



**COMMISSION DU NOUVEAU-BRUNSWICK SUR LA
FRACTURATION HYDRAULIQUE – VOLUME II**

Éventuelles retombées de
l'exploitation du gaz de schiste
sur l'économie, l'environnement
et la santé

FÉVRIER 2016





Table des matières

Au sujet du volume II	2
Vers une stratégie de gestion intégrée des risques	3
Développement communautaire durable.....	4
Élaboration d'une méthode d'évaluation des effets cumulatifs	5
Intégration de l'analyse de la santé humaine dans le processus réglementaire	6
Pratiques actuelles de gestion des risques dans l'industrie du gaz de schiste.....	9
Étude de cas : Gestion de l'eau au Nouveau-Brunswick	10
Étude de cas : Expériences des collectivités	13
Analyse de rentabilisation de l'exploitation du gaz de schiste	18
Utilisation du gaz naturel au Nouveau Brunswick	18
Gaz de schiste : Origines et histoire de son évolution.....	23
Futur bouquet énergétique du Nouveau-Brunswick.....	26
Éventuelles retombées économiques du gaz de schiste sur l'économie du Nouveau-Brunswick	27
Examen des redevances	29
Éventuelles retombées sur la santé humaine et l'environnement	33
Risques associés aux pratiques du gouvernement qui devront être renforcées ou actualisées pour tenir compte de l'émergence des derniers développements et de la nouvelle recherche depuis la publication par le gouvernement des Règles pour l'industrie.....	34
Émissions de méthane	34
Émissions de gaz atmosphériques non productrices de gaz à effet de serre.....	35
Animaux, habitats et fermes.....	37
Risques variables selon les choix technologiques et l'introduction des mesures proactives du gouvernement pour influencer ces choix.	39
Circulation de camions.....	39
Intégrité du puits de forage.....	40
Tremblements de terre d'origine humaine et autres activités sismiques.....	42
Qualité des eaux souterraines	43
Qualité de l'eau de surface.....	45
Atténuation des risques par l'utilisation des technologies existantes mais actuellement non accessibles au Nouveau-Brunswick.....	46
Gestion des eaux usées	46
Risques pouvant être atténuées grâce aux pratiques existantes ou à de petites changements pour tenir compte des développements récents dans le secteur.....	49
Volumes d'eau	49
Recherche exhaustive et programme de surveillance	51
Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick ..	52
Questions d'intérêt public qui exigent d'autres travaux de recherche et de surveillance	52
Qualité de l'air	53
Animaux et habitats	54
Eaux souterraines	54
Tremblements de terre	55
Élimination des eaux usées	56
Santé mentale	57
Conclusions	57
Notes en fin de texte	58
Bibliographie	79

Au sujet du volume II

Le présent volume se veut l'examen par la Commission des avantages et des risques éventuels des activités entourant le gaz de schiste, y compris la fracturation hydraulique, au Nouveau-Brunswick. Il s'inspire largement du travail d'experts techniques et de recherches évaluées par les pairs qui ont pour la plupart été réalisés à l'extérieur du Nouveau-Brunswick. Même si le mandat de la Commission visait explicitement à évaluer les effets de la

fracturation hydraulique, les préoccupations des résidents portent sur tous les aspects de l'exploitation du gaz de schiste. Par conséquent, si le gouvernement du Nouveau-Brunswick décide d'aller de l'avant avec la fracturation hydraulique, le présent volume se veut un guide pour l'élaboration d'un système destiné à atténuer les risques éventuels et à gérer les retombées éventuelles dans l'ensemble des activités entourant le gaz de schiste.



Vers une stratégie de gestion intégrée des risques

D'importantes forces de changement déferlent sur le Nouveau-Brunswick. Lorsqu'on les combine, on voit bien que la province doit accroître de façon marquée la création de la richesse – des particuliers, des Autochtones, des entreprises et du gouvernement – pour atteindre la durabilité.

Pour y parvenir, il faudra différents types d'avenues existantes et nouvelles qui tiennent compte de l'évolution de nos valeurs et de nos priorités. Cela nécessitera des investissements stratégiques conçus pour nous permettre de parvenir à nos fins. Tel qu'il a été énoncé dans le discours du Trône de 2015 : « Des changements au mode de fonctionnement du gouvernement se traduiront par des programmes et services améliorés et plus efficaces et une amélioration des résultats¹. »

Il faut se pencher sur les politiques qui nous permettent de progresser le plus rapidement possible vers une économie à valeur ajoutée de manière à offrir les plus grands avantages aux résidents du Nouveau-Brunswick. Toute activité d'exploitation comporte un certain risque; notre objectif doit être de gérer et d'atténuer les risques les plus susceptibles de perturber la vie dans les collectivités. Ce concept trouve écho chez de nombreux résidents du Nouveau-Brunswick, peu importe leur identité culturelle ou leur opinion personnelle au sujet du gaz de schiste.

Là où les Néo-Brunswickois ne sont pas d'accord, c'est sur le concept du risque. Qu'est-ce qui constitue un niveau de risque acceptable? Comment les risques et les retombées devraient-ils être partagés? Ces questions constituent la principale ligne de démarcation dans le débat sur le gaz de schiste, laquelle lance les producteurs de gaz naturel contre les militants qui s'opposent au gaz de schiste dans une partie de bras de fer interminable pour

savoir qui peut prétendre être un administrateur responsable de nos terres, de notre air et de notre eau : les résidents qui s'inquiètent des effets de l'exploitation du gaz de schiste sur leur vie ou bien les producteurs qui sont convaincus que la technologie et les processus de gestion atténueront les risques éventuels?

Traditionnellement, le Nouveau-Brunswick a appuyé l'exploitation pour une foule de raisons, y compris la promesse d'emplois et le profond attachement aux idéaux des droits de propriété, tant foncière que sur l'eau. Ce deuxième point a été mis en évidence par notre incapacité collective à élaborer des politiques concrètes de gestion des terres rurales au cours des 60 dernières années. Suivant l'adoption des réformes liées au programme de Chances égales pour tous, le pouvoir a été centralisé au provincial, ce qui signifie qu'à partir du milieu des années 1960, le développement dans les régions non constituées en municipalités s'est effectué à toutes fins utiles sans se heurter à des règlements provinciaux.

De nombreux rapports portant sur le développement rural ont été produits au cours des cinquante dernières années, entre autres, celui préparé par Jean-Guy Finn en 2008, *Bâtir des gouvernements locaux et des régions viables*, qui déclare : « Il est clair que les régions de la province non constituées en municipalités ont besoin d'une plus grande planification de l'utilisation des terres. À notre avis, cette lacune au niveau de la planification peut être comblée, en partie, en mettant un plus grand accent sur la gouvernance des collectivités². »

Nos entretiens avec les résidents du Nouveau-Brunswick au cours de notre travail nous ont amenés à la même conclusion en ce qui concerne la gestion des risques associés aux activités liées au

gaz de schiste. Nous ajouterions qu'un processus de planification ouvert et transparent qui favorise la participation continue de la collectivité constitue un moyen de donner à tous les résidents les renseignements fondés sur des données probantes nécessaires pour faire un choix éclairé.

L'exploitation du gaz de schiste pourrait avoir des répercussions sur les résidents du Nouveau-Brunswick dans trois secteurs importants :

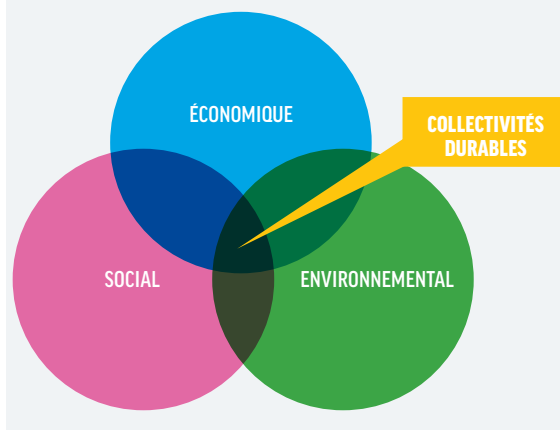
- l'économie, par la création d'emplois dans le secteur privé et de recettes dans le secteur public, principalement grâce aux impôts et aux redevances sur les ressources;
- l'environnement, qui comprend l'eau, l'air et les ressources foncières;
- la santé et la sécurité des humains, qui sont influencées par l'environnement physique, par exemple la qualité de l'air, du sol et de l'eau; l'environnement social, par exemple l'accessibilité des soins de santé et le taux de criminalité; l'environnement économique, par exemple l'emploi et le revenu; et le style de vie, par exemple la consommation de drogues et l'alcoolisme³.

Tous ces facteurs réunis forment les éléments fondamentaux nécessaires au développement communautaire durable.

Développement communautaire durable

Il s'agit d'un thème récurrent dans l'essentiel des rapports portant sur les risques et les avantages possibles du gaz de schiste : pour que l'exploration et la production commerciale puissent aller de l'avant, il faut garder un juste équilibre entre ces trois éléments interdépendants. Pourquoi? Parce que c'est ce que les gens veulent – une qualité de vie qui leur garantit une sécurité financière, une bonne santé et un accès à un environnement propre.

Diagramme du développement durable



La société du Nouveau-Brunswick comprend très bien les concepts de durabilité économique et de durabilité environnementale. Elle comprend aussi que les responsables des projets d'exploitation des ressources, y compris le gaz de schiste, doivent gérer et atténuer les risques afin de profiter des retombées et d'obtenir un contrat social.

L'élément le moins compris parmi les trois est la durabilité sociale. Dans *Responsabilité sociale des entreprises – Guide de mise en œuvre à l'intention des entreprises canadiennes*, Innovation, Sciences et Développement économique Canada la définit ainsi : « la communauté internationale s'entend pour attribuer aux entreprises une responsabilité sociale qui dépasse la création d'emplois et la contribution fiscale. On s'attend à ce que les entreprises tiennent compte de cette dimension sociale dans leurs activités quotidiennes et qu'elles agissent dans leur sphère d'influence pour assumer leur "responsabilité sociale" globale. [...] Il y a donc de plus en plus de sociétés qui incorporent une perspective sociale à leurs activités quotidiennes (et à leurs conséquences directes) et qui tiennent



compte des facteurs sociaux au regard des conséquences de leurs activités sur ceux avec qui elles ont des relations (donc aux conséquences indirectes de leurs activités)⁴. »

Ce concept de responsabilité sociale est un thème qui est revenu constamment dans nos discussions avec les gens, peu importe leur point de vue particulier au sujet du gaz de schiste. De manière générale, les résidents du Nouveau-Brunswick appuient le concept de durabilité sociale dans le cadre d'un objectif plus vaste de développement durable. C'est dans cette optique qu'il faudrait examiner les risques et les avantages possibles de l'exploitation du gaz de schiste. Notre perspective est identique à celle de nombreux rapports récents, y compris le rapport *Incidences environnementales de l'extraction du gaz de schiste au Canada* publié en 2014 par le Conseil des académies canadiennes; le *Report of the Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing* de la Nouvelle-Écosse publié en 2014 et les *Recommandations du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick* publiées en 2012. Le virage vers une politique publique qui intègre la durabilité sociale va de pair avec le remplacement graduel de l'analyse des répercussions propres à un projet par une analyse des effets cumulatifs.

Élaboration d'une méthode d'évaluation des effets cumulatifs

Selon le Conseil canadien des ministres de l'Environnement, les effets cumulatifs sont des changements « dans l'environnement causés par les multiples interactions des activités humaines et des processus naturels qui s'accumulent dans le temps et l'espace »⁵. Les effets cumulatifs peuvent se faire sentir dans l'ensemble d'une région géographique (espace) ou sur une période donnée, soit des jours, des mois ou des

années. Au Canada, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux travaillent ensemble pour définir comment mesurer, surveiller et atténuer les effets cumulatifs sur la santé des êtres humains et de l'environnement.

En avril 2014, le Groupe de travail sur les effets cumulatifs a publié les principes suivants en matière de gestion des effets cumulatifs⁶ :

- **Approche fondée sur les connaissances :** il faut de bonnes ressources scientifiques et de bons systèmes de surveillance pour évaluer les effets des activités sur l'air, l'eau, le sol et la biodiversité et pour soutenir l'établissement de résultats et d'objectifs.
- **Approche fondée sur des résultats et des objectifs environnementaux :** les résultats définis en matière de qualité de l'air, de l'eau, du sol et de la biodiversité doivent tenir compte des conséquences économiques, environnementales et sociales.
- **Approche orientée vers l'avenir :** reconnaît les répercussions combinées des activités humaines passées, présentes et raisonnablement prévisibles sur les objectifs d'une région donnée, ce qui requiert une approche de planification globale et tournée vers l'avenir.
- **Approche fondée sur le territoire :** vise à appuyer une gouvernance mixte d'une région, et les résultats doivent tenir compte des intérêts de la région et de sa population.
- **Approche collaborative :** est considérée comme étant un élément important et exigeant de la gestion des effets cumulatifs.
- **Approche adaptative :** reconnaît une responsabilité commune visant à prendre des mesures adaptatives et correctives dans l'éventualité où les objectifs ou les résultats ne seraient pas atteints.
- **Approche globale :** fera appel à des démarches réglementaires et non réglementaires.

