillance.

Jackson *et al.* (2013a) ont examiné un échantillon de puits domestiques et relevé dans l'eau de ces puits la présence de méthane en provenance de plates-formes de fracturation hydraulique situées dans un rayon d'un kilomètre (comme il a été indiqué au chapitre 4). Les chercheurs ont ensuite eu recours à des techniques additionnelles d'élaboration d'empreintes géologiques pour réduire les incertitudes entourant l'origine du méthane (Vengosh *et al.*, 2013). Ils sont arrivés à la conclusion suivante :

> Le méthane relevé à des concentrations élevées dans les puits d'eau potable situés près des puits de gaz de schiste présentait une composition thermogénique (teneur supérieure en $^{13}C\text{-}CH_4$, p. ex.), contrairement

> à celui des puits situés à 1 kilomètre des sites d'extraction de gaz de schiste, qui présentaient une composition thermogénique-biogénique mixte. De nouvelles données sur les gaz rares corroborent les données sur les ratios des isotopes de carbone et d'hydrocarbures et donnent à penser que les teneurs élevées en méthane (supérieures au niveau de 10 milligramme par litre considéré comme dangereux) sont de fait associées à une contamination par des gaz fugitifs directement attribuable aux activités d'extraction du gaz de schiste. Le mécanisme le plus probable de contamination par des gaz fugitifs est celui des fuites au travers du ciment défectueux des cuvelages ou des annulaires de puits des formations intermédiaires. [traduction]

En l'absence d'une forte dispersion transversale pendant le transport du gaz par les eaux souterraines, la probabilité que du gaz provenant d'une plate-forme de puits se retrouve dans un nombre élevé de puits domestiques est faible parce que les panaches de gaz seront alors étroits et risqueront beaucoup moins d'atteindre les puits domestiques.

Compte tenu que les fuites des puits constituent la principale menace en ce qui a trait à la contamination en provenance du sous-sol, il conviendra de concevoir des dispositifs de surveillance susceptibles d'être installés le long du cuvelage de surface, et peut-être aussi le long du cuvelage conducteur, pour détecter les fuites de gaz directement ou pour mesurer des indicateurs indirects tels que la pression des fluides ou, peut-être, la température. Les industries pétrolière et géotechnique possèdent la technologie et l'expertise requises pour mesurer de tels paramètres, mais elles ne les ont pas encore appliquées de manière suffisamment ciblée au problème des fuites des puits. Ce qui serait le plus utile serait une technologie qui indiquerait la profondeur de la fuite, de sorte qu'il serait possible de réparer le puits lorsque la menace justifierait des mesures correctrices.

8.6.5 Puits domestiques

La question de savoir si la mise en valeur du gaz de schiste a des répercussions sur les eaux souterraines est matière à débat. Pratiquement toutes les données probantes confirmant ou infirmant de telles répercussions proviennent de puits domestiques. Aucun effort n'a été déployé pour vérifier ces données au moyen de dispositifs plus fiables de surveillance des eaux souterraines.

Deux raisons expliquent le recours à l'échantillonnage des puits domestiques. Premièrement, il vise à déterminer la qualité de l'eau potable utilisée par le propriétaire du puits, en procurant des données de référence pour l'évaluation des incidences futures de l'extraction du gaz de schiste. Deuxièmement, il

vise à acquérir une compréhension du système des eaux souterraines, dans le contexte de la caractérisation des systèmes. Les gens qui dépendent de puits domestiques pour leur approvisionnement en eau ont une préoccupation commune en ce qu'elles se demandent si les activités liées au gaz de schiste auront des répercussions sur leurs puits. De ce fait, il conviendrait de réaliser un échantillonnage pour répondre à cette préoccupation, mais l'échantillonnage en soi ne devrait être considéré que comme un élément parmi d'autres dans un cadre de surveillance des conditions de référence relatives aux eaux souterraines.

Un puits domestique est habituellement formé d'un cuvelage d'acier scellé au moyen de ciment dans un trou foré qui va de la surface du sol jusqu'au sommet de l'intervalle de prise d'eau du puits (c'est-à-dire la section crépinée), généralement entre 10 et 100 mètres sous la surface, selon la géologie locale. Sous l'effet du pompage, l'eau pénètre dans le puits à partir des diverses couches de zones géologiques qui forment l'aquifère. L'eau pompée du puits est par conséquent un mélange d'eaux souterraines qui proviennent de zones plus ou moins profondes et qui peuvent avoir des compositions chimiques sensiblement différentes. Dans certaines régions, les eaux souterraines plus profondes sont plus susceptibles de contenir du méthane naturel dissous. La nature du mélange dans un puits donné pourra varier selon la saison, le temps écoulé depuis la dernière pluie, le débit auquel le puits a été pompé avant le prélèvement de l'échantillon, l'emplacement de la prise de pompage dans le puits et d'autres facteurs. Pour cette raison, l'interprétation des résultats d'échantillonnage des puits domestiques représente un défi.

En raison de la façon dont les puits domestiques sont habituellement conçus dans bon nombre de régions, ils présentent une vulnérabilité à la contamination par des sources de surface. Les puits peu profonds forés dans les aquifères non confinés (c'est-à-dire ceux qui ne sont pas enfouis sous des gisements géologiques à faible perméabilité) et les puits forés dans le fond rocheux sont particulièrement vulnérables parce que leurs cuvelages de surface ne sont habituellement pas suffisamment profonds pour les protéger contre la contamination. De plus, le scellement du cuvelage des puits domestiques se fait habituellement à l'aide de ciment, qui a tendance à se détériorer avec le temps (Lackey *et al.,* 2009). Un échantillonnage rigoureux des puits domestiques fera normalement ressortir l'effet des infiltrations des ruissellements de surface le long du cuvelage (p. ex. on trouvera bien souvent des bactéries dans les puits domestiques) ou du court-circuitage des eaux souterraines peu profondes dans les zones plus profondes. En plus de mettre en péril la santé du propriétaire du puits, cela complique la détermination des incidences du gaz de schiste.

Les fuites le long du cuvelage des puits domestiques peuvent faire varier les résultats de l'échantillonnage au fil du temps, ce qui rend plus difficile la détermination des facteurs qui influent sur la qualité de l'eau.

Au Canada, les propriétaires de puits privés font rarement tester leurs puits pour autre chose que la contamination aux bactéries. Par conséquent, sauf en ce qui concerne les indicateurs esthétiques (p. ex. odeur, goût ou turbidité), ils savent habituellement peu de choses au sujet de la qualité de leur eau. Abstraction faite de l'étude de Gorody *et al.* (2012), le comité d'experts n'a pas trouvé d'évaluations globales publiées concernant l'échantillonnage des puits domestiques au regard des répercussions sur les conditions de référence. Il sait toutefois que d'autres évaluations sont en cours[26]. Dans un contexte de santé publique, le fait d'échantillonner un puits domestique une ou deux fois pour ensuite conclure que la qualité de l'eau est normale ou acceptable présente des dangers parce qu'un échantillonnage peu fréquent peut apporter des résultats non représentatifs du niveau habituel de qualité de l'eau potable. De manière générale, le comité d'experts est d'avis que l'échantillonnage des puits domestiques, lorsque réalisé de manière rigoureuse, peut être utile pour évaluer la qualité de l'eau potable. Cependant, il doit être combiné à d'autres activités d'échantillonnage essentielles dans le cadre des programmes de surveillance des conditions de référence visant à acquérir une compréhension des ressources en eaux douces souterraines.

Les préoccupations les plus répandues au sujet des répercussions du gaz de schiste sur les eaux souterraines ont trait au gaz naturel, et tout particulièrement au méthane, qui se retrouve dans les puits domestiques. Un débat se poursuit au sujet des sources de méthane. Est-il d'origine naturelle ou est-il attribuable au forage de puits de gaz de schiste et à la fracturation hydraulique de ces puits? Le méthane d'origine naturelle est bien souvent présent dans la ZEDS de bon nombre de régions de l'Amérique du Nord, de sorte que la présence de méthane ne constitue pas en soi la preuve de l'existence d'un lien avec la mise en valeur du gaz de schiste ou de toutes autres ressources pétrolières et gazières. Dans ce contexte, la question fondamentale à éclaircir concerne la façon de distinguer le méthane préexistant de tout méthane attribuable aux activités d'extraction du gaz de schiste. Selon la conceptualisation la plus simple qui puisse être faite du problème, le méthane préexistant vient de zones peu profondes et est d'origine biogénique. Il s'agit habituellement de méthane jeune à l'échelle géologique. Par contraste, le méthane généralement associé aux activités de forage de l'industrie pétrolière et gazière est du gaz beaucoup

26 La première étude de référence sur les eaux souterraines en rapport avec le gaz de schiste au Canada a été celle de Pinti *et al.* (2013). Elle visait une région du Québec.

plus ancien, d'origine thermogénique, qui provient de la zone intermédiaire et la zone profonde et qui attribuable à des scellements de puits non étanches ou à la présence d'autres voies de court-circuitage. On a eu recours avec succès à des analyses isotopiques pour distinguer ces deux types de sources (voir p. ex. Tilley et Muehlenbachs, 2011). Cependant, certaines formations peu profondes qui ont été soulevées et exposées par érosion au fil des temps géologiques relâchent du gaz thermogénique dans les eaux souterraines peu profondes. Une fois encore, cela fait ressortir la nécessité d'entreprendre une caractérisation des conditions de référence des eaux souterraines et des gaz issus du sol, ce qui inclut l'élaboration d'empreintes isotopiques.

8.6.6 Vulnérabilité des aquifères

La vulnérabilité des aquifères est un concept utilisé dans le domaine de la gestion ressources en eaux souterraines et de leur protection contre divers types ou causes de contamination. Il fait habituellement intervenir les menaces associées aux sources de surface (Focazio *et al.*, 2002; Brouyère *et al.*, 2011), bien qu'il puisse aussi être pertinent dans le contexte des risques que présente pour les eaux souterraines la mise en valeur du gaz de schiste. La vulnérabilité renvoie à la prédisposition d'un aquifère à la contamination. Elle dépend de nombreux facteurs, dont les types de contaminants qui entrent en jeu et la façon dont ils sont les plus susceptibles de pénétrer dans les aquifères. Les méthodologies servant à déterminer le développement de la vulnérabilité des aquifères sont rendues encore plus complexes par trois facteurs propres à l'industrie dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste, à savoir : le manque d'information sur la capacité d'assimilation par les aquifères des émissions de gaz fugitifs et de bon nombre des constituants chimiques des fluides de fracturation hydraulique et des eaux usées; la possibilité de contamination des aquifères par des voies souterraines; ainsi que les densités élevées prévues de puits de gaz, avec les risques cumulatifs à long terme qui leur sont associés pour les aquifères. Dans les situations où la vulnérabilité des aquifères a été utilisée comme une composante de la protection des eaux souterraines, les sources de contaminants se trouvaient à la surface du sol, ou près de celle-ci, de sorte qu'elles étaient pertinentes à l'évaluation de l'incidence possible sur les eaux souterraines des déversements à la surface survenus aux plates-formes de puits de gaz de schiste.

Pour que les organismes gouvernementaux puissent prévoir les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur les aquifères et mettre en œuvre des pratiques de gestion dans des régions ou zones particulières, une certaine forme de classification de la vulnérabilité des aquifères en fonction des risques propres à de telles activités sera requise. Idéalement, une méthodologie d'évaluation de la vulnérabilité des aquifères devrait fournir un cadre pour

décider si la mise en valeur du gaz de schiste présenterait trop de risques dans une région donnée et pour déterminer les distances de séparation sûres entre d'une part les plates-formes de puits de gaz de schiste, et d'autre part les puits domestiques existants et les autres milieux récepteurs possibles des incidences. De plus, l'application d'une telle méthodologie aiderait à cerner les priorités en matière de surveillance. La vulnérabilité dépend aussi une large mesure du type d'aquifère, soit par exemple de son confinement ou son non-confinement, ou de la nature meuble (p. ex. sable ou gravier) ou fracturée de la roche. Elle dépend aussi du régime d'écoulement de fond ainsi que de la nature des aquitards qui séparent les sources de contaminants des récepteurs, y compris dans la zone intermédiaire. Un aquifère confiné ou captif comporte au moins une couche géologique sus-jacente à faible perméabilité; les contaminants de surface sont moins susceptibles de pénétrer dans l'aquifère rapidement ou sans avoir préalablement subi une assimilation importante. Les aquifères non confinés sont généralement plus vulnérables à la contamination de surface. Frind *et al.* (2006) utilisent ces concepts pour définir la vulnérabilité *intrinsèque* et la vulnérabilité *spécifique* des aquifères. La vulnérabilité *intrinsèque* est associée aux propriétés de l'aquifère, tandis que la vulnérabilité *spécifique* englobe de plus des facteurs comme la question de savoir si les contaminants chimiques organiques pénètrent dans l'aquifère sous forme de liquides huileux ou de contaminants dissous (solutés). Une égale attention doit aussi être accordée aux aquitards et à leurs propriétés favorisant la migration ou l'atténuation des contaminants. L'intégrité des aquitards constitue un aspect important de l'évaluation de la vulnérabilité des aquifères et des puits. Cependant, les aquitards situés plus en profondeur que ceux qui ont été évalués par le passé revêtent maintenant plus d'importance dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste.

Un concept connexe est celui de la vulnérabilité des puits, qui prend en compte dans son intégralité le trajet parcouru par un contaminant jusqu'à un puits d'approvisionnement en eau (Frind *et al.*, 2006). Le concept de vulnérabilité des puits s'applique aux puits domestiques dans les régions où est mis en valeur le gaz de schiste. Bon nombre d'administrations, partout au Canada, établissent des zones protégées autour des têtes des puits municipaux. Plus précisément, les utilisations du territoire y sont limitées aux activités les moins menaçantes pour la qualité des eaux souterraines. Par exemple, dans le cadre normal des mécanismes de protection des têtes de puits, il ne sera pas permis d'établir une plate-forme de puits de gaz dans la zone de captage d'un puits d'eau. Les restrictions en matière de retrait à l'égard des sections horizontales profondes des puits sont moins claires. Les méthodes permettant de déterminer la vulnérabilité des aquifères et des puits aux sources de contaminants de surface en présence de voies vers les aquifères non confinés ou confinés peu profonds

sont bien connues. Elles incluent, respectivement, des méthodes indicielles (p. ex. DRASTIC; Aller *et al.*, 1987) ainsi que des modèles numériques fondés sur des critères physiques (p. ex. Frind *et al.*, 2006). Leur application aux aquifères rocheux fracturés est plus difficile à déterminer, mais de nouvelles approches ont été proposées (p. ex. Pochon *et al.*, 2008).

L'élaboration de programmes pour cartographier la vulnérabilité des aquifères (à tout le moins à l'échelle régionale) et délimiter les zones de protection autour des puits municipaux a considérablement progressé dans la plupart des administrations canadiennes pour lesquelles les eaux souterraines constituent une source importante d'eau potable. Au Québec, par exemple, des cartes de vulnérabilité sont en cours de préparation pour tous les grands systèmes d'aquifères à l'échelle des bassins hydrologiques (municipalités), y compris pour les principales zones visées pour la mise en valeur du gaz de schiste, dans le cadre du programme de caractérisation des aquifères (PACES) lancé par le ministère de l'Environnement en 2008 (GRES, 2013). Dans la dernière décennie, l'Ontario et d'autres administrations ont délimité des zones de protection des têtes de puits pour tous les grands puits municipaux d'eau souterraine. Pour déterminer avec exactitude la vulnérabilité des aquifères et les zones de protection des têtes de puits, des efforts supplémentaires substantiels s'imposeront néanmoins afin de caractériser les systèmes d'aquifères et d'élaborer des modèles conceptuels des sites hydrogéologiques. Les progrès importants réalisés ces dernières décennies au regard des méthodes d'évaluation de la vulnérabilité des aquifères pourront se révéler utiles dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste, laquelle fait intervenir de nouveaux facteurs de complexité en raison des menaces provenant du sous-sol. Actuellement, il n'existe pas de méthodologie adaptée expressément aux besoins liés à la mise en valeur du gaz de schiste. La caractérisation de terrain axée sur la détermination de la vulnérabilité aux menaces souterraines, par exemple, sera beaucoup plus difficile parce qu'elle se fera à des profondeurs accrues et pourra faire intervenir des voies de transport de contaminants plus complexes, y compris des failles et des fractures. De plus, les cartes existantes de vulnérabilité des aquifères à l'égard des sources de surface possibles ont dans la plupart des cas été élaborées aux échelles régionales ou des sous-bassins hydrologiques et ne sont donc pas suffisamment détaillées pour être utiles à l'échelle locale d'une plate-forme de puits de gaz de schiste.

Ewen *et al.* (2012) ont conclu que la mise en valeur du gaz de schiste « peut comporter un risque environnemental considérable, tout particulièrement du point de vue de la conservation des ressources hydriques, qui selon nous doit absolument passer avant la production d'énergie » [traduction]. Leur rapport recommandait que la fracturation hydraulique soit interdite dans trois types

de zones jugées trop vulnérables, à savoir les zones instables du point de vue géologique, les zones artésiennes sous pression, d'eaux douces souterraines profondes confinées et de failles perméables, et les zones déjà désignées comme prioritaires du point de vue de la protection des eaux souterraines.

8.6.7 Questions liées aux distances de séparation

La mise en valeur du gaz de schiste suscite des préoccupations importantes en ce qui a trait aux distances horizontales entre les puits de gaz et les autres puits tels que les puits d'eau domestiques, les sources, les puits municipaux ou les vieux puits de pétrole et de gaz. Cela revêt une importance particulière dans les régions à forte densité de population rurale, comme c'est le cas dans la région du Québec visée pour la production de gaz de schiste, où on trouve quelques habitations par kilomètre carré, chacune ayant son propre puits d'eau domestique. Certaines administrations ont adopté des règlements qui précisent les distances minimales à respecter entre les puits domestiques et les puits de gaz. Par exemple, la Colombie-Britannique et l'Alberta ont fixé à 200 mètres la distance minimale entre un puits de gaz de schiste et le puits d'approvisionnement en eau le plus près (voir le tableau 9.1, au chapitre 9). Les distances de retrait sont cependant arbitraires en ce qu'elles ne se fondent pas sur des analyses scientifiques de la probabilité des incidences. Plusieurs facteurs entrent en jeu, telles la vulnérabilité et la capacité d'atténuation prévues dans la zone locale visée, ainsi que les caractéristiques de l'approvisionnement en eau et des autres puits. Des conditions constituant un faible risque dans une zone donnée pourront représenter un risqué élevé dans une autre zone, selon les caractéristiques hydrogéologiques. La Pennsylvanie a opté pour une approche différente lors de l'adoption d'un règlement en 2012. En cas de réclamation pour dommages par le propriétaire terrien, l'exploitant est tenu responsable. La distance servant à établir la présomption de responsabilité est maintenant de 2500 pieds (760 mètres), comparativement à 1000 pieds (300 mètres) auparavant (Pennsylvania Office of the Governor, 2012, tel que cité dans Coussens et Martinez, 2014).

Cette attribution de la responsabilité présumée établit le cadre juridique et fournit une meilleure assurance aux propriétaires terriens concernant l'indemnisation, mais elle ne fait pas grand-chose pour protéger les ressources en eau potable souterraine ou pour apporter une meilleure compréhension des circonstances ou du moment où des incidences peuvent se manifester. Dans son examen de la documentation, le comité d'experts n'a pas trouvé d'indications quant à la forme que pourrait prendre un cadre scientifique pour la détermination des distances minimales de séparation.

Tilley et Muehlenbachs (2011) signalent qu'en mai 2006, le gouvernement de l'Alberta exigeait l'échantillonnage de chaque puits domestique dans un rayon de 600 mètres d'un puits de méthane houiller peu profond aux fins de détermination de la qualité de l'eau et de la teneur en gaz. De plus, l'eau d'au moins un puits par endroit où du méthane est détecté doit être soumise à une analyse isotopique. Toutefois, il n'existe pas de protocole standard d'échantillonnage à l'échelle nationale pour la mise en valeur du gaz de schiste.

Une autre source de préoccupation a trait à la distance verticale entre la base de la ZEDS et le sommet de la zone soumise à la fracturation hydraulique. La dimension verticale est importante dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste parce qu'elle concerne les distances verticales à respecter pour limiter le plus possible la contamination d'origine souterraine des aquifères d'eau douce. À quelle profondeur sous les eaux souterraines la fracturation hydraulique devrait-elle être considérée comme trop risquée? King (2012) indique qu'une profondeur de 2000 pieds (600 mètres) ou une distance inférieure à 1000 pieds (300 mètres) de l'eau douce est suffisamment limitée pour justifier un examen spécial visant à assurer que les conditions se prêtent aux activités prévues. S'intéressant à cette question, Ewen *et al.* (2012) ont commandé des études de modélisation mathématique (non fondées toutefois sur des données de terrain propres à des sites particuliers) et sont arrivés à la conclusion que la distance entre la surface du sol et les gisements de gaz visés devrait être supérieure à 1000 mètres. De plus, la distance entre le fond de la zone d'eau douce souterraine la plus profondes et de tels gisements devrait être supérieure à 600 mètres (Ewen *et al.*, 2012). Toutefois, ces profondeurs ont été établies dans le but d'éviter la contamination des ressources en eaux douces souterraines dans des projets de démonstration assujettis à une surveillance intensive, de façon qu'il soit possible de répondre aux questions concernant les profondeurs minimales pour des zones particulières. Les études n'indiquaient pas les types de surveillance requis pour déterminer les distances sûres de séparation.

8.7 ACTIVITÉS ET POSSIBILITÉS DE RECHERCHE AU CANADA

Les rapports des comités d'experts nationaux sur les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste des États-Unis, du Royaume-Uni et de l'Australie font tous ressortir un grand besoin de recherche (SEAB, 2011a, 2011b; Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012; ACOLA, 2013). Ce besoin a également été souligné dans d'autres rapports comme celui d'Ewen *et al.* (2012), qui recommandait l'adoption d'une stratégie de recherche consistant à « aller de l'avant prudemment, une étape à la fois, de manière à permettre la réalisation d'essais minutieux et à assurer que la fracturation hydraulique ne se fera pas à la hâte » [traduction]. Ce rapport de comité d'experts recommandait

de plus que la mise en valeur du gaz de schiste commence d'abord à une échelle limitée, dans le contexte de projets de démonstration, pour « permettre aux chercheurs d'étudier plus en détail les répercussions d'un recours étendu à la fracturation hydraulique, en tenant compte des conditions observées à la surface et sous la surface » [traduction]. De surcroît, il recommandait que les projets de démonstration fassent l'objet d'une surveillance étroite mettant l'accent sur la géomécanique de la propagation des fractures, l'intégrité des puits ainsi que la présence, le transport et le devenir des contaminants (Ewen *et al.*, 2012).

À ce jour, au meilleur de la connaissance du comité d'experts, aucun pays à l'exception des États-Unis (EPA) n'a entrepris d'efforts substantiels de recherche sur le terrain dans le sous-sol d'une vraie plate-forme de puits de fracturation hydraulique en vue d'étudier les incidences et les processus connexes (abstraction faite des efforts portant sur des questions de recherche secondaires et des études de cas rétrospectives). Faute de telles recherches, d'importantes questions resteront sans réponse. Une surveillance rigoureuse est requise dans le contexte du processus de recherche, et également à plus long terme, pour évaluer les incidences cumulatives et apporter au public de l'information prouvant que les effets environnementaux correspondent bien à ce qui est déclaré.

Le rapport de l'Alberta Environmental Monitoring Panel (AEMP, 2011) déclarait que :

> les gouvernements doivent résoudre le conflit inhérent au fait d'être à la fois les propriétaires des ressources, les autorités réglementaires et les bénéficiaires des recettes. Pour que le [...] système de surveillance ait la légitimité et la crédibilité scientifique voulues, il devra être indépendant de toutes les parties concernées, y compris des gouvernements, des autorités réglementaires et des parties assujetties à la réglementation. [...] Pour être crédible, l'information obtenue au moyen d'un programme de surveillance doit être considérée par les intervenants comme valide du point de vue scientifique et exempte de biais réels ou perçus. Le savoir scientifique doit orienter la conception, la mise en œuvre et l'évaluation des programmes de surveillance […]. La transparence contribue à la crédibilité, et elle sera le trait marquant des programmes de surveillance et des données qu'ils produisent. [traduction]

Qui plus est, le rapport indiquait : « un aspect essentiel de la crédibilité est que les sorties du système de surveillance (données et rapports) puissent résister à un examen approfondi par des chercheurs indépendants » [traduction] (AEMP, 2011). Au sujet de la crédibilité de la recherche, le rapport de l'ACOLA (2013) contient ce qui suit :

> Il existe de solides preuves que la confiance à l'égard des institutions et processus politiques a diminué au cours des deux ou trois dernières décennies. Le gouvernement n'est plus considéré comme un arbitre indépendant […]. On relève également de faibles niveaux de confiance à l'égard des sociétés multinationales et des grandes entreprises [...]. Cela signifie que l'information en provenance de ces sources aura de fortes chances d'être reçue avec scepticisme par bon nombre d'intervenants dans la société [...]. Il est possible de régler la question de l'indépendance de la recherche, à tout le moins en partie, en adoptant des lignes directrices à l'égard du recours au financement par l'industrie (p. ex. des dispositions sur le droit de publier et des exigences en matière d'examen par les pairs) ainsi qu'en assurant une transparence à l'égard des accords de financement et des processus de sélection et d'approbation des projets. [traduction]

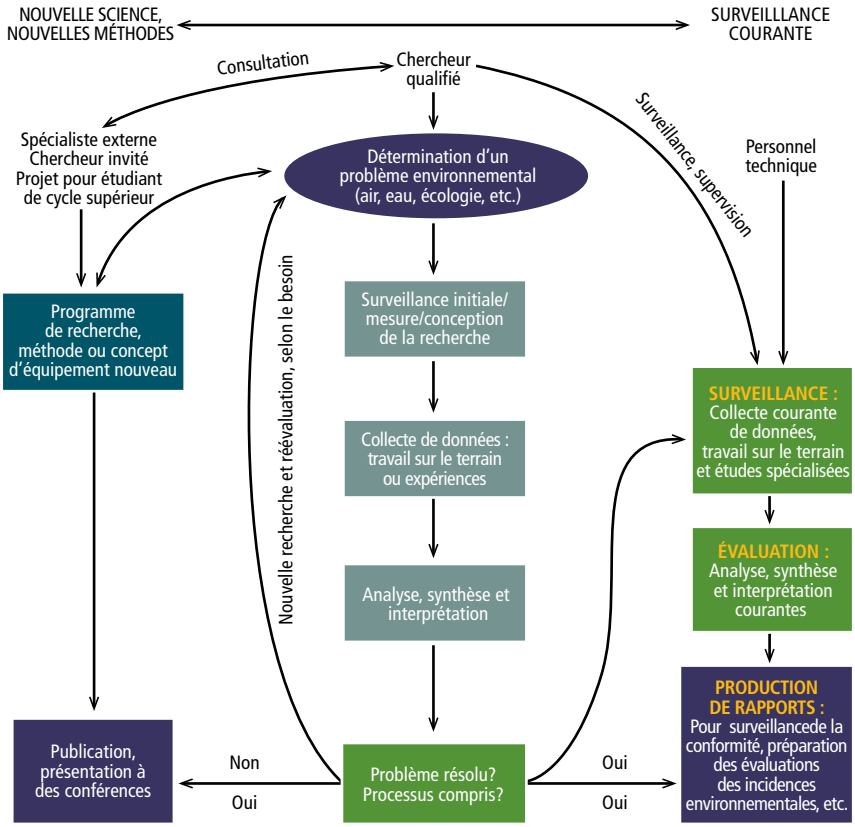
Pour que le public et le milieu scientifique dans leur ensemble considèrent comme crédible la recherche sur le gaz de schiste, le milieu universitaire canadien devra devenir un acteur de premier plan. La transparence, si importante pour gagner la confiance du public, est l'un des prérequis essentiels de la recherche universitaire au Canada. Pour que le milieu canadien de la recherche puisse combler les lacunes au regard des connaissances et de la technologie, les gouvernements, les universités et l'industrie devront tous faire leur part.

À part certaines études qui sont en cours au Québec, il n'y a pratiquement pas eu au Canada d'activités de caractérisation et de surveillance des aquifères (sauf à l'égard de puits de propriétaires terriens) ou d'études des bassins hydrologiques sous les aspects du ruissellement et de l'érosion. De ce fait, et parce que les scénarios les plus probables concernant de possibles incidences marquées diffèrent considérablement de ceux pour lesquels on possède une expérience de la surveillance, la première chose à faire sera d'élaborer un cadre à fondement scientifique pour la caractérisation et la surveillance. Cela nécessitera des recherches de terrain dans les régions de gaz de schiste. Le rapport de l'Alberta Environmental Monitoring Panel souligne qu'une surveillance de classe mondiale nécessite une science de classe mondiale (AEMP, 2011). Selon ce rapport, les principales composantes d'une science de classe mondiale incluent ce qui suit :

> ... des chercheurs scientifiques formés aux méthodes de d'observation et d'enquête. Dans le monde moderne, le système d'études supérieures qui mène à l'obtention du doctorat (Ph. D.) a été conçu de manière à produire de tels chercheurs. De plus en plus, une expérience postdoctorale acquise sous une supervision professorale de haut niveau est exigée avant qu'une personne soit jugée apte à assumer un rôle de leadership en matière scientifique […]. Un élément essentiel du processus scientifique consiste en la possibilité pour les chercheurs de consulter librement et largement des pairs, des collègues et des spécialistes extérieurs à leur cercle immédiat de relations. Cela assure le maintien de normes élevées, tout en garantissant que les chercheurs seront au fait des plus récentes avancées dans leur domaine, ce qui favorise l'efficience et la productivité tout en contribuant à l'exactitude ou à la pertinence des résultats obtenus. Les publications examinées par des pairs font partie de ce processus, et elles résultent en une activité scientifique entièrement transparente. [traduction]

Le comité d'experts a pris en considération la nature de la recherche à réaliser pour combler les lacunes dans les connaissances sur les fuites de puits et les incidences sur les eaux souterraines qui en découlent. Le problème se présente sous deux aspects. Le premier concerne les scellements des puits, les parcours des fuites ainsi que les débits des fuites dans les aquifères et leur échappement à la surface. Le deuxième a trait aux incidences que le gaz peut avoir sur les ressources en eaux douces souterraines. Le premier aspect a surtout à voir avec les processus physiques, et le deuxième surtout avec les processus géochimiques et microbiens qui entraînent l'atténuation naturelle du gaz *in situ*. Compte tenu de l'expérience acquise dans des domaines connexes, un programme de recherche exhaustif devrait manifestement combiner des expériences en laboratoire, la modélisation mathématique ainsi que des enquêtes et expériences à court terme et à long terme sur le terrain. Pour que les questions d'intégrité des puits soient bien comprises et que les mesures d'atténuation soient considérées comme fiables, il sera nécessaire de faire des démonstrations concluantes sur le terrain, assorties d'une surveillance rigoureuse et de la publication des résultats dans des revues examinées par des pairs. Le rapport en provenance d'Allemagne financé par ExxonMobil recommandait des recherches approfondies, initialement à quelques sites d'essai d'une petite région d'Allemagne (Ewen *et al.*, 2012), ce qui équivaut essentiellement à une approche de travaux de laboratoire de terrain. Suivant une telle approche, les méthodes de caractérisation et de surveillance peuvent être élaborées et mises à l'essai en parallèle avec l'enrichissement de la compréhension des voies et mécanismes possibles de migration des fluides. Des travaux de laboratoire de terrain de ce type ont été réalisés avec succès

dans de nombreux autres secteurs de la recherche environnementale, par exemple aux installations de recherche de la base des Forces canadiennes de Borden, en Ontario (voir p. ex. Schirmer *et al.*, 2003). Les laboratoires de terrain fournissent les données d'observation essentielles à l'avancement des modèles conceptuels et mathématiques servant à comprendre et prévoir les incidences à de plus vastes échelles spatiales et temporelles. Une fois les tests initiaux achevés, les résultats des travaux de laboratoire de terrain sont utilisés pour préciser la nature et l'intensité d'activités de caractérisation et de surveillance adaptées aux sites de fracturation hydraulique.