Dans son rapport de 2014 sur le gaz de schiste, le Conseil des académies canadiennes a conclu que la mise en œuvre d'un programme de surveillance des effets cumulatifs présentera un « défi particulier », mais qu'il s'agit d'une étape importante, car c'est à l'échelle des bassins hydrologiques qu'il faut comprendre les effets cumulatifs des activités humaines. « 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 imprévues⁷. »

Or, le processus d'étude d'impact sur l'environnement (EIE) actuellement en place au Nouveau-Brunswick a suscité bien des frustrations chez les gens qui sont très préoccupés par leur santé et celle de la collectivité, car il ne tient pas compte des effets cumulatifs d'une foule d'activités sur un écosystème.

Le processus d'EIE se veut un outil de planification de projet qui peut tenir compte des effets cumulatifs d'activités connues ou prévues dans les cinq années qui suivront l'étude. Dans la pratique, cela signifie que les particuliers et les organismes qui sont préoccupés par les risques, comme la qualité de l'eau et de l'air, par exemple l'Association pulmonaire du Nouveau-Brunswick, le Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick, le Mi'gmaq Sagamaq Mawio'mi et le Syndicat national des cultivateurs du Nouveau-Brunswick présentent actuellement des observations sur des projets précis, bien que leurs préoccupations puissent s'appliquer de façon générale à de nombreuses initiatives. Cette démarche prend beaucoup de temps et, qui plus est, elle est susceptible de miner la confiance dans les institutions publiques, car elle donne l'impression aux particuliers et aux groupes qu'ils ne font que se répéter à un gouvernement qui est dans une large mesure insensible à leurs préoccupations plus globales.

Cette frustration est particulièrement vive chez les Autochtones, qui, comme il a été mentionné dans le Volume I, disposent rarement des moyens nécessaires pour bien évaluer toutes les répercussions des projets d'exploitation sur leurs territoires et leur mode de vie. Comme le Mi'gmaq Sagamaq Mawio'mi l'a déclaré dans son observation à la Commission : « « La consultation ne se traduit pas par des résultats acceptables pour les Mi'gmaq. L'apport des Mi'gmaq influe rarement sur les décisions, ce qui conduit à des relations conflictuelles entre les Mi'gmaq et la Couronne [et] le problème est exacerbé par des obstacles structurels et des vices de procédure. Les processus actuels finissent par permettre l'exploitation sans réussir à protéger des écosystèmes essentiels et les droits des Mi'gmaq⁸. » [traduction]

Intégration de l'analyse de la santé humaine dans le processus réglementaire

L'intégration des évaluations des incidences sur la santé (EIS) dans le processus réglementaire permettra aux organismes de réglementation d'évaluer les effets cumulatifs, car leur visée et leur portée sont plus vastes qu'une simple étude d'impact sur l'environnement (EIE), qui porte sur un projet précis et qui s'enclenche seulement si un projet a une incidence sur l'environnement naturel local. Il s'agit d'une recommandation clé du rapport de 2012 du Bureau du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick, car, par définition, une EIS est un processus systématique mais souple qui tient compte des déterminants de la santé et qui s'appuie sur des données, des études scientifiques et des commentaires des intervenants au moment d'évaluer les effets d'un projet ou d'une politique sur la santé et le bien-être des particuliers et des collectivités⁹. En vertu du régime actuel,



c'est le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux (MEGL) qui gère les EIE et qui invite les responsables de la Santé publique à se joindre au Comité de révision technique. Néanmoins, les deux ministères ont signalé qu'une définition plus précise s'imposait.

Par exemple, la divulgation des composés chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique pose une préoccupation particulière pour les résidents qui vivent à proximité des éventuels sites de forage. Selon la réglementation actuelle du Nouveau-Brunswick, les producteurs de gaz de schiste doivent divulguer au ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, avant la fracturation, l'intégralité des composés chimiques qui seront utilisés, puis énumérer, après la fracturation, les constituants chimiques sur le site Web FracFocus. Alors qu'il règne actuellement un climat de grande méfiance entre les résidents, le gouvernement et l'industrie, la Commission juge cette mesure insuffisante : la divulgation publique des composés chimiques doit être faite en temps utile. Dans son observation à la Commission, Corridor Resources a dressé la liste des additifs chimiques suivants liés à de futures stimulations de la fracture schisteuse : polymère de cellulose, borate de sodium, cellulase/hémicellulase, polyacrylamide, agents de surface, DBNPA (amide) et acide chlorhydrique¹⁰.

À l'heure actuelle, les évaluations des risques pour la santé humaine (ERSH) peuvent être réalisées dans le cadre d'une EIE de plus grande envergure. L'ERSH est une évaluation quantitative du risque sanitaire lié à l'exposition à un agent chimique ou physique ou à d'autres substances ou procédés environnementaux. Pour estimer le risque, l'ERSH regroupe les résultats provenant de l'évaluation de l'exposition et de l'évaluation de la toxicité¹¹. Dirigée par des experts, elle ne tient pas compte des déterminants socio-économiques de la santé. De par ce manque de point de vue de la

santé publique, il est difficile pour les résidents et les décideurs politiques néo-brunswickois de comprendre l'ampleur et la profondeur des activités humaines sur la santé et la qualité de vie de la population. L'Organisation mondiale de la santé définit la santé comme « un état de bien-être physique, mental et social entier et non pas seulement l'absence de maladie ou d'infirmité ¹². »

L'examen de la Commission des EIS réalisées au Québec, en Pennsylvanie, au Colorado, au Texas et dans l'État de New York a révélé de manière générale les faits saillants suivants associés aux EIS :

- Il faut une grande variété d'information pour évaluer correctement les risques sur la santé humaine.
- Il existe des lacunes dans les données disponibles.
- Il est difficile d'évaluer des risques futurs liés à des activités qui n'ont pas encore commencé.
- Il est important de surveiller de manière exacte et pertinente les contaminants environnementaux (émissions et transport).

Plusieurs évaluations énumérées contiennent des recommandations utiles concernant les moyens de protéger la santé humaine pendant l'exploitation du pétrole et du gaz non classiques.

Bien que les questions d'eau et de toxicité représentent les deux préoccupations les plus importantes, d'autres questions de santé peuvent avoir une incidence majeure sur la santé humaine et la qualité de vie. Parmi les principales d'entre elles, citons l'anxiété et le stress que pourrait causer cette forme de production industrielle sur certains résidents ruraux. Ce facteur a été souligné dans le rapport sur le gaz de schiste publié en 2014 par le Conseil des académies canadiennes : « 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 inconnues¹³. »

Un nombre de Néo-Brunswickois vivant dans les régions où l'exploitation du gaz de schiste pourrait avoir lieu ont exprimé de réelles préoccupations liées à la perturbation de leur qualité de vie. D'ailleurs, les responsables de la Corn Hill Area Residents Association ont écrit : « Pour la population vivant dans des régions urbaines protégées, les règlements proposés peuvent sembler raisonnables et traiter des questions clés. En revanche, pour ceux d'entre nous qui vivent dans une éventuelle terre pétrolifère, rien de ce que nous avons entendu jusqu'à maintenant ne nous a rassurés et ne nous permet d'affirmer que ce type d'exploitation impose le bon sens dans une collectivité comme la nôtre¹⁴. » [traduction]

Notre visite dans la vallée de la Susquehanna située au centre de la Pennsylvanie nous a permis de mieux comprendre ce qui se passait dans les premières années et nous a donné la possibilité de discuter avec des experts en santé publique et en planification de l'utilisation des terres. Ceux-ci nous ont expliqué comment éviter les problèmes sociaux bien réels. La préoccupation qui persiste vise les services publics actuels, entre autres les autorités policières locales, les services de santé mentale, les services sociaux et les soins de santé primaires, qui seront insuffisants pour répondre à l'arrivée soudaine de ces problèmes de santé et de société si on devait donner le feu vert à l'exploitation du gaz de schiste. Ainsi, si le gouvernement décide d'aller de l'avant, nous sommes convaincus que les problèmes peuvent être atténués, car le Nouveau-Brunswick aura

le temps de concevoir et de mettre en œuvre un régime de réglementation innovateur visant le développement durable des collectivités, et ce, pour deux raisons.

- Vu les conditions actuelles du marché, le développement rapide ne se produira probablement pas, ce qui signifie que le gouvernement, s'il décide de procéder, a encore le temps d'élaborer un processus intégré de surveillance, qui couvrira les effets sur la santé humaine.
- Le Nouveau-Brunswick est une petite entité administrative fortement interconnectée. Comme il est indiqué au Volume I, il existe déjà un nombre croissant d'exemples de résidents, d'entreprises et d'administrations municipales au Nouveau-Brunswick qui travaillent ensemble pour favoriser le changement et, de manière la plus notable, le changement pour l'alphabétisation et la réduction de la pauvreté. Les enjeux du gaz de schiste nous offrent la possibilité de travailler ensemble afin de mettre au point un processus réglementaire axé sur les collectivités.

Essentiellement, l'exploitation du gaz de schiste porte sur l'utilisation locale des terres et ses effets sur les personnes qui y vivent et qui y travaillent. Nos discussions avec les représentants des administrations locales ont fait ressortir l'importance d'une gouvernance municipale et d'une direction claire autour de cette question. Comme l'a souligné Marco Morency de l'Association francophone des municipalités du Nouveau-Brunswick à la Commission : « La loi ne reconnaît pas le rôle des politiques municipales. Il faut donner aux municipalités une plus grande latitude d'action dans le processus d'autorisation¹⁵. » [traduction] Le président de la Commission de services régionaux de Kent, Marc Henri, a tenu des propos semblables.



D'après le rapport 2012 du BMHC : « La participation des administrations locales permettrait aussi la prise de mesures initiales de prévention et d'atténuation, dont le renforcement des routes, un choix plus judicieux d'emplacement pour les plateformes d'exploitation et une amélioration des services locaux. L'octroi d'un certain pouvoir décisionnel aux administrations locales pourrait habiliter les collectivités locales à prendre part au processus et, ainsi, on parviendrait à faire l'exploitation du gaz d'une manière plus acceptable pour la population locale¹⁶ ».

Cela revêt une importance particulière pour les peuples autochtones : le rapport aux ressources foncières et hydriques est profondément culturel et fortement concret. D'ailleurs, ces peuples dépendent bien plus de la récolte locale des ressources végétales ou fauniques que la population générale. Leur préoccupation concerne les taux de toxicité au sein de leur écosystème et la perte des terres au profit de l'aménagement, ce qui pourrait produire des effets profonds et durables sur leur qualité de vie.

Pratiques actuelles de gestion des risques dans l'industrie du gaz de schiste

Il appartient en partie aux ingénieurs et aux géoscientifiques professionnels de réduire le risque dans l'industrie pétrolière et gazière; ce sont eux qui sont chargés de concevoir des technologies et des processus conformes aux normes de sécurité établies par les organismes de réglementation provinciaux. Depuis longtemps, la gestion des risques est une composante intégrante du secteur pétrolier et gazier; elle prend le pas sur d'autres activités et mobilise tous les employés, en particulier, ceux qui sont directement liés aux opérations sur le terrain. Toutefois, ce n'est que depuis

ces dernières années que l'industrie joue un rôle plus proactif dans la manière de rendre compte officiellement de son rendement en matière de sécurité. Par exemple, la Petroleum Services Association of Canada (PSAC) a mis au point un code de conduite sur la fracturation hydraulique¹⁷ à l'intention de ses membres. La PSAC représente le secteur des services, de l'approvisionnement et de la fabrication au sein de l'industrie pétrolière en amont, ce qui englobe l'exploration et la production du gaz et du pétrole. Le code s'articule autour de cinq axes : eau et environnement; divulgation des fluides utilisés dans la fracturation hydraulique; développement technologique; santé, sécurité et formation; et engagement des collectivités.

De plus, la PSAC et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) ainsi que d'autres associations de l'industrie versent des fonds à Enform¹⁸, une association qui fournit au public et aux membres de l'industrie des données sur le rendement en matière de sécurité. Elle publie des alertes de sécurité, élabore des pratiques recommandées par l'industrie et fournit une formation axée sur la sécurité¹⁹. Sur le plan universitaire, l'initiative d'innovation de la fracturation hydraulique de l'Université de Calgary, annoncée en 2014, est un exemple parmi d'autres d'un groupe de recherche interdisciplinaire qui se concentrera sur les articles de recherche publiés dans une revue scientifique à comité de lecture dans les domaines de la technologie, de la politique publique et de la recherche environnementale²⁰.

Corridor Resources a mis en place un cadre complet de gestion des risques qui comprend un programme à part entière sur la santé, la sécurité et l'environnement et qui est dirigé par des employés dûment formés et des professionnels pleinement accrédités; l'entreprise fait appel à des entreprises qualifiées et spécialisées en services et conseils. Les fournisseurs de services,

y compris ceux qui offrent des services de fracturation, ont aussi leurs vastes programmes de gestion des risques qui sont intégrés à celui de Corridor. De nombreuses évaluations des risques sont réalisées de la conception à la mise en œuvre des activités liées au gaz de schiste. La Commission, qui s'est rendue sur le lieu de l'entreprise en vue d'effectuer une visite des opérations, a été informée des pratiques de gestion des risques de Corridor.

Ainsi, pour la Commission, cet engagement à l'égard de la gestion des risques, de la santé et de la sécurité n'est pas sans rappeler celui tenu par Southwestern Energy (SWN), engagement qui a été observé lors de sa visite sur le site de forage en Pennsylvanie. En plus de respecter les normes de l'industrie, Southwestern Energy a amorcé ECH₂O, acronyme anglais signifiant « énergie qui conserve l'eau ». Il s'agit d'un plan visant à compenser entièrement le volume d'eau douce utilisée dans l'ensemble des opérations en Amérique du Nord d'ici la fin de 2016 par la conservation de l'eau, l'utilisation réduite, la protection et l'innovation. Ce plan comprend la réduction, le recyclage et la réutilisation de l'eau et l'adoption de la technologie de complétion visant à réduire l'utilisation d'eau douce²¹. L'entreprise s'est aussi fixé comme objectif de réduire les émissions de méthane produites en deçà du seuil de 1 %, et ce, dans l'ensemble de la chaîne de valeur du gaz naturel.

Étude de cas : Gestion de l'eau au Nouveau-Brunswick

En ce qui concerne les activités d'exploitation du gaz de schiste, l'eau est le sujet qui préoccupe le plus les résidents du Nouveau-Brunswick. Consciente de cette réalité, la Commission a examiné le système de gestion de l'eau actuel de la province et la façon dont le gouvernement gère et atténue les risques.

Les ressources en eau du Nouveau-Brunswick représentent une réalité quotidienne qui caractérise la vie dans notre province. Pour les résidents du Nouveau-Brunswick, l'emplacement de nos collectivités, le développement de nos économies régionales et les trajectoires que nos routes parcourent sont fondés sur le réseau hydrographique de la province et l'accès au littoral. Au Nouveau-Brunswick, les gens ont deux sources d'accès à l'eau douce : l'eau de surface et l'eau souterraine. L'eau de surface est l'eau que l'on trouve dans les cours d'eau naturels comme les lacs, les rivières, les ruisseaux, les étangs et les criques. Environ 40 % des Néo-Brunswickois obtiennent leur approvisionnement en eau de cette manière.

Collectivités qui dépendent de l'eau de surface pour l'approvisionnement en eau municipal :

Baker Brook	Bathurst
Campbellton	Dalhousie
Edmundston	Eel River Crossing
Green River	Moncton
Oromocto	Petit Rocher
Riverside Albert	Rothsay
Saint John	Saint Quentin
St. Andrews	Saint-Hilaire
St. Stephen	

L'eau souterraine se trouve sous la terre, généralement à 100 mètres de la surface. Elle peut se situer dans des espaces créés entre des particules de roches et de terre ou dans des crevasses et des fentes dans la roche. L'eau souterraine que nous utilisons provient d'aquifères (formations souterraines de roches perméables, comme le grès ou le calcaire, ou de matières meubles, comme le gravier), qui peuvent être exploités par un puits. Quelque 450 000 Néo-Brunswickois obtiennent leur eau



potable d'une source d'eau souterraine, ce qui en fait l'une des provinces les plus dépendantes de l'eau souterraine au Canada²². De ce nombre, environ 40 % utilisent l'eau souterraine pour approvisionner des puits résidentiels privés, tandis qu'environ 20 % des personnes vivant dans plus de 50 collectivités dépendent de l'eau souterraine pour l'approvisionnement en eau municipal.

Collectivités qui dépendent de l'eau souterraine pour l'approvisionnement en eau municipal :

Alma	Aroostook
Atholville	Baker Brook
Balmoral	Caraquet
Bath	Blacks Harbour
Bouctouche	Charlo
Clair	Doaktown
Dorchester	Drummond
Edmundston	Fredericton
Fredericton Junction	Grand-Sault
Hartland	Hillsborough
Kedgwick	Lamèque
McAdam	Memramcook
Miramichi	Moncton
Nackawic	New Maryland
Penobsquis	Perth-Andover
Plaster Rock	Port Elgin
Quispamsis	Richibucto
Riverside-Albert	Rothsay
Sackville	Saint Hilaire
Saint John	Saint-André
Saint-Antoine	Sainte-Anne-de-Madawaska
Saint-François-de-Madawaska	Saint-Léonard
Saint-Louis-de-Kent	Shediac

Shippagan	St. Margarets
St. Martins	St. Stephen
St. George	Sussex
Sussex Corner	Tide Head
Tracadie	Woodstock

De nombreuses activités d'utilisation des terres, comme l'agriculture, la foresterie, le développement industriel, les fosses septiques et les sites d'enfouissement, peuvent contaminer les puits. L'eau de surface est la ressource en eau du Nouveau-Brunswick la plus utilisée dans le secteur industriel, à l'exception de l'aquaculture et de l'agriculture, qui utilisent toutes deux un ensemble de sources d'eau souterraine et d'eau de surface. Le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux ne réglemente pas l'utilisation de l'eau à des fins agricoles. Les usines de transformation des aliments au Nouveau-Brunswick comptent principalement sur les sources d'eau souterraine, à l'exception d'une grosse installation qui utilise les deux sources.

La première étape essentielle consiste à procéder à la cartographie complète et à la surveillance des aquifères d'eau souterraine du Nouveau-Brunswick, afin que les résidents aient les données de référence nécessaires pour bien déterminer comment équilibrer adéquatement les activités humaines avec le maintien de la santé et de la viabilité de nos bassins. Le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux élabore actuellement des prévisions sur l'état des ressources en eau et fait ressortir les tendances à long terme. Les données relatives à l'eau sont recueillies depuis :

- le réseau hydrométrique (niveau des eaux de surface et des eaux souterraines),
- les réseaux de relevés nivométriques (précipitation, température, profondeur de la neige),

- le réseau de la qualité de l'eau (lacs et rivières),
- les puits privés nouvellement forés (analyse chimique de l'eau),
- les sources d'eau potable (à la surface et en profondeur). Depuis 1999, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux travaille avec les organisations communautaires composées de bénévoles pour surveiller la santé de nos réseaux hydrographiques locaux, surtout dans les zones rurales.

Le rapport de 2009 du Conseil des académies canadiennes, *La gestion durable des eaux souterraines au Canada*, a conclu que le Programme de protection des champs de captage du Nouveau-Brunswick était la bonne approche pour protéger les zones d'alimentation, où l'eau peut facilement entrer et réapprovisionner un aquifère²³. À titre d'exemple, le Programme de protection des champs de captage détermine et désigne trois zones autour du champ de captage. Chacune de ces zones présente des restrictions précises relatives aux activités et à l'utilisation des terres autorisées en raison des différences existantes entre les contaminants (différentes périodes de persistance dans l'environnement, déplacements à différents rythmes et risques différents pour la santé)²⁴. Cependant, la gestion du *Règlement sur la classification des eaux* a miné la confiance du public et a fait l'objet d'un rapport de l'ombudsman du Nouveau-Brunswick en août 2014.

Entré en vigueur le 1^{er} mars 2002, le *Règlement sur la classification des eaux*²⁵ a été conçu pour protéger les utilisations prévues des réseaux hydrographiques (à savoir comme source d'eau potable, pour les loisirs et pour l'habitat faunique). Les groupes communautaires environnementaux, que le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux considère comme d'importants intervenants, étaient chargés de présenter une demande de classification, en fonction des tests environnementaux de

référence. Dix-neuf groupes ont mené ces tests, beaucoup grâce aux fonds provenant du Fonds en fiducie pour l'environnement du Ministère, et ont ensuite présenté une demande de classification. Aucune classification n'a été octroyée et les groupes, qui se composaient de bénévoles, n'ont jamais su pourquoi. L'ombudsman a tenu les propos suivants dans son rapport : « [une] lecture du Règlement 2002-13 montre clairement que le lieutenant-gouverneur en conseil a ordonné qu'il devait y en avoir une et qu'il a fourni des instructions détaillées quant à la façon dont elle devait être mise en application. Plus de 12 années se sont écoulées, la *Loi sur l'assainissement de l'eau* a été modifiée, mais le Règlement 2002-13 ne demeure qu'un mirage qui trompe les personnes qui s'y conforment à leur détriment²⁶. »

À la suite du rapport de l'ombudsman, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux a placé le règlement à l'étude pendant qu'il élabore un cadre de travail plus vaste sur la gestion de l'eau et des terres. Comme le mentionne l'ombudsman, cette expérience de 12 ans a sapé la confiance que ces groupes locaux de protection des bassins vouaient au ministère de l'Environnement. « Il ne faut pas oublier que ces groupes sont pour la plupart constitués de bénévoles qui ont investi beaucoup de leur temps à effectuer de la surveillance, à tenir des réunions publiques et à rédiger des rapports dans l'unique but d'obtenir une classification et en se fiant au Ministère qui leur a donné l'assurance que leur travail n'a pas été fait en vain. Le ton de leur correspondance avec le Ministère au fil des ans témoigne d'une dégradation de la relation de confiance et de bienveillance entre ces citoyens et leur gouvernement²⁷. »

En plein milieu de ces tensions grandissantes entre ces groupes communautaires et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux, les représentants des producteurs de gaz de schiste sont venus demander la permission de parler de gaz de schiste.



Étude de cas : Expériences des collectivités

C'est ainsi que la plupart des gens des régions rurales du Nouveau-Brunswick ont entendu parler de gaz de schiste et de fracturation hydraulique pour la première fois – un étranger représentant une compagnie inconnue qui frappe à la porte et qui souhaite parler d'un processus inconnu²⁸. Certaines personnes qui ont parlé à la Commission ont qualifié l'expérience de troublante. « Demander la permission d'analyser nos puits a vraiment ouvert la boîte de Pandore. Les gens ont demandé "Pourquoi devez-vous analyser mon eau?" Et ils ont obtenu des réponses évasives, a indiqué Stephen Gilbert, un résident de Durham Bridge. L'eau est le lien qui nous unit. Les gens sont inquiets au sujet du bassin hydrographique, car la rivière est très importante pour une foule de gens. C'est cela qui a mis la population en furie, il se passait quelque chose avec notre eau, et nous ignorions pourquoi²⁹. » [traduction]

La collectivité rurale de Taymouth, située à environ 30 kilomètres au nord de Fredericton, dans la vallée de Nashwaak, a été l'une des premières à s'adresser au gouvernement provincial pour avoir des réponses après la première série de visites en 2010. Ces réunions ont été réclamées par le comité environnemental bénévole de la Taymouth Community Association (association communautaire de Taymouth), qui avait été mis sur pied quelques années auparavant par des résidents qui souhaitaient parler de vie durable et apprendre à le faire. Cela comprenait des recherches sur la surveillance et l'analyse de l'eau souterraine. L'Association était un des groupes qui avait fait, en vain, une demande de désignation en vertu du système de classification des eaux.

Le groupe, qui jouissait depuis longtemps d'une relation ouverte et largement positive avec les représentants élus, a fini par réclamer

(et obtenir) une réunion publique avec des représentants des ministères de l'Énergie et des Mines et de l'Environnement et des Gouvernements locaux. Les deux ministères ont tenu une série de réunions dans les collectivités de la province où l'exploitation du gaz de schiste pourrait se produire. Cette réunion à Taymouth a eu lieu le 1^{er} juin 2011, et environ 140 personnes y ont assisté. Insatisfaite des réponses obtenues, la collectivité a réclamé une deuxième réunion, qui a eu lieu le 15 juin 2011 et a compris la participation surprise de représentants de SWN Resources, l'entreprise titulaire du permis d'exploration dans cette région. Quelque 200 personnes y ont assisté. Il y avait tellement de monde que les participants ont dû se trouver une place à l'extérieur de la salle de réunion au sous-sol, entre autres dans la cuisine de l'ancienne école. C'est un fait digne de mention, car la 7^e partie de la série éliminatoire de la coupe Stanley entre les Bruins de Boston et les Canucks de Vancouver avait lieu ce soir-là. Qu'à cela ne tienne, car la majeure partie de la population de Taymouth s'est entassée dans la salle de l'ancienne école et autour de celle-ci pour écouter les discussions grâce à des haut-parleurs installés dans le stationnement et au rez-de-chaussée. C'était un mélange hétéroclite de personnes à l'image de la population de Taymouth : agriculteurs, certains de cinquième génération; propriétaires de petites entreprises, certains travaillant à partir de leur domicile; personnes qui travaillaient à Fredericton; et retraités, y compris des fonctionnaires et des universitaires. Quand la foule aimait les propos d'une personne au sous-sol, elle applaudissait et tapait du pied – le bruit était tellement assourdissant qu'on l'entendait au sous-sol depuis le plafond. « Ce fut toute une réunion, a indiqué Jim Emberger, un résident de Taymouth qui est devenu le porte-parole de l'Alliance anti-gaz de schiste du Nouveau-Brunswick. Beaucoup de questions ont été posées, mais seule une réponse a été

donnée : « Nous avons la situation bien en main. La nouvelle EIE par étapes, unique en son genre, réglerait tous les problèmes³⁰. » [traduction]

Insatisfaits à l'issue de ces deux rencontres, des bénévoles de la communauté ont décidé de constater par eux-mêmes l'ampleur de l'inquiétude. Sur une période de 25 heures les 18 et 19 juin, soit la fin de semaine de la fête des Pères, quinze bénévoles ont fait du porte-à-porte pour demander aux 369 personnes inscrites sur la liste électorale officielle de signer une pétition affirmant que la population de Taymouth estimait qu'elle n'avait pas été consultée de façon adéquate avant le début de l'exploration de gaz de schiste dans sa région et qu'elle voulait mettre fin à toute autre prospection sismique. Sur les 284 électeurs qui étaient chez eux, 267 ont signé la pétition. Trois personnes ne l'ont pas signée parce qu'elles appuyaient l'exploitation du gaz de schiste et les emplois qui seraient créés³¹. Une semaine plus tard, le gouvernement a annoncé de nouveaux règlements exigeant des analyses de référence de tous les puits d'eau potable avant la réalisation d'activités de prospection sismique, la divulgation complète des teneurs de tous les fluides et substances chimiques utilisés dans le processus de fracturation hydraulique et l'offre par les entreprises d'un cautionnement de garantie pour protéger les propriétaires fonciers d'éventuels accidents. Cela n'a pas apaisé les préoccupations des résidents, et le mouvement contre le gaz de schiste a continué de prendre de l'ampleur.