Adapté avec l'autorisation d'AEMP, 2011

Figure 8.4

Rôle de la science dans l'amélioration de la surveillance environnementale

Illustration des pratiques exemplaires associées à la surveillance environnementale à teneur scientifique.

8.7.1 Recherche et surveillance par les ministères fédéraux

Les principaux organismes fédéraux qui ont un rôle à jouer dans l'évaluation des effets qu'a sur l'environnement et la santé publique la mise en valeur du gaz de schiste sont Ressources naturelles Canada (RNCan), Environnement Canada et Santé Canada. La Commission géologique du Canada (CGC), qui fait partie de RNCan, mène actuellement une enquête sur les systèmes hydrogéologiques du Québec où des activités d'exploration du gaz de schiste se sont tenues avant l'imposition du moratoire. Environnement Canada s'intéresse tout particulièrement aux contaminants susceptibles de polluer les eaux souterraines peu profondes et les eaux de surface à la suite de déversements et rejets (Van Stempvoort et Roy, 2011).

Une question assez lourde de conséquences est le fait que le gouvernement fédéral décourage les ministères de devenir propriétaires de puits en raison des responsabilités que cela comporte et des coûts possibles d'abandon. De ce fait, il est devenu courant que la CGC collabore avec les organismes provinciaux qui acquièrent les puits de surveillance après la fin d'un projet particulier. Il reste à déterminer si cela empêche la CGC et Environnement Canada de se livrer à des études de recherche. Cependant, il n'existe pas d'initiative de collaboration connue entre ces organismes fédéraux et les provinces productrices de gaz de schiste (Colombie-Britannique et Alberta) en vue de la création et l'exploitation de réseaux de puits de surveillance. Compte tenu que le gouvernement fédéral n'exploite pas de systèmes de surveillance à long terme des eaux souterraines et que la surveillance de ces eaux par les provinces a été minime jusqu'à tout récemment, les données de référence sur les eaux souterraines sont ténues, notamment en ce qui concerne la qualité de l'eau. Par contraste, l'U.S. Geological Survey a mis en place des réseaux nationaux de puits de surveillance, qu'il entretient et échantillonne périodiquement, et les données ainsi recueillies sont accessibles gratuitement en ligne.

8.7.2 Activités et possibilités de recherche financées par le gouvernement fédéral

Une bonne partie de la recherche requise au Canada pourrait vraisemblablement être réalisée par des universités dotées de capacités élargies grâce à un financement à long terme. Il existe toutefois des catégories de recherche que les institutions gouvernementales ont traditionnellement été les mieux en mesure de mener à bien. Au Canada, la capacité des gouvernements provinciaux de mener des recherches environnementales est assez limitée, de sorte que le rôle des institutions de recherche au sein du gouvernement fédéral est important. Depuis longtemps, le Canada réussit à mobiliser le milieu de la recherche universitaire à l'égard des questions d'importance cruciale pour l'industrie et le gouvernement en participant à un financement conjoint par l'industrie et le

gouvernement. Par exemple, le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie (CRSNG) met en œuvre depuis de longues années des programmes qui favorisent la recherche universitaire financée conjointement par l'industrie. De plus, il a encouragé en matière de recherche une collaboration active faisant intervenir le milieu universitaire et l'industrie, et aussi dans certains cas le gouvernement. Au nombre de ces programmes figurent les Subventions thématiques, les Subventions de recherche et développement coopérative et le Programme de professeurs-chercheurs industriels. Il existe aussi les centres nationaux et réseaux d'excellence, mis sur pied par le gouvernement fédéral, et dont le Réseau canadien de l'eau constitue un exemple. Pendant l'année 2014, le Réseau canadien de l'eau offrira par exemple un financement modeste à plusieurs équipes universitaires qui cerneront l'état des connaissances dans cinq domaines liés à la fracturation hydraulique et à l'eau :

(i) gestion de l'utilisation et de la demande en eau;
(ii) manutention, traitement et élimination des eaux usées;
(iii) répercussions sur l'eau souterraine et le sous-sol;
(iv) impacts paysagers des activités de mise en valeur et d'exploitation sur l'eau de surface et les bassins versants;
(v) méthodes de gestion et gouvernance des bassins versants en matière de développement des ressources, incluant les questions relatives aux Autochtones.

(Réseau canadien de l'eau, 2013)

Il existe déjà au Canada des cadres administratifs qui prévoient des combinaisons de fonds du gouvernement et de l'industrie et qui pourront être mis à contribution si la recherche sur les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste va de l'avant. Ces programmes de recherche existants facilitent l'utilisation conjointe des fonds de l'industrie et du gouvernement par les chercheurs qui se joignent à des groupes de taille importante dont les activités sont transparentes et font l'objet de publications dans les revues scientifiques pertinentes. Ce type de recherche joue en outre un rôle majeur dans l'éducation et la formation de la génération montante de chercheurs canadiens, qui peuvent ainsi s'intéresser à des questions d'importance à long terme.

8.7.3 Recherche provinciale

Les aperçus qui suivent indiquent comment chacune des quatre principales provinces où se trouve du gaz de schiste (Colombie-Britannique, Alberta, Québec et Nouveau-Brunswick) réagissent face aux activités réelles ou possibles de mise en valeur. Chacune d'elles a reconnu l'existence de lacunes dans le savoir scientifique et les technologies et a mis sur pied des activités de recherche ou est en train d'élaborer des mécanismes ou des plans pour faire en sorte que la

recherche comble certaines des lacunes au regard de la caractérisation et de la surveillance des eaux. La nature des incidences, et leur étendue probable, varieront sensiblement d'une province à l'autre, et même d'une région à l'autre. Certains des sujets de recherche devraient préférablement être abordés comme des préoccupations de portée nationale du fait de leur nature générique, tandis que d'autres se révéleront importants uniquement à l'échelon provincial parce qu'ils touchent des régions ou des sites particuliers. L'intégrité des puits constitue de toute évidence une question de portée nationale et internationale, mais la mise en œuvre de la caractérisation et de la surveillance dans chacune des régions de gaz de schiste se fait ou se fera à l'échelle des provinces. Toutefois, le financement continu requis pour réaliser des recherches rigoureuses sur l'intégrité des puits est probablement largement supérieur aux ressources que peut apporter une province en particulier. Des approches et technologies efficaces pour de telles activités de caractérisation et de surveillance devront être établies dans chaque province. Cependant, certains des éléments servant à déterminer quels types de caractérisation et de surveillance seraient les plus efficaces sont communs à toutes les provinces, ce qui justifierait une mise en commun des efforts et/ou une intervention fédérale. Un défi consistera à créer des possibilités de recherche qui mettront à contribution des fonds importants de l'industrie, mais qui produiront tout de même des résultats hautement crédibles aux yeux du milieu scientifique et du public. Au moment de la production du présent rapport, la seule province où le milieu universitaire participait activement à de telles recherches était le Québec.

Colombie-Britannique

Le Science and Community Environmental Knowledge Fund (SCEK Fund) est administré par la B.C. Oil and Gas Commission, en collaboration avec l'ACPP et l'Explorers and Producers Association of Canada (EPAC). Créé en 2000, le SCEK Fund a appuyé des projets centrés sur l'industrie, telles l'étude d'ALL Consulting (2012) sur la fracturation hydraulique et quelques études universitaires. Ces études mettent l'accent sur des aspects pratiques de la mise en valeur du pétrole et du gaz, comme la sismicité et la surveillance de la qualité de l'air.

Organisme non gouvernemental sans but lucratif et dirigé par l'industrie, Geoscience B.C. se spécialise dans la géoscience appliquée et se concentre sur l'industrie dans ses projets liés aux ressources minérales, aux hydrocarbures et à la géothermie. Cet organisme a de plus réalisé des inventaires des ressources hydriques dans le bassin de Horn River et dans la zone du gisement de gaz de Montney. Le Montney Water Project vise la création d'une base de données exhaustive sur les eaux de surface, les eaux souterraines et les aquifères salins profonds de la région de Montney. Geoscience B.C. s'emploie en outre à identifier les aquifères aptes à produire de forts volumes d'eau aux fins de la

fracturation hydraulique et ceux qui pourraient être utilisés pour l'élimination de grandes quantités de rejets fluides dans le bassin de Horn River. La phase II de l'étude sur les eaux du bassin de Horn River (*Horn River Basin Water Study*) comporte trois grandes composantes :

- « Une étude triennale sur les eaux de surface mettant l'accent sur la collecte de données quantitatives et qualitatives concernant les sources d'eau de surface du bassin de Horn River et sur l'évaluation de sa disponibilité aux fins de la mise en valeur du gaz de schiste.
- « Un projet pilote visant à évaluer l'applicabilité des levés électromagnétiques aériens aux fins de la cartographie des eaux souterraines situées près de la surface.
- « La poursuite de la collecte et l'intégration de données entreprises durant la phase I à l'égard de certains aquifères salins profonds. » [traduction]

(Geoscience B.C., 2011a)

Les études du gouvernement provincial sur les conditions hydrogéologues dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique ont véritablement commencé à l'automne de 2011. Un financement a, à ce moment, été alloué pour l'expansion du réseau de puits d'observation de la Colombie-Britannique. Jusque-là, le réseau provincial de puits de surveillance des eaux souterraines ne comptait qu'un seul puits, dans le gisement de schiste de Montney. À la fin de 2011, cinq puits ont été ajoutés dans l'aquifère rocheux de Kaskapau, à l'ouest de Dawson Creek. L'existence d'aquifères de vallée rocheuse en Colombie-Britannique est bien connue (Lowen Hydrogeology Consultants Ltd., 2011), mais il semble qu'un seul aquifère de paléovallée, du nom de Groundbirch, soit surveillé par le réseau provincial, et il ne s'y trouve qu'un seul puits (d'ajout récent). Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique a recours à des levés géophysiques pour l'étude plus approfondie de cette paléovallée.

Un certain nombre de projets de collaboration interinstitutions ont été entrepris. Ils incluent une étude des puits d'eau avec une densité d'échantillonnage d'un puits par 20 kilomètres carrés (entreprise par l'Université Simon Fraser), l'élaboration d'un modèle d'écoulement fluvial fondé sur des estimations mensuelles de l'équilibre hydrique, ainsi que la préparation d'un outil d'aide à la décision qui servira à orienter la prise de décisions concernant l'utilisation de l'eau, tout particulièrement dans les périodes de basses eaux.

Alberta

L'Alberta Environmental Monitoring Panel a recommandé la création d'une commission permanente de surveillance environnementale, appuyée d'un comité consultatif scientifique formé de spécialistes de la surveillance environnementale reconnus internationalement, qui aurait pour mandat de fournir des conseils sur la conception, la mise en œuvre et la qualité de toutes les activités de surveillance, d'évaluation et de production de rapports de cette commission (AEMP, 2011). La mise sur pied de la commission et du comité consultatif scientifique n'est pas encore terminée. Cette initiative, de même que certaines autres réalisées en Alberta, marque un changement en ce qui a trait à l'engagement du gouvernement à l'égard d'une ère nouvelle de surveillance et de transparence.

L'Alberta a commandé et continue d'appuyer des projets de recherche axés sur la compréhension de la qualité globale des eaux souterraines dans les régions où est mis en valeur le gaz non classique, ainsi que des voies qui, dans les formations, sont à l'origine de la présence de gaz naturel dans les aquifères. Le gouvernement de l'Alberta collabore actuellement avec Environnement Canada et l'Université de Calgary dans le cadre de deux projets distincts liés à la mise en valeur du pétrole et du gaz non classiques. Le gouvernement a aussi nommé un groupe de chercheurs en lui demandant de faire des recommandations concernant un éventuel programme d'essais de référence des puits d'eau aux fins des activités de fracturation hydraulique.

À cela s'ajoute l'Alberta Upstream Petroleum Research Fund (AUPRF), fonds qui est parrainé par l'industrie, appuyé par l'ACPP et l'EPAC, et géré et administré par la Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC). Les recherches financées actuellement par l'AUPRF sur les questions liées aux eaux souterraines et au sol mettent l'accent sur :

- l'enrichissement du savoir scientifique en vue de l'amélioration des lignes directrices réglementaires, des directives, des politiques et des critères;
- la réduction des coûts d'évaluation des risques;
- l'avancement des technologies de remise en état et de restauration.

Québec

Au Québec, la principale région ciblée pour la mise en valeur du gaz de schiste, celle des schistes d'Utica, se trouve sous un secteur de la vallée du St-Laurent à forte intensité d'activité agricole. L'opposition locale à la mise en valeur du gaz de schiste dans cette région d'environ deux millions d'habitants est vive. Pour cette raison, le Québec a commandé un certain nombre d'études en vue d'évaluer le risque environnemental et d'élaborer un cadre réglementaire avant de décider s'il autorisera ou non les activités de mise en valeur, et comment cela se fera. Deux des plus importantes initiatives actuellement réalisées en ce domaine sont les suivantes :

- le Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES), appuyé par le ministère de l'Environnement du Québec et par des partenaires des municipalités et des bassins hydrologiques locaux (GRES, 2013);
- le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, qui a été formé en 2011 à la suite d'une série de consultations publiques sur les préoccupations environnementales (Gouvernement du Québec, 2014).

Une fois achevé, en 2015, le PACES aura contribué à la caractérisation et la cartographie hydrogéologiques de tous les grands bassins hydrologiques des principales zones ciblées pour la mise en valeur du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent (en plus de plusieurs bassins hydrologiques extérieurs à ces zones). Géré et mis en œuvre par plusieurs universités du Québec, et faisant intervenir des dizaines de professeurs, chercheurs professionnels et étudiants, le PACES apportera des données géologiques importantes, dans des formats uniformes et facilement accessibles aux divers intervenants, y compris aux propriétaires, aux municipalités et à l'industrie.

Portant essentiellement sur les systèmes hydrogéologiques relativement peu profonds, y compris sur les importants aquifères d'approvisionnement en eau, les nouvelles connaissances acquises serviront à évaluer la qualité et la disponibilité actuelles des eaux souterraines, à cerner les zones vulnérables à la contamination ainsi qu'à planifier les utilisations du territoire dans une optique de protection des ressources en eau souterraine. Dans la zone visée, des centaines de puits d'eau souterraine font l'objet d'échantillonnages pour la détermination des niveaux d'eau et l'analyse géochimique. De nouveaux forages et levés géophysiques permettent de déterminer les propriétés physiques et l'hydrostratigraphie. Ces données, et certaines autres que ces études permettront probablement de recueillir, revêtiront une importance cruciale dans l'élaboration de lignes directrices et règlements axés sur une mise en valeur durable de la ressource, notamment en ce qui a trait à la gestion et l'atténuation des incidences.

Le comité québécois d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste a pour mandat d'évaluer plusieurs aspects clés, dont les risques et incidences environnementales (les eaux souterraines constituant une préoccupation particulière), d'évaluer les méthodes d'atténuation appropriées ainsi que d'élaborer un cadre pour la surveillance et la réglementation environnementales. Les objectifs du plan de surveillance environnementale seront centrés sur l'acquisition de connaissances et de données à long terme et seront conçus de manière à permettre une évolution de la réglementation à mesure que s'enrichira la compréhension des risques.

Le comité d'évaluation environnementale stratégique a commandé plus de 60 études à des universités, des consultants et des ministères provinciaux. Toutes ces études seront rendues publiques au début de 2014, dans le cadre d'un examen final par le BAPE. Une fois encore, les universités québécoises participent activement à l'initiative, y compris à une composante qui fait intervenir le GRIES (Groupe de recherche interuniversitaire sur les eaux souterraines). Ce dernier a entrepris une étude sur les concentrations de fond de méthane (par l'entremise de l'Université du Québec à Montréal) ainsi qu'une étude de modélisation numérique des fuites de méthane dans les eaux souterraines (par l'entremise de l'Université Laval). L'Institut national de recherche scientifique (INRS), composante de l'Université du Québec, collabore de plus avec la CGC dans le cadre de projets de recherche réalisés dans la province concernant le gaz de schiste ou le pétrole ou le gaz de réservoir étanche. Outre des analyses des incidences économiques et sociales et du risque environnemental, des études de surveillance et de caractérisation sont réalisées concernant les gaz de fond (méthane, éthane et propane), les gaz rares et les isotopes carbone-hydrogène dans les eaux souterraines, ainsi que la composition physico-chimique des eaux de reflux et des déblais rocheux. Sont également réalisées des modélisations des fuites de gaz dans les trous forés, de la qualité de l'air, de la toxicité des fluides de fracturation hydraulique et de la pollution sonore. Depuis 2011, l'exploration et la mise en valeur dans la vallée du Saint-Laurent sont à toutes fins pratiques soumises à un moratoire, lequel se poursuivra à tout le moins jusqu'à ce que les études précitées et de nouvelles consultations publiques soient terminées.

De son côté, le gouvernement fédéral, par l'entremise de la CGC, mène à bien des recherches supplémentaires sur la caractérisation géologique et hydrogéologique des basses-terres du Saint-Laurent (y compris dans les schistes d'Utica), sur l'intégrité de la roche couverture et les incidences sismiques possibles, de même que sur l'utilisation de traceurs environnementaux pour la surveillance des incidences de la mise en valeur du gaz de schiste. D'autres études seront requises à mesure que les modèles conceptuels du comportement des systèmes feront ressortir des lacunes dans le savoir.

Nouveau-Brunswick

En 2013, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a mis sur pied l'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick, lequel appuie la recherche et la surveillance relatives à l'exploration et la production du gaz de schiste dans la province. L'Institut mettra à profit l'expertise des chercheurs des universités néo-brunswickoises et de l'extérieur de la province.

Organisme sans but lucratif, l'Institut de l'énergie étudiera les aspects environnementaux et sociaux des activités de l'industrie de l'énergie (y compris de la mise en valeur du gaz de schiste) au Nouveau-Brunswick. Plus précisément, son mandat est le suivant.

- Entreprendre, coordonner, appuyer et réaliser des recherches environnementales, sociales, sanitaires et économiques, assurer une surveillance des effets et, au besoin, proposer des mesures d'atténuation à l'égard des activités liées à la mise en valeur des sources d'énergie au Nouveau-Brunswick.
- Favoriser la compréhension du savoir autochtone traditionnel en matière d'environnement.
- Chercher à obtenir la collaboration de l'industrie de l'énergie, des établissements scientifiques, des institutions de recherche et des universités qu'intéressent les buts et objectifs de l'Institut, en vue de la mise sur pied d'activités de recherche et de surveillance.
- Favoriser une amélioration de la compréhension et la diffusion dans le public de l'information sur les aspects environnementaux, sociaux, sanitaires et économiques des activités d'extraction, de mise en valeur et de production des ressources énergétiques au Nouveau-Brunswick.
- Évaluer les risques liés à l'extraction, la mise en valeur et la production des ressources énergétiques au Nouveau-Brunswick.

Depuis sa création, l'Institut a noué des relations avec des groupes civiques et scientifiques en vue d'une mise en commun de l'expertise à l'appui de la réalisation de son mandat. Le Conseil consultatif scientifique de l'Institut, formé pour l'essentiel de professeurs de quatre universités néo-brunswickoises, a pour responsabilité de veiller à ce que la recherche effectuée par l'Institut soit considérée comme non biaisée, transparente, rigoureuse et crédible. Une table ronde de citoyens provenant d'administrations municipales, de groupes autochtones, de représentants de l'industrie de l'énergie et du grand public a été formée en vue de servir de tribune pour un examen continu des grands enjeux liés à l'énergie (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013a).

8.8 CONCLUSION

Le comité d'experts arrive à la conclusion que de nombreuses questions concernant les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste restent sans réponse en raison des lacunes actuelles au regard de la caractérisation, de la surveillance et de la recherche. Aux États-Unis, la mise en valeur du gaz de schiste s'est faite rapidement et s'est accompagnée de peu de surveillance environnementale. Dans une large mesure, la situation est la même au Canada. La recherche commence à peine à recevoir une certaine attention aux États-Unis. En Europe, les programmes de recherche en sont à leurs débuts. Un aspect important qui n'a pas encore été abordé au Canada concerne les questions auxquelles la priorité devrait être accordée dans le cadre de la recherche, et la façon dont le Canada devrait organiser la recherche sur le gaz de schiste.

Pour améliorer la compréhension des risques à l'égard des ressources en eaux de surface et eaux souterraines, un effort important devra être consacré à la mise en place d'une surveillance efficace des conditions de référence ainsi qu'à la mise en œuvre d'une surveillance opérationnelle efficace. Un défi particulier sera associé à l'implantation d'un programme de surveillance des effets cumulatifs de la mise en valeur du gaz de schiste adapté à l'échelle des bassins hydrologiques. Les effets cumulatifs se révèlent les plus marqués à cette échelle géographique. Dans un contexte de mise en valeur sur la base de connaissances incomplètes, une philosophie de surveillance et de gestion adaptative mettant l'accent sur la transparence permettrait de mettre au jour le plus rapidement possible les incidences imprévues.

Par ailleurs, il conviendra de ne pas sous-estimer le besoin d'une surveillance des effets cumulatifs après la production. Même lorsque les plans, les procédures et les programmes de surveillance sont respectés, les conséquences cumulatives inattendues des activités de mise en valeur pourront n'être détectées qu'au moyen d'un programme de surveillance post-opérationnelle efficace et d'une gestion adaptative.

Le peu de surveillance qui a eu lieu dans les régions d'Amérique du Nord où le gaz de schiste est activement mis en valeur s'est fait à partir des puits domestiques. Bien qu'un tel échantillonnage, lorsque réalisé de manière exhaustive, puisse faire ressortir les conditions de référence de ces puits particuliers, il ne constitue pas un moyen efficace pour comprendre le système des eaux souterraines ou pour en déterminer les conditions de référence. Les défis qui se présentent

aux gouvernements et à l'industrie sont importants parce qu'ils imposeront l'élaboration et la mise à l'essai de méthodes et technologies de caractérisation des systèmes et de surveillance en vue de déterminer ce qui est efficace et efficient, avant qu'il soit possible d'assurer une surveillance à long terme rigoureuse. Vient compliquer ce défi le besoin d'une évaluation du rendement, d'une surveillance sentinelle et d'une surveillance des récepteurs, ce qui inclut à la fois les puits domestiques et les besoins en surveillance, et englobe non seulement les ressources en eau douce utilisées actuellement par les gens, mais également les ressources qui pourraient se révéler utilisables dans l'avenir.

De la documentation ressort un assez large consensus selon lequel la mise en valeur du gaz de schiste ne bénéficiera d'un large appui du public que si la surveillance est assurée de manière crédible et entièrement transparente. Toutefois, il n'existe pas d'exemples bien établis de la forme que pourraient prendre de tels programmes de surveillance. Un autre défi consiste à assurer que les résultats de la recherche pourront être ouvertement discutés et débattus, sans que cela retarde l'utilisation des résultats concluants aux fins de l'amélioration des méthodes et règlements. Il sera nécessaire d'assurer une transposition rapide à la pratique du nouveau savoir, de façon que ce dernier puisse être mis à profit avec rapidité et efficience.

Pour que la recherche soit des plus crédibles et qu'elle tire pleinement avantage de l'expertise bien établie qui s'offre au Canada, un financement substantiel devra venir de l'industrie aussi bien que des gouvernements. Cependant, les résultats de la recherche doivent rester crédibles. Le Canada est bien placé pour réaliser de solides recherches dans le cadre des programmes du CRSNG et du CRSH du gouvernement fédéral, qui font intervenir un financement conjoint par le gouvernement et l'industrie, une participation importante du milieu universitaire ainsi qu'une collaboration entre l'industrie et les gouvernements. Par souci de crédibilité, il conviendra d'éviter de confier la direction de la recherche à l'industrie, mais il sera essentiel de mettre à profit les conseils et l'expertise interne de cette dernière pour pouvoir relever les défis scientifiques et techniques qui se présenteront. Il sera nécessaire de réaliser des recherches de nature générique, dont les résultats seront pertinents dans toutes les provinces où se trouve du gaz de schiste, de même que des recherches propres à des régions ou zones particulières, dont les résultats seront les plus pertinents à l'échelle de provinces individuelles ou de régions particulières. Compte tenu que la recherche environnementale sur le gaz de schiste en est à ses débuts aux États-Unis et en Europe, une belle occasion s'offre au Canada de devenir un acteur majeur dans ce domaine de recherche.

Pour répondre aux questions les plus importantes au sujet des incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste, il sera nécessaire de mener à bien dans des sites représentatifs des recherches collaboratives englobant de nombreuses disciplines avant, pendant et après la fracturation hydraulique. Des études et une surveillance communautaires s'imposeront pour cerner les incidences sanitaires et sociales. En plus des programmes susmentionnés du CRSNG, il conviendrait de réaliser des recherches axées sur les sciences sociales pour pouvoir mettre à profit les récents programmes du CRSH appelés les Subventions de développement de partenariat et les Subventions de partenariat. De même, les IRSC incluent l'Institut des services et des politiques de la santé et l'Institut de la santé publique et des populations, qui pourraient offrir des programmes pertinents.

En ce qui concerne les aspects non sociaux ou liés à la santé, des expériences en laboratoire et sur le terrain s'imposeront. À l'égard de certaines questions comme la détérioration des scellements de ciment au fil du temps, des expériences et des mesures des milieux environnementaux devront se faire en parallèle avec l'élaboration de technologies de traitement et de surveillance, ce qui fera intervenir dans bien des cas l'acquisition de données à long terme. La plupart des projets de recherche réalisés au Canada sont d'une durée relativement courte, soit de cinq à dix ans ou moins. Pour répondre à certaines des questions les plus importantes au sujet du gaz de schiste, des recherches à plus long terme s'imposeront pendant les décennies prévues de mise en valeur et au cours de périodes suffisamment longues après la fermeture des puits.

L'objet de la recherche est de fournir un éclairage aux gouvernements et à l'industrie au sujet des incidences, de façon que des améliorations puissent être apportées à la surveillance, à l'atténuation et à la gestion en fonction des résultats de cette recherche. Pour que la recherche présente la plus grande utilité possible, des processus doivent être mis en place afin de rendre les résultats accessibles de manière transparente, cela en temps utile. Devant l'urgence que présente l'élaboration de procédures et règlements ancrés dans la science en vue de limiter le plus possible le risque d'incidences cumulatives à long terme, le transfert de l'information et des technologies pertinentes à l'industrie et aux organismes gouvernementaux concernés constitue un défi de taille.

9

Gestion et mesures d'atténuation

- Cadre de gestion des risques
- Technologies pour la mise en valeur du gaz de schiste
- Gestion rigoureuse des risques et de la sécurité
- Système de réglementation efficace
- Planification régionale
- Participation du public
- Conclusion

9 Gestion et mesures d'atténuation

La mise en valeur du gaz de schiste à grande échelle présente un certain nombre de risques pour l'environnement et la santé humaine, comme il a été expliqué aux chapitres précédents. Les lacunes dans les connaissances concernant ces risques font ressortir l'importance d'obtenir d'autres renseignements au moyen d'activités de surveillance et de recherche. Il serait ainsi possible d'analyser les risques et leurs conséquences, de les prévenir dans la mesure du possible, et de les atténuer de façon appropriée. Dans le présent rapport, le terme *atténuation* désigne toute mesure ou modification technique, tout règlement, politique, plan de gestion ou procédure, ou encore tout changement dans l'organisation sociale et la culture institutionnelle destiné à réduire les incidences environnementales réelles ou possibles de la mise en valeur du gaz de schiste.

En ce qui concerne les options en matière d'atténuation, le comité d'experts s'est vu demander de commenter l'état des connaissances entourant les mesures d'atténuation associées aux incidences environnementales, et plus particulièrement :

- Quelles pratiques techniques existent pour atténuer les impacts?
- Quelles lacunes scientifiques et technologiques présentent les mesures d'atténuation éventuelles?
- Quelles sont les pratiques exemplaires à l'échelle internationale pour atténuer les incidences?
- Quels fondements scientifiques sous-tendent les politiques ou les pratiques réglementaires actuelles sur la scène internationale?

Les réponses à ces questions soulèvent des difficultés liées aux éléments suivants :

- L'incertitude qui entoure le lieu, le rythme et l'ampleur des futures activités de mise en valeur du gaz de schiste au Canada.
- Les différences marquées entre les régions sur les plans géologique, environnemental et socio-économique (p. ex. densité de la population).
- L'évolution constante des technologies utilisées pour la mise en valeur du gaz de schiste (p. ex. le nombre de puits par plate-forme et la composition des fluides de fracturation) et des cadres réglementaires et stratégiques régissant cette activité (c.-à-d. les nouvelles règles dans plusieurs États américains, en Alberta et au Nouveau-Brunswick).
- Le manque de données de référence et de savoir scientifique au sujet des principaux facteurs environnementaux (p. ex. eaux souterraines, écoulements de fluide dans les formations rocheuses à faible perméabilité).
- Des différences entre les régions dans la perception et l'acceptation par le public de la mise en valeur du gaz de schiste.

Comme il a été mentionné aux chapitres précédents, il est difficile de quantifier les incidences de la mise en valeur du gaz de schiste sur les eaux souterraines et de surface, la qualité de l'air, le territoire, la santé humaine et le bien-être des collectivités, car on sait peu de choses au sujet des parcours empruntés par les contaminants entre les sites d'extraction de gaz de schiste et les récepteurs. Du fait de cette piètre compréhension des parcours et incidences, et plus précisément des incidences cumulatives à long terme, il est impossible de répondre en termes quantitatifs aux questions soumises au comité d'experts concernant l'atténuation. Quoi qu'il en soit, les technologies utilisées pour la mise en valeur du gaz de schiste sont suffisamment avancées, tout comme bon nombre d'idées quant à la façon dont les incidences environnementales peuvent se produire, pour que le comité d'experts puisse déterminer des mesures générales qui réduiraient la probabilité de telles incidences. Il existe également des méthodes ou systèmes de gestion des risques et de la sécurité qui se sont révélés efficaces dans d'autres industries et qui, de l'avis du comité d'experts, conviendraient bien dans le contexte de la mise en œuvre du gaz de schiste.

Par conséquent, le comité d'experts a choisi de se concentrer sur certaines des lacunes scientifiques et technologiques liées aux mesures d'atténuation et sur les caractéristiques principales d'un éventuel cadre de gestion des risques pour la mise en valeur du gaz de schiste, cela pour deux raisons :

(i) Pour mettre en évidence l'architecture générale d'un tel cadre plutôt que des mesures d'atténuation individuelles, lesquelles pourront devoir varier en fonction de facteurs historiques, institutionnels ou régionaux et s'adapter aux changements technologiques et aux propositions concrètes de mise en valeur du gaz de schiste.

(ii) Pour reconnaître les effets cumulatifs de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste.