À ce stade, les membres du comité environnemental avaient créé Taymouth Environmental Action (en sa qualité d'organisme à but non lucratif, le centre communautaire de Taymouth ne pouvait pas mener d'activités politiques) et avaient commencé à établir des liens avec des personnes aux vues similaires d'autres parties de la province qui s'opposaient aussi au gaz de schiste. Lorsque, une journée d'août, le bruit s'est répandu que des camions « vibrateurs »

faisaient de la prospection sismique à Stanley, les gens ont décidé de défendre leur position et de former un barrage routier pacifique³². « C'était un peu intimidant, a déclaré Susan Young, une agricultrice de la région de Taymouth qui était à Stanley ce jour-là. Je n'avais jamais posé un geste de ce genre auparavant, mais j'ai senti que je devais faire quelque chose³³. » [traduction]

De l'autre côté de la province, à Hillsborough, le maire et le conseil municipal essayaient, eux aussi, d'obtenir des réponses au sujet de l'éventuelle exploitation de gaz de schiste dans leur région. Hillsborough est une localité de 1 350 habitants située à environ 30 kilomètres au sud de Moncton, le long de la route menant aux célèbres rochers Hopewell Rocks et au parc national Fundy. Le village dépend de puits d'eau souterraine dans la région d'Albert Mines pour son eau potable. Par conséquent, lorsque les gens de la collectivité ont appris qu'il pourrait y avoir une exploitation du gaz de schiste tout près, ils ont consulté les élus locaux pour obtenir des réponses. Les citoyens s'inquiétaient au sujet de leur eau souterraine, mais certains s'inquiétaient aussi des répercussions de l'industrie pétrolière et gazière sur l'économie touristique locale. Comme l'a écrit Phyllis Sutherland dans son observation : « Les touristes viennent dans la région pour profiter des espaces ouverts, de l'air frais et d'environnements ruraux relativement intacts. La fracturation hydraulique ruinera cela...³⁴. » [traduction]

Les conseillers de Hillsborough ont entendu les questions posées par leurs électeurs et ont cherché à obtenir des réponses et des assurances du gouvernement du Nouveau-Brunswick. Toutefois, les réponses qu'ils ont obtenues n'ont pas réussi à dissiper leurs inquiétudes. « On ne nous a tout simplement pas donné les renseignements dont nous avons besoin pour prendre des décisions éclairées » [traduction], a déclaré le maire Patrick Armstrong lorsqu'il a rencontré la Commission. À mesure que l'opposition au gaz de



schiste a commencé à prendre de l'essor, le conseil et son personnel peu nombreux se sentaient pris entre deux feux. En effet, ils n'étaient pas en mesure de répondre aux questions des citoyens, et du même coup, les opposants leur reprochaient ce fait, car ils y voyaient une autre preuve de l'incapacité de tous les ordres de gouvernement à protéger l'intérêt du public.

La frustration au sujet du fait que des renseignements clairs et crédibles n'étaient pas communiqués aux résidents a atteint son paroxysme dans le comté de Kent. Les membres de la Commission ont passé une journée complète à Richibucto, où ils ont rencontré un vaste échantillon de la population locale, entre autres des agriculteurs, des fonctionnaires, des enseignants, des personnes sans emploi, du personnel infirmier, des retraités et des Autochtones. Comme Marc Bernard de Richibucto l'a écrit dans son observation : « Nous, la population, avons déjà exprimé notre point de vue. Nous avons clairement dit non, et beaucoup d'entre nous se sont fait intimider ou tabasser, ont été traumatisés, maltraités, mis en prison, etc. La confiance entre la population et le gouvernement colonial a été trahie, elle a complètement disparu. » [traduction] Jusqu'à maintenant, leur histoire a été éclipsée par les manifestations sur les routes 126 et 134, qui ont fait les manchettes nationales et internationales en octobre 2013. Toutefois, l'origine de leur expérience était semblable à celle vécue par les citoyens de Taymouth et de Hillsborough : un manque d'information, puis, lorsque la population posait des questions, un déni catégorique que quelque chose pourrait mal tourner. Comme le Groupe de développement durable du Pays de Cocagne (GDDPC) l'a écrit dans son observation : « Au cours des dernières années, le comité directeur du GDDPC a soumis à plusieurs reprises des questions et des points de préoccupations quant aux pratiques de fracturation hydraulique

auprès du gouvernement, de l'industrie, et des organisations civiles. Le peu de réponses qui nous ont été retournées à ces demandes ne contenait pas assez de détails pour que l'on puisse accepter que l'exploration ou l'exploitation du gaz de schistes par fracturation hydraulique se fasse au Nouveau-Brunswick³⁵. »

La situation à Sussex et à Penobsquis est différente, car ces localités ont fait l'expérience de la fracturation hydraulique et, vivent et travaillent depuis plus de dix ans avec le producteur de gaz naturel Corridor Resources. Il existe une multitude de points de vue, allant de très favorable à prudent, sans oublier très frustré, mais tous sont inspirés par les effets directs des activités de Corridor Resources ou de son partenaire Potash Corporation of Saskatchewan (PCS) sur la vie et le gagne-pain des gens. Comme ailleurs dans la province, l'opposition à l'exploitation du gaz de schiste repose sur la sécurité des sources d'approvisionnement en eau.

Il y a des antécédents dans la région. En 2004, les puits des résidents de la route 114 et des environs se sont asséchés ou produisaient de l'eau sale et inutilisable. La plupart des personnes touchées se doutaient que la situation avait un lien avec la mine de potasse se trouvant à proximité, laquelle était détenue et exploitée par PCS. Les résidents ont formé le groupe Concerned Citizens of Penobsquis et ont entamé des années de négociations avec le gouvernement du Nouveau-Brunswick et PCS. Au départ, le gouvernement et PCS ont fourni aux résidents des approvisionnements en eau embouteillée chaque semaine. En 2009, le gouvernement a fini par installer un système municipal d'alimentation en eau potable d'une valeur de 10 millions de dollars et a facturé annuellement 360 \$ à chaque ménage. Les résidents dont les puits avaient été endommagés ont contesté les frais. En 2012, après de longues audiences devant le commissaire aux mines de la

province, PCS a accepté de payer les factures d'eau des résidents. Lorsqu'il a entamé sa lutte pour obtenir une indemnisation, le groupe Concerned Citizens of Penobscot était représenté par un avocat, mais le long processus a épuisé les fonds du groupe, et les résidents ont dû se représenter eux-mêmes. En 2008, au beau milieu des négociations, Corridor Resources a annoncé les détails d'un rapport publié par un consultant indépendant, lequel estimait qu'il y avait d'importantes ressources en gaz naturel dans la région de Frederick Brook, près d'Elgin (présenté en détail dans la prochaine section). Pour les gens qui étaient toujours en négociation avec le gouvernement, c'était de mauvaises nouvelles.

Christine Bell, une résidente touchée, a écrit ce qui suit à la Commission au sujet de son expérience : « J'ai passé six ans sans eau courante à la maison. Mon mari et moi devions nous contenter de 150 gallons d'eau par personne pendant trois jours. Les 150 gallons devaient servir aux douches, à la lessive, à l'utilisation des toilettes, et aux autres besoins du ménage. Je vous invite à en faire l'expérience pendant une semaine. Cela devient vite insupportable... Je peux seulement parler de mon expérience personnelle. À la suite de cette expérience, j'ai une très mauvaise opinion à l'égard de l'industrie, du gouvernement, des bureaucrates et des commissaires. Je comprends la frustration, la colère, le profond sentiment de désespoir, que cela n'intéresse personne, que vous êtes complètement seuls à mener un combat qu'il vous est impossible de gagner... J'ai passé les quelques dernières années à essayer de libérer la colère, de tourner la page et de ne pas revenir sur le passé, c'est avec des sentiments mitigés que j'écris ces lignes. Je crains que tout mon dur travail ait été en vain, mais je ne peux pas abandonner, parce que je considère qu'il est très important pour les citoyens de la province de bien faire les choses³⁶. » [traduction]

D'autres résidents de la région de Sussex ont profité des retombées positives de la présence de Corridor Resources. La Commission a rencontré un groupe de propriétaires de petites entreprises qui ont été en mesure d'accroître leurs activités et la main-d'œuvre locale à titre de fournisseurs de Corridor Resources et d'entrepreneurs auprès de l'entreprise, y compris les exemples suivants :

- Alantra Leasing, entreprise de Marcus deWinter, qui a commencé à fournir des remorques à bureaux mobiles à Corridor Resources en 2005. L'entreprise compte maintenant plus de 50 employés et s'est développée pour servir des clients dans toute la région du Canada atlantique;
- Kings County Mechanical, entreprise de Tony Bell. Ce dernier était parti travailler dans l'Ouest faire du soudage par roulement, mais il voulait élever ses enfants au Nouveau-Brunswick et a ouvert un petit atelier de soudage à Sussex. Aujourd'hui, l'atelier sert des industries un peu partout dans la province;
- Timberland Motel and Restaurant, entreprise de la famille MacIntyre. Cette dernière pensait qu'elle serait obligée de fermer ses portes après la construction de la Transcanadienne, car celle-ci contournait son entreprise. Néanmoins, le développement industriel local, y compris l'exploitation du champ de gaz McCully en 2001, a contribué à maintenir les activités de l'entreprise.

John deWinter, gérant de l'auberge Amsterdam Inn, a tenu les propos suivants devant la Commission : « Pour ma part dans l'industrie hôtelière, j'ai constaté un certain revirement. J'ai fait la navette entre l'aéroport et l'hôtel environ 300 fois l'an dernier pour les personnes de l'industrie qui font l'aller-retour. Nous avons fait plus de 300 000 \$ de ventes liées à l'industrie du gaz à trois de nos



installations³⁷. » [traduction] Ed Murray, un résident de la région, a déclaré à la Commission : « Dans ma jeunesse, c'était l'agriculture et la foresterie qui faisaient rouler l'économie. Aujourd'hui, il y a seulement quelques exploitations agricoles, et l'industrie forestière est en train de disparaître, je remercie Dieu tous les jours que l'industrie est dans la région³⁸. » [traduction]

Les expériences de ces collectivités sont pertinentes, car elles sont gravées dans la mémoire d'un grand nombre de Néo-Brunswickois. Elles font partie de notre histoire collective de l'exploitation du gaz de schiste dans la province. Comme Olivier Clarisse et

Céline Surette de l'Université de Moncton l'ont écrit dans leur observation : « De nombreuses communautés visées par le développement de l'industrie des gaz de schiste ont soulevé de vives inquiétudes quant aux impacts potentiels de cette industrie sur leur qualité de vie et celle de leur environnement. Ces inquiétudes, fondées ou non, doivent absolument être adressées avant de commencer toute exploitation de ces ressources³⁹. » Les expériences que vivent ces collectivités sont importantes, car elles servent à illustrer les possibilités offertes lorsqu'on obtient un contrat social de même que les conséquences lorsqu'on ne l'obtient pas.

Analyse de rentabilisation de l'exploitation du gaz de schiste

Utilisation du gaz naturel au Nouveau-Brunswick

Pour effectuer la transition à une économie fondée sur des connaissances et des ressources à valeur ajoutée, les Néo-Brunswickois doivent avoir accès à une énergie abordable, sécuritaire et de plus en plus propre. Le gaz naturel fera partie de cette combinaison dans un avenir proche. Il est généralement accepté que, pendant la prochaine décennie au moins, et peut-être au-delà, le gaz naturel sera utilisé en grande quantité par les grands consommateurs industriels, commerciaux et institutionnels du Nouveau-Brunswick. La grande majorité, sinon la totalité, de ce gaz naturel sera produit par fracturation hydraulique quelque part en Amérique du Nord.

Cette hausse de l'utilisation du gaz naturel au Nouveau-Brunswick a été facilitée par un événement isolé : l'arrivée en janvier 2000 du gaz naturel dans le cadre du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable en Nouvelle-Écosse par le gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline. Le tableau ci-dessous illustre cette arrivée et la croissance du gaz naturel comme source d'énergie pour les consommateurs

industriels, commerciaux et institutionnels du Nouveau-Brunswick, ainsi que la diminution du recours au mazout lourd et au mazout léger qui en découle⁴⁰.

L'économie du Nouveau-Brunswick est aujourd'hui profondément reliée au gaz naturel et le sera pendant les nombreuses années. Les questions auxquelles nous, résidents du Nouveau-Brunswick, devons répondre sont les suivantes : Comment souhaitons-nous accéder au gaz naturel extrait par fracturation hydraulique? Souhaitons-nous produire ce gaz nous-mêmes ou l'acheter directement des régions des États-Unis et de l'Ouest canadien qui sont déjà productrices du gaz de schiste?

Ces deux options comportent des effets importants pour l'économie provinciale et la vie de la population néo-brunswickoise. Le choix est délicat. Pour les industries qui dépendent du gaz naturel, le choix est clair. Il faudrait produire le gaz naturel à l'échelle locale. Comme le stipule la proposition d'Enterprise Saint John : « Sur les 25 possibilités d'investissement lié à l'énergie qui ont été définies, 15 seront fortement axées sur le gaz naturel comme source d'énergie. Vu le prix actuel, la disponibilité et la volatilité du marché du gaz naturel, ces possibilités d'investissement n'auront probablement pas lieu⁴¹. » [traduction]

	Industriel		Commercial/ institutionnel		Résidentiel	
	1999	2013	1999	2013	1999	2013
Électricité	58 %	41 %	49 %	66 %	50 %	56 %
Gaz naturel	0	43 %	0	19 %	0	2 %
Mazout léger	3 %	3 %	32 %	5 %	19 %	14 %
Mazout lourd	39 %	10 %	13 %	6 %	2 %	1 %
Autre	0	3 %	6 %	4 %	29 %	27 %

Source : Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada, 2013 version préliminaire. Catalogue n° 57-003-X



Les opposants au gaz de schiste perçoivent le choix différemment. Ainsi, comme l'écrit l'Alliance anti-gaz de schiste : « Les entreprises qui profitent des retombées du pétrole et qui ont pris leurs décisions afin de dépendre de cette énergie ont fait leur choix, seules, de leur propre chef, maîtres de leur destin et souvent avec l'aide ou la complicité du gouvernement. Que les décisions aient été prises d'après des données solides, des prédictions ou des influences extérieures, cela ne revêt aucune importance. En revanche, nous soutenons qu'un engagement total au gaz naturel dans une province qui dispose d'une infrastructure très petite et d'une base de clientèle très limitée pour ce type de gaz était un choix risqué⁴². » [traduction]

Aujourd'hui, les consommateurs de gaz naturel du Nouveau-Brunswick sont confrontés à un problème imminent : la production de gaz naturel au large des côtes de la Nouvelle-Écosse ralentit. Un rapport de 2014 préparé par Jupia Consulting pour le centre d'Atlantica pour l'énergie estime que, d'ici l'hiver 2017-2018, la demande en gaz naturel dans les Maritimes sera plus importante que les réserves disponibles⁴³. (Complète divulgation : en février 2015, le fondateur de Jupia est devenu économiste en chef pour le gouvernement du Nouveau-Brunswick.)

En vue de ce déclin, Spectra Energy, actionnaire majoritaire de Maritime and Northeast Pipeline, a proposé de mettre en place le projet « Atlantic Bridge Project », une expansion des réseaux de Maritimes & Northeast Pipeline et d'Algonquin Gas Transmission. Ce projet vise à approvisionner les consommateurs de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes en gaz naturel. La date de mise en service est fixée au mois de novembre 2017. Trois utilisateurs régionaux (Irving Oil et J.D. Irving au Nouveau-Brunswick et Heritage Gas en Nouvelle-

Écosse) ont déjà conclu des ententes de service à long terme⁴⁴. Ce projet permettra à la Nouvelle-Angleterre et aux Provinces maritimes de bénéficier d'un meilleur accès aux sources (traditionnelles et nouvelles) d'approvisionnement aux États-Unis⁴⁵. Autrement dit, le gaz de schiste produit aux États-Unis par fracturation hydraulique arrivera au Nouveau-Brunswick d'ici novembre 2017.

Les producteurs et transporteurs de gaz naturel disposent de trois options pour bâtir la demande du marché.

- Tout d'abord, il existe déjà des consommateurs de gaz naturel. À court terme, ce groupe maintiendra probablement les volumes de gaz naturel actuels. Ce groupe comprend les grands consommateurs industriels comme Irving Oil, J.D. Irving et Bayside Power, ainsi que 12 000 consommateurs servis par Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick à Fredericton, Moncton, Oromocto, St. George, St. Stephen et Saint John, comme : Greenarm Group of Companies, Construction acadienne, Commercial Properties, l'Université de Moncton, l'Université St. Thomas, l'Université du Nouveau-Brunswick, le New Brunswick Community College et l'Assemblée législative. Les autres consommateurs sont approvisionnés en gaz naturel comprimé (GNC) par camion lorsque leur consommation est suffisamment élevée pour justifier ces dépenses et qu'il n'existe pas de service de gazoduc. McCain Foods, à Florenceville, est l'un de ces consommateurs.
- Il existe ensuite de nouveaux consommateurs locaux potentiels, comme Énergie NB, qui augmenteraient le volume global de gaz naturel de la province.

- Enfin, il reste la possibilité d'attirer de nouvelles entreprises dépendantes du gaz naturel, si le Nouveau-Brunswick peut garantir un approvisionnement à long terme. L'Atlantique Potash Corporation fait partie de cette catégorie. Elle a proposé deux projets d'immobilisation : une mine de potasse de 3 milliards de dollars à Millstream et une usine d'engrais à Saint John, estimée à un peu moins de 100 millions de dollars⁴⁶.

Énergie NB est l'un des quelques consommateurs de gaz naturel de la province susceptibles d'augmenter le volume global de gaz naturel de la province. D'après ce service public, chaque variation d'un dollar par million de BTU (mBTU) au prix du gaz naturel aurait une incidence de 8,5 millions de dollars sur les coûts d'électricité. Les variations saisonnières des cours du marché peuvent aller de 5 \$/mBTU à 10 \$/mBTU. Comme l'a signalé le service public dans son observation : « Énergie NB voit dans la production électrique alimentée au gaz naturel une étape de transition, car elle rehausse la diversité des combustibles utilisés et réduit sa consommation de mazout lourd; l'approvisionnement intérieur en gaz naturel assure la stabilité du prix (tarifs bas et stables) et cela crée une occasion de faire une transition économique vers des énergies renouvelables ou non émettrices de la prochaine génération⁴⁷. » [traduction] Énergie NB estime que l'argent économisé en passant du mazout au gaz naturel sera transféré à tous les consommateurs du Nouveau-Brunswick par l'intermédiaire de tarifs réduits.

Actuellement, Énergie NB accède à l'électricité au gaz naturel grâce à des ententes d'achat d'énergie avec deux centrales situées à Saint John : Bayside Power, qui appartient à Emera, et Grandview Power, une coentreprise d'Irving Oil et de TransCanada. Dans le cadre de ces ententes, le service public s'engage à acheter de l'électricité au gaz naturel au cours de

la prochaine décennie. Par ailleurs, Énergie NB est en train de déterminer si elle va convertir sa centrale de Coleson Cove au gaz naturel. Coleson Cove est la plus grande centrale d'électricité thermique de l'est du Canada et la plus grande émettrice de gaz à effet de serre d'Énergie NB. La conversion de la centrale de Coleson Cove au gaz naturel permettrait de réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre d'Énergie NB de 28 %⁴⁸.

Comme le montre le tableau ci-dessous, au cours des 16 dernières années, Énergie NB a réduit sa consommation de mazout et de charbon à un peu plus de 35 %.

Production d'électricité par type de combustible

en gigawattheures		
	1999 ⁱ	2015 ⁱⁱ
Pétrole et charbon	55 %	19,3 %
Gaz naturel	0	11,7 %
Nucléaire	22 %	34,4 %
Hydroélectricité	18 %	25 %
Biomasse	5 %	3,8 %
Éolien	0	5,5 %
Réduction et déplacement de la demande	0	0,3 %

Source : i.) Statistique Canada. *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada, 2013 version préliminaire*. Catalogue no 57-003-X

ii) Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 10 novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/ebuz8xe0zfr-b19276899c0512412c137da07ada21a7.pptx>

Les sources d'énergie exemptes de carbone représentent maintenant environ 60 % de la capacité de production d'Énergie NB, la majorité

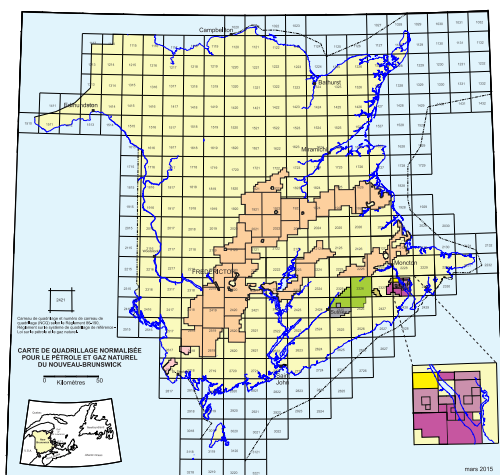


provenant de deux sources : la centrale nucléaire de Point Lepreau et la génératrice hydroélectrique de Mactaquac. Énergie NB a récemment terminé la mise à neuf de Point Lepreau et envisage maintenant certaines options pour Mactaquac. Le service public se tourne aussi vers des projets d'énergie renouvelable à petite échelle, en partenariat avec les groupes menés par des Autochtones et des coopératives locales.

C'est au gouvernement du Nouveau-Brunswick de déterminer si les industries, petites entreprises et institutions du Nouveau-Brunswick devraient être servies par du gaz naturel produit localement par fracturation hydraulique. D'ici 2035, Ressources naturelles Canada estime que le forage horizontal et la fracturation hydraulique compteront pour plus de 90 % de la production de gaz naturel au Canada⁴⁹. Depuis 1990, 50 puits ont été forés par fracturation hydraulique au Nouveau-Brunswick. Il y a actuellement trois entreprises d'exploration et de production du gaz naturel au Nouveau-Brunswick.

Corridor Resources Inc. est venue au Nouveau-

DROITS POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ NATUREL



PÉRIODE DE RECHERCHE

SWN Resources Canada Inc.

RAUX

Kicking Horse Energy Inc.
(Irving Oil Limited)

Kicking Horse Energy Inc.

Pancake Production Limited
Partnership

Corridor Resources Inc. /
PotashCorp

Corridor Resources Inc.

First Sahara Energy Inc.

Beneficial Energy Group, LLC

L'échéancier suivant illustre le développement de l'industrie de la production du gaz naturel au Nouveau-Brunswick après 1999.

- 2003 : Du gaz naturel est découvert et commence à être exploité à McCully – Le réservoir de production se trouve dans le grès de formation de Hiram Brook.
- 2007 : Un gazoduc de 45 kilomètres est construit pour relier le champ de gaz McCully à la canalisation principale de Maritimes & Northeast, et une usine de traitement du gaz est construite dans la région de McCully.
- 2007 : Deux conduites de collecte de gaz naturel (450 mètres et 2 000 mètres de long) sont construites pour relier deux plateformes d'exploitation existantes (F-28 et L-38) au système de collecte existant.
- 2007 : Expansion de la production de gaz naturel de McCully, y compris la construction de six nouvelles plateformes d'exploitation et conduites de collecte.
- 2008 : Poursuite du développement du système de gaz naturel de McCully, y compris la construction d'un gazoduc de 3,4 kilomètres pour le relier à la plateforme d'exploitation I-39.
- 2009 : Première fracturation hydraulique d'un puits foré à l'horizontal au Nouveau-Brunswick (dans la région de McCully).
- 2009 : Début du forage exploratoire et de la fracturation hydraulique dans la région d'Elgin, au sud de Petitcodiac.
- 2009-2010 : Les premiers puits de gaz de schiste sont forés au Nouveau-Brunswick (quatre puits dans la région d'Elgin, au sud de Petitcodiac). Aucun de ces puits ne produit de gaz de schiste.
- 2014 : Dernière fracturation hydraulique menée au Nouveau-Brunswick à ce jour. Corridor Resources a effectué une fracturation hydraulique en utilisant du propane liquide dans cinq puits des régions de McCully et d'Elgin.