Comme l'explique le comité d'experts ci-dessous, l'atténuation des effets néfastes ne se limite pas à déployer des pratiques techniques appropriées; elle exige également que les autorités réglementaires et les exploitants mettent en œuvre des politiques adéquates à l'égard de la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste.

Le comité d'experts a choisi une approche sélective plutôt que globale en raison de l'étendue variable des lacunes scientifiques et technologiques qu'il a recensées. Par ailleurs, les pratiques exemplaires continuent d'évoluer. Néanmoins, dans le présent chapitre, le comité d'experts examine un certain nombre de mesures d'atténuation susceptibles de réduire les incidences environnementales possibles de la mise en valeur du gaz de schiste.

Le comité d'experts ne fait pas de suppositions quant à savoir si et quand la mise en valeur du gaz de schiste se fera. L'objectif du présent chapitre, en conformité avec le mandat du comité d'experts, est de présenter de l'information sur la probabilité que les incidences environnementales potentielles puissent être atténuées dans les régions où a lieu la mise en valeur du gaz de schiste. Le comité d'experts sait que la mise en valeur se fait déjà dans deux provinces, mais que d'autres administrations (p. ex. l'État de New York) ont débattu des avantages liés à une approche lente de mise en valeur. Il n'est pas nécessairement évident, par exemple, qu'il est préférable pour la société de commencer aujourd'hui l'extraction du gaz d'un lit de schiste pour l'achever dans 20 ans plutôt que de la commencer dans 3 ans pour l'achever dans 23 ans (Goldstein *et al.*, 2013), surtout dans les cas où l'aménagement du territoire et le cadre réglementaire sont incomplets. La technologie de forage gazier connaît des avancées rapides qui permettront à la fois de réduire la probabilité d'incidents graves, comme des défaillances de cuvelage, et d'améliorer la récupération. Autrement dit, le rythme de la mise en valeur est un facteur déterminant du succès d'une stratégie de gestion des risques.

Le comité d'experts est d'avis que le cadre de gestion des risques présenté ci-dessous est pertinent pour différents scénarios de mise en valeur et que son application serait bénéfique dans divers contextes. Le comité d'experts estime qu'il existe des mesures efficaces permettant d'atténuer plusieurs des incidences de la mise en valeur du gaz de schiste, mais que certaines incidences subsisteront néanmoins même si des pratiques d'atténuation sont mises en œuvre. Si minutieux ou bien intentionnés qu'ils soient, le gouvernement et les dirigeants de l'industrie ne peuvent garantir que tous les risques environnementaux seront atténués ni que toutes les incidences seront évitées si l'on va de l'avant avec la mise en valeur du gaz de schiste.

9.1 CADRE DE GESTION DES RISQUES

En se fondant sur l'expérience d'autres secteurs industriels (p. ex. l'industrie chimique), le comité d'experts conclut que l'atténuation des incidences environnementales de l'exploration, l'extraction et la mise en valeur des ressources en gaz de schiste du Canada doit reposer sur une approche globale mettant l'accent sur cinq éléments qui se renforcent mutuellement :

(i) *Technologies pour la mise en valeur et la production du gaz de schiste.* Les matériaux, l'équipement et les produits doivent être adéquatement conçus, installés en conformité avec les spécifications, et entretenus de façon fiable.

(ii) *Systèmes de gestion pour contrôler les risques pour l'environnement et la santé publique.* Une gestion rigoureuse et exhaustive des matériaux, de l'équipement et des processus associés à la mise en valeur et à l'exploitation des gisements de gaz de schiste garantira la sécurité du public et réduira les risques environnementaux.

(iii) *Système réglementaire efficace.* Les règles régissant la mise en valeur du gaz de schiste doivent se fonder sur des données scientifiques solides, et il s'impose de surveiller l'application de ces règles et d'en assurer le respect.

(iv) *Planification régionale.* Pour assurer la protection de l'environnement, les plans de forage et de mise en valeur doivent refléter les conditions environnementales locales et régionales, ce qui inclut les utilisations existantes des terres et les risques environnementaux. Certaines régions pourraient ne pas se prêter à la mise en valeur, tandis que dans certaines autres, l'adoption de mesures de gestion particulières pourrait s'imposer.

(v) *Participation des citoyens et intervenants locaux.* Un engagement du public est nécessaire non seulement pour assurer que les résidents locaux seront tenus au fait des activités de mise en valeur, mais également pour cerner quels aspects de leur qualité de vie et de leur bien-être leur sont les plus chers, en vue de mettre en place un processus qui emportera leur confiance tout en protégeant leurs valeurs.

Chacun de ces éléments du cadre de gestion des risques serait étayé par des programmes de surveillance environnementale comportant des activités telles que la recherche, la caractérisation et la modélisation. L'objet de tels programmes est de détecter les changements découlant de la mise en valeur, de vérifier l'exactitude des prévisions, d'évaluer les risques, de concevoir des stratégies d'atténuation et d'évaluer le rendement. Le comité d'experts a traité des questions de surveillance au chapitre précédent.

9.2 TECHNOLOGIES POUR LA MISE EN VALEUR DU GAZ DE SCHISTE

L'extraction et la mise en valeur des ressources en gaz de schiste font intervenir de nombreuses activités et technologies. Un grand nombre de celles-ci sont bien établies dans l'industrie pétrolière et gazière, tout comme de nombreuses pratiques de protection de l'environnement. Plutôt que de passer en revue les pratiques techniques qui atténuent les incidences environnementales de chaque activité liée à la mise en valeur du gaz de schiste, le comité d'experts se concentre ci-après sur un aspect essentiel à la protection des ressources en eaux souterraines et à la réduction des émissions de GES : l'intégrité des puits.

9.2.1 Construction des puits

Conclusions d'autres comités sur l'intégrité des puits

Bien que le comité d'experts ait souligné l'importance de l'intégrité des puits, il ne s'agit pas d'une préoccupation nouvelle en ce qui concerne les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste. Avant la présente évaluation, au moins trois autres comités d'experts nationaux ont abordé pour leurs gouvernements respectifs les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste, à savoir ceux des États-Unis (Secretary of Energy Advisory Board), du Royaume-Uni et de l'Australie (SEAB, 2011; Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012; ACOLA, 2013). Leurs rapports contiennent des recommandations, et ils sont globalement similaires en ce qu'ils recensent bon nombre des mêmes problèmes, malgré certaines différences substantielles au regard des aspects sur lesquels l'accent est mis. Le présent comité d'experts a eu la chance d'examiner ces rapports et leurs recommandations, ainsi que de consulter de nouveaux écrits scientifiques importants parus depuis la production de ces rapports. Les principales préoccupations mentionnées dans les rapports concernent les incidences sur les eaux souterraines et de surface, les questions liées à l'écologie, au territoire, à l'empreinte carbonique et au changement climatique, la santé et le bien-être des collectivités, les erreurs et accidents d'exploitation, ainsi que les relations publiques et les communications. L'intégrité des puits est liée d'une façon ou une autre à bon nombre de ces préoccupations.

Le premier de ces rapports nationaux, celui des États-Unis, indique que « des inspections sont nécessaires pour confirmer que les exploitants ont pris des mesures immédiates pour réparer les joints de ciment défectueux » [traduction] (SEAB, 2011a). De même, on peut lire dans le rapport anglais que « les mesures visant à assurer l'intégrité des puits doivent demeurer la toute première priorité si l'on veut éviter la contamination » [traduction] (Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012). L'*Offshore Installations and Wells (Design and Construction) Regulations* du Royaume-Uni (1996) exige que la conception et la construction des puits terrestres et marins soient examinées par une personne compétente indépendante (mais pas nécessairement un tiers). Cette personne peut analyser les résultats des essais d'intégrité des puits et exprimer des réserves en matière de santé et de sécurité, mais elle n'a pas le pouvoir d'interdire des activités (U.K. Parliament, 1996). Dans un rapport paru en 2012, la Royal Society et la Royal Academy of Engineering du Royaume-Uni recommandent que l'indépendance de la personne qui exerce cette fonction soit renforcée.

Le rapport de l'Australie examine de façon plus approfondie la question de l'intégrité des puits en mettant l'accent sur une vision à plus long terme, indiquant que « le ciment et l'acier n'assurent pas une intégrité à très long terme lorsqu'ils

sont utilisés dans des matériaux géologiques » [traduction] (ACOLA, 2013). Le rapport mentionne également qu'il n'y a pas assez de données et d'analyses adéquates pour définir en quoi consiste un puits défectueux et indique que :

> l'abandon des puits n'est pas simplement une question réglementaire; c'est une question qui exige plus de recherche et de développement dans des domaines comme le comportement à très long terme des ciments et la surveillance étendue dans des conditions souterraines défavorables […]. L'intégrité à très long terme d'un puits cimenté et abandonné (pendant plus de 50 ans) est un sujet sur lequel il sera essentiel d'avoir plus de renseignements. [traduction]

Les trois rapports préconisent la surveillance de l'intégrité des puits pendant toute leur durée de vie.

En Allemagne, un comité financé par ExxonMobil a également mentionné la question de l'intégrité des puits dans son rapport, où l'on peut lire que « les 80 ans d'expérience de l'industrie en ce qui concerne la stabilité à long terme du ciment indiquent que la cimentation des puits de gaz n'assure pas leur étanchéité indéfiniment » et que « les puits abandonnés et scellés doivent faire l'objet d'une surveillance de façon à détecter les émissions de gaz et de contaminants suffisamment tôt pour que puissent être prises les mesures de prévention nécessaires » [traduction] (Ewen *et al.*, 2012). Le chapitre 3 décrivait les causes de la détérioration du ciment et indiquait que celle-ci peut être très lente. Cette situation laisse entrevoir la nécessité d'une surveillance *à perpétuité*, car même après qu'on ait réparé d'anciens puits présentant des fuites, les réparations du ciment pourraient elles-mêmes se détériorer.

La reconnaissance du fait que des puits peuvent fuir pendant plusieurs décennies ou même plus longtemps pose un défi pour tous les gouvernements appelés à réglementer la mise en valeur du gaz de schiste. Le défi consiste à concilier le désir de notre société actuelle de tirer parti des avantages économiques de cette ressource naturelle avec l'impératif éthique voulant qu'on évite de transférer aux générations futures la responsabilité de l'entretien des puits et de la surveillance des incidences.

Parmi les quatre rapports cités plus haut, seul le rapport de l'Allemagne contient des recommandations spécifiques fondées sur les incertitudes à long terme, dont la principale est « de procéder lentement et d'agir avec prudence » [traduction] et de mener des recherches fondamentales à long terme (Ewen *et al.*, 2012). Il y est recommandé de mettre en valeur le gaz de schiste « en approuvant au cas par cas un petit nombre de projets de fracturation hydraulique et en les

surveillant de façon rigoureuse suivant la méthode scientifique » [traduction]. Les premiers projets serviraient de laboratoires de terrain pour l'examen de nombreuses incertitudes, étant entendu que les résultats obtenus à ce premier stade détermineraient l'avenir de la mise en valeur du gaz de schiste (Ewen *et al.*, 2012).

Au Royaume-Uni, la Royal Society et la Royal Academy of Engineering (2012) ont indiqué qu'une initiative européenne favorisant des pratiques d'exploitation durable des ressources non classiques « établira un "laboratoire de terrain" pour la mise à l'essai et la démonstration de pratiques exemplaires financées de façon indépendante par des entités non engagées activement dans des activités d'extraction pétrolière et gazière » [traduction]. Il est permis d'espérer que le Canada tirera profit des connaissances acquises grâce aux laboratoires de terrain en Europe, bien qu'il soit peu probable que tous les résultats puissent être transposés au contexte canadien.

Au Canada, l'ONE peut évaluer les questions relatives à l'intégrité des puits dans le cadre de son mandat lié à l'octroi de permis aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* pour des puits situés sur des terres fédérales (p. ex. au Nunavut). Dans ses exigences de production de rapports sur la fracturation hydraulique, l'ONE précise que l'objectif des exigences est d'assurer que l'exploitant fait la preuve de ce qui suit :

- au moins deux scellements de puits indépendants et éprouvés (barrières) sont en place à toutes les étapes des travaux relatifs au puits;
- les scellements de puits assurent l'intégrité du puits pendant tout son cycle de vie et dans toutes les conditions de charge, ainsi que pendant les activités de fracturation hydraulique et d'achèvement;
- des réparations sont effectuées ou d'autres mesures correctives sont prises sans délai en cas de perte de contrôle du puits ou si la sécurité, la protection de l'environnement ou la conservation des ressources est menacée;
- la sécurité des travailleurs et de la population est protégée, et la fracturation hydraulique ne produira ni déchet ni pollution;
- tout l'équipement est mis à l'essai à la pression maximale à laquelle il est susceptible d'être exposé.

(ONE, 2013a)

Règlements provinciaux

Un autre exemple de mesure d'atténuation des risques concerne les distances de sécurité stipulées entre les puits de gaz et les puits domestiques. Le tableau 9.1 résume les règlements sur l'intégrité des puits, les distances de retrait des puits et le stockage des eaux de reflux (trois sources possibles importantes d'incidences environnementales) de la Colombie- Britannique, de l'Alberta et du Nouveau-Brunswick en date de juin 2013. Le Québec et la Nouvelle-Écosse ne font pas partie du tableau, ces provinces n'ayant pas fini de mettre à jour leurs règlements concernant ces questions.

Comme il a été indiqué au chapitre 8, le fondement scientifique des règlements sur les distances de retrait est ténu. Une réduction des distances ferait augmenter les risques, mais en l'absence de données, le niveau de réduction des risques demeure imprécis. Par ailleurs, le fait d'exiger une distance de sécurité de 1 000 mètres équivaudrait à mettre un terme à la mise en valeur du gaz de schiste dans certaines régions du Québec et des provinces maritimes, et dans les régions agricoles de l'Alberta et de la Saskatchewan. Cela fait clairement ressortir le besoin de poursuivre l'étude de l'intégrité des puits et de prévoir une certaine souplesse dans la réglementation pour tenir compte des conditions géologiques.

Étant donné que des dizaines de milliers de puits de gaz de schiste pourraient être forés au cours des 50 à 100 prochaines années, des recherches crédibles sur ces questions importantes doivent être réalisées par des chercheurs non soumis à l'influence des secteurs intéressés. Les principaux utilisateurs des résultats de ces recherches seraient l'industrie, mais les gouvernements et leurs organismes de réglementation tireraient également profit d'une base scientifique et technique renforcée dans l'élaboration de politiques publiques destinées à améliorer la sécurité.

Tableau 9.1

Liste sélective de règlements provinciaux relatifs aux puits dans le contexte de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada

Exigence réglementaire		Colombie-Britannique	Alberta	Nouveau-Brunswick
Intégrité des puits	Profondeur du cuvelage de surface	• Tiré de l'*Oil and Gas Activities Act* : « Le cuvelage de surface doit être installé dans une formation compétente, à une profondeur suffisante pour offrir un ancrage adéquat pour l'équipement de prévention des éruptions et assurer un contrôle des pressions prévues à l'intérieur du puits. » [traduction]	• La profondeur requise du cuvelage de surface se calcule par puits, en fonction de la pression du réservoir et de la profondeur verticale réelle, mais elle doit être d'au moins 25 m inférieure à la profondeur du puits d'eau le plus profond situé dans un rayon de 200 m.	• Une profondeur d'au moins 25 m sous toutes les strates qui contiennent des eaux souterraines (non salines), ou une profondeur calculée selon la formule de l'Alberta (Directive 008).
	Colonnes de cuvelage requises	• Des cuvelages intermédiaires, de production et de surface sont requis. • L'annulaire doit être rempli de ciment jusqu'à la surface. • Tiré de l'*Oil and Gas Activities Act* : « un puits foré [...] doit être cimenté sur toute la longueur de la colonne de cuvelage suivante si le cuvelage de surface ne descend pas sous la base de toutes les strates poreuses qui contiennent des eaux souterraines utilisables, ou jusqu'à une profondeur minimale de 600 m. » [traduction]	• Les systèmes à simple ou double barrière (triple cuvelage) sont autorisés. • Dans les systèmes à double barrière, la barrière secondaire doit être installée et cimentée dans la roche couverture avant le forage de la section latérale. • Lorsqu'un cuvelage triple n'est pas utilisé, des exigences supplémentaires régissent la surveillance de l'intégrité du cuvelage. Par exemple, les exploitants « doivent être en mesure de démontrer l'intégrité du cuvelage et du ciment pendant les opérations de fracturation ». [traduction]	• Des cuvelages intermédiaires, de production et de surface sont requis. • « Tous les puits [....] doivent être conçus de manière à offrir une protection au moyen d'une barrière primaire et secondaire pendant les opérations de fracturation hydraulique, par le recours à une combinaison des éléments suivants : cuvelage intermédiaire, cuvelage de production, crépine de production, cuvelage et/ou colonne de raccordement. » [traduction]
	Diagraphie	• Une diagraphie de rayons gamma, une diagraphie de neutrons et une diagraphie de résistivité et de porosité doivent être prises avant l'achèvement, la suspension ou l'abandon d'un puits. • S'il y a plus d'un puits sur une même plate-forme, ces tests sont requis pour un seul des puits, à l'exception de la diagraphie de rayons gamma, qui doit être exécutée pour tous les puits.	• Des diagraphies mesurant le potentiel spontané et la résistivité doivent être effectuées avant l'achèvement, l'abandon ou la suspension d'un puits.	• On a recours à des diagraphies du ciment pour évaluer la qualité des travaux de ciment. Des diagraphies d'évaluation acceptables incluront des diagraphies d'adhésivité radiale ou des diagraphies d'adhésivité omnidirectionnelle (en combinaison avec une diagraphie d'adhésivité du ciment). • Des diagraphies du ciment servant à évaluer le cuvelage de production doivent être effectuées avant la perforation du cuvelage ou le début d'un programme de fracturation hydraulique.

suite à la page suivante

Exigence réglementaire		Colombie-Britannique	Alberta	Nouveau-Brunswick
Distances de retrait	Distance des puits d'eau ou des sources d'eau de surface	• Il n'est pas permis d'installer des puits à moins de 200 m de puits d'eau, sauf sur approbation écrite de l'Oil and Gas Commission. • Si un puits est situé à moins de 100 m des limites naturelles d'un plan d'eau, ou à plus de 100 m mais qu'il se trouve à un endroit à partir duquel un écoulement non contrôlé pourrait atteindre ce plan d'eau, des dispositifs de contrôle de surface doivent être mis en place pour contenir les fuites de fluides.	• La fracturation hydraulique est interdite à une distance horizontale de 200 m de l'emplacement à la surface d'un puits d'eau, et à une distance verticale de 100 m de la profondeur du puits d'eau.	Il n'est pas permis d'installer des plates-formes de puits dans un rayon de : • 500 m de la tête d'un puits public d'approvisionnement en eau; • 250 m de la tête d'un puits communal d'approvisionnement en eau; • 250 m d'une prise d'eau de surface alimentée par une source d'eau communale non municipale. • 250 m de la rive d'un lac (naturel) ou réservoir qui sert de sources publiques d'approvisionnement en eau (ou d'une source d'eau communale non municipale).
	Distance des immeubles	L'installation de puits n'est pas autorisée : • dans un rayon de 100 m d'un immeuble permanent ou d'un lieu public.	L'installation de puits n'est pas autorisée : • dans un rayon de 200 m d'habitations publiques.	L'installation de têtes de puits n'est pas autorisée dans un rayon : • de 500 m d'une école, d'un hôpital ou d'une maison de soins; • de 250 m d'une habitation.

Sources des données : B.C. Oil and Gas Commission, 2010b; Province de la Colombie-Britannique, 2012; AER, 2013a, 2013b; Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013b

9.3 GESTION RIGOUREUSE DES RISQUES ET DE LA SÉCURITÉ

La gestion de la sécurité des processus (y compris les plans d'intervention d'urgence) est le mécanisme de gestion qui est généralement utilisé en Amérique du Nord pour assurer la sécurité du public et la protection de l'environnement (p. ex. OSHA 1910.119, et Risk Management Program de l'EPA). La mise en œuvre de technologies et pratiques d'avant garde peut réduire considérablement les risques posés par la mise en valeur du gaz de schiste, mais ces risques ne sont pas uniquement causés par une mauvaise utilisation de la technologie. Des mécanismes de gestion inadéquats contribuent également à la dégradation de l'environnement; c'est pourquoi il est important d'en assurer le bon rendement.

Des données probantes indiquent que certaines entreprises renforcent leurs pratiques en matière de sécurité à la lumière des défis qu'elles rencontrent dans la mise en valeur du gaz de schiste. Par exemple, l'espacement serré des opérations d'achèvement sur une même plate-forme pour réduire l'empreinte environnementale globale d'un projet (et réduire les coûts) crée des défis uniques en matière de sécurité.

- Les activités de forage d'un puits et de fracturation d'un autre puits situé sur la même plate-forme peuvent se faire en même temps, à proximité l'une de l'autre.
- Des stimulations à haute pression pourraient ouvrir des voies communiquant dans le sous-sol avec l'appareil de forage.
- Sur une plate-forme de 16 puits, il y a 16 sources potentielles de pression venant des puits en tant que tels, en plus de l'équipement de pompage, chacune de ces source présentant un risque pour la sécurité.

(DeMong *et al.*, 2010)

Ces facteurs ont entraîné des modifications importantes de la façon dont certaines sociétés opèrent sur le terrain, y compris l'établissement de protocoles de sécurité spécialement conçus pour réduire les risques. L'élaboration de ces protocoles doit tenir compte du fait qu'un seul puits peut faire intervenir différents entrepreneurs pour la construction de la plate-forme, le forage du puits, sa cimentation et sa fracturation, la livraison du ravitaillement et le ramassage des déchets. Dans une certaine mesure, les entrepreneurs sont tous responsables d'assurer la sécurité des opérations, et tous doivent respecter les procédures de sécurité convenues.

Comme l'industrie du gaz de schiste, d'autres industries (p. ex. de l'extraction des sables bitumineux, de la fabrication de produits chimiques ou de l'exploitation minière) utilisent des technologies, produits ou processus dangereux, gèrent des déchets industriels et construisent des infrastructures permanentes et temporaires. Ces industries ont elles aussi mis au point des systèmes de gestion des risques associés à leurs activités. L'expérience acquise dans ces industries (c.-à-d. l'application de différents codes volontaires comme l'initiative Gestion responsable de l'industrie chimique ou l'initiative Vers le développement minier durable de l'industrie minière) montre que la gestion rigoureuse des risques doit se fonder sur la définition, la quantification et la documentation des exigences en matière de rendement fonctionnel et viser à réduire les risques autant qu'il est raisonnablement possible pendant tout le cycle de vie du site (Moffet *et al.*, 2004).

Plus précisément, un système rigoureux de gestion des risques et de la sécurité comprend habituellement les éléments suivants, bien que leur nomenclature et leur présentation puissent varier d'une industrie à l'autre[27].

(i) Création et promotion d'une culture de protection et de sécurité environnementale dans l'ensemble de l'organisation.

(ii) Processus d'identification des dangers et d'évaluation des risques qui décrit la probabilité qu'un événement survienne et la gravité des conséquences possibles.

(iii) Système de gestion des risques qui englobe des activités et responsabilités telles les suivantes :
- gestion des procédures de changement pour recenser et contrôler les dangers associés aux changements apportés aux installations, aux procédures opérationnelles normalisées ou au personnel, en vue de prévenir la création de nouveaux dangers et de tenir l'information à jour;
- procédures opérationnelles normalisées, notamment une liste d'étapes à suivre pour l'accomplissement d'une tâche donnée, décrivant la façon d'exécuter chaque tâche et l'ordre des étapes;
- pratiques de travail sécuritaires pour la réalisation de tâches répétitives;
- gestion des entrepreneurs, pour assurer qu'ils connaissent les risques associés à une installation, ainsi que les règles en matière de sécurité et d'environnement qu'ils sont tenus de suivre;
- formation pour permettre aux employés et aux entrepreneurs d'obtenir les renseignements et les compétences nécessaires pour accomplir leurs tâches et protéger l'environnement;

27 Il existe d'autres systèmes de gestion des risques et de la sécurité (p. ex. *Successful Health and Safety Management* (R.-U.), normes ISO (internationales), *Occupational Health and Safety Advisory Services* (É.-U.), *Responsible Care* (initiative internationale)), mais ils reposent bien souvent sur une architecture et des principes similaires.

- procédures pour assurer que les structures et l'équipement essentiels sont conçus, construits, vérifiés, inspectés, surveillés et entretenus conformément aux recommandations des fabricants, aux normes applicables de l'industrie et en fonction de leur utilisation;
- examen de la sécurité et de l'état de préparation de l'équipement avant d'utiliser un nouvel équipement ou après un arrêt prolongé;
- processus officiel de signalement et d'enquête à l'égard des incidents, incluant la détermination des circonstances ayant entouré chaque accident et la formulation de recommandations pour éviter qu'ils ne se reproduisent;
- plan d'intervention d'urgence pour assurer que le personnel sur le site est toujours conscient des risques et qu'il sait quoi faire en cas de problème — un tel plan devrait être intégré au plan d'intervention d'urgence de la collectivité et des autorités publiques;
- recensement des lois, règlements et normes applicables aux installations à gérer, et vérifications régulières pour assurer la conformité et la mise en œuvre suivant un processus d'amélioration continue.

(iv) Système de gestion du rendement, y compris des indicateurs pour surveiller le rendement lié à la sécurité des processus et à la protection de l'environnement. En plus d'assurer un suivi de la sécurité des processus et du rendement en matière de protection de l'environnement, les indicateurs permettent au gouvernement, à l'industrie et au public « de déterminer si la mise en valeur des gisements, les plans de projet et les autres processus connexes sont efficaces dans la poursuite des résultats réglementaire, de déterminer l'efficacité des outils et processus réglementaires, et de cerner de manière proactive les nouveaux risques ou les situations où certains seuils sont en voie d'être atteints ou dépassés » [traduction] (AER, 2012e).

Un tel système de gestion du rendement doit faire l'objet de vérifications. La publication intitulée *Recommended Practice: Risk Management of Shale Gas Developments and Operations* sert de document de référence pour la réalisation de vérifications de systèmes de gestion par une tierce partie (DNV, 2013). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) incite également les exploitants à reconnaître le bien-fondé des évaluations et vérifications indépendantes du rendement (AIE, 2012b).

Un processus efficace de gestion des risques adaptera systématiquement ses pratiques en fonction des résultats. Une telle démarche d'amélioration continue est intégrée aux méthodes de gestion de certaines industries (p. ex. celle de la fabrication de produits chimiques) et nécessite, pour être efficace, des processus décisionnels bien définis.

9.3.1 Normes et codes volontaires

Une multitude d'organisations ont mis au point des normes, codes et directives pour intégrer la gestion des risques et de la sécurité aux systèmes de gestion des exploitants de gaz de schiste (voir le tableau 9.2).

Tableau 9.2

Exemples de normes et de codes volontaires pertinents pour l'industrie du gaz de schiste

Organisme	Code
American Petroleum Institute	• API HF1 *Hydraulic fracturing operations — well construction and integrity guidelines* (Opérations de fracturation hydraulique – lignes directrices sur la construction de puits et leur intégrité)
Det Norske Veritas (DNV)	• *Risk management of shale gas developments and operations* (Gestion des risques liés à la mise en valeur du gaz de schiste et aux opérations connexes)
Organisation internationale de normalisation	• ISO 9001 Systèmes de management de la qualité • ISO 14001 Systèmes de management environnemental • ISO 31010 Gestion des risques – Techniques d'évaluation des risques
Occupational Health and Safety Advisory Services (États-Unis)	• OHSAS 18001 *Occupational health and safety systems* (Systèmes de santé et sécurité au travail) • OHSAS 1910.119 *Process safety management of highly hazardous chemicals* (Gestion de la sécurité opérationnelle liée aux produits chimiques très dangereux)
Association canadienne de l'industrie de la chimie	• Engagements au titre de la Gestion responsable
Organisation de coopération et de développement économiques	• Gouvernance d'entreprise en matière de sécurité des procédés
Association canadienne de normalisation	• Stockage géologique du dioxyde de carbone
Association canadienne des producteurs pétroliers	• *Hydraulic fracturing in Canadian shale and tight gas* (Fracturation hydraulique du gaz de schiste et du gaz de réservoir compact au Canada)
Center for Sustainable Shale Development (Pennsylvanie)	• *Performance standards for unconventional activities in the Appalachian Basin* (Normes de rendement pour les activités non classiques dans le bassin des Appalaches)
Interfaith Center on Corporate Responsibility (ICCR) et Investor Environmental Health Network (IEHN)	• *Extracting the Facts: An Investor Guide to Disclosing Risks from Hydraulic Fracturing Operations* (Extraire les faits : Guide de l'investisseur pour la divulgation des risques liés aux opérations de fracturation hydraulique)

9.3.2 Organismes de normalisation

L'American Petroleum Institute a élaboré un grand nombre de normes pour l'industrie nord-américaine du pétrole et du gaz, y compris des normes portant précisément sur la fracturation hydraulique et la mise en valeur du gaz de schiste. Parmi les normes internationales, citons les recommandations de Det Norske Veritas (DNV). Dans la même veine, l'Association canadienne de normalisation a établi une norme pour le stockage géologique du dioxyde de carbone (qui soulève certaines des mêmes questions que le gaz de schiste, c.-à-d. la possible migration incontrôlée des fluides dans le sous-sol) (Groupe CSA, 2012).

9.3.3 Codes volontaires

L'industrie pétrolière et gazière revoit également ses pratiques pour les adapter à la mise en valeur du gaz de schiste. Le rendement environnemental d'une industrie n'est pas uniquement guidé par des règlements gouvernementaux, mais aussi par des attentes sociales, la culture d'entreprise et des considérations financières, entre autres choses. Souvent, ces facteurs sont intégrés à des codes volontaires, définis par Industrie Canada en 2010 comme étant « des codes de pratique et d'autres dispositions destinés à influencer, façonner, surveiller ou encadrer le comportement sur les marchés ». Les codes existants traitent d'une grande variété de questions liées à la protection de l'environnement, aux consommateurs et à la collectivité, ainsi que d'autres sujets, et bien qu'ils soient volontaires, ils peuvent souvent avoir des ramifications juridiques. Ils peuvent être cités dans les lois, expliqués dans les exigences réglementaires ou encore être utilisés par les tribunaux comme normes pour définir le niveau approprié de gestion responsable dans une industrie (Webb, 2004).

Des codes volontaires concernant l'industrie du gaz de schiste existent au Canada. Un grand nombre traitent de questions de santé et sécurité, et certains de gestion de la qualité, tandis que d'autres visent à améliorer le rendement environnemental.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers, dont les membres contrôlent 90 % de la production de gaz naturel et de pétrole brut du Canada, a publié une série de principes directeurs et de pratiques d'exploitation régissant les activités de fracturation hydraulique qui couvrent sept domaines :

- Divulgation d'additifs contenus dans les fluides de fracturation (ACPP, 2012h)
- Évaluation et gestion des risques associés aux additifs dans les fluides de fracturation (ACPP, 2012g)
- Essais de base sur les eaux souterraines (ACPP, 2012b)
- Construction de puits de forage et assurance de la qualité (ACPP, 2012f)
- Approvisionnement en eau, mesures et réutilisation de l'eau (ACPP, 2012e)

- Transport, manipulation, stockage et élimination des fluides (ACPP, 2012d)
- Activité sismique induite anormale : évaluation, surveillance, mesures d'atténuation et capacité d'intervention (ACPP, 2012c).