Brunswick en 1999 et possède aujourd'hui trois concessions sur une superficie totale de 87 795 hectares aux environs de la région de Sussex dans les comtés de Kings et d'Albert. Ces terres comportent deux zones gazières distinctes : la formation de gaz de schiste du ruisseau Frederick et la formation de grès du ruisseau Hiram. La plus grande partie de sa production de gaz provient du champs de gaz de McCully situé à Penobsquis, dans le comté de Kings. Depuis le début de la production commerciale en 2003, le champ a produit 51 milliards de pieds cubes de gaz naturel. Corridor est associée à Potash Corporation of Saskatchewan (PCS) dans environ la moitié des puits du champ McCully. Avant 2007, la mine de potasse de Penobsquis de PCS, située tout près du champ, consommait le gaz provenant de McCully. En 2007, Corridor a agrandi le champ et construit l'usine de fabrication de gaz de McCully. L'usine et le réseau collecteur de Corridor sont reliés à la mine de Penobsquis de PCS et au réseau de MNP, donnant ainsi la possibilité à Corridor d'atteindre d'autres clients de la région. Le 19 janvier 2016, PCS a annoncé qu'elle cessait définitivement ses activités à Penobsquis, y compris à sa nouvelle mine de Picadilly. Cette décision n'aura probablement pas de répercussions immédiates sur les activités gazières de Corridor et de PCS, à l'exception d'une augmentation des ventes de gaz de PCS par l'intermédiaire de Maritimes & Northeast Pipeline. La société fait état dans ses documents publics d'une baisse d'environ 12 pour cent de ses réserves et il lui faut effectuer d'autres forages et fracturations hydrauliques pour maintenir ses réserves actuelles. Cela n'aura lieu que si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec la fracturation hydraulique. Jusqu'à présent, Corridor a fracturé hydrauliquement 39 puits.

La formation de gaz de schiste du ruisseau Frederick, qui couvre l'ensemble des trois concessions, nécessite davantage de forage exploratoire en vue de déterminer si la

production est technologiquement possible et économiquement réalisable. Selon une étude préliminaire menée par des experts-conseils indépendants, la formation du ruisseau Frederick pourrait contenir environ 67 billions de pieds cubes de gaz naturel en place. Si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec la fracturation hydraulique, Corridor relancera probablement ses efforts afin de recueillir des capitaux pour son programme d'évaluation et d'exploration du ruisseau Frederick⁵⁰.

Une licence d'exploration a été accordée à **SWN Resources Canada** en 2010 pour 1,019 million d'hectares couvrant la majeure partie du centre du Nouveau-Brunswick, y compris des parties des comtés de York, Sunbury, Queens, Northumberland et Kent. Le programme d'exploration de la société lui permettra de classer par catégorie les ressources potentielles en pétrole et en gaz naturel et d'en évaluer la faisabilité commerciale et technologique. À ce jour, SWN a effectué des levés géophysiques (sismiques, gravimétriques et magnétiques), des levés géochimiques de surface et de la photographie aérienne, qui permettent à la société de repérer les nouvelles régions à explorer. En 2014, la société a présenté au gouvernement quatre études d'impact sur l'environnement par étapes, alors qu'elle se proposait de forer jusqu'à quatre puits stratigraphiques exploratoires. Ces éventuels sites de forage sont situés près de Lower Saint-Charles et de Galloway dans le comté de Kent, ainsi que dans les régions de Bronston Settlement Road et Pangburn dans le comté de Queen. Si le gouvernement décidait d'aller de l'avant avec la fracturation hydraulique, SWN devrait chercher à obtenir une nouvelle approbation réglementaire. En juillet 2015, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a prolongé les licences d'exploration de SWN Resources Canada jusqu'en 2021.



ORLEN Upstream Canada Ltd. (anciennement **Kicking Horse Energy Inc.**) détient des concessions qui totalisent 13 300 hectares dans les régions de Stoney Creek et Hillsborough du comté d'Albert, au sud-est du Nouveau-Brunswick. Ses régions sous concession comprennent toutes deux des réserves prouvées de pétrole et des réserves potentielles de gaz naturel. En janvier 2016, ORLEN Upstream Canada Ltd., une filiale en propriété exclusive du producteur de pétrole et de gaz polonais PKN ORLEN S.A. a acquis Kicking Horse Energy Inc. et tous ses actifs, y compris ses concessions au Nouveau-Brunswick. ORLEN examine actuellement les anciens avoirs de Kicking Horse Energy, y compris sa licence du Nouveau-Brunswick.

À l'heure actuelle, ni le gouvernement du Nouveau-Brunswick ni les producteurs de gaz de schiste ne savent avec certitude s'il y a du gaz de schiste et (ou) du pétrole dans les zones visées par ces licences ou si ces ressources peuvent être extraites de façon commerciale. Par conséquent, ni le gouvernement, ni les producteurs, ni la Commission ne peuvent prévoir de façon exacte les niveaux de production ou l'échéancier de fracturation hydraulique au Nouveau-Brunswick. Du fait de ce manque de renseignements, la Commission comprend que toute estimation des futures redevances gouvernementales et des répercussions économiques est hautement hypothétique. Cette lacune concernant la taille réelle et la valeur potentielle des réserves de gaz naturel et (ou) de pétrole fait en sorte qu'il soit difficile d'évaluer l'éventail complet des risques et des avantages. Compte tenu de ce fait, la Commission souligne que les investisseurs du secteur privé peuvent hésiter à participer à un programme d'exploration sans avoir la garantie qu'une production commerciale s'ensuivra si la rentabilité de la réserve est établie. Dans le cas

où le gouvernement du Nouveau-Brunswick souhaiterait déterminer l'étendue des réserves de la province sans prendre d'engagement quant à l'éventualité d'une exploitation commerciale, il pourrait envisager la possibilité d'effectuer une étude géologique fédérale/provinciale comprenant des forages exploratoires.

Gaz de schiste : Origines et histoire de son évolution

L'intérêt pour les ressources du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick fait partie d'un intérêt mondial à explorer et à exploiter commercialement le pétrole et gaz non classiques profondément enfouis dans les roches schisteuses. Les géologues et les producteurs de pétrole et de gaz appellent ce schiste « roche-mère », car il s'agit d'une roche sédimentaire riche en matière organique initiale. Les formations schisteuses en Amérique du Nord remontent à des millions d'années, à l'époque où les végétaux, les algues et les autres organismes morts qui reposaient à la surface ont commencé à s'enfoncer dans les profondeurs des immenses eaux salées, puis ont été piégés dans les sédiments de sable, d'argile et de limon. L'une de ces mers couvrait ce qu'on appelle aujourd'hui les Provinces maritimes.

Au cours de millions d'années, les mers ont reculé et le mélange de chaleur et de pression a eu pour conséquence de brûler la matière organique et, parallèlement, de provoquer l'accumulation d'importantes couches de roches et de sédiments sur cette matière organique, ce qui a créé une immense pression. La combinaison de chaleur et de pression a donné lieu à la décomposition de cette matière, qui s'est transformée en hydrocarbures solides, liquides ou gazeux.

Le cycle de vie du développement du gaz de schiste peut varier de plusieurs années à plusieurs décennies et se divise en six étapes principales, comme le décrit Ressources naturelles Canada, si toutes les approbations des diverses autorités de réglementation ont été obtenues :

- **Étape un :** Exploration, qui consiste à présenter une demande de licence ou de permis, à obtenir les droits d'exploitation minière, à consulter les peuples autochtones et les collectivités et à mener des études géophysiques, y compris les évaluations géologiques et les levés sismiques.
- **Étape deux :** Préparation du site et construction du puits, qui inclut le forage exploratoire visant à déterminer les caractéristiques physiques et chimiques de la roche et à évaluer la qualité de la ressource et la quantité disponible.
- **Étape trois :** Forage, qui inclut le forage horizontal.
- **Étape quatre :** Stimulation, qui consiste à utiliser la fracturation hydraulique pour permettre aux hydrocarbures de s'écouler jusqu'au puits de forage.
- **Étape cinq :** Production et exploitation du puits, qui peut rester opérationnel de 10 à 30 ans.
- **Étape six :** Fin de production et remise en état, selon laquelle l'entreprise doit sceller le puits convenablement et nettoyer et inspecter le site. La remise en état se prolonge sur plusieurs années, au fur et à mesure que l'entreprise remédie à tout problème de contamination, restaure les profils pédologiques, replante la végétation indigène et effectue toute autre tâche de remise en état qu'exigent les règlements locaux⁵¹.

Le gaz naturel brut est composé essentiellement de méthane et peut aussi contenir de proportions variées d'éthane, de propane, de butane et de pentane, c'est-à-dire liquides de gaz naturel (LGN). Le gaz naturel se trouve dans les pores et les fractures des roches sédimentaires sous la surface de la Terre et du plancher océanique. La partie de la couche de roche sédimentaire (appelée formation) qui renferme le gaz naturel est souvent désignée sous les noms de réservoir, champ ou gisement. Le gaz naturel peut être piégé dans différents types de roches sédimentaires, notamment le grès, le carbonate, les filons-couches de charbon et les lits de schistes argileux. La perméabilité désigne la manière dont les pores sont interconnectés dans ces types de roches; ce sont ces pores qui génèrent le gaz naturel classique et non classique. En général, la technologie de la fracturation hydraulique est utilisée pour le gaz naturel non classique en raison de la faible perméabilité (interconnexion des pores); cette technologie doit être améliorée par l'application d'une intense fracturation causée hydrauliquement.

S'il est vrai que le secteur pétrolier et gazier connaissait l'existence et la nature du gaz de schiste, il n'avait cependant aucun moyen de l'extraire. Dans les années 1990, après des dizaines d'années de recherche et de développement menés par le gouvernement américain, les chercheurs universitaires et les spécialistes de l'industrie pétrolière et gazière sont parvenus à mettre au point l'application commerciale de deux technologies :

- La fracturation hydraulique en plusieurs étapes est un procédé par lequel des fluides, le sable et les composés chimiques sont pompés sous la terre afin de fissurer la roche et de libérer le gaz naturel qui s'y trouve.
- Le forage dirigé ou horizontal est un procédé qui consiste à percer le puits de manière à le réorienter horizontalement de façon



à prolonger sa zone de contact avec la formation schisteuse sur d'importantes distances. Il est alors possible d'extraire le gaz naturel de la roche schisteuse.

L'usage de ces technologies a bouleversé le paysage énergétique mondial et ont perturbé la configuration du marché bien établie; ainsi, les États-Unis sont passés d'importateur net de pétrole et de gaz naturel à exportateur potentiel net. Cette croissance accélérée dans l'industrie américaine du pétrole et du gaz de schiste a eu de profondes répercussions sur les collectivités situées à proximité de ces nouvelles exploitations. De 2002 à 2006, les États-Unis ont connu un essor dans l'exploitation du gaz de schiste centrée autour des formations géologiques de schiste de Barnett, au Texas, et de Marcellus, en Pennsylvanie. En 2009, le gaz de schiste a mis fin au déclin de longue date que connaissaient les États-Unis en matière de production énergétique, et le pays s'est alors hissé au rang de premier producteur mondial de gaz de schiste, détrônant la Russie. Le gaz de schiste a en outre généré une grande richesse pour d'anciens joueurs de petite envergure. Par exemple, en 2012, Chesapeake Energy a éclipsé Exxon Mobil et est devenu le plus grand fournisseur de gaz naturel aux États-Unis.

Au Canada, la première production moderne de gaz de schiste a eu lieu en 2006 dans le bassin de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, tandis que sa production de gaz de réservoir étanche est centrée dans la formation de Montney, qui chevauche la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta⁵². Selon l'agence américaine pour l'information sur l'énergie (Energy Information Administration), le Canada arrive au cinquième rang mondial pour les plus importantes réserves de gaz de schiste techniquement récupérables⁵³ – s'il est vrai que cela est une estimation, il n'en reste pas moins que la majorité d'entre elles, dont celles situées au Nouveau-Brunswick, reste non prouvée.

En 2014, l'Office national de l'énergie a estimé que le gaz de schiste représentait environ 4 % de la production totale de gaz naturel au Canada et que le gaz de réservoirs étanches représentait 47 %. Le gaz de réservoirs étanches désigne les réservoirs de gaz naturel piégé dans des roches gréseuses ou calcaires, compactées et imperméables. Pour extraire le gaz de schiste et le gaz de réservoirs étanches, il faut employer la fracturation hydraulique; toutefois, avec le gaz de réservoirs étanches, il n'est pas nécessaire de fissurer autant, c'est donc dire qu'il ne faut pas autant de fluides pour permettre la circulation du gaz. D'ici 2035, la production conjointe de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches devrait représenter plus de 90 % de la production de gaz naturel au Canada⁵⁴.

Toutefois, en 2015, la croissance intensive aux États-Unis et dans l'Ouest canadien s'est essouffée. La surabondance de l'approvisionnement en gaz naturel, causée par l'essor américain du gaz de schiste, a entraîné la dégringolade des prix des matières premières ainsi que du cours des actions des producteurs de gaz et de pétrole. En janvier 2016, la Pennsylvanie, située au cœur du gisement de schiste de Marcellus, comptait 25 appareils de forage en service, soit une baisse par rapport aux 115 appareils en janvier 2012⁵⁵. En date de février 2016, les analystes du secteur pétrolier et gazier ont prédit une nouvelle volatilité des prix, ce qui pourrait donner lieu à des fusions et à des faillites chez les petits et les grands joueurs de l'industrie. Par exemple, Barclays Plc prédit qu'en 2016, les foreurs pétroliers et gaziers américains et canadiens réduiront de plus de 35 milliards de dollars américains leur budget d'exploration et de production, soit la plus grande réduction toutes régions confondues, et ce, pour la deuxième année consécutive⁵⁶.