Élaboré par consensus entre les exploitants de l'industrie, chacun de ces principes directeurs comprend une description des exigences opérationnelles, des mesures de rendement et des attentes en matière d'établissement de rapports. Certains incluent également des organigrammes et des listes de vérification. L'ACPP fera rapport chaque année sur la mise en œuvre de ces principes directeurs par ses membres (ce qu'elle a commencé dans son rapport d'étape de 2013). Par ailleurs, par l'entremise de son programme Énergie canadienne responsable, l'ACPP présente chaque année un rapport sur les progrès de ses membres dans le domaine du rendement sur les plans environnemental, social, de la santé et de la sécurité en ce qui a trait à toutes les opérations pétrolières et gazières (ACPP, 2012a).

La Petroleum Services Association of Canada a aussi entrepris l'élaboration de son propre code de conduite régissant les opérations de fracturation hydraulique. Elle prévoit le publier d'ici la fin de 2013 (PSAC, 2013). Le Horn River Producers Group, initiative de collaboration entre des entreprises réalisant des projets de mise en valeur du gaz de schiste dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, a également son code volontaire. Ensemble, les producteurs s'efforcent de réduire leur empreinte environnementale, d'appuyer la recherche sur la surveillance des ressources en eau, de mobiliser les intervenants locaux (y compris les collectivités des Premières Nations) et de promouvoir l'emploi à l'échelon local (Horn River Producers Group, 2010). Le groupe participe également à des projets de construction et d'entretien des routes, planifie l'aménagement des chantiers de forage autour des infrastructures existantes et utilise les routes comme corridors de pipelines, réduisant ainsi les coûts environnementaux et de mise en valeur.

9.3.4 Codes des entreprises

Certaines entreprises ont élaboré leurs propres programmes et principes d'exploitation pour protéger l'environnement. Le programme *Responsible Products* d'Encana vise à garantir que les produits qu'elle utilise pour ses opérations de fracturation hydraulique sont sans danger, efficaces et aussi respectueux de l'environnement que possible. Le programme *Courtesy Matters* porte sur les irritants comme les déchets, la circulation, le bruit, la poussière et les activités liées aux concessions qui touchent les collectivités locales (Encana, 2013). Dans un autre ordre d'idées, Shell assume l'essentiel des coûts en capital d'une usine municipale de traitement des eaux usées à Dawson Creek, en Colombie-Britannique, donnant

à la municipalité et à elle-même accès à une source d'approvisionnement en eau traitée (Hume, 2012). Plusieurs autres entreprises au Canada et aux États-Unis ont établi des programmes similaires pour protéger l'environnement, réduire les incidences sociales négatives et accroître les retombées locales.

9.3.5 Lignes directrices de tiers

Des organisations du secteur social ont également élaboré des pratiques et objectifs recommandés pour gérer les risques associés à la mise en valeur du gaz de schiste (voir le tableau 9.2).

9.4 SYSTÈME DE RÉGLEMENTATION EFFICACE

La surveillance efficace des opérations dangereuses par le gouvernement aide à protéger la santé humaine et l'environnement. Un système de contrôle destiné à assurer le respect des lois et règlements applicables inclut généralement une série de mesures telles que des règles, normes, interdictions, rapports obligatoires, inspections et sanctions. Les systèmes peuvent être prescriptifs (p. ex. en indiquant la technologie qui doit être utilisée) ou fondés sur le rendement (p. ex. en précisant le résultat souhaité). Dans les deux cas, la norme de rendement doit s'appuyer sur des données scientifiques fiables (p. ex. le niveau d'émissions acceptable du point de vue de la santé humaine ou de la protection de l'environnement).

L'établissement et l'application de normes du genre sont souvent difficiles : les données scientifiques disponibles pourraient ne pas être concluantes, les conditions pourraient changer et rendre ainsi les normes existantes moins efficaces, et les ressources pourraient être insuffisantes. Maule *et al.* (2012) documentent les difficultés rencontrées par certains États américains où se font des activités intensives de mise en valeur du gaz de schiste pour ce qui est de mettre en œuvre un système d'assurance de la conformité efficace au regard de la divulgation des produits chimiques utilisés pour la fracturation (p. ex. budgets insuffisants des organismes, manque de personnel et dossiers incomplets). Ces difficultés peuvent être accentuées lorsque le rythme de la mise en valeur s'accélère, grevant la capacité des organismes de réglementation de surveiller les changements environnementaux et de faire respecter les règlements (GAO des États-Unis, 2012a; Vaughn, 2012). Dans sa publication intitulée *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, l'Agence internationale de l'énergie souligne l'importance de veiller à ce que les organismes de réglementation disposent de ressources adéquates, y compris d'un personnel suffisant pour la délivrance des permis et le suivi de la conformité (AIE, 2012b).

Encadré 9.1
Exigences de l'Office national de l'énergie

Le document de l'ONE intitulé *Exigences de dépôt relatives aux opérations de forage sur terre utilisant la fracturation hydraulique* montre comment il est possible d'appliquer un système de gestion des risques à la fracturation hydraulique (ONE, 2013a). Il exige la préparation de cinq plans distincts pour la gestion des risques. Le comité d'experts résume ci-dessous les objectifs de ces plans, dont chacun est assorti d'exigences en matière de dépôt.

(i) Plan de sécurité

« Le plan de sécurité doit renfermer, avec suffisamment de précisions, les procédures, les pratiques, les ressources, les principales activités liées à la sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour garantir la sécurité des activités projetées. »

(ii) Plan d'évaluation des risques et de gestion des risques

« [Le Plan d'évaluation des risques et de gestion des risques] décrit les processus d'évaluation et de gestion des risques du demandeur avec suffisamment de précisions pour montrer qu'il :

- « a mis en place des processus efficaces pour cerner les menaces et les dangers pour la sécurité et l'environnement, déterminer et choisir les mesures d'atténuation nécessaires, ainsi qu'évaluer et contrôler les risques connexes;
- « a pris, ou prendra, toutes les mesures voulues pour assurer que les risques pour la sécurité et la protection de l'environnement ont été pris en compte pour l'activité projetée, étant donné l'interaction entre les éléments en jeu, notamment les structures, le matériel, l'équipement, les procédures d'exploitation et le personnel. »

(iii) Plan de protection de l'environnement (PPE)

« Le PPE doit renfermer suffisamment de précisions pour montrer :

- « une compréhension du genre d'interactions qu'il y aura entre les activités et l'environnement;
- « l'existence des procédures, pratiques, ressources et mesures de surveillance nécessaires pour gérer les dangers pour l'environnement et protéger celui-ci des répercussions des activités projetées, notamment les effets potentiels sur les eaux souterraines;
- « intègre les dangers et les risques environnementaux prévus, y compris les mesures de prévention et d'atténuation énoncées dans l'évaluation environnementale. »

suite à la page suivante

(iv) Plan de gestion des déchets

« Le terme *déchets* s'entend des détritus, rebuts, eaux usées, fluides résiduels ou autres matériaux inutilisables produits au cours des activités de forage, d'achèvement de puits, de fracturation hydraulique, d'essai d'écoulement de formation et des travaux relatifs à un puits ou de production, y compris les déblais de forage, les fluides de forage et d'achèvement usés ou excédentaires, les fluides de fracturation hydraulique et les fluides produits, dont les fluides de formation et de reflux. Il est attendu de l'exploitant qu'il prenne toutes les mesures voulues pour réduire au minimum la quantité de déchets produits durant l'exploitation et la quantité de substances éventuellement préoccupantes pour l'environnement que ces déchets contiennent. Aucune substance ne devrait être évacuée à moins que l'Office ait déterminé que l'opération est acceptable. [...] La demande doit comprendre un plan complet et adéquat de gestion des déchets évacués. »

(v) Plan d'urgence en cas de déversement

« Les plans d'urgence en cas de déversement devraient renfermer la procédure à suivre lors d'une intervention pour atténuer les conséquences, pour l'environnement et la sécurité, d'un déversement accidentel ou imprévu de substances dans l'environnement. La pollution, qui inclut les déversements, s'entend aussi des cas où l'évacuation de matières associées à des activités approuvées excède les limites autorisées. [...] Les plans d'urgence pour les interventions en cas de déversement fournissent suffisamment de précisions pour montrer que les systèmes, processus, procédures et capacités voulus seront en place afin de :

- « réduire au minimum les répercussions sur l'environnement naturel des rejets accidentels ou non autorisés;
- « protéger les travailleurs et le public. »

(ONE, 2013a)

9.5 PLANIFICATION RÉGIONALE

Le troisième élément du cadre du comité d'experts pour gérer les effets de la mise en valeur du gaz de schiste au Canada sur l'environnement et la santé humaine est la planification régionale, dont la nécessité résulte de deux caractéristiques distinctes :

- Les gisements de schiste présentent des caractéristiques très variables des points de vue la géologie, de l'environnement et des conditions sociales; les mesures d'atténuation et de surveillance doivent refléter cette diversité et être adaptées aux particularités des régions.

- La production du gas de schiste, par comparaison avec celle du gaz classique, est caractérisée par des activités de mise en valeur de plus grande envergure et une concentration supérieure des infrastructures, ce qui entraîne des répercussions plus marquées sur le territoire et des conflits concernant l'utilisation du territoire; le seul moyen efficace de gérer ces effets cumulatifs est d'adopter une approche régionale plutôt que locale.

Les administrations canadiennes et l'AIE sont conscientes de la nécessité de choisir une approche régionale pour gérer les incidences cumulatives de la mise en valeur du gaz de schiste (p. ex. AER, 2012e; AIE, 2012b). Dans les nouvelles règles qu'elle propose, l'AER reconnaît qu'une planification efficace peut réduire l'étendue de l'infrastructure nécessaire et rendre celle-ci plus efficiente (AER, 2012e). Une telle planification peut également améliorer la gestion des effets environnementaux de la mise en valeur. Dans ce contexte, l'AER souhaite encourager les exploitants d'un gisement de gaz de schiste à créer un plan commun de mise en valeur qui sera soumis à une approbation réglementaire et à collaborer pour régler les questions liées par exemple à la gestion de l'eau, à l'infrastructure de surface et à la participation du public. Pour faciliter l'installation de plusieurs puits horizontaux à partir d'une même plate-forme, l'AER propose également un nouveau processus d'homologation des plates-formes (c.-à-d. l'homologation multi-puits) en remplacement de l'homologation individuelle des puits (AER, 2012e). L'augmentation du nombre de puits par plate-forme réduit le nombre de plates-formes nécessaires pour vider un réservoir ainsi que le nombre de routes et de couloirs de passage des services publics, diminuant ainsi les incidences à la surface. Même si chaque plate-forme multi-puits est plus grande qu'une plate-forme à un seul puits, l'empreinte globale sur le territoire est moins importante, car moins de plates-formes sont nécessaires (ACOLA, 2013).

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a élaboré les plans d'aménagement du territoire suivants pour déterminer l'accès aux ressources et leur gestion dans le Nord de la province :

- Plans de gestion des terres et des ressources (*Land and Resource Management Plans*, ou LRMP) qui « définissent l'emplacement des zones protégées, des zones de gestion spéciale et des zones de mise en valeur améliorée et de gestion générale, le tout étant étayé par des objectifs et des stratégies ». [traduction]
- Plans de gestion durable des ressources (*Sustainable Resource Management Plans*) « qui traduisent les objectifs stratégiques ou de haut niveau des LRMP en directives plus précises en matière de gestion, nécessaires à l'appui des décisions opérationnelles courantes ». [traduction]

- Du fait de sa grande valeur naturelle, la région de gestion Muskwa-Kechika (zone de 6,4 millions d'hectares des Rocheuses septentrionales) a sa propre loi (p. ex faune et autres ressources). La mise en valeur du pétrole et du gaz y est permise dans des zones de gestion spéciales sous réserve de certaines conditions.

(B.C. Oil and Gas Commission, 2011)

Encadré 9.2
Comment gérer les effets cumulatifs

L'AER a recensé les pratiques suivantes pour faciliter la gestion des effets cumulatifs associés à la mise en valeur du pétrole et du gaz non classiques.

- Collaborer dès le départ, à l'échelle du gisement, pour prévoir les besoins en infrastructure, examiner les solutions à faible impact et mettre en œuvre des plans qui assurent un équilibre entre les besoins environnementaux, sociaux et économiques.
- Collaborer relativement à l'utilisation et à l'implantation des infrastructures nouvelles et existantes pour réduire leur multiplication ainsi que la circulation de camions lourds.
- Maximiser l'utilisation des infrastructures existantes comme les routes, chantiers de forage et les couloirs pipeliniers.
- Collaborer avec d'autres industries relativement à la construction de routes et à l'utilisation de sites déjà perturbés.
- Collaborer relativement à des questions opérationnelles pour réduire les risques (p. ex. accidents de la circulation, plans d'utilisation du réseau routier, communication avec les puits voisins).
- Appuyer l'utilisation de plates-formes comme nouvelle norme et résoudre les questions de réglementation qui pourraient limiter leur utilisation.
- Adopter des pratiques exemplaires et utiliser la meilleure technologie disponible pour atténuer les effets du bruit, de l'éclairage et de la poussière.
- Résoudre efficacement la question de la responsabilité à l'égard des infrastructures en fin de vie, sans que cela n'entraîne de coûts pour le public.

(AER, 2012e)

La province a également adopté une approche fondée sur la gestion de bassin à l'égard de la formation de Besa River, dans le bassin de la Liard, suivant laquelle les exploitants sont tenus de préparer un plan de gérance environnementale couvrant l'ensemble de la région (B.C. Oil and Gas Commission, 2010c).

De plus, en 2010, la Colombie-Britannique a établi dans le Nord de la province des zones d'examen des ressources (*Resource Review Areas*) où les activités pétrolières et gazières seront interdites pendant cinq ans pour protéger les populations de caribou boréal (ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B., 2010). Le moratoire reconnaît qu'il peut y avoir des zones où la mise en valeur du gaz de schiste n'est pas appropriée parce qu'on ne dispose pas d'assez de données environnementales ou que les conflits créés par la mise en valeur au regard de l'utilisation du territoire ne peuvent être réglés à un coût raisonnable (p. ex. on détruirait l'habitat d'espèces menacées ou des terres présentant une importance culturelle importante). En raison des risques environnementaux que pose la mise en valeur du gaz de schiste, le comité d'experts estime qu'il y aura certaines zones où la mise en valeur entraînerait des coûts inacceptables.

Le comité d'experts est également conscient que l'application d'une approche régionale en matière de mise en valeur pour réduire les effets cumulatifs exigera des investissements importants en ressources humaines et financières. Les nombreux exemples de coûts environnementaux découlant de situations où on a négligé de tenir compte dès le départ des effets cumulatifs d'autres formes de développement (p. ex. aliénation de terres agricoles en raison de l'étalement urbain, surpêche, surcharges en nutriments dans les lacs et disparation de l'habitat faunique) montrent qu'il est important d'adopter une approche régionale au moment d'envisager la mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste.

Dans le même ordre d'idées, l'AIE (2012b) incite les autorités réglementaires et les exploitants à tirer parti des économies d'échelle qui peuvent être réalisées pour certaines activités à mesure que la mise en valeur prend de l'ampleur. Des projets de plus grande envergure rendent possibles certaines mesures d'atténuation qui ne seraient pas économiquement viables avec une mise en valeur à petite échelle. Parmi les mesures d'atténuation pouvant découler d'économies d'échelle figurent les suivantes :

- forer plusieurs puits sur une même plate-forme;
- utiliser des pipelines plutôt que des camions pour le transport de l'eau, ce qui réduit la circulation de camions.
- centraliser la gestion de l'eau et les installations de traitement.
- réduire la dispersion dans l'atmosphère et le brûlage à la torche en connectant les puits à un pipeline après l'achèvement.
- remplacer les moteurs diesel mobiles par des moteurs fixes électriques ou à gaz naturel comprimé, ce qui réduit les émissions atmosphériques.

(AIE, 2012b)

Par ailleurs, les économies d'échelle permettent de réaliser une cartographie géophysique plus détaillée et de procéder à la surveillance environnementale étant donné que les coûts peuvent être répartis entre un plus grand nombre de puits. Investir davantage dans la caractérisation des réservoirs permet aux exploitants de concentrer la mise en valeur dans des zones propices (*sweet spots*) qui renferment plus de ressources plutôt que de forer à des intervalles réguliers. L'AIE est d'avis qu'une meilleure compréhension des structures géologiques et des mouvements d'hydrocarbures dans une partie des schistes de Barnett aurait permis d'éviter le forage des 20 % des puits les moins rentables (AIE, 2012b). De meilleures données géologiques pourraient ainsi entraîner des économies substantielles et moins d'incidences environnementales. Toutefois, l'expérience du passé dans les secteurs minier et pétrolier soulève des doutes quant à savoir si cela se produira. Pour des raisons financières et autres, la majorité des exploitants vont de l'avant dès qu'ils ont recueilli le minimum requis de données géologiques (Oreskes, 2011).

9.6 PARTICIPATION DU PUBLIC

Au cours des dernières décennies, faire participer le public à la prise de décisions concernant les grands projets de mise en valeur est devenu une pratique courante, pour ne pas dire obligatoire. L'expérience récente dans différentes industries (p. ex. pipelines, énergie éolienne et gestion des déchets) montre l'utilité pour les promoteurs de faire participer les citoyens, surtout lorsqu'ils déploient des technologies que la population ne connaît pas. De plus, lorsque les droits des Autochtones peuvent être affectés, les administrations gouvernementales canadiennes ont l'obligation constitutionnelle de les consulter.

Du point de vue du promoteur, la participation du public vise à obtenir l'appui et l'acceptation d'un projet à l'échelle locale. Comme le font remarquer Shindler *et al.* (2002, 2003), obtenir l'acceptation de la population dépend souvent de la façon dont les personnes touchées par un projet perçoivent la légitimité du processus décisionnel : si elles ne font pas confiance au promoteur ou au gouvernement pour protéger leurs intérêts, il est peu probable qu'elles donneront leur appui au projet, quels que soient ses mérites. Comme le montre l'expérience dans le domaine de la mise en valeur du gaz de schiste en Amérique du Nord, l'acceptation du public est également liée à la situation, en ce sens que des méthodes acceptables dans une situation donnée pourront ne pas l'être dans une autre. La stratégie pour obtenir l'acceptation du public doit tenir compte de ces différences et être axée sur la situation, les capacités et les préoccupations locales.

Les personnes se prononcent sur l'acceptabilité d'un projet en fonction d'une série de facteurs, notamment de l'importance de la question en jeu, des valeurs personnelles, des expériences antérieures, de la connaissance de la situation, de la qualité de l'information, des perceptions au sujet de l'équité du processus, de la confiance envers les décideurs et des perceptions au sujet des risques. À mesure que les conditions ou l'information changent, les personnes peuvent réévaluer leur point de vue, et le promoteur doit réagir en prenant des mesures de gestion appropriées. Obtenir et maintenir l'acceptabilité sociale exigent donc des efforts constants (Shindler *et al.*, 2002).

Idéalement, la participation du public fait intervenir un dialogue entre le promoteur et les résidents (y compris les administrations municipales, régionales et des Premières Nations), dans lequel est reconnu l'intérêt légitime des personnes à l'égard de la gestion des terres que l'industrie veut utiliser. Pour réussir, la mobilisation du public doit être entreprise au début du processus de mise en valeur et se poursuivre jusqu'à la fermeture des puits. Son succès s'évaluera en fonction de la mesure dans laquelle la collectivité locale aura donné un consentement éclairé à l'égard de la mise en valeur (Herz *et al.*, 2007).

Ce cinquième élément du cadre de gestion de la mise en valeur du gaz de schiste proposé par le comité d'experts vise à appuyer une relation constructive avec la population qui vit à proximité des sites d'exploration et de production du gaz de schiste. Il comprend deux séries d'activités distinctes : (1) communication d'information et consultation et (ii) pratiques de bon voisinage.

9.6.1 Communication d'information et consultation

> Le processus de consultation n'est pas simple, et ce qu'on entend par consentement n'est pas clair. Souvent, il n'est pas facile de savoir ce qui définit une collectivité, de sorte des discussions approfondies seront nécessaires pour déterminer en quoi consiste le consentement et qui peut l'accorder. Cependant, les discussions à ce sujet doivent tenir compte du fait que les collectivités s'attendent de plus en plus à avoir un mot à dire sur les projets qui auront des répercussions sur leur avenir. [traduction]
>
> – Jonathan Lash, président du World Resources Institute (Herz *et al.*, 2007)

Pour tout promoteur, donner aux résidents et aux décideurs locaux un accès en temps opportun aux renseignements pertinents est une condition nécessaire (mais non suffisante) pour gagner la confiance du public. Dans le cas de la mise en valeur du gaz de schiste, les activités de communication pourraient consister à communiquer des renseignements sur les plans, les opérations et le rendement, et inclure des données sur l'utilisation d'eau, sur les additifs chimiques contenus dans les fluides de fracturation hydraulique, ainsi que sur la production d'eaux usées et les émissions atmosphériques (AIE, 2012b). Un processus efficace de mobilisation du public ne se résume pas à tenir les intervenants locaux au fait de la situation au moyen d'outils tels que des fiches d'information, des sites Web et des journées portes ouvertes. Il vise également à nouer des liens avec eux (p. ex. en créant un comité consultatif), ce qui permet aux exploitants de tenir compte des recommandations des résidents locaux, de donner suite aux plaintes et de prendre les mesures correctives nécessaires.

Dans son document de discussion portant sur un nouveau cadre de réglementation des ressources pétrolières et gazières non classiques en Alberta, l'AER fait les recommandations suivantes à l'endroit des exploitants :

- « Être proactifs et consulter les propriétaires terriens, les comtés et les municipalités pour mettre au jour les occasions de réduire les effets de la mise en valeur.
- « Fournir en temps utile aux intervenants une information à jour de qualité sur la mise en valeur de ressources non classiques.
- « Tenir des consultations régionales pour permettre aux intervenants de comprendre l'ampleur des projets de mise en valeur et leur donner une occasion sérieuse d'exprimer leurs points de vue et de se familiariser avec les projets.
- « Agir de manière proactive en sensibilisant davantage les autorités locales à toute activité susceptible d'être réalisée et aux effets possibles de la mise en valeur. » [traduction]

(AER, 2012e)

Il ressort clairement de cette recommandation qu'il faudra tenir des consultations efficaces sur la mise en valeur du gaz de schiste à différents échelons (p. ex. local et régional), y faire participer divers intervenants ou groupes de la population en fonction de l'objectif des consultations (p. ex. permettre aux résidents de discuter de la réduction des nuisances ou aux planificateurs du gouvernement

de parler de la gestion de l'eau ou des besoins en infrastructure) et les tenir à différentes étapes du cycle des activités (p. ex. au moment de recueillir des commentaires sur les plans d'exploration ou de faire rapport sur les activités).

9.6.2 Pratiques de bon voisinage

Il est ici question d'un ensemble d'activités qui visent à réduire au minimum les perturbations pour la collectivité pendant les opérations. Parmi ces activités, on retiendra les suivantes :

- assurer la sécurité publique;
- réduire le plus possible les nuisances comme le bruit, la poussière et l'éclairage;
- limiter le plus possible l'étendue du secteur touché par les installations;
- respecter les droits des autres intervenants;
- prendre des précautions pour protéger les animaux d'élevage et sauvages;
- maintenir l'équipement en bon état;
- conduire prudemment;
- signaler les dommages causés à des tiers.

Certaines entreprises et associations de l'industrie reconnaissent de plus en plus les avantages liés à la participation efficace du public et ont élaboré des politiques et guides à l'appui de telles activités (p. ex. ACPP, 2003). Plusieurs exploitants de gaz de schiste, par exemple, mettent déjà en œuvre les pratiques mentionnées dans l'encadré 9.3 (Liroff, 2012).

Comme le montre l'expérience de plusieurs États américains et provinces canadiennes, la façon dont la population locale participe aux décisions touchant la mise en valeur du gaz de schiste est un facteur déterminant de son acceptation de telles activités. On ne peut pas s'attendre à ce que les résidents des régions où a lieu la mise en valeur du gaz de schiste acceptent des technologies ou des risques qu'ils ne comprennent pas. Des données scientifiques crédibles peuvent contribuer à apaiser certaines préoccupations de la population, mais les stratégies de mobilisation du public qui permettent de créer des liens et de concilier des perspectives et objectifs divergents sont tout aussi importantes. Le fait de ne pas tenir de consultations suffisantes peut être coûteux et donner lieu à de la mauvaise publicité, à des litiges et, dans certains cas, déboucher sur un moratoire à l'égard de la mise en valeur. De tels événements peuvent être particulièrement coûteux pour les petites entreprises et même avoir une incidence sur les résultats financiers des grandes entreprises (Liroff, 2012).

Encadré 9.3
Pratiques exemplaires documentées pour obtenir le consentement de la collectivité

On a recensé différentes mesures pour faciliter l'obtention du consentement de la collectivité à l'égard des opérations de fracturation hydraulique. Voici des exemples.

- L'entreprise s'emploie à obtenir le consentement de la collectivité en entrant en contact avec les dirigeants et organismes locaux ainsi qu'en établissant et mettant en place un plan de collaboration avec les principaux intervenants pour cerner les besoins et préoccupations et y répondre.
- L'entreprise s'est dotée d'une politique pertinente pour obtenir un « consentement préalable, donné librement et en connaissance de cause » des collectivités hôtes à l'égard des nouveaux projets de mise en valeur et activités, notamment en concluant des ententes écrites préalables avec les représentants des administrations locales et les organismes communautaires qui décrivent les pratiques de l'entreprise relativement à certaines préoccupations de la collectivité (notamment bruit, distances de retrait, utilisation des routes et réparation des dommages, surveillance et évaluation des répercussions sur les plans social, environnemental et de la santé). Ces ententes peuvent comprendre des pratiques d'exploitation qui vont au-delà des exigences des règlements de l'État ainsi que des codes de zonage et plans locaux d'occupation du territoire applicables aux opérations de forage et de production pétrolière et gazière.
- L'entreprise dispose d'une ligne téléphonique réservée pour recueillir les plaintes individuelles découlant de ses opérations et d'un mécanisme de suivi des réponses pour enregistrer les plaintes et leur résolution.
- L'entreprise appuie un mécanisme de résolution de différends par un tiers indépendant pour régler les problèmes et plaintes attribuables à ses opérations dans la collectivité.

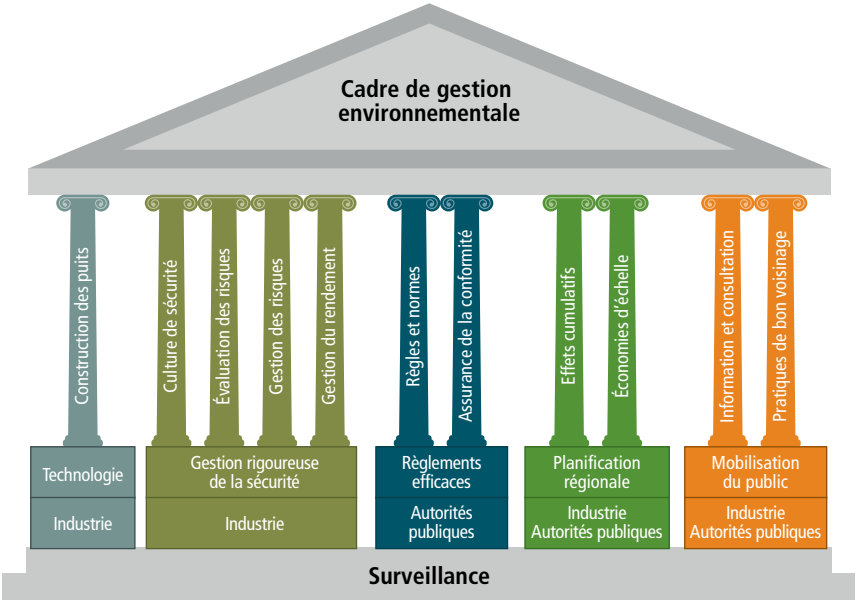
(Liroff, 2012)

9.7 CONCLUSION

Dans le présent chapitre, le comité d'experts a fait valoir que la protection de la santé publique et de l'environnement pendant les opérations d'exploration et de production du gaz de schiste exige une approche systémique comprenant les éléments suivants : (i) technologies éprouvées, (ii) systèmes de gestion exhaustifs, (iii) système de réglementation efficace, (iv) reconnaissance des différences régionales et (v) mobilisation proactive du public. Chaque élément

comprend aussi différentes activités qui, combinées, favorisent la sécurité des processus, la protection de l'environnement et l'acceptation sociale. Tous ces éléments sont importants et l'absence de l'un d'eux diminuera l'efficacité du cadre, le rendant vulnérable à des événements non désirés (voir la figure 9.1).

En 2014, la conception du présent cadre n'est qu'en partie achevée au Canada. Bien que la majorité des éléments soient mis en œuvre dans certaines régions du pays, il reste des lacunes importantes dans les fondements du cadre – notamment en ce qui concerne les connaissances nécessaires pour atténuer les effets néfastes de la mise en valeur du gaz de schiste sur l'environnement et la santé humaine.



Adapté avec l'autorisation de Jean-Paul Lacoursière

Figure 9.1

Cadre de gestion environnementale

Un cadre de gestion environnementale pour la mise en valeur du gaz de schiste repose sur un solide fondement de surveillance environnementale et est étayé par cinq piliers ou éléments distincts : technologie, systèmes de gestion, surveillance réglementaire, planification régionale et mobilisation du public. La mise en œuvre d'un tel cadre de gestion nécessite une approche de collaboration entre l'industrie et les autorités publiques compétentes.

Le comité d'experts est conscient qu'aucun cadre de gestion environnementale ne peut exister en vase clos et que la capacité des organisations de relever les défis multiformes que pose la mise en valeur du gaz de schiste est un facteur important du succès de la mise en œuvre du cadre. Comme le comité d'experts à cherché à le montrer, une stratégie de gestion environnementale pour la mise en valeur du gaz de schiste ne doit pas se limiter à cerner les lacunes dans les connaissances scientifiques et les mesures d'atténuation efficaces. Les questions liées à la communication entre les milieux scientifique et des politiques, ainsi que la conception institutionnelle, le rendement et la coordination sont aussi des éléments fondamentaux de la gestion réussie des effets environnementaux des activités humaines comme la mise en valeur du gaz de schiste (Young *et al.*, 2008). Les défis que présentent l'échange d'information à jour entre les grandes organisations (p. ex. les gouvernements) et la coordination des actions de différents acteurs ayant des mandats précis (p. ex. en ce qui a trait à la sécurité des processus, à la protection de l'environnement et à la santé) sont bien connus. Dans le cas du gaz de schiste, il est impérieux d'assurer des communications efficaces et opportunes entre les différents acteurs, à plus forte raison parce qu'il est question d'activités aux dimensions régionales plutôt que locales. Par ailleurs, plusieurs organismes gouvernementaux ont des rôles à jouer en matière de réglementation et de politiques, et de nombreux exploitants privés et entrepreneurs sont concernés. Aussi, les résidents, y compris les Autochtones, veulent protéger leurs intérêts.

Les organisations devront pouvoir s'adapter aux nouvelles connaissances au sujet du gaz de schiste à mesure qu'elles seront acquises et mettre en œuvre de nouvelles mesures d'atténuation ou modifier celles qui existent déjà pendant la durée des projets de mise en valeur. Pour ce faire, elles devront planifier un processus systématique d'amélioration continue des pratiques de gestion environnementale en tirant parti des résultats de ces dernière (ce qui correspond à une approche de gestion adaptative). Le comité d'experts estime que le cadre de gestion environnementale décrit ci-dessus obligera probablement les exploitants et les organismes de réglementation à accroître leur capacité de surveillance des effets environnementaux, de définir à l'avance des seuils d'intervention et, au besoin, de formuler des réponses appropriées en matière de gestion.

Comme le font ressortir les préoccupations répandues dans la population au sujet du gaz de schiste, une stratégie efficace de gestion des risques suppose également que les autorités gouvernementales et l'industrie gagnent la confiance du public en montrant qu'elles appliquent un système exhaustif de gestion environnementale et de la sécurité afin de protéger les valeurs chères au public.

10

Conclusions

- Résumé de la réponse du comité d'experts au mandat
- Mot de la fin

10 Conclusions

Au Canada et ailleurs dans le monde, le gaz de schiste constitue une abondante nouvelle ressource énergétique, et ses incidences environnementales possibles sont à la mesure de son abondance. Cette ressource est déjà exploitée en Alberta et en Colombie-Britannique, et on pense qu'il en existe des réserves substantielles au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et dans d'autres régions du Canada. Le gaz de schiste est mis en valeur à grande échelle aux États-Unis, et des plans en ce sens sont en cours d'élaboration en Chine, en Amérique du Sud, en Europe, en Afrique australe et en Australie. En fonction de facteurs comme les prix futurs du gaz naturel et l'environnement réglementaire, la mise en valeur des ressources canadiennes en gaz de schiste pourrait se prolonger pendant des décennies et entraîner le forage de dizaines de milliers de puits horizontaux par fracturation hydraulique.

Du fait de l'ampleur et du rythme des activités de mise en valeur des ressources en gaz de schiste, il est difficile d'évaluer les incidences environnementales, et de les gérer. Les principales préoccupations concernent la dégradation de la qualité des eaux souterraines et de surface (y compris l'élimination sans danger de forts volumes d'eaux usées; voir le chapitre 4), le risque d'accroissement des émissions de GES (y compris les émissions fugitives de méthane pendant et après la production), ce qui aggraverait le changement climatique anthropogénique (voir le chapitre 5), les effets perturbateurs sur les collectivités et le territoire (voir le chapitre 6) et les effets néfastes sur la santé humaine (voir le chapitre 7). Les autres risques incluent les rejets locaux de contaminants atmosphériques (chapitre 5) et la possibilité de déclenchement de tremblements de terre de faible ou de moyenne amplitude dans les régions actives du point de vue sismique (chapitre 6). Ces préoccupations varient d'une région à l'autre en raison des différences d'ordre géologique, environnemental et socio-économique, ainsi qu'en fonction des technologies utilisées.

Plusieurs dizaines de milliers de puits de gaz de schiste sont actuellement en production en Amérique du Nord. On a signalé un certain nombre d'accidents et d'incidents, mais il est difficile d'évaluer l'étendue et l'importance des dommages environnementaux parce que la recherche et la surveillance nécessaires à cette fin ne se sont pas faites. Les données permettant de caractériser et d'évaluer adéquatement les incidences environnementales de la mise en valeur du gaz de schiste font défaut, notamment en ce qui concerne la contamination possible des eaux souterraines et les émissions fugitives de méthane. Il n'existe pas de

systèmes d'identification et de gestion des vulnérabilités qui permettraient de déterminer dans quelles régions du Canada il conviendrait de s'abstenir de faire de la fracturation hydraulique en raison de risques trop élevés. Bien qu'on en sache beaucoup sur la réduction des risques associés aux activités menées à la surface, il n'y a eu pratiquement aucune surveillance visant à évaluer le risque que des gaz et des fluides provenant d'en dessous des aquifères viennent contaminer les eaux souterraines peu profondes à la suite d'activités de forage ou de fracturation hydraulique, du scellement inadéquat de puits ou de la fermeture de puits.

Ces effets environnementaux ont des liens avec d'importants enjeux économiques et sociaux tels que la diversification économique régionale, la politique énergétique, les droits des Premières Nations et le changement climatique. Ces enjeux plus généraux dépassent le cadre du présent rapport et l'expertise du comité d'experts, mais ils n'en revêtent pas moins une importance cruciale dans la discussion sur les coûts et avantages de la mise en valeur du gaz de schiste.

Au moment d'examiner les incidences possibles de la mise en valeur du gaz de schiste et les stratégies à adopter pour gérer ces incidences, il s'impose de prendre en compte les préoccupations locales, régionales et mondiales. Par exemple, certaines collectivités pourront être favorables à la mise en valeur du gaz de schiste si elle entraîne la création d'emplois et le développement de l'économie locale, malgré les incidences régionales ou mondiales négatives, alors que d'autres pourront s'y opposer en raison des incidences locales, et malgré les avantages à l'échelon régional ou mondial. Qui plus est, la façon dont on fait participer les résidents locaux à la prise de décisions concernant les activités de mise en valeur du gaz de schiste influera bien souvent sur leur acceptation ou leur rejet de ces activités.

10.1 RÉSUMÉ DE LA RÉPONSE DU COMITÉ D'EXPERTS AU MANDAT

Environnement Canada a demandé au comité d'experts de répondre à la question suivante :

> *Quel est l'état des connaissances entourant, d'une part, les incidences environnementales potentielles liées à l'exploration et l'extraction du gaz de schiste du Canada et au développement de cette ressource, et d'autre part, les mesures d'atténuation qui y sont associées?*

Les principales conclusions du comité d'experts sont les suivantes :

1. La mise en valeur du gaz de schiste s'est amplifiée rapidement au cours des deux dernières décennies. On a rapporté de nombreuses améliorations pour réduire les incidences possibles sur l'environnement, par exemple en recyclant les eaux de reflux, en augmentant le nombre de puits par plate-forme de forage, en augmentant la longueur des puits latéraux de manière à réduire le nombre de plates-formes et de routes, en utilisant moins de substances chimiques ou des substances moins nocives, en privilégiant le recours à des réservoirs plutôt qu'à des étangs pour le stockage des eaux usées, en améliorant la conception des étangs, et dans certains cas en passant du combustible diesel au gaz naturel pour alimenter les moteurs utilisés sur place. Toutefois, pendant cette même période, il n'y a pas eu d'investissements substantiels dans les activités de recherche et de surveillance concernant les incidences sur l'environnement et la santé liées à la mise en œuvre des pratiques exemplaires actuelles ou aux déversements accidentels. Il est difficile de répondre de manière objective et scientifique à bon nombre des questions pertinentes, que ce soit en raison d'un manque de données, de l'absence de données publiquement accessibles ou d'interprétations divergentes concernant les données existantes.
2. Les fuites de gaz naturel dues à des scellements de ciment mal installés, endommagés ou détériorés sont un problème qui est connu de longue date mais qui reste non résolu et continue de défier les ingénieurs. On sait que dans certaines circonstances, les puits non étanches créent des voies de contamination des ressources en eau souterraine et peuvent accroître les émissions de gaz à effet de serre. Les méthodes classiques de surveillance des fuites de gaz peuvent se révéler inexactes, et elles restent incomplètes parce que les fuites à l'extérieur du cuvelage de puits principal sont rarement mesurées. La question de l'intégrité des puits concerne tous les puits de pétrole et de gaz, et non uniquement les puits de gaz de schiste. Cependant, en raison du nombre beaucoup plus élevé de puits que requiert l'extraction du gaz de schiste, et du fait que la mise en valeur du gaz de schiste se fait dans des zones où vivent d'importantes populations rurales et périurbaines, il est permis de penser que les conséquences des fuites seront proportionnellement plus importantes que dans le cas de la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques.
3. Un risque indéterminé pour les eaux potables souterraines est associé à la migration ascendante du gaz naturel et des eaux salines suivant des parcours souterrains complexes. Ces parcours font intervenir des fuites des cuvelages de puits mal scellés dans les zones de production ou les zones intermédiaires, des fractures naturelles dans la roche, de vieux puits abandonnés et des failles perméables. Ces parcours interreliés peuvent permettre la migration de gaz avec le temps, ce qui peut avoir une incidence

cumulative importante sur la qualité de l'eau des aquifères. La surveillance, l'évaluation et l'atténuation des incidences sont plus difficiles dans le cas de la migration ascendante que dans celui des activités de surface. Les incidences possibles sur les eaux souterraines ne font actuellement pas l'objet d'une surveillance méthodique. Il sera nécessaire d'élaborer des approches de surveillance efficaces par l'évaluation des parcours de migration, du transport ainsi que des mécanismes d'atténuation et débits particuliers associés aux conditions des sites.

4. Les fuites de gaz des puits dans les aquifères d'eau douce n'ont pas nécessairement des répercussions inacceptables sur les eaux souterraines. Le gaz et les substances chimiques issus des réactions du gaz avec les constituants naturels trouvés dans les aquifères peuvent être atténués à proximité des puits. Cependant, on sait peu de choses au sujet de la capacité d'assimilation ou de la résilience des systèmes d'eau douce souterrains à l'égard des invasions de gaz errants. Ces incidences n'ont pas fait l'objet d'études particulières, bien qu'il existe une technologie pour assurer une telle surveillance. Une affirmation qui revient souvent dans la littérature donne à entendre que la fracturation hydraulique reste sans effets attestés sur les eaux souterraines. De récentes études examinées par des pairs réfutent cette affirmation et indiquent que les principales préoccupations ont trait aux incidences cumulatives à long terme, lesquelles ne sont généralement pas encore évidentes et sont difficiles à prévoir de manière fiable.
5. Les substances chimiques de fracturation, l'eau de reflux, les combustibles et les autres matériaux stockés temporairement sur une plate-forme de puits à l'étape de la fracturation (qui dure généralement moins d'un an) sont autant de sources possibles de contamination de l'eau. Entre un quart et la moitié environ de l'eau utilisée pour la fracturation hydraulique remonte dans le puits jusqu'à la surface, où elle est habituellement stockée dans des réservoirs. Ce reflux peut être dangereux parce qu'il contient normalement une partie des substances chimiques de fracturation, des hydrocarbures (y compris du benzène et d'autres aromatiques), des substances chimiques inconnues qui se sont formées dans le puits à la suite d'interactions entre différentes substances chimiques sous l'effet de pressions et températures élevées ainsi que des constituants qui se sont lixiviés de la formation schisteuse, tels que du sel, des métaux, des non-métaux et des matières radioactives naturelles. Le reflux est recyclé, mais il subsiste un résidu qu'il faut éliminer, soit dans des puits profonds quand le conditions géologiques s'y prêtent (comme dans l'Ouest canadien), soit par traitement et rejet dans les eaux de surface. Toutefois, un traitement adéquat et efficace en termes de coûts constitue un défi d'ingénierie. Il est possible de réduire au minimum la contamination de l'eau à partir de ces sources de surface par le recours à une ingénierie adéquate, à l'application de la réglementation et à la surveillance du rendement.

6. La mise en valeur du gaz de schiste altère le territoire et l'hydrologie locale du fait de la construction de routes, de plates-formes de forage, de fossés et de pipelines. Les effets de la construction de routes, de fossés et de pipelines dans d'autres contextes sont bien connus, mais il n'y a pas eu d'études globales concernant les effets combinés associés au gaz de schiste, et certaines incidences se manifestent fort probablement à long terme. Ces modifications du territoire persistent pendant des décennies, jusqu'à ce que les puits voient leur production diminuer et soient abandonnés. La mesure dans laquelle la régénération du sol réussira dépendra des politiques gouvernementales ainsi que des conditions économiques qui prévaudront à ce moment.
7. Bien que la fracturation hydraulique ait causé de petits tremblements de terre, les risques sismiques associés à cette activité sont faibles, du moins dans la plupart des régions. La fracturation hydraulique à proximité des failles actives devrait être évitée, et le risque à cet égard peut être diminué par le recours à la surveillance microsismique pendant les opérations. Le risque sismique lié à l'injection des rejets fluides peut être plus important que celui associé à la fracturation hydraulique, mais il est possible de le réduire au minimum par une sélection et une surveillance minutieuses des sites, de manière à éviter toute injection excessive.
8. Les risques pour la santé associés à la mise en valeur du gaz de schiste n'ont pas été bien étudiés. Ils incluent les risques pour les travailleurs des champs gaziers et les résidents locaux découlant de l'exposition aux eaux usées et à la pollution atmosphérique, ainsi que les incidences psychosociales. Bien que la mise en valeur du gaz de schiste apporte des avantages économiques, elle peut aussi, du fait de l'essor rapide qu'elle entraîne, imposer un stress aux services communautaires comme les forces policières, les services de santé et les services d'urgence. La mise en valeur du gaz de schiste peut mettre en péril la qualité de vie et le bien-être de la population dans certaines collectivités à risque par la combinaison de divers facteurs liés à l'aliénation des terres, à la construction de nouvelles infrastructures, à la dégradation de la qualité de l'eau, à la création de nuisances comme la circulation et le bruit des camions, à la perte de sérénité rurale et à l'anxiété au sujet des incidences inconnues. On prévoit que plusieurs de ces incidences se manifesteront à long terme. Les préoccupations à ce sujet ont suscité une vive opposition à la mise en valeur du gaz de schiste dans plusieurs régions du pays, dont au Québec et dans les provinces atlantiques.
9. Dans la mesure où le gaz naturel extrait du schiste remplace le charbon pour la production d'électricité, il peut également réduire l'incidence environnementale des combustibles fossiles, y compris les émissions de GES. Cependant, les avantages possibles du gaz de schiste par rapport au charbon seront annulés si le gaz de schiste remplace des combustibles à

faible empreinte carbonique, comme le combustible nucléaire, ou des énergies renouvelables, comme l'énergie hydroélectrique, ou encore si de faibles prix du gaz découragent l'investissement dans les mesures d'efficience et dans les énergies renouvelables. Ces avantages dépendent en outre des taux de fuites de méthane, sujet qui continue de faire l'objet d'études. L'incidence nette du gaz de schiste sur les émissions de GES à échelle mondiale dépendra donc en grande partie du contrôle des fuites de méthane et, dans un contexte plus général, des politiques à l'égard de l'énergie et du climat.

10. La mise en valeur du gaz de schiste présente des défis particuliers du point de vue de la gouvernance parce que les avantages sont surtout d'ordre régional, alors que les incidences négatives sont surtout d'ordre local et font intervenir plusieurs ordres de gouvernement. Le cadre réglementaire canadien à l'égard de la mise en valeur du gaz de schiste est en évolution; sous beaucoup d'aspects, il ne repose pas sur des connaissances scientifiques solides et n'a pas encore été mis à l'épreuve. Dans plusieurs provinces, les droits des Premières Nations pourraient être touchés et devront être pris en compte. Certaines technologies et pratiques d'avant-garde pourraient limiter bon nombre de ces incidences (bien que certaines n'aient pas encore été mises à l'essai ou vérifiées), mais il est loin d'être sûr qu'elles sont toutes économiquement viables et qu'il existe des solutions technologiques pour faire face à tous les risques pertinents. L'efficacité de la réglementation actuelle n'a pas encore été confirmée faute d'une surveillance adéquate. Les recherches requises pour établir le cadre de meilleures décisions fondées sur la science concernant les incidences environnementales cumulatives ne font que commencer au Québec.
11. Comme la mise en valeur du gaz de schiste en est à ses débuts au Canada, une possibilité s'offre de mettre en œuvre diverses mesures, y compris une surveillance environnementale fondée sur des recherches qui étaieront des approches adaptatives de gestion. Chacune des provinces où existe un potentiel important en gaz de schiste a élaboré ou est en train d'élaborer son propre plan matière de recherche et de surveillance. Toutefois, il n'existe pas de plan national, et il ne se fait pas de coordination ou de facilitation à l'échelon fédéral des efforts déployés individuellement par les provinces. Les approches de lenteur adoptées pour la mise en valeur dans les provinces de l'Est du Canada et en Europe (p. ex. en Allemagne) peuvent présenter des avantages en ce qu'elles permettent de recueillir des données additionnelles et de faire une synthèse des expertises multidisciplinaires. Des avantages similaires sont associés à la détermination des régions trop vulnérables du point de vue environnemental pour être mises en valeur. Compte tenu de l'ampleur des besoins en recherche, de solides collaborations entre l'industrie, les gouvernements et le milieu universitaires seront nécessaires.

Cependant, pour que le public ait confiance dans les résultats, les chercheurs devront bénéficier d'un haut degré d'indépendance, il conviendra veiller à la transparence et à l'efficacité des communications.

12. De toute évidence, on aura besoin de bases scientifiques pour étayer la réglementation, et celle-ci ne sera efficace que si elle s'accompagne d'une surveillance diligente et qu'elle est appliquée de manière rigoureuse. Compte tenu des lacunes actuelles dans les connaissances, une approche réglementaire adaptative, fondée sur des données scientifiques et tenant compte des résultats sera probablement plus efficace qu'une approche prescriptive, et elle aura de meilleures chances d'obtenir l'adhésion du public. Les principes d'une telle approche, bien connus, sont appliqués dans bon nombre de mécanismes de gestion existants. Un engagement des gouvernements et de l'industrie à l'égard des principes bien établis de ces mécanismes de gestion aidera à gagner la confiance du public.

10.2 MOT DE LA FIN

Les leçcons tirées de l'histoire de la science et de la technologie associées à toutes les grandes sources d'énergie et à beaucoup d'autres initiatives industrielles font ressortir que les incidences environnementales importantes n'ont habituellement pas été prévues. Chose peut-être plus inquiétante, dans les cas où des incidences néfastes d'importance ont été prévues, les préoccupations à ce sujet ont été rejetées ou ignorées par ceux qui mettaient de l'avant les avantages attendus des activités économiques à l'origine de ces incidences (EEA, 2001, 2013). Bon nombre des incidences néfastes auraient pu être atténuées, voire entièrement évitées, si des mesures de gestion adéquates, y compris des programmes de surveillance, avaient été mises en place dès le début.

La mise en valeur à grande échelle du gaz de schiste, et plus particulièrement la fracturation hydraulique, présentent un dilemme similaire, à savoir la promesse de grands avantages économiques, assortie de la possibilité d'incidences négatives marquées sur les gens et les écosystèmes. La nature hautement controversée du sujet ressort clairement des préoccupations croissantes exprimées par les résidents de nombreuses régions du monde, préoccupations qui sont alimentées en partie par l'incertitude scientifique, dans un contexte où les données faisant autorité concernant les incidences possibles sont soit insuffisantes, soit non concluantes. Cela semble être le cas à la fois pour certaines incidences particulières telles que la protection des eaux souterraines et pour des aspects systémiques liés aux enjeux à long terme plus globaux que sont la politique énergétique et la santé des collectivités et des écosystèmes.

On aura besoin de plus de données scientifiques bien ciblées pour s'assurer qu'au bout du compte, les intérêts à long terme du public seront bien compris et protégés. La science ne peut cependant apaiser à elle seule toutes les préoccupations parce que les incidences réelles (par opposition aux incidences possibles) de la mise en valeur du gaz de schiste dépendront probablement en grande partie de la manière dont on gérera et réglementera la mise en valeur des ressources. Comme la mise en valeur du gaz de schiste en est encore à ses débuts au Canada, une possibilité s'offre de mettre en place les mesures de gestion requises à l'appui de recherches pertinentes en vue de réduire ou d'éviter certaines des effets environnementaux négatifs de cette activité. La question de savoir si, à long terme, la mise en valeur du gaz de schiste aura eu une influence positive ou négative sur le bien-être mondial dépendra de la façon dont la société comprendra et gérera cette technologie.

Glossaire

Glossaire

Achèvement : Ensemble des activités et méthodes mises en œuvre pour préparer un puits en vue de la production et après le forage. Inclut l'installation de l'équipement de production d'un puits de gaz.

Additif : Toute substance ou combinaison de substances formées de composants chimiques trouvés dans un fluide de fracturation hydraulique. Cela inclut un agent de soutènement, lequel est ajouté à un fluide de base dans le contexte d'un traitement par fracturation hydraulique.

Agent de soutènement : Grains non compressibles d'origine synthétique ou naturelle (p. ex. sable enrobé ou céramique de bauxite frittée) qui sont pompés dans une formation pendant l'opération de fracturation hydraulique pour maintenir les fractures ouvertes autour du trou foré et améliorer l'extraction de fluide une fois coupées les pressions de fracturation hydraulique.

Annulaire : Espace entourant un objet cylindrique placé à l'intérieur d'un autre objet cylindrique, par exemple l'espace entre le cuvelage et le trou foré, ou entre le cuvelage et le tube de production, où le fluide peut s'écouler.

Aquifère : Formation rocheuse suffisamment perméable pour laisser passer l'eau souterraine et pour apporter aux puits et aux sources des quantités d'eau importantes du point de vue économique.

Aquitard : Lit de roche de faible perméabilité adjacent à un aquifère.

Attente après cimentation : Période de suspension des activités de forage pour permettre au coulis de ciment de se solidifier, de durcir et d'acquérir une résistance à la compression.

Bassin : Structure géologique fermée dans laquelle les strates s'inclinent en direction d'un lieu central, les roches les plus jeunes se trouvant au centre du bassin et étant partiellement ou entièrement encerclées par des roches progressivement plus âgées.

Biocide : Additif qui tue les bactéries.

Carbone organique total : Concentration de matière organique dans la roche mère, exprimée en pourcentage pondéral de carbone organique. Une valeur de 2 % est considérée comme minimale dans le cas des réservoirs de gaz de schiste.

Centreur : Appareil servant à garder le cuvelage ou la colonne perdue au centre du trou foré de manière à assurer une mise en place efficiente de la gaine de ciment autour de la colonne de cuvelage.

Chemical Abstracts Service (CAS) : Registre offrant une recension d'informations qui fait autorité concernant les substances chimiques divulguées.

Cimentation : Application d'un mortier liquide de ciment et d'eau à différents endroits à l'intérieur ou l'extérieur du cuvelage.

Colonne de cuvelage : Tuyau en acier cimenté en place dans un trou foré pour empêcher le sol ou les roches de s'effondrer dans le trou. Sert également à isoler les fluides comme l'eau, le gaz et le pétrole des formation géologiques environnantes.

Colonne intermédiaire : Colonne de cuvelage qui est habituellement mise en place après le colonne de surface et avant le cuvelage de production pour apporter une protection contre l'effondrement de formations faibles ou présentant une pressurisation anormale.

Communication : Mouvement de fluides d'une partie à une autre du réservoir ou du réservoir au trou foré.

Cuvelage de production : Colonne de cuvelage que l'on met en place à travers le réservoir et dans laquelle on installe les composantes d'achèvement principales.

Cuvelage de surface : Colonne de tuyaux de grand diamètre à pression relativement faible qui est mise en place dans des formations peu profondes mais résistantes pour protéger les aquifères d'eau douce, offrir une résistance minimale à la pression et permettre l'installation d'un déflecteur ou d'un obturateur anti-éruption à la tête de la colonne. Le cuvelage de surface procure une force structurale qui permet de suspendre le reste du cuvelage à l'intérieur de la partie supérieure.

Diagraphie d'adhésivité du ciment : Diagraphie se fondant sur les variations d'amplitude d'un signal acoustique circulant dans le cuvelage et servant à déterminer la qualité de l'adhésion du ciment à la paroi extérieure du cuvelage.

Eau de surface : Eau qui s'accumule sur le sol ou dans un ruisseau, une rivière, un lac, une mer ou un océan, par opposition aux eaux souterraines.

Eau produite : Eau qui est naturellement présente dans un réservoir ou est injectée dans un réservoir pour accroître la production et qui est générée comme sous-produit lors de l'extraction de pétrole ou de gaz.

Eau souterraine : Eau souterraine située dans la zone de saturation; source d'eau pour les puits, les eaux d'infiltration et les sources. La surface supérieure des eaux souterraines correspond au niveau phréatique.

Eau souterraine douce (non saline) : Eau souterraine dont la teneur en matières dissoutes totales (MDT) est égale ou inférieure à 4000 mg/L ou à la limite établie par règlement.

Eau souterraine saline : Eau souterraine dont la teneur en matières dissoutes totales (MDT) est supérieure à 4000 mg/L ou à la limite établie par l'administration compétente.

Eau usée : Eau usée contenant des solides dissous ou en suspension et provenant des résidences privées, des établissements commerciaux, des exploitations agricoles et des installations industrielles.

Émissions fugitives de gaz : Terme utilisé habituellement pour désigner le gaz qui s'est échappé d'un puits ou d'une installation de traitement du gaz située près d'un puits de pétrole ou de gaz et qui a été détecté à un endroit inopportun (p. ex. après avoir migré d'une source géologique vers une nappe phréatique peu profonde, fort probablement du fait d'un puits piètrement ou incomplètement cimenté).

Fluide de formation : Tout fluide se trouvant dans les pores d'une roche.

Fluide de fracturation : Fluide qui est utilisé pour fissurer hydrauliquement la formation cible et qui est formé du fluide de base et de l'ensemble des additifs.

Forage horizontal : Méthode de forage suivant laquelle le puits est foré à la verticale jusqu'à un point d'amorce de la déviation au-dessus de la formation cible, pour ensuite être dévié selon un grand arc de 90 degrés, de manière à ce que la section productrice du puits se prolonge horizontalement à travers la formation cible.

Formation (géologique) : Formation de roche pouvant être distinguée des autres formations et présentant une utilité à des fins de cartographie ou de description. Les formations peuvent être assemblées en groupes ou subdivisées en membres.

Fracturation hydraulique : Procédé consistant à injecter des fluides de fracturation dans la formation cible à une pression supérieure à la pression de rupture de la roche de manière à créer un réseau de fractures dans lequel le pétrole ou le gaz naturel pourra s'écouler vers le trou foré.

Gaz de réservoir compact : Gaz naturel emprisonné dans une formation de roche dure, de grès ou de calcaire relativement imperméable.

Gaz de schiste : Gaz naturel extrait de formations schisteuses à faible perméabilité.

Gaz en place d'origine : Volume total de gaz contenu dans le réservoir, abstraction faite de la capacité de l'extraire.

Gaz humide : Gaz naturel contenant des hydrocarbures liquides ou des phases de condensat.

Ingrédient chimique : Constituant chimique distinct qui est doté d'une identité ou d'un nom particulier, tel un numéro de registre CAS, et qui est contenu dans un additif.

Inhibiteur de corrosion : Additif chimique servant à protéger les composantes de fer et d'acier utilisées dans le trou foré ainsi que l'équipement de traitement contre l'effet corrosif du fluide de traitement.

Kérogène : Matière organique solide et insoluble qui se présente à l'état naturel dans la roche mère et qui peut produire du pétrole sous l'effet de la chaleur. Les kérogènes présentent un poids moléculaire élevé comparativement au bitume ou à la matière organique soluble. Le bitume est formé à partir de kérogène lors de la production de pétrole. Les kérogènes sont classés en trois types, soit ceux de type I, formés essentiellement de kérogènes algaires et amorphes (mais vraisemblablement d'origine algaire) et hautement susceptibles de produire du pétrole, ceux de type II, formés d'une combinaison de matériaux d'origines terrestre et marine et susceptibles de produire de l'huile parafineuse, et ceux de type III, formés de matériaux d'origine terrestre et qui produisent habituellement du gaz.

Méthane biosynthétique : À mesure que la boue se transforme en schiste, durant la phase d'enfouissement superficiel (généralement à seulement quelques centaines de mètres de profondeur), les bactéries se nourrissent de la matière organique disponible, émettant du méthane biosynthétique comme sous-produit.

Méthane thermogénique : Gaz naturel généré durant la phase d'enfouissement profond (généralement à plusieurs kilomètres de profondeur) lorsque la chaleur et la pression font craquer la matière organique, y compris le pétrole qui a déjà été produit dans les mêmes conditions de chaleur et de pression, et la transforment en des hydrocarbures plus petits, comme le méthane thermogénique.

Migration de gaz : Écoulement de gaz détectable à la surface à l'extérieur de la colonne de cuvelage la plus externe. S'applique à tous les parcours possibles d'entrée du gaz annulaire et de sa propagation au travers et autour de la gaine de ciment.

Obturateur anti-éruption : Vanne de grande dimension qui est située à la tête du puits et que l'équipe de forage peut fermer si elle perd le contrôle des fluides de formation.

Perméabilité : Capacité d'une roche de permettre la circulation d'un fluide. Une roche peut présenter une porosité élevée (c.-à-d. renfermer de nombreux pores microscopiques) mais néanmoins être de faible perméabilité si les pores ne sont pas interconnectés. La présence de fractures permettant la communication entre les pores peut également engendrer ou accroître la perméabilité.

Plate-forme : Surface de terrain dégagée, habituellement recouverte de gravier, où est creusé un puits et stocké de l'équipement.

Porosité : Pourcentage du volume des pores ou de l'espace interstitiel dans une roche qui est susceptible de contenir des fluides.

Puits d'injection : Puits utilisé pour injecter des fluides dans une formation souterraine afin d'accroître la récupération ou à des fins d'élimination.

Puits de refoulement : Puits servant à injecter l'eau de gisement dans une formation souterraine en vue de son élimination.

Puits domestique : Orifice dans le sol, foré ou modifié par rapport à son état naturel, et servant à la production d'eau souterraine pour boire, cuisiner, nettoyer, faire des travaux extérieurs ou abreuver le bétail.

Recyclage : Processus consistant à traiter le reflux ou l'eau produite, pour réutilisation dans la fracturation hydraulique ou à une autre fin.

Reflux : Processus consistant à permettre à des fluides de s'écouler du puits après un traitement, soit en préparation à une phase ultérieure de traitement, soit en préparation au nettoyage du puits et à son retour à la production.

Réseaux de fractures : Configurations de fractures multiples qui s'entrecoupent.

Ressources non classiques : Ressources pétrolières et gazières dont la porosité, la perméabilité, le mécanisme, le mécanisme d'empiègement des fluides diffèrent de celles des réservoirs de grès ou de carbonates classiques.

Ressources récupérables : Volume de ressources qu'il est techniquement ou économiquement possible d'extraire.

Ressources techniquement récupérables : Quantité totale de la ressource, découverte et non découverte, qui est considérée comme récupérable au moyen de la technologie disponible, abstraction faite des facteurs économiques.

Réutilisation : Processus consistant à utiliser l'eau plusieurs fois à des fins similaires.

Sabot de cuvelage : Partie inférieure de la colonne de cuvelage, incluant le ciment qui l'entoure, ou l'équipement utilisé à la base de la colonne de cuvelage.

Saumure : Eau contenant des sels en solution tels que du sodium, du calcium ou des bromures.

Slickwater : Fluide à base d'eau mélangé avec des agents de réduction de la friction, soit le plus souvent du chlorure de potassium.

Stimulation : L'un quelconque de plusieurs processus utilisés pour accroître la perméabilité à proximité du trou foré et la perméabilité du réservoir. Dans le cas des réservoirs de gaz de schiste, la stimulation prend habituellement la forme de traitements par fracturation hydraulique.

Substrat rocheux : Roches solides qui sont soit exposées à la surface, soit situées sous le sol superficiel, les sédiments meubles et les roches météorisées.

Trou foré : Trou découvert foré avant l'installation du cuvelage et du ciment.

Zone pétrolière : Modèle conceptuel d'un style d'accumulation d'hydrocarbures utilisé par les sociétés pétrolières et gazières aux fins de la mise en valeur des zones prometteuses dans un bassin, une région ou un axe.

Zone vadose : Partie du sol située entre la surface du sol et la nappe phréatique.

Tiré de : ALL Consulting, 2012; Jackson *et al.*, 2013b; ONE, 2009b

Références

Références

(S&T)² Consultants Inc., 2004 – (S&T)² Consultants Inc. GHGenius. Model History, adresse URL : http://www.ghgenius.ca/about.php#GHGenius%20Impact%20Assessment (dernière consultation : avril 2013).