Futur bouquet énergétique du Nouveau-Brunswick

Contrairement aux enjeux du marché auxquels se heurte le secteur pétrolier et gazier, les investissements mondiaux dans l'énergie propre ont augmenté de 4 % en 2015 par rapport à 2014, pour atteindre 328,9 milliards de dollars américains (nouveau record). Près de la moitié était des investissements dans des projets à grande échelle, comme des fermes éoliennes, des parcs solaires, la biomasse, des plans de transformation des déchets en énergie et des petits projets hydroélectriques⁵⁷.

Au fur et à mesure que les Néo-Brunswickois examinent le rôle du gaz naturel dans leur bouquet énergétique, ils doivent tenir compte des efforts de la province à entreprendre la transition vers une énergie propre, laquelle a commencé il y a une dizaine d'années environ. Cela dit, le ralentissement de l'économie provinciale a contribué à la réduction d'un quart de ses émissions de carbone, la grande partie des réductions ayant été réalisées grâce aux mesures énergétiques suivantes :

- Les prix élevés du pétrole ont réduit considérablement les activités de la centrale de Coleson Cove, qui utilise le coke de pétrole comme combustible.
- L'ajout de 300 MW supplémentaires d'énergie éolienne produite au Nouveau-Brunswick, plus les achats d'électricité éolienne par Énergie NB auprès de l'Île-du-Prince-Édouard et du nord du Maine, tous deux reliés au réseau d'Énergie NB.
- L'utilisation accrue de la biomasse par les industries, en particulier par les scieries qui brûlent les déchets de bois.
- Les mesures d'efficacité énergétique entreprises dans le cadre du programme d'efficacité énergétique du Nouveau-

Brunswick dans tous les secteurs de l'économie provinciale.

- La fermeture de la centrale au charbon de Grand Lake, qui utilisait le charbon produit au Nouveau-Brunswick.
- La fermeture de la centrale thermique (combustion au mazout) de Dalhousie.
- Le recours au gaz naturel pour remplacer le mazout lourd et léger, particulièrement dans les secteurs industriels et commerciaux.

Outre ces mesures, le recouvrement des sites d'enfouissement municipaux afin de limiter la migration des contaminants dans l'air et les eaux souterraines a aussi contribué à la réduction des émissions.

De manière cumulative, ces mesures ont davantage réduit l'empreinte carbone du Nouveau-Brunswick que toutes les mesures distinctes et isolées. Pour aller de l'avant, il faut impérativement que le gouvernement du Nouveau-Brunswick accélère les projets et les politiques menés sur plusieurs fronts. Telle est la mécanique du changement : ce n'est pas l'effet d'une grande action unique, mais bien des actions de plusieurs œuvrant vers un même et seul objectif.

Un autre message important émerge de la liste ci-dessus. Nous y sommes parvenus. Nous – résidents, entreprises, institutions publiques du Nouveau-Brunswick – avons réduit notre empreinte carbone grâce à nos actions. Cette réduction n'a pas été réalisée pour notre compte par une puissance extérieure, plus grande, qui ne relève pas de nous. Nous avons adopté de nouvelles technologies et de nouveaux comportements tout en commençant progressivement à tourner le dos à des procédés anciens, moins avantageux. Il s'agit de faits importants, mais qui bien souvent s'égarent dans l'angoisse et la colère de l'opinion publique vis-à-vis de la faiblesse de l'économie et la migration



de sortie endémique. Toute cette négativité peut noyer les petites notes d'optimisme qui, selon toute probabilité, peuvent nous guider vers l'avant si nous décidons d'écouter.

Malgré les succès remportés et les percées décisives pour réduire l'empreinte provinciale des hydrocarbures de 1999 à 2013, il reste de nombreux efforts à faire si le Nouveau-Brunswick veut atteindre son objectif d'ici 2020, c'est-à-dire réduire de 10 % ses émissions par rapport à son taux de 1990, tel qu'il est d'ailleurs précisé dans le *Plan d'action sur les changements climatiques 2014-2020*.

Éventuelles retombées économiques du gaz de schiste sur l'économie du Nouveau-Brunswick

Selon les projections, le potentiel en ressources gazières du Nouveau-Brunswick devrait dépasser 70 mille milliards de pieds cubes et devrait avoir des retombées positives sur l'économie de la province. La présente section analyse les projections actuelles et formule trois réserves.

- En premier lieu, la taille et la viabilité commerciale véritables des ressources en gaz naturel du Nouveau-Brunswick sont inconnues à l'heure actuelle et le demeureront tant que des explorations supplémentaires n'auront pas été réalisées.
- En deuxième lieu, compte tenu de ce fait, les études existantes sur les retombées possibles sont fondées sur des hypothèses générales quant aux coûts d'exploitation et sont éclairées par les expériences vécues ailleurs.
- En troisième lieu, le marché du gaz naturel a beaucoup changé, ce qui est susceptible d'avoir une incidence sur la rapidité de

la mise en valeur du gaz de schiste si la fracturation hydraulique va de l'avant au Nouveau-Brunswick.

En raison de ces réserves, la Commission voit un grand intérêt à inclure des analyses économiques dans tout programme de recherche futur.

Jusqu'à maintenant, deux études ont analysé les retombées économiques possibles de l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick : un rapport préparé en 2013 par Deloitte LLC à la demande du Conseil d'entreprises du Nouveau-Brunswick et un rapport préparé en 2014 par Jupia Consultants Inc. à la demande du gouvernement du Nouveau-Brunswick, qui s'intitule *Examen des investissements potentiels dans l'infrastructure énergétique et les ressources naturelles du Nouveau-Brunswick*.

L'étude menée par Deloitte⁵⁸ a estimé que les retombées économiques au cours du cycle de vie de l'industrie, soit jusqu'à 45 ans, pourraient atteindre (toutes les sommes sont en dollars canadiens) :

- 13 millions de dollars en frais de mise en exploitation généraux par puits;
- augmentation de 4,5 millions de dollars du produit intérieur brut (PIB) en utilisant le modèle des entrées-sorties de Statistique Canada;
- 21,2 emplois équivalents temps plein (ETP) par puits;
- 21 millions de dollars en investissements directs, indirects et dérivés.

L'étude a examiné trois scénarios d'exploitation, prévoyant des réductions des coûts liés au forage et à la complétion si le nombre de puits augmentait et a donné les projections présentées dans le tableau ci-dessous.

Le rapport a conclu que la mise en valeur du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick présente de solides avantages économiques dans de nombreux services, dont un grand nombre s'ajoutent à des activités auxquelles la province participe déjà aujourd'hui.

Le rapport de Jupia⁵⁹ a examiné les avantages économiques possibles de cinq projets d'exploitation des ressources de grande envergure : le projet d'oléoduc Énergie Est, le terminal maritime Canaport Énergie Est, la conversion de Canaport LNG à un terminal d'exportation, la mine Sisson Brook et l'exploitation du gaz de schiste.

Le rapport a estimé les effets potentiels sur une période de cinq ans (2015-2020), en supposant un passage graduel de 15 puits au cours de la première année à 75 puits dans la cinquième année. Il prévoyait une installation de traitement du gaz naturel de 300 millions de dollars la première année, qui générerait un PIB direct et indirect estimé à 122 millions de dollars dans la province, lequel s'élèverait à 141,8 millions lorsqu'on ajoute les retombées dérivées. Jupia a estimé que les répercussions économiques cumulatives sur cinq ans issues de la croissance de l'industrie du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick seraient les suivantes :

- nouvelle production industrielle d'une valeur de 2,2 milliards de dollars;
- PIB d'une valeur de 1,6 milliard de dollars;
- 427 millions de dollars en nouveau revenu du travail;
- 720 emplois ETP par année sur cinq ans, qui passe à 846 emplois ETP par année avec les retombées dérivées.

À titre de comparaison, la Commission a aussi passé en revue un rapport de l'Institut canadien de recherche énergétique (ICRÉ)⁶⁰ publié en 2013 qui a examiné les retombées économiques envisageables pour le Québec. Cette étude s'est penchée sur deux scénarios d'activités de forage en fonction de la consommation plutôt que de la production :

- un niveau de production de 500 millions de pieds cubes par jour (mpcj), qui correspondrait à la consommation actuelle au Québec;
- un niveau de production de 1 500 mpcj, qui comprendrait les marchés intérieur et d'exportation.

D'après un scénario de base de 6 mpcj, l'ICRÉ a calculé les retombées économiques éventuelles sur une période de 25 ans.

Projections de l'étude menée par Deloitte

	Faible 8 puits par année	Moyenne 25 puits par année	Élevée 55 puits par année
Effet des retombées directes	105 M\$	310 M\$	650 M\$
Effet sur le PIB	35 M\$	110 M\$	225 M\$
Effet sur l'emploi	170 ETP	500 ETP	1 044 ETP



Projections de l'ICRÉ

	Marché intérieur	Marchés intérieur et d'exportation
Investissement de capitaux	7,9 milliards de dollars	23,8 milliards de dollars
PIB	37,3 milliards de dollars	112 milliards de dollars
Emplois directs, indirects et dérivés	293 000 ETP	880 000 ETP

Les retombées économiques possibles sur le PIB du Canada pourraient s'élever à 37,3 milliards de dollars (marché intérieur) et à 112 milliards de dollars (marchés intérieur et d'exportation). Les retombées seraient réparties grosso modo entre le Québec (54 %), l'Alberta (40 %) et le reste du Canada (6 %). Environ 69 % des emplois seraient créés au Québec⁶¹.

L'évaluation des retombées financières que les activités de Corridor Resources ont eues sur le Nouveau-Brunswick en un peu plus d'une décennie donne des chiffres concrets pouvant être comparés aux projections. Depuis que Corridor Resources a commencé à produire en 2003, l'entreprise a versé :

- 510 millions de dollars en immobilisations;
- 20,6 millions de dollars en redevances;
- 6,5 millions de dollars en locations à bail et en impôts fonciers;
- 8 millions de dollars en salaires directs;
- 500 000 \$ en commandites communautaires⁶².

Bien que les projections des retombées économiques pour le Nouveau-Brunswick soient très subjectives, il ressort de l'évaluation de la Commission que l'exploitation du gaz de schiste aurait des effets notables sur l'économie provinciale si le gouvernement décide d'aller de l'avant.

Examen des redevances

Le système de redevance en place au Nouveau-Brunswick a été élaboré à la suite de consultations publiques menées en 2012 par le Groupe de travail sur le gaz naturel du Nouveau-Brunswick. Son document de travail prévoyait une redevance de base de 10 % et une composante de redevance axée sur le bénéfice économique de 40 % après le recouvrement de tous les frais, y compris un rendement à l'investisseur. En 2014, à la suite de consultations publiques, le gouvernement a présenté le *Règlement 2001-66* afférent à la *Loi sur le pétrole et le gaz naturel, RLN-B, O-2.1*. Ce règlement prévoit un volet redevance de base et un volet redevance liée à la rente économique. La rente économique, c'est le prix que demande le gouvernement du Nouveau-Brunswick aux entreprises en échange d'un droit d'exploitation d'une ressource non exploitée. Elle tient compte du coût d'exploration et d'extraction, ainsi que du prix de vente de la ressource extraite. La redevance de base représente le plus élevé des résultats des deux options suivantes : 4 % du prix du gaz naturel à la tête de puits ou 2 % des revenus bruts provenant de l'ensemble des puits. De plus, une rente économique de 25 % sera appliquée une fois que l'entreprise aura recouvré tous ses coûts en capital et d'exploitation. Ce nouveau régime de redevances a remplacé l'ancienne redevance de base de 10 % sur les ventes de gaz naturel en fonction du prix de vente à la tête de puits.

Les opinions diffèrent quant à l'efficacité du régime de redevances actuel. Selon les représentants de l'industrie, le régime a un effet dissuasif sur la mise à valeur en raison du pourcentage exigé au début de la mise en valeur; le pourcentage pourrait même être plus bas, car les redevances ne représentent qu'une composante des recettes totales du gouvernement. Dans l'observation qu'elle a présentée à la Commission, Corridor Resources a demandé l'application graduelle du volet redevance liée à la rente économique de 25 % pour permettre aux entreprises de récupérer leurs coûts d'exploitation et leurs investissements initiaux. Au sujet des redevances, Corridor Resources a écrit : « Le gouvernement doit encourager les investissements dans l'industrie du pétrole et du gaz pour qu'il y ait des investissements. Les investisseurs doivent pouvoir s'attendre à réaliser un rendement concurrentiel raisonnable. Pour les projets marginaux, l'État maximise sa valeur générale en assurant le maintien des investissements, ce qui exige des redevances moins élevées⁶³. » [traduction]

Les opposants au système actuel soutiennent qu'il n'améliore pas l'ancien régime de 10 % et qu'il entraînera une baisse des redevances. Ils se prononcent contre l'application de redevances sur tous les puits, car ils sont d'avis que cela avantage les entreprises au détriment des recettes du gouvernement. Ils recommandent plutôt l'application des redevances pour chaque puits au cas par cas. Une autre option consiste à appliquer les redevances aux champs de forage individuels.