(S&T)² Consultants Inc., 2012 – (S&T)² Consultants Inc. *GHGenius Natural Gas Pathway Update*, Delta, BC, Ressources naturelles Canada.

ACOLA, 2013 – Australian Council of Learned Academies. *Engineering Energy: Unconventional Gas Production*, Melbourne, Australie, ACOLA.

ACPP 2013b – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Land and Reclamation*, adresse URL : http://www.capp.ca/environmentCommunity/land/Pages/RestoringLand.aspx (dernière consultation : mars 2013).

ACPP 2014 – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Basic Statistics*, adresse URL : http://www.capp.ca/library/statistics/basic/Pages/default.aspx (dernière consultation : janvier 2014).

ACPP, 2003 – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Guide for Effective Public Involvement*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012a – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Responsible Canadian Energy, 2012 Progress Report Summary*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012b – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Baseline Groundwater Testing*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012c – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Anomolous Induced Seismicity: Asessemnt, Monitoring, Mitigation and Response*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012d – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Fluid Transport, Handling, Storage and Disposal*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012e – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Water Sourcing, Measurement, and Reuse*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012f – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Wellbore Construction and Quality Assurance*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012g – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Fracturing Fluid Additive Risk Assessment and Management*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2012h – Association canadienne des producteurs pétroliers. *Fracturing Fluid Additive Disclosure*, Calgary, AB, ACPP.

ACPP, 2013a – Association canadienne des producteurs pétroliers. *New Brunswick*, adresse URL : http://www.capp.ca/canadaIndustry/industryAcrossCanada/Pages/NewBrunswick.aspx (dernière consultation : janvier 2014).

Adams, 2011 – Adams, M. B. « Land application of hydrofracturing fluids damage a deciduous forest stand in West Virgina », *Journal of Environmental Quality*, vol. 40, p. 1340-1344, DOI : 10.2134/jeq2010.0504.

Adams, 2012 – Adams, C. *Summary of Shale Gas Activity in Northeast British Columbia 2011.* Victoria, BC, B.C. Ministry of Energy and Mines.

AEE, 2001 – Agence européenne pour l'environnement. *Signaux précoces et leçons tardives : le principe de précaution 1896–2000,* Copenhague, Danemark, AEE.

AEE, 2013 – Agence européenne pour l'environnement. *Late Lessons from Early Warnings: Science, Precaution, Innovation.* Copenhague, Danemark, AEE.

AEMP, 2011 – Alberta Environmental Monitoring Panel. *A World Class Environmental Monitoring, Evaluation and Reporting System for Alberta,* Edmonton, AB, AEMP.

AER, 2010 – Alberta Energy Regulator. *Directive 020: Well Abandonment,* Calgary, AB, AER.

AER, 2011a – Alberta Energy Regulator. *Unconventional Gas Regulatory Framework—Jurisdictional Review*, Calgary, AB, AER.

AER, 2011b – Alberta Energy Regulator. *Directive 055 — Addendum: Interim Requirements for Aboveground Synthetically-Lined Wall Storage Systems, Updates to Liner Requirements, and Optional Diking Requirements for Single-Walled Aboveground Storage Tanks*, Calgary, AB, AER.

AER, 2011c – Alberta Energy Regulator. *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, Calgary, AB, AER.

AER, 2011d – Alberta Energy Regulator. *ST57-2011 Field Surveillance and Operations Branch Provincial Summary 2010*, Calgary, AB, AER.

AER, 2012a – Alberta Energy Regulator. *Caltex Energy Inc. Hydraulic Fracturing Incident 16-27-068-10W6M September 22, 2011,* Calgary, AB, AER.

AER, 2012b – Alberta Energy Regulator. *Directive 065: Resources Applications for Oil and Gas Reservoirs, Calgary, AB,* AER.

AER, 2012c – Alberta Energy Regulator. *Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements*, Calgary, AB, AER.

AER, 2012d – Alberta Energy Regulator. *Midway Energy Ltd. Hydraulic Fracturing Incident: Interwellbore Communication January 13, 2012*, Calgary, AB, AER.

AER, 2012e – Alberta Energy Regulator. *Regulating Unconventional Oil and Gas in Alberta*, Calgary, AB, AER.

AER, 2012f – Alberta Energy Regulator. *Bulletin 2012-25. Amendments to Directive 059: Well Drilling and Completion Data Filing Requirements in Support of Disclosure of Hydraulic Fracturing Fluid Information, Calgary, AB,* AER.

AER, 2013a – Alberta Energy Regulator. *Directive 008: Surface Casing Depth Requirements*, Calgary, AB, AER.

AER, 2013b – Alberta Energy Regulator. *Directive 083: Hydraulic Fracturing – Subsurface Integrity*, Calgary, AB, AER.

AER, 2013c – Alberta Energy Regulator. Hydraulic Fracturing 201. Hydraulic Fracturing in Alberta. Paper presented by Cal Hill, Strategy and Regulation Division, AER, Calgary, AB.

AESRD, 2011 – Alberta Environment and Sustainable Resource Development. Methane Gas in Groundwater, adresse URL : http://environment.alberta.ca/02883.html (dernière consultation : février 2013).

AESRD, 2012 – Alberta Environment and Sustainable Resource Development. *A Guide to Remediation Certificates for Upstream Oil and Gas Sites,* Edmonton, AB, AESRD.

AESRD, 2013 – Alberta Environment and Sustainable Resource Development. *Oil and Gas Wells Reclamation*, adresse URL : http://environment.alberta.ca/02862.html (dernière consultation : octobre 2013).

AIE, 2011 – Agence internationale de l'énergie. « Are We Entering a Golden Age of Gas? », *World* 7409 *Energy Outlook 2011,* Paris, France, AIE.

AIE, 2012a – Agence internationale de l'énergie. *Energy Statistics of OECD Countries 2012*, Paris, France, AIE.

AIE, 2012b – Agence internationale de l'énergie. *Golden Rules for a Golden Age of Gas,* Paris, France, AIE.

AIE, 2013 – Agence internationale de l'énergie). *Energy Balances of OECD Countries (édition 2013),* Paris, France, AIE.

Al *et al.*, 2012 – Al, T., R. Cunjak et K. MacQuarrie. *Opinion: Potential Impact of Shale Gas Exploitation on Water Resources,* Fredericton, NB, University of New Brunswick.

Alberta Energy and Utilities Board, 2003 – Alberta Energy and Utilities Board. *Interim Directive ID 2003-01*, Calgary, AB, Alberta Energy and Utilities Board.

Alberta Geological Survey, 2012 – Alberta Geological Survey. *Saline Aquifer Mapping*, adresse URL : http://www.ags.gov.ab.ca/groundwater/saline-aquifer-mapping.html (dernière consultation : janvier 2014).

Alberta Ministry of Energy, 2013 – Alberta Ministry of Energy. *Energy Annual Report 2012-2013,* Edmonton, AB, Gouvernement de l'Alberta.

ALL Consulting, 2012 – ALL Consulting. *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources,* Tulsa, OK, Petroleum Technology Alliance Canada and Science and Community Environmental Knowledge Fund.

Allen *et al.*, 2009 – Allen, M. R., D. J. Frame, C. Huntingford, C. D. Jones, J. A. Lowe, M. Meinshausen et N. Meinshausen. « Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne », *Nature,* vol. 458, nº 7242, p. 1163-1166, DOI : 10.1038/nature08019.

Allen *et al.*, 2013 – Allen, D. T., V. M. Torres, J. Thomas, D. W. Sullivan, M. Harrison, A. Hendler, ... J. H. Seinfeld. « Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States », *Proceeding of the National Academy of Sciences,* vol. 44, nº 4, DOI : 10.1073/pnas.1304880110,.

Aller *et al.,* 1987 – Aller, L., T. Bennett, J. H. Lehr, R. J. Petty et G. Hackett. *DRASTIC: A Standardized System for Evaluating Ground Water Pollution Potential Using Hydrogeologic Settings.* Dublin, OH, U.S. EPA.

Alvarez *et al.,* 2012 – Alvarez, R. A., S. W. Pacala, J. J. Winebrake, W. L. Chameides et S. P. Hamburg. « Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure », *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America,* vol. 109, nº 17, 6435-6440, DOI : 10.1073/pnas.1202407109.

Amos et Blowes, 2008 – Amos, R. T. et D. W. Blowes. « Versatile direct push profiler for the investigation of volatile compounds near the water table », *Water Resources Research,* vol. 44, nº 4, DOI : 10.1029/2008WR006936.

ANGA et AXPC, 2012 – America's Natural Gas Alliance et American Exploration and Production Council. *ANGA Comments to EPA on New Source Performance Standards for Hazardous Air Pollutants Review America's Natural Gas Alliance,* Washington, DC, ANGA et AXPC.

APHA, 2012 – American Public Health Association. *Policy Statement on the Environmental and Occupational Health Impacts of High-Volume Hydraulic Fracturing of Unconventional Gas Reserves.* Washington, DC, APHA.

API, 2009 – American Petroleum Institute. *Hydraulic Fracturing Operation – Well Construction and Integrity Guidelines.* Washington, DC, API.

ARI, 2013 – Advanced Resources International, Inc. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States,* Arlington, VA, ARI.

Arthur *et al.*, 2008 – Arthur, J. D., B. Bohm, B.J., Coughlin et M. Layne. Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, Tulsa, OK, ALL Consulting.

Arthur *et al.,* 2010 – Arthur, J. D., B. J. Coughlin, B. K. Bohm & All Consulting. *Summary of Environmental Issues, Mitigation Strategies, and Regulatory Challenges Associated with Shale Gas Development in the United States and Applicability to Development and Operations in Canada,* communication présentée à la Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, AB.

ASPC, 2011 – Agence de la santé publique du Canada. Qu'est-ce qui détermine la santé?, adresse URL : http://www.phac-aspc.gc.ca/ph-sp/determinants/index-eng.php (dernière consultation : mars 2013).

AWWA, 2013 – American Water Works Association. *Water and Hydraulic Fracturing*. Denver, CO, AWWA.

B.C. Oil and Gas Commission, 2009 – B.C. Oil and Gas Commission. *Information Letter # OGC 09-07, Storage of Fluid Returns from Hydraulic Fracturing Operations,* Fort St. John, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2010a – B.C. Oil and Gas Commission. *Safety Advisory 2010-03 Communication During Fracture Stimulation, Victoria, BC,* B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2010b – B.C. Oil and Gas Commission. *Oil and Gas Water Use in British Columbia*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2010c – B.C. Oil and Gas Commission. *Commission Order 10-15-001*, Victoria, BC, B.C. OIl and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2011 – B.C. Oil and Gas Commission. *Land Use Planning*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2012a – B.C. Oil and Gas Commission. *Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2012b – B.C. Oil and Gas Commission. *Fracture Fluid Report Upload Manual*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2012c – B.C. Oil and Gas Commission. *Water Use in Oil and Gas Activities*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2013a – B.C. Oil and Gas Commission. *2013 Restoration Verification Audit Program Procedure Manual*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2013b – B.C. Oil and Gas Commission. *Well Completion, Maintenance and Abandonment Guidelines*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2013c – B.C. Oil and Gas Commission. *Application Guideline for: Deep Well Disposal of Produced Water Deep Well Disposal of Nonhazardous Waste*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2013d – B.C. Oil and Gas Commission. *Water Source, Injection and Disposal Service Wells*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

B.C. Oil and Gas Commission, 2013e – B.C. Oil and Gas Commission. *Flaring and Venting Reduction Guideline*, Victoria, BC, B.C. Oil and Gas Commission.

Bair *et al.*, 2010 – Bair, E. S., D. C. Freeman et J. M. Senko. *Expert Panel Technical Report. Subsurface Gas Invasion, Bainbridge Township, Geauga County, Ohio,* Columbus, OH, Ohio Department of Natural Resources Division of Mineral Resources Management

Bamberg et Möser, 2007 – Bamberg, S. et G. Möser. « Twenty years after Hines, Hungerford, and Tomera: A new meta-analysis of psycho-social determinants of pro-environmental behaviour », *Journal of Environmental Psychology, vol. 27*, p. 14-25.

Bamberger et Oswald, 2012 – Bamberger, M. et R. E. Oswald. « Impacts of gas drilling on human and animal health », *New Solutions,* vol. 22, nº 1, p. 51-77.

BAPE, 2011a – Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. *Sustainable Development of the Shale Gas Industry in Québec, Excerpts from Report 273,* Québec, QC, BAPE.

BAPE, 2011b – Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, Rapport 273,* Québec, QC, BAPE.

Barker et Fritz, 1981 – Barker, J. F. et P. Fritz. « The occurrence and origin of methane in some groundwater flow systems », *Canadian Journal of Earth Sciences,* vol. 18, nº 12, p. 1802-1816, DOI : 10.1139/e81-168.

Bexte *et al.,* 2008 – Bexte, D. C., M. Willis, G. G. De Bruijn, B. Eitzen et E. Fouillard. « Improved cementing practice prevents gas migration », *World Oil,* vol. 229 nº 6.

Birkholzer *et al.,* 2011– Birkholzer, J. T., J. P. Nicot, C. M. Oldenburg, Q. Zhou, S. Kraemer et K. Bandilla. « Brine flow up a well caused by pressure perturbation from geologic carbon sequestration: Static and dynamic evaluations », *International Journal of Greenhouse Gas Control,* vol. 5, nº 4, p. 850-861, DOI : 10.1016/j.ijggc.2011.01.003.

Bjørlykke, K., 1989 – *Sedimentology and Petroleum Geology*. Berlin, Germany, Springer-Verlag.

Bloomberg et Mitchell, 2012 – Bloomberg, M. R. et G. P. Mitchell. « Fracking is too Important to Foul Up », *Washington Post*, 23 août.

BMHC, 2012 – Bureau du médecin-hygiéniste en chef. *Chief Medical Officer of Health's Recommendations Concerning Shale Gas Development in New Brunswick,* Fredericton, NB, ministère de la Santé du Nouveau-Brunswick.

Bourgoyne *et al.,* 2000 – Bourgoyne, A. T., S. L. Scott et W. Manowski. *A Review of the Sustained Casing Pressure Occurring on the OCS*. Washington, DC, U.S. Department of the Interior, Minerals Management Services.

Bradbury *et al.,* 2013 – Bradbury, J., M. Obeiter, L. Draucker, W. Wang et A. Stevens, *Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems. Working Paper*. Washington, DC, World Resources Institute.

Brisson *et al.,* 2010 – Brisson, G., C. Campagna, G. Carrier, P. Chevalier, L. Deger, D. Gauvin,… A. Smargiassi. État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique, Québec, QC, Institut national de santé publique du Québec.

Broomfield, 2012 – Broomfield, M. *Support to the Identification of Potential Risks for the Environment and Human Health Arising from Hydrocarbon Operations Involving Hydraulic Fracturing in Europe,* Didcot, Royaume-Uni, European Commission DG Environment.

Brouyère *et al.,* 2011 – Brouyère, S., P. Y. Jeannin, A. Dessargues, N. Goldscheider, I. C. Popescu, M. Sauter,… F. Zwahlen. Évaluation and Validation of Vulnerability Concepts Using a Physically Based Approach, communication présentée à à la 7th Conference on Limestone Hydrology and Fissure Media, Besançon, France.

Brown, 2000 – Brown, A. « Evaluation of possible gas microseepage mechanisms », *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol.* 84, nº 11, p. 1775-1789.

Brown, 2010 – Brown, J. *Drilling 101,* communication présentée en personne, Sibley Hall, Cornell University, Ithica, NY.

Burnham *et al.,* 2012 – Burnham, A., J. Han, C. E. Clark, M. Wang, J. B. Dunn et I. Palou-Rivera. « Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum », *Environmental Science and Technology,* vol. 46, nº 2, p. 619-627.

Caboit Oil & Gas Corporation. 2012 – *Uniquely Cabot. 2012 Annual Report,* Houston, TX, Caboit Oil & Gas Corporation.

CAC, 2012 – Conseil des académies canadiennes. *Nouvelles technologies et évaluation de la sécurité chimique,* Comité d'experts sur les tests intégrés pour les pesticides, Ottawa, ON, CAC.

CAC, 2013 – Conseil des académies canadiennes. *L'eau et l'agriculture au Canada : vers une gestion durable des ressources en eau,* Comité d'experts sur la gestion durable de l'eau des terres agricoles du Canada, Ottawa, ON, CAC.

Carter *et al.*, 2009 – Carter, T., L. Fortner et C. Béland Otis. *Shale Gas Opportunities in Southern Ontario,* communication présentée à la 48th Annual OPI Conference and Trade Show, Sarnia, ON.

Cathles *et al.*, 2012 – Cathles, L.M., L. Brown, M. Taam et A. Hunter. « A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea », *Climate Change,* vol. 113, nº 2, p. 525-535.

CBC, 2011 – Canadian Broadcasting Corporation. *Interactive: What a Hydraulic Fracturing Site Looks Like*, adresse URL : http://www.cbc.ca/nb/features/fracturedfuture/annotated_site.html (dernière consultation : février 2013).

CBC, 2013 – Canadian Broadcasting Corporation – *Maliseet Anti-Shale Gas Letter Delivered to Premier's Office*, adresse URL : http://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/maliseet-anti-shale-gas-letter-delivered-to-premier-s-office-1.2253996 (dernière consultation : janvier 2014).

CCSP, 1994 – Comité consultatif fédéral-provincial-territorial sur la santé de la population. *Stratégies d'amélioration de la santé de la population – Investir dans la santé des Canadiens,* Halifax, NS, Santé Canada.

CCSP, 1999 – Comité consultatif fédéral-provincial-territorial sur la santé de la population. *Pour un avenir en santé : Deuxième rapport sur la santé de la population canadienne,* Charlottetown, PE, Santé Canada.

CDPHE, 2010 – Colorado Department of Public Health and Environment. *Public Health Implications of Ambient Air Exposures as Measured in Rural and Urban Oil & Gas Development Areas – An Analysis of 2008 Air Sampling Data,* Denver, CO, CDPHE.

Chapman *et al.*, 2013 – Chapman, S. W., B. L. Parker, J. A. Cherry, S. D. McDonald, K. J. Goldstein, J. J. Frederick,…C. E. Williams. « Combined MODFLOW-FRACTRAN application to assess chlorinated solvent transport and remediation in fractured sedimentary rock », *Remediation,* vol. 23, nº 3, p. 7-35.

Chapman et Venables, 2012 – Chapman, A. et S. Venables. *Projections of Surface Water Use for Hydraulic Fracturing in the Montney Trend.* communication présentée au Unconventional Gas Technical Forum, Victoria, BC.

Chesapeake Energy, 2012 – Chesapeake Energy. *Water Used in Deep Shale Gas Exploration Fact Sheet*, Oklahoma City, OK, Chesapeake Energy.

Cheung *et al.*, 2010 – Cheung, K., P. Klassen, B. Mayer, F. Goodarzi et R. Aravena. « Major ion and isotope geochemistry of fluids and gases from coalbed methane and shallow groundwater wells in Alberta, Canada », *Applied Geochemistry*, vol. 25, p. 1307-1329.

CIA, 2013 – Central Intelligence Agency. *The World Factbook. Country Comparison: Natural Gas - Production*, adresse URL : https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2249rank.html?countryName=Canada&countryCode=ca&regionCode=noa&rank=5#ca (dernière consultation : février 2013).

Clark *et al.*, 2013 – Clark, I. D., T. Al, M. Jensen, L. Kennell, M. Mazurek, R. Mohapatra et K. G. Raven. « Paleozoic-aged brine and authigenic helium preserved in an Ordovician shale aquiclude », *Geology,* vol. 41, nº 9, p. 951-954.

Cohen *et al.*, 2013 – Cohen, H. A., T. Parratt et C. B. Andrews. « Discussion of papers "Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers" », *Groundwater,* vol. 51, nº 3, p. 317-319.

Colborn *et al.*, 2011 – Colborn, T., C. Kwiatkowski, K. Schultz et M. Bachran. « Natural gas operations from a public health perspective », *Human and Ecological Risk Assessment, vol. 17*, p. 1039-1056.

Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis, 2011 – Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis. *Chemicals Used in Hydraulic Fracturing,* Washington, DC, Chambre des représentants des États-Unis.

Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis, 2011 – Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis. *Chemicals Used in Hydraulic Fracturing,* Washington, DC, Comité de l'énergie et du commerce de la Chambre des représentants des États-Unis.

Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 2012 – Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste,* Québec, QC, Gouvernement du Québec.

Cooke, 1979 – Cooke Jr., C. E. « Radial differential temperature (RDT) logging – A new tool for detecting and treating flow behind casing », *Journal of Petroleum Technology* vol. 31, nº 6, p. 676-682.

Cooley et Donnelly 2012 – Cooley, H. et K. Donnelly, *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction,* Oakland, CA, Pacific Institute.

Cottle et Guidotti, 1990 – Cottle, M. et T. Guidotti. « Process chemical in the oil and gas industry: Potential occupational hazards, toxicology, and industrial health », *Toxicology and Industrial Health,* vol. *6*, p. 41-56.

Cour suprême du Canada, 1997 – Cour suprême du Canada. *Delgamuukw c. Colombie-Britannique,* nº de dossier : *23799,* Ottawa, ON Cour suprême du Canada.

Cour suprême du Canada, 1999 – Cour suprême du Canada. *Ryan c. Victoria,* nº de dossier : *25704,* Ottawa, ON, Cour suprême du Canada.

Cour suprême du Canada, 2004 – Cour suprême du Canada. *Nation haïda c. Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, nº de dossier : 29419, Ottawa, ON, Cour suprême du Canada.

Coussens et Martinez, 2014 – Coussens, C. et R. M. Martinez. *Health Impact Assessment of Shale Gas Extraction: Workshop Summary,* Washington, DC, National Academy of Sciences.

Covello, 1983 – Covello, V. T. « The perception of technological risks: A literature review », *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 23, nº 4, p. 285-297.

Covello, 1992 – Covello, V. T. « Risk Communication: An Emerging Area of Health Communication Research », dans S. A. Deetz (éd.), *Communications Yearbook,* Newbury Park, CA, Sage Publications.

Crouse *et al.*, 2012 – Crouse, D. L., P. A. Peters, A. Donkelaar, M. S. Goldberg, P. J. Villeneuve, O. Brion,… R. T. Burnett. « Risk of nonaccidental and cardiovascular mortality in relation to long-term exposure to low concentrations of fine particulate matter: A Canadian national-level cohort study », *Environmental Health Perspectives,* vol. 120, nº 5, p. 708-714.

Daigle, 2010 – Daigle, P. « A summary of the environmental impacts of roads, management responses, and research gaps: A literature review », *BC Journal of Ecosystems and Management,* vol. 10, nº 3, p. 65-89.

Davey, 2012 – Davey, E. *Written Ministerial Statement by Edward Davey: Exploration for Shale Gas*, adresse URL : https://www.gov.uk/government/speeches/written-ministerial-statement-by-edward-davey-exploration-for-shale-gas (dernière consultation : janvier 2014).

DeMong *et al.*, 2010 – DeMong, K., J. Fahlman et R. Schnell. *Coping With Surface and Downhole Interference on Tightly Spaced Completions Pads in the Horn River,* communication présentée à la Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, AB.

Dittrick, 2012 – Dittrick, P. « Drought raising water costs, scarcity concerns for Shale Plays », *Oil and Gas Journal*, 30 juillet.

DNV, 2013 – Det Norske Veritas. *Recommended Practice: Risk Management of Shale Gas Developments and Operations (DNV-RP-U301),* Høvik, Norway, DNV.

Dolley, 2012 – Dolley, T. P. *2010 Minerals Yearbook. Silica*, USGS.

Dondiego, 2013 – Dondiego, M. *New Fracking Study, New Controversy*, adresse URL : http://www.legislativegazette.com/Articles-c-2013-09-23-85187.113122-New-fracking-study-new-controversy.html (dernière consultation : janvier 2014).

Duchaine *et al.*, 2012 – Duchaine, Y., Y. Tourigny, G. Beaudoin et C. Dupuis. *Potentiel en gaz naturel dans le groupe d'Utica,* Québec, QC, Université Laval.

Dusseault *et al.*, 2000 – Dusseault, M., M. Gray et P. Nawrocki. *Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences,* communication présentée à la Society of Petroleum Engineers International Oil and Gas Conference and Exhibition, Pékin, Chine.

Dusseault, 2013 – Dusseault, M. *Geomechanical Aspects of Shale Gas Development.* communication présentée à la conférence EUROCK 2013, Wroclaw, Pologne.

Dutzik *et al.*, 2012 – Dutzik, T., E. Ridlington etJ. Rumpler. *The Costs of Fracking*, Santa Barbara, CA, PennEnvironment Research and Policy Center.

EC/R Incorporated, 2011 – EC/R Incorporated. *Oil and Natural Gas Sector: Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Production, Transmission, and Distribution. Background Technical Support Document for Proposed Standards,* Chapel Hill, NC, EPA.

Efstathiou et Drajem, 2013 – Efstathiou, J. &M. Drajem. *Drillers Silence Fracking Claims With Sealed Settlements*, adresse URL : http://www.bloomberg.com/news/2013-06-06/drillers-silence-fracking-claims-with-sealed-settlements.html (dernière consultation : août 2013).

EIA, 1998 – U.S. Energy Information Administration. *Natural Gas 1998. Issues and Trends,* Washington, DC, EIA.

EIA, 2011 – U.S. Energy Information Administration. *Maps: Exploration, Resources, Reserves, and Production*, adresse URL : http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/maps/maps.htm (dernière consultation : août 2013).

EIA, 2012 – U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2012,* Washington, DC, EIA.

EIA, 2014 – U.S. Energy Information Administration. *Henry Hub Natural Gas Spot Price*, adresse URL : http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm (dernière consultation : janvier 2014).

Einarson et Cherry, 2002 – Einarson, M. D. et J. A. Cherry. « A new multilevel ground water monitoring system using multichannel tubing », *Groundwater Monitoring and Remediation,* vol. 22, nº 4, p. 52-65.

Einarson, 2006 – Einarson, M. « Multilevel Groundwater Monitoring », dans *Practical Handbook of Environmental Site Characterization and Groundwater Monitoring* (2e éd.), Boca Raton, FL, CRC Taylor & Francis.

Eklund, 2005 – Eklund, D. *Penetration Due to Filtration Tendency of Cement Based Grouts,* Stockholm, Suède, Royal Institute of Technology.

Eligon, 2013 – Eligon, J. « An Oil Boom Takes a Toll on Health Care », *The New York Times*, 27 janvier.

Encana, 2013 – Encana. *Courtesy Matters*, adresse URL : http://www.encana.com/communities/courtesy-matters/ (dernière consultation : septembre 2013).

Entrekin *et al.*, 2011 – Entrekin, S., M. Evans-White, B. Johnson et E. Hagenbuch. « Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters », *Frontiers in Ecology and the Environment,* vol. 9, nº 9, p. 503-511, DOI : 10.1890/110053.

Environnement Canada, 2011 – Environnement Canada. *Plan de surveillance de l'environnement intégré des sables bitumineux,* Ottawa, ON, Environnement Canada.

EPA, 1993 – Environmental Protection Agency. *Guidance for Evaluation the Technical Impracticability of Ground-Water Restoration,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2009a – Environmental Protection Agency. *Greenhouse Gas Emissions Reporting From the Petroleum and Natural Gas Industry, Background Technical Support Document,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2009b – Environmental Protection Agency. *National Primary Drinking Water Regulations,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2009c – Environmental Protection Agency. *Ozone and Your Health,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2010 – Environmental Protection Agency. *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2008,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2011a – Environmental Protection Agency. *Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2011b – Environmental Protection Agency. *Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2012a – Environmental Protection Agency. Regulation of Hydraulic Fracturing Under the Safe Drinking Water Act, adresse URL : http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_hydroreg.cfm (dernière consultation : juillet 2014).

EPA, 2012b – Environmental Protection Agency. Health Effects, adresse URL : http://www.epa.gov/glo/health.html (dernière consultation : septembre 2013).

EPA, 2012c – Environmental Protection Agency. *Oil and Natural Gas Sector: Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Production, Transmission, and Distribution. Background Supplemental Technical Support Document for the Final New Source Performance Standards,* Chapel Hill (NC), EPA.

EPA, 2013a – Environmental Protection Agency. *Nitrogen Dioxide. Health,* adresse URL : http://www.epa.gov/airquality/nitrogenoxides/health.html (dernière consultation : septembre 2013).

EPA, 2013b – Environmental Protection Agency. *EPA Needs to Improve Air Emissions Data for the Oil and Natural Gas Production Sectors,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2013c – Environmental Protection Agency. *Draft Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2011,* Washington, DC, EPA.

EPA, 2013d – Environmental Protection Agency. *Particulate Matter (PM). Health,* adresse URL : http://www.epa.gov/pm/health.html (dernière consultation : septembre 2013).

Erickson, 1994 – Erickson, P. A. *A Practical Guide to Environmental Impact Assessment,* San Diego, CA, Academic Press.

Erno et Schmitz, 1996 – Erno, B. et R. Schmitz. « Measurements of soil gas migration around oil and gas wells in the Lloydminster area », *Journal of Canadian Petroleum Technology,* vol. 35, nº 7, DOI : 10.2118/96-07-05.

Esswein *et al.*, 2012 – Esswein, E. J., M. Breitenstein et J. Snawder. *NIOSH Field Effort to Assess Chemical Exposures in Oil and Gas Workers: Health Hazards in Hydraulic Fracturing,* Denver, CO, NIOSH.

Ethridge, 2010 – Ethridge, S. *Interoffice Memorandum: Health Effects Reviews of Barnett Shale Formation Area Monitoring Projects,* Austing, TX, Texas Commission on Environmental Quality.

Ewen *et al.*, 2012 – Ewen, C., D. Borchardt, S. Richter et R. Hammerbacher. *Hydrofracking Risk Assessment. Study Concerning the Safety and Environmental Compatibility of Hydrofracking for Natural Gas Production from Unconventional Reservoirs (Executive Summary),* Berlin, Germany, ExxonMobil Production Deutschland Gmbh.

Eynon, 2012 – Eynon, G. *Energy: The Impact of Hydraulic Fracture Stimulation on Regulations and the Economy. Panel Discussion,* communication présentée à la conférence Hydraulic Fracture Stimulation, Banff, AB.

Fierro *et al.*, 2001 – Fierro, M. A., M. K. O'Rourke et J. Burgess L. *Adverse Health Effects of Exposure to Ambient Carbon Monoxide,* Tucson, AZ, College of Public Health, University of Arizona.

Figueroa *et al.*, 2008 – Figueroa, J. D., T. Fout, S. Plasynski, H. McIlvried et R. D. Srivastava. « Advances in CO2 capture technology – The U.S. department of energy's carbon sequestration program », *International Journal of Greenhouse Gas Control,* vol. 2, nº 1, p. 9-20.

Fisher et Warpinski, 2011 – Fisher, K. et N. Warpinski. *Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data*, communication présentée à la Society of Petroleum Egineers Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, CO.

Flemisch *et al.*, 2011 – Flemisch, B., M. Darcis, K. Erbertseder, B. Faigle, A. Lausser, K. Mosthaf,… R. Helmig. « DuMu^{x}: DUNE for multi-flow and transport in porous media », *Advances in Water Resources,* vol. 34, p. 1102-1112.

Flewelling *et al.*, 2013 – Flewelling, S. A., M. P. Tymchak et N. Warpinski. « Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations », *Geophysical Research Letters,* vol. 40, p. 1-5, DOI : 10.1002/grl.50707.

Flewelling et Sharma, 2014 – Flewelling, S. A. et M. Sharma. « Constraints on upward migration of hydraulic fracturing fluid and brine », *Groundwater,* vol. 52, nº 1, DOI : 10.1111/gwat.12095.

FNFN, 2012 – Fort Nelson First Nation. *Respect for the Land: Fort Nelson First Nation Strategic Land Use Plan,* Fort Nelson, BC, Fort Nelson First Nation.

Focazio *et al.*, 2002 – Focazio, M. J., T. E. Reilly, M. G. Rupert et D. R. Helsel. *Assessing Ground-Water Vulnerability to Contamination: Providing Scientifically Defensible Information for Decision Makers*, Denver, CO, USGS.

Folkes, 1982 – Folkes, D. J. « Control of contaminant migration by the use of liners », *Canadian Geotechnical Journal* vol. 19, nº 3, p. 320-344.

Fountain et Jacobi, 2000 – Fountain, J. C. et R. D. Jacobi. « Detection of buried faults and fractures using soil gas analysis », *Environmental and Engineering Geoscience,* vol. 6, nº 3, p. 201-208.

Fraser Basin Council, 2012 – Fraser Basin Council. *Identifying Health Concerns Relating to Oil & Gas Development in Northeastern BC*, Vancouver, BC, BC Ministry of Health.

Frind *et al.*, 2006 – Frind, E. O., J. W. Molson et D. L. Rudolph. « Well vulnerability: A quantitative approach for source water protection », *Groundwater,* vol. 44, nº 5, p. 732-742, DOI : 10.1111/j.1745-6584.2006.00230.x.

Gassiat *et al.*, 2013 – Gassiat, C., T. Gleeson, R. Lefebvre et J. McKenzie « Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales », *Water Resources Research, 40(12), 8310-8327*, DOI : 10.1002/2013WR014287.

Gautschi, 2001 – Gautschi, A. « Hydrogeology of a fractured shale (Opalinus Clay): Implications for deep geological disposal of radioactive wastes », *Hydrogeology Journal, vol. 9*, p. 97-107.

GE 2014 – General Electric. *FlexEfficiency* 50 Combined Cycle Power Plant*, adresse URL : http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/gas_turbines_heavy_duty/flexefficiency_50_combined_cycle_power_plant.jsp (dernière consultation : janvier 2014).

Geoscience BC, 2011a – Geoscience BC. *Geoscience BC Announces Collaborative Horn River Basin Water Study Phase II Activities*, adresse URL : http://www.geosciencebc.com/s/NewsReleases.asp?ReportID=478074 (dernière consultation : janvier 2014).

Geoscience BC, 2011b – Geoscience BC. *Montney Water Project. Project Completion Report,* Vancouver (BC), Geoscience BC.

Geoscience BC, 2012 – Geoscience BC. *Geoscience BC Announces Collaborative Regional Seismic Program*, adresse URL : http://www.geosciencebc.com/s/NewsReleases.asp?ReportID=545816&_Type=News&_Title=Geoscience-BC-Announces-Collaborative-Regional-Seismic-Program (dernière consultation : avril 2013).

Gevantman, 2013 – Gevantman, L. H. « Solubility of Selected Gases », dans Haynes W. M. (94e éd.), *Handbook of Chemistry and Physics,* Boca Raton, FL, CRC Press/Taylor and Francis.

GIEC, 2007 – Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. *Changements climatiques 2007 : Les éléments scientifiques,* New York, NY, GIEC.

GIEC, 2013 – Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis,* New York, NY, GIEC.

Gillis, 2012 – Gillis, D. *Fort Nelson First Nation to Discuss Massive Shale Gas Water Licenses Nov. 13 in Vancouver*, adresse URL : http://thecanadian.org/item/1805-fort-nelson-first-nation-to-discuss-mass (dernière consultation : mars 2013).

Gilman *et al.*, 2013 – Gilman, J. B., B. M. Lerner, W. C. Kuster et J. A. de Gouw. « Source Signature Of Volatile Organic Compounds From Oil And Natural Gas Operations In Northeastern Colorado », *Environmental Science and Technology,* vol. 47, nº 3, p. 1297-1305, DOI : 10.1021/es304119a.

Gimmie *et al.*, 2007 – Gimmie, T., H. N. Waber, A. Gautschi et A. Rubel . « Stable water isotopes in pore water of Jurassic argillaceous rocks as tracers for solute transport over large spatial and temporal scales », *Water Resources Research,* vol. 43, nº 4, DOI : 10.1029/2005WR004774.

Goldstein *et al.*, 2012 – Goldstein, B. D., J. Kriesky et B. Pavliakova. « Missing from the table: Role of the environmental public health community in governmental advisory commissions related to Marcellus Shale drilling », *Environmental Health Perspectives,* vol. 120, nº 4, p. 483-486.

Goldstein *et al.*, 2013 – Goldstein, B. D., E. F. Bjerke et J. Kriesky. « Challenges of unconventional shale gas development: So what's the rush? », *Notre Dame Journal of Law, Ethics & Public Policy,* vol. 27, nº 1, p. 149-185.

GoodGuide, 2011 – GoodGuide. *Hazardous Air Pollutants (Clean Air Act)*, adresse URL : http://scorecard.goodguide.com/chemical-groups/one-list.tcl?short_list_name=hap (dernière consultation : janvier 2014).

Gorody, 2012 – Gorody, A. W. « Factors affecting the variability of stray gas concentration and composition in groundwater », *Environmental Geosciences,* vol. 19, nº 1, 17-31, DOI : 10.1306/eg.12081111013.

Gouvernement de l'Alberta, 2011 – Gouvernement de l'Alberta. *Occupational Injuries and Diseases in Alberta. Upstream Oil and Gas Industries 2006 to 2010,* Edmonton, AB, Gouvernement de l'Alberta.

Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, 2013 – Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. *Minister Provides Position on Hydraulic Fracturing*, adresse : http://www.releases.gov.nl.ca/releases/2013/nr/1104n06.htm (dernière consultation : janvier 2014).

Gouvernement du Canada et Gouvernement de l'Alberta, non daté – Gouvernement du Canada et Gouvernement de l'Alberta. *Plan de mise en oeuvre conjoint du Canada et de l'Alberta pour la surveillance visant les sables bitumineux.*

Gouvernement du Canada, 1982 – Gouvernement du Canada. *Loi constitutionnelle de 1982,* Ottawa, ON, Gouvernement du Canada.

Gouvernement du Québec, 2013 – Gouvernement du Québec. *Gazette officielle du Québec, Lois et règlements, v*ol. 22, Québec, QC, Gouvernement du Québec.

Gouvernement du Québec, 2014 – Gouvernement du Québec. Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, adresse URL : http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca (dernière consultation : janvier 2014).

Gregory *et al.*, 2011 – Gregory, K. B., D. V. Radisav et D. A. Dzombak. « Water management challenges associated with the production of shale gas by hydraulic fracturing », *Elements,* vol. 7 nº 3, p. 181-186, DOI : 10.2113/gselements.7.3.181.

GRES, 2013 – Groupe de recherche sur l'eau souterraine. Projet/PACES/Mise en contexte, adresse URL : http://gres.uqat.ca/FR/PACES_MISE_EN_CONTEXTE (dernière consultation : janvier 2014).

Groupe CSA, 2012 – Canadian Standards Association Group. *Geological Storage of Carbon Dioxide (Z741-12),* Toronto, ON, Groupe CSA.

GW Solutions, 2012 – GW Solutions. *Montney Water Project - Hydrogeologic Review,* Dawson Creek, BC, City of Dawson Creek.

Halliburton, 2008 – Halliburton. *U.S. Shale Gas. An Unconventional Resource. Unconventional Challenges,* Huston, TX, Halliburton.

Hamlat *et al.*, 2001 – Hamlat, M. S., S. Djeffal et H. Kadi. « Assessment of radiation exposures from naturally occurring radioactive materials in the oil and gas industry », *Applied Radiation and Isotopes,* vol. 55, nº 1, p. 141-146.

Hawkes *et al.*, 2004 – Hawkes, C. D., P. J. McLellan, U. Zimmer et S. Bachu. *Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO_2 in Depleted Oil and Gas Reservoirs: Risks and Mechanisms,* communication présentée à la conférence Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS), Houston, TX.

Hayes et Archibald, 2012 – Hayes, B. J. R. et H. B. Archibald. *Scoping Study of Unconventional Oil and Gas Potential,* Whitehorse, YK, Yukon Geological Survey.

Hayhoe *et al.*, 2002 – Hayhoe K., Kheshgi H.S., Jain A.K. et Wuebbles. D.J. Substitution of natural gas for coal: Climatic effects of utility sector emissions, *Climate Change, vol. 54,* p. 107-139.

Healy *et al.*, 1968 – Healy, J. H., W. W., Rubey, D. T., Griggs et C. B. Raleigh. « The Denver earthquakes », *Science,* vol. 161, nº 3848, p. 1301-1310.

Heath et Mann, 2012 – Heath, G.A. et M. K. Mann. « Background and reflections on the life cycle assessment harmonization project », *Journal of Industrial Ecology,* vol. 16, supplément 1, p. S8-S11.

Heilweil *et al.*, 2013 – Heilweil, V. M., B. J., Stolp, B. A., Kimball, D. D., Susong, T.M., Marston et P.M. Gardner. « A stream-based methane monitoring approach for evaluating groundwater impacts associated with unconventional gas development, *Groundwater »,* vol. 51, nº 4, p. 511-524.

Herz *et al.*, 2007 – Herz, S., A. Vina et J. Sohn. *Development Without Conflict. The Business Case for Community Consent,* Washington, DC, World Resources Institute.

Hill, 2013 – Hill, J. *Eagle Ford Trucking Accident Risk,* adresse URL : http://www.rhlawgroup.com/blog/eagle-ford-trucking-accident-risk/ (dernière consultation : août 2013).

Holder, 2004 – Holder, J. *Environmental Assessment: The Regulation of Decision Making,* New York, NY, Oxford University Press.

Honeycutt, 2012 – Honeycutt, M. *Air Quality Impacts of Natural Gas Operations in Texas,* Austin, TX, Texas Commission on Environmental Quality.

Horn River Basin Producers Group, 2010 – Horn River Basin Producers Group. *Horn River Basin/Shale Gas Frequently Asked Questions,* adresse URL : http://www.northernrockies.ca/assets/Business/Producers~Group/HRBPG_FAQ.pdf (dernière consultation : septembre 2013).

House of Commons Energy and Climate Change Committee, 2011 – House of Commons Energy and Climate Change Committee. *Shale Gas. Fifth Report of Sessions 2010–12.* Londres, Royaume-Uni, House of Commons.

Howarth *et al.*, 2011 – Howarth, R., R. Santoro et A. Ingraffea. « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations », *Climate Change,* vol. 106, nº 4, p. 670-690, DOI : 10.1007/s10584-011-0061-5.

Howarth *et al.*, 2012 – Howarth, R., D. Shindell, R. Santoro, A. Ingraffea, N. Phillips et A. Townsend-Small. *Methane Emissions from Natural Gas Systems,* Washington, DC, National Climate Assessment.

Hughes, 1983 – Hughes, T. P. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880–1930,* Baltimore, MD, Johns Hopkins University Press.

Hughes, 2013 – Hughes, D. J. *Drill, Baby, Drill,* Santa Rosa, CA, Post Carbon Institute.

Hultman *et al.*, 2011 – Hultman, N., D. Rebois, M. Scholten et C. Ramig. « The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation », *Environmental Research Letters,* vol. 6, nº 4, DOI : 10.1088/1748-9326/6/4/044008.

Hume, 2012 – Hume, M. « Dawson Creek and Shell Elude Water Shortage Crisis », *The Globe and Mail,* 9 septembre.

IAIA, 1999 – International Association for Impact Assessment. *Principles of Environmental Impact Assessment Best Practice,* Fargo, ND, IAIA.

ICO_2N, 2013 – ICO_2N. *Canadian Carbon Capture and Storage Projects,* adresse URL : http://www.ico2n.com/ccs-in-canada/first-projects-in-canada (dernière consultation : septembre 2013).

Industrie Canada, 2010 – Industrie Canada, *Guide pour le développement des codes volontaires – Qu'est-ce qu'un code volontaire?,* adresse URL : http://www.ic.gc.ca/eic/site/oca-bc.nsf/eng/ca00963.html (dernière consultation : septembre 2013).

Infante *et al.*, 2012 – Infante, L., J. Hopkins, K. Obenshain et E. Fisher. *Emerging Natural Gas Issues: Concerns and Activities Surrounding Hydraulic Fracturing and the Development of Shale Gas,* Washington, DC, Edison Electric Institute.

Interorganizational Committee on Guidelines and Principles for Social Impact Assessment, 1994 – Interorganizational Committee on Guidelines and Principles for Social Impact Assessment. *Guidelines and Principles for Social Impact Assessment,* Washington, DC, National Oceanic and Atmospheric Administration.

Jackson *et al.*, 2013a – Jackson, R. B., A. Vengosh, T. H. Darrah, N. R. Warner, A. Down, R. J. Poreda,… J. D. Karr. « Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus Shale gas extraction », *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS),* vol. 110, nº 8, p. 11250-11255, DOI : 10.1073/pnas.1221635110.

Jackson *et al.*, 2013b – Jackson, R.E., A.W. Gorody, B. Mayer, J. W., Roy, M. C. Ryan et D. R. Van Stempvoort. « Groundwater protection and unconventional gas extraction: The critical need for field-based hydrogeological research », *Groundwater,* vol. 51, nº 4, p. 488-510, DOI : 10.1111/gwat.12074.

Jackson et Dusseault, 2013 – Jackson, R. et M. Dusseault. *Seepage Pathway Assessment for Natural Gas to Shallow Groundwater During Well Stimulation, Production, and After Abandonment,* communication présentée à GéoMontréal 2013, Montréal, QC.

Jacquet, 2009 – Jacquet, J. *Energy Boomtowns and Natural Gas: Implications for Marcellus Shale Local Governments and Rural Communities, NERCRD Rural Development Paper No. 43,* University Park, PA, The Northeast Regional Center for Rural Development and The Pennsylvania State University.

Jacquet, 2013 – Jacquet, J. *Risks to Communities from Shale Gas Development,* communication présentée au Workshop on Risks from Shale Gas Development, Washington, DC.

Jewell et Wilson, 2011 – Jewell, K. P. et J. T. Wilson. « A new screening method for methane in soil gas using existing groundwater monitoring wells », *Ground Water Monitoring and Remediation,* vol. 31, nº 3, p. 82-94, DOI : 10.1111/j1745-6592.2011.001345.x.

Jiang *et al.*, 2011 – Jiang, M., W. M. Griffin, C. Hendrickson, P. Jaramillo, J. VanBriesen et A. Venkatesh. « Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas », *Environmental Research Letters,* vol. 6, nº 3, 034014.

Johnson et Johnson, 2012 – Johnson, E. et L. A. Johnson. « Hydraulic fracture water usage in northeast British Columbia: Locations, volumes and trends », *Geoscience Reports 2012, B.C. Ministry of Energy and Mines, 2012,* p. 41-63.

Johnson, 2010 – Johnson, N. *Pensylvania Energy Impacts Assessment. Report 1: Marcellus Shale Natural Gas and Wind,* Harrisburg, PA, The Nature Conservancy.

Johnson, 2011 – Johnson, N. *Pennsylvania Energy Impacts Assessment,* Harrisburg (PA), The Nature Conservancy.

Johnson, 2012 – Johnson, E. *Water Issues Associated with Hydraulic Fracturing in Northeast British Columbia,* communication présentée au Unconventional Gas Technical Forum, Victoria, BC.

Jones, 2010 – Jones, C. F. A landscape of energy abundance: Anthracite coal canals and the roots of american fossil fuel dependence, 1820-1860, *Environmental History,* vol.15, p. 449-484, DOI : 10.1093/envhis/emq057.

Kahrilas *et al.*, 2013 – Kahrilas, G., J. Blotevogal, E. R. Corrin et T. Borch. *Fate of Hydraulic Fracturing Chemicals Under Down-Hole Conditions,* communication présentée à l'événement ACS National Meeting, Indianapolis, IN.

Keighley et Maher, – 2010 Keighley, D. et C. Maher. *A Preliminary Assessment of Carbon Storage Capacity in Deep Underground Geological Formations of New Brunswick.* Fredericton, NB, University of New Brunswick.

Kelly et Mattisoff, 1985 – Kelly, W. R. et G. Mattisoff. « The effects of a gas well blow out on groundwater chemistry », *Environmental Geology and Water Sciences,* vol. 7, nº 7, p. 205-213.

Kemball-Cook *et al.*, 2010 – Kemball-Cook, S., A. Bar-Ilan, J. Grant, L. Parker, J. Jung, W. Santamaria,… G. Yarwood. « Ozone impacts of natural gas development in the Haynesville Shale », *Environmental Science and Technology,* vol. 44, nº 24, p. 9357-9363.

Keranen *et al.*, 2013 – Keranen, K. M., H. M. Savage, G. A. Abers et E. S. Cochran. « Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence », *Geology,* vol. 41, nº 6, p. 699-702.

King, 2012 – King, G. E. *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalists, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells,* communication présentée à la SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas.

Korfmacher *et al.*, 2013 – Korfmacher K.S., A., W. A. Jones, S. L. Malone et L. F. Vinci. « Public health and high volume hydraulic fracturing », *New Solutions,* vol. 23, nº 1, p. 13-31.

Kresic et Mikszewski, 2012 – Kresic, N. et A. Mikszewski. *Hydrogeological Conceptual Site Models: Data Analysis and Visualization,* Boca Raton, FL, CRC Press.

Kueper *et al.*, 1992 – Kueper, B. W., C. S. Haase et H. L. King. « Leakage of dense, nonaqueous phase liquids from waste impoundments constructed in fractured rock and clay: Theory and case history », *Canadian Geotechnical Journal,* nº 29, p. 234-244.

Lackey *et al.*, 2009 – Lackey, S.O., W.F., Myers, T.C., Christopherson et J.J. Gottula. *Nebraska Grout Task Force,* Lincoln, NE, University of Nebraska.

Lapierre, 2012 – Lapierre, L. *La voie de l'avenir – Section I : Sommaire des réunions publiques,* Fredericton, NB, Gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Lapp et Whiten, 2012 – Lapp, S. L. et R. Whiten. *British Columbia/Alberta Partnership for Applied Long-Term Watershed Management Research in the Peace River Region's Upper Kiskatinaw River,* Kamploops, BC, Forum for Research and Extension in Natural Resources.

Lavoie *et al.*, 2012 – Lavoie, D., Z. Chen, N. Pinet et S. Lyster. *A Review of November 24-25, 2011 Shale Gas Workshop, Resource Evaluation Methodology,* Calgary, AB, Commission géologique du Canada.

Leblanc *et al.*, 2011 – Leblanc, D., L. Huskins et R. Lestz. « Propane-based fracturing improves well performance in Canadian tight reservoirs », *World Oil,* juillet, p. 39-46.

Lemieux, 2011 – Lemieux, J.M. « The potential impact of underground geological storage of carbon dioxide in deep saline aquifers on shallow groundwater resources », *Hydrogeology Journal,* nº 19, p. 457-778, DOI : 10.1007/s10040-011-0715-4.

Levson *et al.*, 2012 – Levson, V., L. Pyle et M. Fournier. *NWT Open File 2012-06: Identification of Potential Silica Sand Deposits in the Northwest Territories,* Yellowknife, NT, Northwest Territories Geoscience Office.

Liroff, 2012 – Liroff, R. *Extracting the Facts: An Investor Guide to Disclosing Risks from Hydraulic Fracturing Operations,* New York, NY, Investor Environmental Health Network and Interfaith Center on Corporate Responsibility.

Litovitz *et al.*, 2013 – Litovitz, A., A. Curtright, S. Abramzon, N. Burger et C. Samaras. « Estimation of regional air-quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania », *Environmental Research Letters,* vol. 8, nº 1.

Logan *et al.*, 2012 – Logan, J., G. Heath, E. Paranhos, W. Boyd et K. Carlson. *Natural Gas and the Transformation of the US,* Golden, CO, Joint Institute for Strategic Energy Analysis.

Lolon *et al.*, 2009 – Lolon, E. P., C. L. Cipolla et L. Weijers. *Evaluation Horizontal Well Placement and Hydraulic Fracture Spacing/Conductivity in the Bakken Formation, North Dakota,* communication présentée à Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Nouvelle-Orléans, LA.

Lowen Hydrogeology Consultants Ltd., 2011 – Lowen Hydrogeology Consultants Ltd. *Aquifer Classification Mapping in the Peace River Region for the Montney Water Project*, Victoria, BC, Geoscience B.C.

Manga *et al.*, 2012 – Manga, M., I. Beresnev, E. E. Brodsky, J. E. Elkhoury, D. Elsworth, S. E. Ingebritsen,… C.-Y. Wang. « Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments and mechanisms », *Review of Geophysics,* nº 50, RG000382.

Manning et Reisinger, 2011 – Manning, M. et A. Reisinger. « Broader perspectives for comparing different greenhouse gases », *Philosophical Transactions of the Royal Society,* vol. 369, nº 1943, p. 1891-1905.

Martin, 2003 – Martin, G. *Gestion des forêts publiques du Nouveau-Brunswick*, Fredericton, NB, Ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick.

Matthews *et al.*, 2009 – Matthews, H. D., N. P. Gillett, P. A. Stott et K. Zickfeld. The proportionality of global warming to cumulative carbon emissions, *Nature,* nº 459, p. 829-832.

Maule *et al.*, 2012 – Maule, A. L., C. M. Makey, E. B. Benson, I. J. Burrows et M. K. Scammell. « Disclosure of hydraulic fracturing fluid chemicals additives: Analysis of regulations », *New Solutions: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy,* vol. 23, nº 1, p. 167-187.

McGarr *et al.*, 2002 – McGarr, A., D. Simpson et L. Seeber. « Case histories of induced and triggered seismicity », *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology,* 81 (A), p. 647-661.

McKenzie *et al.*, 2012 – McKenzie, L. M., R. Z. Witter, L. S. Newman et J. L. Adgate. « Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources », *Science of the Total Environment,* vol. 424, nº 1, p. 79-87.

McLeod, 2011 – McLeod, R. « $and dollars – mining frac sand in the River Valley », *Big River Magazine,* juillet-août.

Meyer *et al.*, 2008 – Meyer, J. R., B. L. Parker et J. A. Cherry. « Detailed hydraulic head profiles as essential data for defining hydrogeologic units in layered fractured sedimentary rock », *Environmental Geology,* nº 56, p. 27-44.

Mielke *et al.*, 2010 – Mielke, E., L. D. Anadon et V. Narayanamurti. *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion, Discussion Paper #2010-15,* Cambridge, MA, Harvard Kennedy School Belfar Center for Science and International Affairs.

Millennium Ecosystem Assessment, 2005 – Millennium Ecosystem Assessment. *Ecosystems and Human Well-Being,* Washington, DC, Island Press.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE, 2011 – Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et Office national de l'énergie. *Ultimate Potential for Unconventional Natural Gas in Northeastern British Columbia's Horn River Basin,* Victoria, BC, Ministère de l'Énergie et des Mines de la C.-B. et ONE.

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B., 2008 – Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B. *Montney Activity/Production NE British Columbia*, tiré de www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/petroleumgeology/UnconventionalOilAndGas/Pages/Shale.aspx (dernière consultation : août 2013).

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B., 2010 – Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la C.-B. *Province Takes Action to Manage Boreal Caribou,* adresse URL : http://www2.news.gov.bc.ca/news_releases_2009-2013/2010EMPR0027-000734.htm (dernière consultation : février 2013).

Ministre de la Justice, 2012 – Ministère de la Justice. *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, Ottawa, ON, Gouvernement du Canada.

Ministre de la Justice, 2013 – Ministre de la Justice. *Loi sur le contrôle des renseignements relatifs aux matières dangereuses,* Ottawa, ON, Government of Canada.

MIT, 2011 – Massachussetts Institute of Technology. *The Future of Natural Gas,* Cambridge, MA, MIT.

Moffet *et al.*, 2004 – Moffet, J., F. Bregha et M. J. Middelkoop. « Responsible Care: A Case Study of a Voluntary Environmental Initiative », In K. Webb, *Voluntary Codes.* Ottawa, ON, Carleton Research Unit for Innovation, Science and Environment.

Molofsky *et al.*, 2011 – Molofsky, L. J., J. A. Connor, S. K. Farhat, A. Wylie et T. Wagner. « Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus Shale fracturing », *Oil and Gas Journal,* nº 109, p. 54-67.

Molofsky *et al.*, 2013 – Molofsky, L. J., J. A. Connor, A. S. Wylie, T. Wagner et S. K. Farhat. « Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania », *Groundwater,* vol. 51, nº 3, p. 333-349.

MRNNE, 2008 – Ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse. *State of the Forest Report 1995-2005*, Halifax, NE, Ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse.

Muehlenbachs, 2012a – Muehlenbachs, K. *Using Stable Isotope Geochemistry to Fingerprint Fugitive Gases from Hydraulically Fractured Wells,* communication présentée à la Hydraulic Fracture Stimulation: Science, Society & Environment, Canadian Society of Petroleum Geologists' Gussow Conference, Banff, AB.

Muehlenbachs, 2012b – Muehlenbachs, K. *Identifying the Sources of Fugitive Methane Associated with Shale Gas Development, Updated with New Data, Jan 2012,* communication présentée à la conférence Resource for the Future. Managing the Risks of Shale gas: Identifying a Pathway Toward Responsible Development, Washington, DC.

Mueller et Eid, 2006 – Mueller, D. et R. Eid. *Characterizing Early-Stage Physical Properties, Mechanical Behavior of Cement Designs,* communication présentée à Drilling Conference, Miami Beach, FL.

Mufson, 2012 – Mufson, S. « Cheap Natural Gas Jumbles Energy Markets, Stirs Fears it Could Inhibit Renewables », *Washington Post*, 1er février.

Myers, 2012 – Myers, T. « Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers », *Groundwater,* vol. 50, nº 6, p. 872-882.

NETL, 2010 – National Energy Technology Laboratory. *Improving Thermal Efficiency of Power Plants. Technical Workshop Report,* Baltimore, MD, U.S. Department of Energy.

Neuzil, 1986 – Neuzil, C. E. « Groundwater flow in low-permeability environments », *Water Resources Research,* vol. 22, nº 8, p. 1163-1195.

Neuzil, 1994 – Neuzil, C. E. « How permeable are clays and shales? « W*ater Resources Research,* vol. 30, nº 2, p.145-150.

Nicholson et Wesson, 1990 – Nicholson, C. et R. L. Wesson. *Earthquake Hazard Associated with Deep Well Injection. A Report to the U.S. Environmental Protection Agency,* Denver, CO, U.S. Geological Survey and U.S. Department of the Interior.

Nielsen, 2012 – Nielsen, A. *We Gambled Everything: The Life and Times of an Oilman,* Edmonton, AB, The University of Alberta Press

NIOSH, 2002 – National Institute for Occupational Safety and Health. *Health Effects of Occupational Exposure to Respirable Crystalline Silica,* Cincinnati, OH, Department of Health and Human Services, Centers for Disease Control and Prevention, NIOSH.

Northrup et Wittemyer, 2013a – Northrup, J. M. et G. Wittemyer. « Characterising the impacts of emerging energy development on wildlife, with an eye towards mitigation », *Ecology Letters,* vol. 16, nº 1, p. 112-125, DOI : 10.1111/ele.12009.

Nouveau-Brunswick, 2013a – Nouveau-Brunswick. *Le Plan directeur pour le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick,* Fredericton, NB, Nouveau-Brunswick.

Nouveau-Brunswick, 2013b – Nouveau-Brunswick. *Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Règles pour l'industrie,* Fredericton, NB, Nouveau-Brunswick.

Nouveau-Brunswick, 2014 – Nouveau-Brunswick. L*e pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick*, adresse URL : http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/corporate/promo/gaz_naturel_de_schiste/fiche_information/petrole_et_le_gaznaturel.html (dernière consultation : janvier 2014).

Nouvelle-Écosse, 2011 – Nouvelle-Écosse. *Review of Hydraulic Fracturing in Nova Scotia,* Halifax, NS, Gouvernemente de la Nouvelle-Écosse.

NRC, 2010 – National Research Council. *Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use,* Washington, DC, NRC.

NRC, 2012 – National Research Council. – *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies,* Washington, DC, NRC.

NYSDEC, 1999 – New York State Department of Environmental Conservation. *An Investigation of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM) in Oil and Gas Wells in New York State,* Albany, NY, NYSDEC.

NYSDEC, 2011 – New York State Department of Environmental Conservation. *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*, Albany, NY, NYSDEC.

OMS, 1946 – Organisation mondiale de la santé. *Constitution de l'Organisation mondiale de la santé,* vol. 36, Copenhague, Danemark, OMS.

OMS, 2009 – Organisation mondiale de la santé. *Milestones in Health Promotion. Statements from Global Conferences.* Genève, Suisse, OMS.

ONE, 2009a – Office national de l'énergie. *L'ABC du gaz de schistes au Canada – Note d'information sur l'énergie,* Calgary, AB, ONE.

ONE, 2009b – Office national de l'énergie. *L'ABC du gaz de schistes au Canada – Dossier énergie,* Calgary, AB, ONE.

ONE, 2011 – Office national de l'énergie. *Aperçu de la situation énergétique au Canada 2010,* Calgary, AB, ONE.

ONE, 2012 – Office national de l'énergie. Commerce de l'énergie – Info-énergie, adresse URL : http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/nrgdmnd/nrgytrdfct2011/nrgtrdfct-fra.pdf (dernière consultation: janvier 2014).

ONE, 2013a – Office national de l'énergie. *Exigences de dépôt relatives aux opérations de forage sur terre utilisant la fracturation hydraulique,* Calgary, AB, ONE.

ONE, 2013b – Office national de l'énergie. *Production de gaz naturel commercialisable au Canada,* adresse URL : http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/sttstc/mrktblntrlgsprdctn/mrktblntrlgsprdctn-fra.html (dernière consultation : février 2013).

Ordonez, 2012 – Ordonez, I. *Oil Companies Drawn to 'Frac Sand',* adresse URL : http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/117839/Oil_Companies_Drawn_To_Frac_Sand (dernière consultation : juillet 2013).

Oreskes et Belitz, 2001 – Oreskes, N. et K. Belitz. « Philosophical Issues in Model Assessment », dans Anderson, M. G. et P. D. Bates, *Model Validation: Perspectives in Hydrological Science,* Londres, Royaume-Uni, John Wiley and Sons Ltd.

Oreskes, 2011 – Oreskes, N. « Working with Uncertainty: 'Unitisation and Renegotiation' as a Model for Science and Environmental Policy », dans Lentsch J. et P. Weingart, *The Politics of Science Advice: Institutional Design for Quality Assurance,* Cambridge, Royaume-Uni, Cambridge University Press.

Osborn *et al.*, 2011 – Osborn, S. G., A. Vengosh, N. R. Warner et R. B. Jackson. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing, *Proceedings National Academy of Science,* nº 108, p. 8172-8176, DOI : 10.1073/pnas.1100682108. .

Osborn et McIntosh, 2010 – Osborn, S. G. et J. C. McIntosh. « Chemical and isotopic tracers of the contribution of microbial gas in Devonian organic-rich shales and reservoir sandstones, northern Appalachian Basin », *Applied Geochemistry,* nº 25, p. 456-471.

OSHA et NIOSH, 2012 – Occupational Safety and Health Administration et National Institute for Occupational Safety and Health. *Hazard Alert. Worker Exposure to Silica During Hydraulic Fracturing,* OSHA & NIOSH.

O'Sullivan et Paltsev, 2012 – O'Sullivan, F. et S. Paltsev. Shale gas production: Potential versus actual greenhouse gas emissions, *Environmental Research Letters,* vol. 7 nº 4, DOI : doi:10.1088/1748-9326/7/4/044030.

PA DEP, 2012a – Pennsylvania Department of Environmental Protection. *Emissions and Source Reporting Requirements for Natural Gas Operations,* adresse URL : http://www.pabulletin.com/secure/data/vol42/42-52/2535.html (dernière consultation : mars 2012).

PA DEP, 2012b – Pennsylvania Department of Environmental Protection. *Long-Term Ambient Air Monitoring Project Near Permanent Marcellus Shale Gas Facilities Protocol,* Harrisburg, PA, Commonwealth of Pennsylvania Department of Environmental Protection.

Pankow et Cherry, 1996 – Pankow, J. F. et Cherry, J. A. Dense Chlorinated Solvents and Other DNAPLs in Groundwater: History, Behavior, and Remediation, Portland, OR, Waterloo Press.

Parlement européen, 2011 – Parlement européen. *Impacts of Shale Gas and Shale Oil Extraction on the Environment and on Human Health*, Bruxelles, Belgique, Parlement européen.

Patton et Smith, 1988 – Patton, F. D. et H. R. Smith. « Designs Considerations and the Quality of Data from Multiple Level Ground-Water Monitoring Wells », dans Collins A. G. et A. I. Johnson, *Ground-Water Contamination: Field Methods, ASTM STP 963,* Philadelphia, PA, American Society for Testing and Materials.

Pembina Institute, 2012 – Pembina Institute. *Shale Gas in Canada. Background Document for the Pembina Institute Thought Leaders Forum. Towards Responsible Shale Gas Development in Canada: Opportunities & Challenges,* Pembina Institute.

Penn Energy Editorial Staff, 2013 – Penn Energy Editorial Staff. *Halliburton using clean-burning natural gas to power fracking fleet*, PennEnergy.

Pennsylvania Office of the Governor, 2012 – Pennsylvania Office of the Governor. *Governor Corbett Signs Historic Marcellus Shale Law*, adresse URL : http://www.pikepa.org/Planning/Marcellus/Governor%20Corbett%20Signs%20Historic%20Marcellus%20Shale%20Law.pdf (dernière consultation : 2013).

Perry, 2013 – Perry, S. L. « Using ethnography to monitor the community health implications of onshore unconventional oil and gas developments: Examples from Pennsylvania's Marcellus Shale », *New Solutions: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy,* vol. 23, nº 1, p. 33-53.

Petron *et al.*, 2012 – Petron, G., G. Frost, B. T. Miller, A. I. Hirsch, S. A. Montzka, A. Karion,… B. Hall. « Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range – a pilot study », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres,* vol. 117, nº D4, D04304, DOI : 10.1029/2011JD016360.

Pinti *et al.*, 2013 – Pinti, D. L., D. Barnetche, M. Larocque, A. Valadez, C. Boucher, S. Retailleau,…Y. Gélinas. *4He and 222Rn in shallow aquifers as potential indicators of fluid migration in shale gas exploration areas: St. Lawrence Lowlands (Québec, Canada),* communication présentée à GéoMontréal, Montréal, QC.

Pochon *et al.*, 2008 – Pochon, A., J.-P. Tripet, R. M. Kozel, B. Meylan, M. Sinreich et F. Zwahlen. « Groundwater protection in fractured media: A vulnerability-based approach for delineating protection zones in Switzerland », *Hydrogeology Journal,* vol. 16, nº 7, p. 1267-1281, DOI : 10.1007/s10040-008-0323-0.

Porter et Kramer, 2006 – Porter, M. E. et M. R. Kramer. Strategy and society: The link between competitive advantage and corporate social responsibility, *Harvard Business Review, 2006*, p. 78-92.

Precht et Dempster, 2012 – Precht, P. et D. Dempster. *Jurisdictional Review of Hydraulic Fracturing Regulation,* Halifax, NS, Nova Scotia Department of Energy and Nova Scotia Environment.

Province de la Colombie-Britannique, 2012 – Province de la Colombie-Britannique. *B.C. Regulation 282/2010. Oil and Gas Activities Act, Drilling and Production Regulation*, adresse URL : http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/282_2010 (dernière consultation : janvier 2014).

Pruess *et al.*, 1999 – Pruess, K., C. Oldenburg et G. Moridis. *TOUGH2 User's Guide, Version 2,* Berkeley, CA, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.

Pruess, 2005 – Pruess, K. *ECO2N: A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl and CO2.* Berkeley, CA, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California.

PSAC, 2013 – Petroleum Services Association of Canada. Communiqué de presse : *Petroleum Services Association of Canada (PSAC) Reaching Out To Public About Hydraulic Fracturing* Calgary, AB, PSAC.

PwC, 2011 – PricewaterhouseCoopers LLP. *Shale Gas. A Renaissance in U.S. Manufacturing?,* PwC.

Raleigh *et al.*, 1976 – Raleigh, C. B., J. H. Healy et J. D. Bredehoeft. « An Experiment in earthquake control at Rangely, Colorado », *Science,* vol. 191, nº 4233, p. 1230-1237.

Ramudo et Murphy, 2010 – Ramudo, A. et S. Murphy. *Hydraulic Fracturing – Effects on Water Quality,* Ithica, NY, Cornell University.

Raven *et al.*, 1992 – Raven, K. G., K. S. Novakowksi, R. M. Yager et R. J. Heystee. « Supernormal fluid pressures in sedimentary rocks of southern Ontario – western New York State », *Canadian Geotechnical Journal,* vol. 29, p. 80-93.

République française, 2013 – République française. *L'exploitation et l'exploration des gaz de schiste définitivement interdites*, adresse URL : http://www.gouvernement.fr/gouvernement/en-direct-des-ministeres/fracturation-hydraulique-l-exploitation-et-l-exploration-des-g, (dernière consultation : janvier 2014).

Réseau canadien de l'eau, 2013 – Réseau canadien de l'eau. *Annonce de concours – Francuration hydraulique et l'eau*, adresse URL : http://www.cwn-rce.ca/initiatives-fr/appels-de-propositions/annonce-de-concours-projects-dintegration-de-connaissances (dernière consultation : janvier 2014).

Resnikoff, 2012 – Resnikoff, M. *Radon in Natural Gas from Marcellus Shale,* New York, NY, Submission to the New York State Department of Environmental Conservation.

Rich et Crosby, 2013 – Rich, A. L. et E. C. Crosby. « Analysis of reserve pit sludge from unconventional natural gas hydraulic fracturing and drilling operations for the presence of technologically enhanced naturally occurring radioactive material (TENORM) », *New Solutions: A Journal of Environmental and Occupational Health Policy,* vol. 23, nº 1, p. 117-135, DOI : 10.2190/NS.23.1.h.

Richardson, 2013 – Richardson, B. *Natural Gas Is Bridge from Oil to Renewables*, Bloomberg TV, adresse URL : http://www.youtube.com/watch?v=-Br9BPVcrFo (dernière consultation : juillet 2013).

Rivard *et al.*, 2012 – Rivard, C., J. Molson, D. J. Soeder, E. G. Johnson, S. Grasby, B. Wang et A. Rivera. *A Review of the November 24-25, 2011 Shale Gas Workshop, Calgary, Alberta – 2. Groundwater Resources*, Dossier public 7096, Ressources naturelles Canada.

RNCan, 2009 – Ressources naturelles Canada. *Demonstrating Carbon Capture and Storage in Canada,* RNCan.

Robinson, 2012 – Robinson, A. L. *Air Pollutant Emissions from Shale Gas Development and Production,* Pittsburgh, PA, Carnegie Mellon University.

Rokosh *et al.*, 2012 – Rokosh, C. D., S. Lyster, S. D. A. Anderson, A. P. Beaton, H. Berhane, T. Brazzoni,… J. G.Pawlowicz. *Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential*, Calgary, AB, AER.

Roy et Ryan, 2013 – Roy, J. W. et M. C. Ryan. « Effects of unconventional gas development on groundwater: A call for total dissolved gas pressure field measurements », *Groundwater,* vol. 51, nº 4, p. 480-482.

Royal Society et Royal Academy of Engineering, 2012 – Royal Society et Royal Academy of Engineering. *Shale Gas Extraction in the U.K.: A Review of Hydraulic Fracturing,* Londres, Royaume-Uni, Royal Society et Royal Academy of Engineering.

Royte, 2012 – Royte, E. « Fracking Our Food Supply », *The Nation*, 28 novembre.

RSI, 2012 – Risk Sciences International. *An Assessment of the Lung Cancer Risk Associated with the Presence of Radon in Natural Gas Used for Cooking in Homes in New York State,* Ottawa, ON, RSI.

Ruth, 1986 – Ruth, J. H. « Odor thresholds and irritation levels of several chemical substances: A review », *American Industrial Hygiene Association Journal,* vol. 47, nº 3, p. A142-A151

Ryder Scott Company Petroleum Consultants, 2008 – Ryder Scott Company Petroleum Consultants. *Appendix A: Resource Potential Horton Bluff Formation, Windsor Basin*, Calgary, AB, Ryder Scott Company Petroleum Consultants.

Saba et Orzechowskib, 2011 – Saba, T. et M. Orzechowskib. « Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing », *Proceeding of the National Academy of Sciences,* vol. 108, nº 37, DOI : 10.1073/pnas.1108435108.

Saiers et Barth, 2012 – Saiers, J. E. et E. Barth. « Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale aquifers », *Ground Water,* vol. 50, nº 6, p. 826-828.

Santé Canada, 1996 – Santé Canada. *Concentrations/doses journalières admissibles et concentrations/doses tumorigènes des substances d'intérêt prioritaire calculées en fonction de critères sanitaires,* Ottawa, ON, Santé Canada.

Santé Canada, 2002 – Santé Canada. *Bulletin de recherche sur les politiques de santé*, vol. 4, Ottawa, ON, Santé Canada.

Santé Canada, 2012 – Santé Canada. *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada - Tableau sommaire*, Ottawa, ON, Bureau de l'eau, de l'air et des changements climatiques, Direction générale de la santé environnementale et de la sécurité des consommateurs, Ottawa, ON, Santé Canada.

Schirmer *et al.*, 2003 Schirmer, M., B. J. Butler, C. D. Church, J. F. Barker et N. Nadarajah. « Laboratory evidence of MTBE biodegradation in Borden aquifer material », *Journal of Contaminant Hydrology,* nºs 3-4, 229-249.

Schon, 2011 – Schon, S. C. « Hydraulic fracturing not responsible for methane migration », *Proceedings of the National Academy of Sciences,* vol. 108, nº 37, E664.

Schrag, 2012 – Schrag, D. P. « Is shale gas good for climate change? » *Daedalus,* vol. 41, nº 2, p. 72-80.

SEAB, 2011a – Secretary of Energy Advisory Board. *Shale Gas Production Subcommittee Second Ninety Day Report,* Washington, DC, U.S. Department of Energy.

SEAB, 2011b – Secretary of Energy Advisory Board. *Shale Gas Production Subcommittee 90-Day Report,* Washington, DC, U.S. Department of Energy.

Séjourné *et al.*, 2013 – Séjourné, S., R. Lefebvre, D. Lavoie et X. Malet. *Geologic and Hydrogeoloic Understanding of Caprock Strata Overlying the Utica Shale in the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada).* communication présentée à GéoMontréal 2013, Montreal (QC).

Sethi, 1979 – Sethi, S. P. « A conceptual framework for environmental analysis of social issues and evaluation of business response pattern », *Academy of Management Review,* vol. 4, nº 1, 63-74.

Shih *et al.*, 2004 – Shih, T., Y. Rong, T. Harmon et M. Suffet. « Evaluation of the impact of fuel hydrocarbons and oxygenates on groundwater resources », *Environmental Science and Technology,* vol. 38, nº 1, p. 42-48.

Shindler *et al.*, 2002 – Shindler, B. A., M. W. Brunson et G. H. Stankey. *Social Acceptability of Forest Conditions and Management Practices: A Problem Analysis,* Portland, OR, U.S. Department of Agriculture Pacific Nortwest Research Station.

Shindler et Toman, 2003 – Shindler, B. et E. Toman. « Fuel reduction strategies in forest communities: A longitudinal analysis », *Journal of Forestry,* vol. 101, nº 6, p. 8-14.

Shipley *et al.*, 2008 – Shipley, A., A. Hampson, B. Hedman, P. Garland et P. Bautista. *Combined Heat and Power,* Oak Ridge, TN, Oak Ridge National Laboratory.

Siemens, 2013 – Siemens. *Siemens to Build a Turnkey Combined Cycle Power Plant in the Philippines,* adresse URL : http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2013/energy/power-generation/ep201312015.htm (dernière consultation : janvier 2014).

Sierra Research Inc., 2011 – Sierra Research Inc. *Screening Health Risk Assessment Sublette County, Wyoming.* Sacramento, CA, Sublette County Commissioners, Wyoming Department of Environmental Quality and Wyoming Department of Health.

Slonecker *et al.*, 2012 – Slonecker, E. T., L. E. Milheim, C. M. Silva, A. R. Malizia, D. A. Marr et G. B. Fisher. *Landscape Consequences of Natural Gas Extraction in Bradford and Washington Counties, Pennsylvania, 2004–2010.* Reston, VA, U.S. Geological Survey.

Soeder, 1988 – Soeder, D. J. « Porosity and permeability of eastern devonian gas shale », *Society of Petroleum Engineers,* p. 116-124.

Staaf, 2012 – Staaf, E. *Risky Business: An Analysis of Marcellus Shale Gas Drilling Violations in Pennsylvania 2008-2011,* Pittsburg, PA, PennEnvironment Research and Policy Center.

Stark *et al.*, 2012 – Stark, M., R. Allingham, J. Calder, T. Lennartz-Walker, K. Wai, P. Thompson et S. Zhao. *Water and Shale Gas Development.* Accenture Consulting.

Statistics Canada, 2012 – Statistics Canada. *Annuaire du Canada 2010,* Ottawa, ON, Statistique Canada.

Steinzor *et al.*, 2013 – Steinzor N, W. Subra et L. Sumi. « Investigating links between shale gas development and health impacts through a community survey project in Pennsylvania. *New Solutions »,* vol. 23, nº 1, 55-83, DOI : 10.2190/NS.23.1.e.

Subra, 2009 – Subra, W. *Results of Health Survey of Current and Former DISH/Clark, Texas Residents,* New Iberia, LA, Earthworks.

The Canadian Press, 2011 – The Canadian Press. *N.B. Environment Minister Aplogizes to Group,* adresse URL : http://atlantic.ctvnews.ca/n-b-environment-minister-apologizes-to-group-1.688196 (dernière consultation : janvier 2014).

Tilley et Muehlenbachs, 2011 – Tilley, B. et K. Muehlenbachs. *Fingerprinting of Gas Contaminating Groundwater and Soil in a Petroliferous Region, Alberta, Canada,* communication présentée à l'International Network of Environmental Forensics Conference, Cambridge, Royaume-Uni.

Tilley et Muehlenbachs, 2013 – Tilley, B. et K. Muehlenbachs. « Isotope reversals and universal stages and trends of gas maturation in sealed, self-contained petroleum systems », *Chemical Geology,* nº *339*, 194-204.

Tollefson, 2013a – Tollefson, J. « Nature News: Methane leaks erode green credentials of natural gas », *Nature,* vol. 493, nº 7430, p.12.

Tollefson, 2013b – Tollefson, J. « Methane leaks erode green credentials of natural gas », *Nature,* vol. 493, nº 12.

Topolnyski *et al.*, 2009 – Topolnyski, T. N., C. P. Lemke et T. J. Ikeda. *Frederick Brook Shale Gas Study, Sussex/Elgin Sub-Basins*, Calgary, AB, Corridor Resources Inc.

Triangle Petroleum, 2009 – Triangle Petroleum. *Corporate Profile 2009*, Calgary, AB, Triangle Petroleum.

Turner *et al.*, 2008 – Turner, N. J., R. Gregory, C. Brooks, L. Failing et T. Satterfield. « From invisibility to transparency: Identifying the implications », *Ecology and Society,* vol. 13, nº 2, p. 7.

U.K. Parliament, 1996 – United-Kingdom Parliament. *Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc) Regulations 1996*, Londres, Royaume-Uni.

U.S. GAO, 2012a – United States Government Accountability Office. *Unconventional Oil and Gas Development. Key Environmental and Public Health Requirements,* Washington, DC, GAO.

U.S. GAO, 2012b – United States Government Accountability Office. *Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks,* Washington, DC, GAO.

Unger *et al.*, 1995 – Unger, A. J. A., E. A. Sudicky et P. A. Forsyth. « Mechanisms controlling vacuum extraction coupled with air sparging for remediation of heterogeneous formations contaminated by dense nonaqueous phase liquids », *Water Resources Research,* vol. 31, nº 8, p. 1913-1915, DOI : 10.1029/95WR00172.

URS, 2012 – URS. *Revised Attachment 3: Gas Well Completion Emissions Data. Submitted as part of ANGA & AXPC. 2012 – ANGA Comments to EPA on New Souce Performance Standards for Hazardous Air Pollutants Review America's Natural Gas Alliance,* Washington, DC, ANGA & AXPC.

USGS, 2006 – United States Geological Survey. *Methane in West Virginia Ground Water,* USGS.

Van Stempvoort *et al.*, 2005 – Van Stempvoort, D., H. Maathuis, E. Jaworski, B. Mayer et K. Rich. « Oxidation of fugitive methane in ground water linked to bacterial sulfate reduction », *Groundwater,* vol. 43, nº 2, p. 187-199, DOI : 10.1111/j.1745-6584.2005.0005.x.

Van Stempvoort et Roy, 2011– Van Stempvoort, D. et J. W. Roy. *Potential Impacts of Natural Gas Production on Groundwater Quality in Canada and Related Research Needs,* Ottawa, ON, Environment Canada.

Vaughn, 2012 – Vaughn, S. *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable,* Ottawa, ON, Bureau du vérificateur général du Canada.

Vengosh *et al.*, 2013 – Vengosh, A., N. Warner, R. Jackson et T. Darrah. « The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States », *Procedia Earth and Planetary Science,* vol. 7, nº 2, p. 863-866.

Venkatesh *et al.*, 2011 – Venkatesh, A., P. Jaramillo, W. M. Griffin et H. S. Matthews. « Uncertainty in life cycle greenhouse gas emissions from United States natural gas end-uses and its effects on policy », *Environmental Science and Technology,* vol. 45, nº 19, p. 8182-8189, DOI : 10.1021/es200930h.

Vidic *et al.*, 2013 – Vidic, R., S. L. Brantley, J. M. Vandenbossche, D. Yoxtheimer et J. D. Abad. « Impact of shale gas development on regional water quality », *Science,* vol. 340, nº 6134, DOI : 10.1126/science.1235009.

Walsh *et al.*, 2006 – Walsh, W., C. Adams, B. Kerr et J. Korol. *Regional "Shale Gas" Potential of the Triassic Doig and Montney Formations, Northeastern British Columbia*, Victoria, BC, British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources.

Wang, 2013a – Wang, B. *A Hypothetical Geomechanics Model for Qualitative Assessment of Environmental Impact of Shale Gas Fracking – Part I: Potential Effect on Goundwater,* communication présentée à GéoMontréal 2013, Montréal, QC.

Wang, 2013b – Wang, B. *A Hypothetical Geomechanics Model for Qualitative Assessment of Environmental Impact of Shale Gas Fracking – Part I: Implication for Induced Seismicity,* communication présentée à GéoMontréal 2013, Montréal, QC.

Warner *et al.*, 2012 – Warner, N. R., R. B. Jackson, T. H. Darrah, G. S. Osborn, A. Down, K. Zhao,… A. Vengosh. « Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania », *Proceeding of the National Academy of Sciences,* vol. 109, nº 30, p. 11961-11966.

Warner *et al.*, 2013 – Warner, N. R., C. A. Christie, R. B. Jackson et A. Vengosh. « Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania », *Environmental Science and Technology,* vol. 47, nº 20, p. 11849-11857.

Watson et Bachu, 2009 – Watson, T. L. et S. Bachu. « Evaluation of the potential for gas and CO2 leakage along wellbores », *SPE Drilling & Completion Journal,* vol. 24, nº 1, p. 115-126.

Watson, 2003 – Watson, M. *Environmental Impact Assessment and European Community Law,* communication présentée à la XIV International Conference – Danube River of Cooperation, Belgrade, Serbie.

Watson, 2004 – Watson, T. L. *Surface Casting Vent Flow Repair - A Process,* communication présentée à la 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, AB.

Webb, 2004 – Webb, K. « Understanding Voluntary Codes », dans Webb K., *Voluntary Codes: Private Governance, the Public Interest, and Innovation,* Ottawa, ON, Carleton Research Unit for Innovation, Science and Environment.

Weber et Clavin, 2012 – Weber, C. L. et C. Clavin. « Life cycle carbon footprint of shale gas: Review of evidence and implications », *Environmental Science and Technology,* vol. 46, nº 11, p. 5688-5695.

Whitaker *et al.*, 2012 – Whitaker, M., G. A. Heath, P. O'Donoughue et M. Vorum. « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Coal-Fired Electricity Generation », *Journal of Industrial Ecology,* vol. 16, nº 51, p. S53-S72.

Wigley, 2011 – Wigley, T. M. L. « Coal to gas: The influence of methane leakage », *Climatic Change,* nº 108, p. 601-608, DOI : http://dx.doi.org/10.1007/s10584-011-0217-3.

Williams *et al.*, 2008 – Williams, H. F. L., D. L. Havens, K. E. Banks et D. J. Wachal. Field-based monitoring of sediment runoff from natural gas well sites in Denton County, Texas, USA. *Environmental Geology, 55,* 1463-1471.

Wilson *et al.*, 2013 – Wilson, S., W. Subra et L. Sumi. *Reckless Endangerment While Fracking the Eagle Ford,* Washington, DC, Earthworks.

Wilson et VanBriesen, 2012 – Wilson, J. M. et J. VanBriesen. Oil and gas produced water management and surface drinking water sources in Pennsylvania, *Environmental Practice, 14*(4), 288-300, DOI :10.10170S1466046612000427.

Witter *et al.*, 2008 – Witter, R., K. Stinson, H. Sackett, S. Putter, G. Kinney, D. Teitelbaum et L. Newman. *Potential Exposure-Related Human Health Effects of Oil and Gas Development: A Literature Review (2003-2008),* Denver, CO, Colorado School of Public Health.

Witter *et al.*, 2010 – Witter, R., L. McKenzie, M. Towle, K. Stinson, K. Scott, L. Newman et J. Adgate. *Health Impact Assessment for Battlement Mesa, Garfield County Colorado,* Aurora, CO, Colorado School of Public Health, University of Colorado.

Wolf Eagle Environmental, 2009 – Wolf Eagle Environmental. *Town of DISH, Texas. Ambient Air Monitoring Analysis,* Flower Mound, TX, Wolf Eagle Environmental.

Worster, 1992 – Worster, D. *Under Western Skies: Nature and History in the American West,* New York, NY, Oxford University Press.

Wyoming Department of Environmental Quality, 2008 – Wyoming Department of Environmental Quality. *Compliance Monitoring and Siting Requirements for Unlined Impoundments Receiving Coalbed Methane Produced Water,* Laramie, WY, Wyoming Department of Environmental Quality

Xu *et al.*, 2012 – Xu, T., N. Spycher, E. Sonnenthal, L. Zheng et K. Pruess. *TOUGHREACT User's Guide: A Simulation Program for Non-isothermal Multiphase Reactive Transport in Variably Saturated Geologic Media, Version 2.0,* Berkeley, CA, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory.

Young *et al.*, 2008 – Young, O. R., L. A. King et H. Schroeder. *Institutions and Environmental Change,* Cambridge, MA, MIT Press.

Yoxtheimer, 2012 – Yoxtheimer, D. *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development.* Washington, DC, Worldwatch Institute.

Zeirman, 2013 – Zeirman, R. « Why Such Hysteria Over Fracking? », *Los Angeles Times,* 21 juin.

Zhou *et al.*, 2010 – Zhou, Q., J. T. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin et K. Zhang. « Modeling basin- and plume-scale processes of CO2 storage for full-scale deployment », *Ground Water,* vol. 48, nº 4, p. 494-514.

Zoback *et al.*, 2010 – Zoback, M., S. Kitasei et B. Copithorne. *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development,* Washington, DC, Worldwatch Institute.

Zoback, 2010 – Zoback, M. *Reservoir Geomechanics,* Cambridge, Royaume-Uni, Cambridge University Press.

Zoback, 2012 – Zoback, M. « Managing the seismic risk posed by wastewater disposal », *Earth Magazine,* vol. 57, nº 4, p. 38-44.

Évaluations du Conseil des académies canadiennes

Les rapports d'évaluation ci-dessous peuvent être téléchargés depuis le site Web du CAC (www.sciencepourlepublic.ca) :

- Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada
- Sécurité alimentaire dans le Nord du Canada – État des connaissances (2014)
- Les sciences de la mer au Canada : Relever le défi, saisir l'opportunité (2013)
- Effets sur la santé de l'utilisation des armes à impulsions (2013)
- L'état de la R-D industrielle au Canada (2013)
- Incidences de l'innovation : mesure et évaluation (2013)
- L'eau et l'agriculture au Canada : vers une gestion durable des ressources en eau (2013)
- Renforcer la capacité de recherche du Canada : La dimension de genre (2012)
- L'état de la science et de la technologie au Canada, 2012 (2012)
- Éclairer les choix en matière de recherche : Indicateurs et décisions (2012)
- Nouvelles technologies et évaluation de la sécurité chimique (2012)
- Des animaux en santé, un Canada en santé (2011)
- La taxonomie canadienne : explorer la biodiversité, créer des possibilités (2010)
- Honnêteté, responsabilité et confiance : Promouvoir l'intégrité en recherche au Canada (2010)
- Meilleure recherche = Meilleur management (2009)
- La gestion durable des eaux souterraines au Canada (2009)
- Innovation et stratégies d'entreprise : pourquoi le Canada n'est pas à la hauteur (2009)
- Vision pour l'initiative canadienne de recherche dans l'Arctique – Évaluation des possibilités (2009)
- La production d'énergie à partir des hydrates de gaz – potentiel et défis pour le Canada (2008)
- Petit et différent : perspective scientifique sur les défis réglementaires du monde nanométrique (2008)
- La transmission du virus de la grippe et la contribution de l'équipement de protection respiratoire individuelle – Évaluation des données disponibles (2007)
- L'État de la science et de la technologie au Canada (2006)

Les évaluations suivantes font présentement l'objet de délibérations de comités d'experts :

- Écologiser le Canada : le potentiel que recèlent les applications nouvelles et novatrices des technologies de l'information et des communications (TIC)
- L'accès en temps opportun aux données sur la santé et sur les conditions sociales pour la recherche sur la santé et l'innovation du système de santé
- La capacité potentielle des technologies nouvelles et émergentes de réduire les incidences environnementales de l'exploitation des sables bitumineux

- La compétitivité de l'industrie canadienne au regard de l'utilisation de l'énergie
- L'avenir des modèles canadiens de maintien de l'ordre
- Les besoins futurs en compétences en STGM
- Les éoliennes, le bruit et la santé humaine
- Les institutions de la mémoire collective et la révolution numérique
- Les produits thérapeutiques pour les nourrissons, les enfants et les adolescents
- LES RISQUES : Le message passe-t-il?
- L'état de la culture scientifique au Canada

Conseil des gouverneurs du Conseil des académies canadiennes*

Margaret Bloodworth, C.M., présidente, ancienne sous-ministre au fédéral et conseillère nationale pour la sécurité (Ottawa, Ont.)

Graham Bell, MSRC, président, Société royale du Canada; directeur de recherche, professeur titulaire de la chaire James McGill, Département de biologie, Université McGill (Montréal, Qc)

John Cairns, MACSS, président, Académie canadienne des sciences de la santé; professeur de médecine, Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.)

Henry Friesen, C.C., MSRC, MACSS, vice-président, professeur émérite distingué et membre principal du Centre pour le progrès de la médecine, Faculté de médecine, Université du Manitoba (Winnipeg, Man.)

Carol P. Herbert, MACSS, professeure de médecine familiale, Université Western (London, Ont.)

Claude Jean, premier vice-président et directeur général, Teledyne DALSA, Semiconducteur (Bromont, Qc)

Peter MacKinnon, O.C., ancien président et vice-recteur, Université de la Saskatchewan (Saskatoon, Sask.)

Jeremy McNeil, MSRC, professeur invité Helen Battle, Département de biologie, Université Western (London, Ont.)

Axel Meisen, C.M., MACG, ancien président, Prévision, Alberta Innovates – Technology Futures (AITF) (Edmonton, Alb.)

Lydia Miljan, professeure agrégée en sciences politiques et directrice du programme des arts et des sciences, Université de Windsor (Windsor, Ont.)

Ted Morton, chercheur principal, École de politiques publiques, professeur de sciences politiques, Université de Calgary (Calgary, Alb.)

P. Kim Sturgess, MACG, présidente-directrice générale et fondatrice, Alberta WaterSMART (Calgary, Alb.)

*Renseignements à jour en janvier 2014

Comité consultatif scientifique du Conseil des académies canadiennes*

Susan A. McDaniel, MSRC, présidente, directrice de l'Institut Prentice; titulaire de la Chaire de recherche du canada de premier niveau sur la population mondiale et le cours de la vie; titulaire de la chaire de recherche Prentice en démographie et économie mondiales, professeure de sociologie, Université de Lethbridge (Lethbridge, Alb.)

Lorne Babiuk, O.C., MSRC, MACSS, vice-président à la recherche, Université de l'Alberta (Edmonton, Alb.)

Murray S. Campbell, premier responsable, Programme de recherche en analytique des affaires, Centre de recherche T.J. Watson d'IBM (Yorktown Heights, NY)

Marcel Côté, associé fondateur, SECOR inc. (Montréal, Qc)

Clarissa Desjardins, ancienne présidente-directrice générale, Centre d'excellence en médecine personnalisée (Montréal, Qc)

Jean Gray, C.M., MACSS, professeure émérite de médecine, Université Dalhousie (Halifax, N.-É.)

John Hepburn, MSRC, vice-président à la recherche et aux affaires internationales, Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.)

Gregory S. Kealey, MSRC, professeur, Département d'histoire, Université du Nouveau-Brunswick (Fredericton, N.-B.)

Daniel Krewski, professeur d'épidémiologie et de médecine communautaire, directeur scientifique du Centre R. Samuel McLaughlin d'évaluation du risque sur la santé des populations, Université d'Ottawa (Ottawa, Ont.)

Avrim Lazar, ancien président et chef de la direction, Association des produits forestiers du Canada (Ottawa, Ont.)

Norbert Morgenstern, C.M., MSRC, MACG, professeur émérite d'université en génie civil, Université de l'Alberta (Edmonton, Alb.)

Sarah P. Otto, MSRC, professeure et directrice du Centre de recherche sur la biodiversité, Université de la Colombie-Britannique (Vancouver, C.-B.)

*Renseignements à jour en janvier 2014

Council of Canadian Academies
Conseil des académies canadiennes

Conseil des académies canadiennes
180, rue Elgin, bureau 1401
Ottawa (Ontario) K2P 2K3
Tél. : 613-567-5000
www.sciencepourlepublic.ca