Les redevances devraient permettre la réalisation des résultats suivants :

- attirer les investissements en réduisant les risques pour les entrepreneurs durant les premières années;
- voir à ce que des redevances quelconques soient toujours perçues lorsque le gaz naturel est extrait étant donné qu'il s'agit d'une ressource non renouvelable;
- créer une structure qui soit concurrentielle par rapport aux autres provinces et États, ce qui permettra d'assurer un accès à du capital de développement;
- maximiser le rendement potentiel pour les Néo-Brunswickois, les propriétaires de la ressource.

Établir un juste équilibre entre ces principes constitue la difficulté à laquelle tous les décideurs sont confrontés. Jusqu'à présent, le Nouveau-Brunswick compte un seul producteur de gaz naturel, Corridor Resources, qui a versé 20,6 millions de dollars en redevances au cours des 12 dernières années⁶⁴. Étant donné que le nouveau système existe uniquement depuis avril 2014, la majorité des redevances ont été calculées en fonction de l'ancien système.

Projections relatives aux redevances

La Commission a demandé au ministère des Finances de calculer le potentiel de redevances en tenant les éléments suivants pour acquis :

- le projet a une durée de 20 ans;
- 50 puits sont exploités par année;
- la production initiale de 3 mpcj baissera;
- la prévision sur les prix au terminal Henry Hub avancée par l'Energy Information Administration des É.-U. – rajustée pour tenir compte du marché de Boston. Henry Hub est une plateforme de distribution située en Louisiane qui est généralement reconnait comme l'endroit où sont établis les prix du gaz naturel primaire pour les marchés nord-américains;
- les droits publiés pour MNP sont convertis en dollars canadiens;
- les prévisions sur le taux des obligations à long terme du Conference Board du Canada;



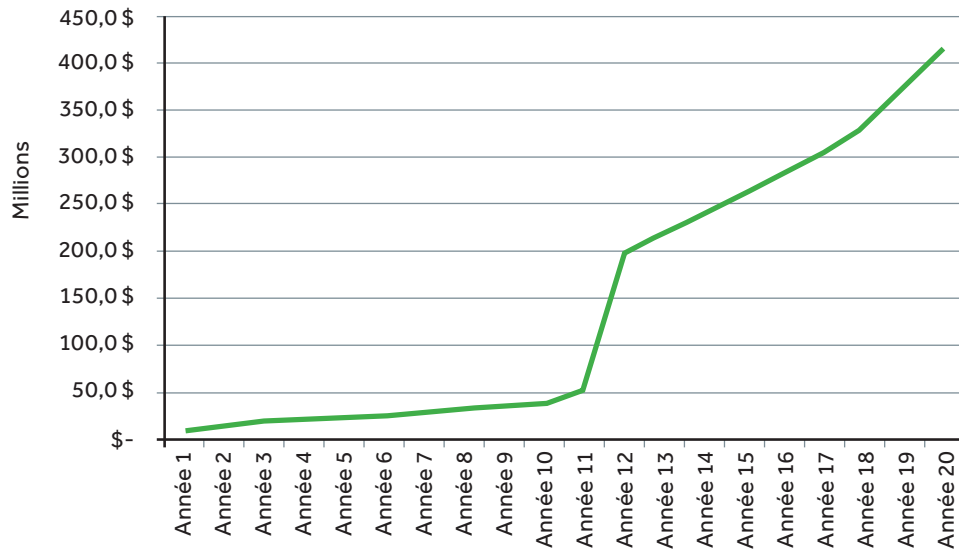
- la structure de redevances en place au Nouveau-Brunswick.

Les deux graphiques illustrent la nature très subjective des projections relatives aux redevances. La première est calculée selon l'analyse de juin 2015 et la deuxième, selon une analyse réalisée en septembre 2015. Les projections sont très sensibles aux fluctuations des prix et peuvent varier de plus ou moins 50 % avec une fluctuation de 20 %. Ce qui est important dans ces deux projections très différentes ne sont pas les chiffres, qui

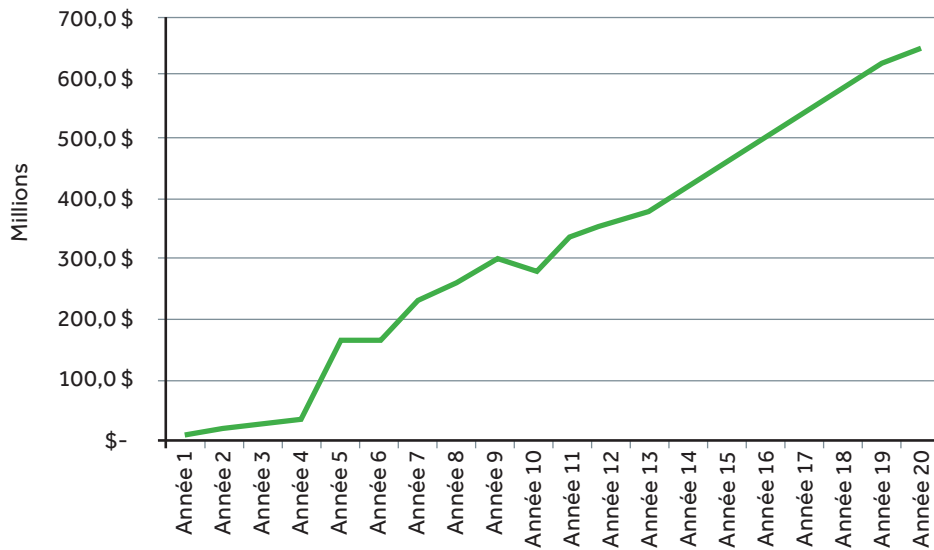
fluctueront en raison d'une foule de facteurs, entre autres les taux de change, mais plutôt de comprendre la ligne de tendance générale : dans les deux scénarios, le Nouveau-Brunswick devrait connaître une augmentation constante des recettes en redevances issues de l'exploitation du gaz de schiste.

Voici ce qu'il faut retenir : même si les constatations sont de la pure spéculation, le rendement éventuel à long terme pour le Nouveau-Brunswick est considérable et mérite qu'on s'y attarde.

Juin 2015



Septembre 2015





Éventuelles retombées sur la santé humaine et l'environnement

La fracturation hydraulique, comme tous les développements industriels, aura une incidence sur l'économie, l'écosystème et les résidents du Nouveau-Brunswick. Ce que nous ignorons, c'est l'étendue de ces effets. Aussi, cette étendue dépendra d'un nombre de facteurs, dont principalement :

- le nombre de puits, de plateformes d'exploitation et d'installations connexes, comme les usines de traitement de gaz;
- la densité des développements, qui pourraient être concentrés dans des zones précises ou répartis sur un plus grand espace géographique;
- le rythme du développement, qui, comme il a été précisé à la section précédente, devrait connaître un ralentissement au cours des dix prochaines années;
- l'emplacement des plateformes d'exploitation par rapport aux approvisionnements en eau et aux installations de traitement des déchets, et la mesure dans laquelle les aqueducs, les technologies de fracturation hydraulique sans eau et les systèmes de recyclage sur place sont utilisés; tous ces facteurs auront une incidence sur le niveau de risque associé aux ressources en eau et les flux de circulation;
- les répercussions des éventuelles augmentations sur la population des collectivités distinctes et les retombées économiques que cela pourrait générer.

Afin de planifier efficacement l'exploitation

potentielle du gaz de schiste, le gouvernement doit cibler ses objectifs sur la qualité globale de la santé, la protection de l'environnement, le développement régional et le rôle du Nouveau-Brunswick dans le cadre d'une stratégie nationale de lutte contre les changements climatiques non encore définie.

La présente section analyse les principaux risques pour la santé humaine et environnementale associés au gaz de schiste et cadre chaque risque en fonction de la capacité du gouvernement à contrer ces éventuels dangers, s'il donne son aval à la fracturation hydraulique au Nouveau-Brunswick. Ces risques s'articulent autour des quatre axes suivants :

- Risques associés aux pratiques du gouvernement qui devront être renforcées ou actualisées pour tenir compte de l'émergence des derniers développements et de la nouvelle recherche depuis la publication par le gouvernement des Règles pour l'industrie.
- Risques variables selon les choix technologiques et l'introduction des mesures proactives du gouvernement pour influencer ces choix.
- Atténuation des risques par l'utilisation des technologies existantes mais actuellement non accessibles au Nouveau-Brunswick.
- Atténuation des risques par l'utilisation de pratiques existantes ou l'adoption de changements mineurs pour tenir compte des derniers développements du secteur.

Risques associés aux pratiques du gouvernement qui devront être renforcées ou actualisées pour tenir compte de l'émergence des derniers développements et de la nouvelle recherche depuis la publication par le gouvernement des Règles pour l'industrie.

Émissions de méthane

Le gaz naturel émet environ 50 % moins de gaz à effet de serre par BTU que le charbon; toutefois, les émissions fugitives de méthane affaiblissent cet effet positif des émissions de gaz à effet de serre. Le méthane, principal constituant du gaz naturel, est un gaz à effet de serre plus puissant que le dioxyde de carbone (CO²) et ses émissions fugitives peuvent atteindre l'atmosphère par différents mécanismes, dont fuites de méthane provenant des puits abandonnés, défaillance dans le tubage et la cimentation du puits et échappement des équipements de production, comme les compresseurs, les dispositifs pneumatiques, les soupapes et les événements des réservoirs de stockage⁶⁵.

Aux États-Unis, les fuites de gaz naturel sont les principales sources anthropiques (provoquées par intervention humaine) de méthane (CH⁴)⁶⁶. Chaque année aux États-Unis, les sociétés pétrolières et gazières qui exploitent des terres fédérales et autochtones perdent une quantité de gaz naturel, que ce soit à cause de fuites, de l'évacuation et du torchage intentionnels, pour répondre aux besoins en matière de chauffage et de cuisson de 1,6 million de foyers⁶⁷. Globalement, d'après les estimations, l'industrie pétrolière et gazière libère chaque année 3,6 mille milliards de pieds cubes de gaz naturel dans l'atmosphère. Le taux de fuite représente une perte de revenus qui s'élève à au moins 30 milliards de dollars⁶⁸.

Il faut souligner que la durée de vie du méthane dans l'atmosphère est beaucoup plus courte que celle du dioxyde de carbone (CO²), mais que le méthane est plus efficace à capturer la chaleur que le CO². Au cours d'une période de 100 ans, l'effet du CH⁴ sur le changement climatique est environ 34 fois plus important que celui du CO²⁶⁹. De nombreuses études ont été réalisées sur les éventuels effets de l'exploitation du gaz de schiste sur les émissions totales de gaz à effet de serre; si les résultats ont suscité un grand débat, ils n'ont pas encore abouti à une réponse consensuelle.

Les estimations liées à la quantité totale de méthane fugitif, exprimée en pourcentage de production, s'élèvent à au plus 12 % pour tout le cycle de production de gaz naturel, c'est-à-dire son parcours depuis le puits jusqu'aux consommateurs⁷⁰. D'autre part, d'après des chiffres récents de l'agence américaine de protection de l'environnement (EPA), les émissions fugitives de méthane causées par les puits de gaz naturel fracturés hydrauliquement ont chuté de 73 % depuis 2011, ce qui pourrait prouver que les exigences largement ciblées en matière de contrôle d'émissions commencent à faire leur effet⁷¹.

Les pertes fugitives émanant des réseaux de distribution de gaz naturel aux États-Unis semblent aussi afficher une baisse en raison des améliorations apportées aux stations de mesurage et aux postes de régulation, du remplacement des lignes de distribution vétustes par des technologies modernes, des règlements plus rigoureux visant le contrôle des émissions et des améliorations dans le domaine de la détection des fuites⁷². À l'aide d'une plateforme aérienne couvrant le Texas, le nord-ouest de la Louisiane, la région schisteuse de Fayetteville en Arkansas et le nord-est de la Pennsylvanie, une récente enquête sur le terrain a déterminé des taux de perte de méthane de 0,18 à 2,8 %, soit des taux généralement admis aux États-Unis. D'après les estimations de l'EPA, ces taux sont plus faibles que ceux des études antérieures⁷³.



Grâce aux technologies actuelles, le Canada pourrait réduire ses émissions de méthane de près de la moitié⁷⁴. Les mesures visant à réduire les émissions de méthane réduiront aussi les émissions d'autres polluants potentiellement nocifs pour l'environnement et la santé publique, notamment les composés organiques volatils (COV) et les polluants atmosphériques dangereux (PAD)⁷⁵. Le règlement fédéral canadien sur les émissions de gaz à effet de serre pour le secteur pétrolier et gazier devrait paraître bientôt, bien que sa date de publication n'ait pas été encore déterminée. Dès que ce règlement sera établi, il s'appliquera à l'ensemble des activités pétrolières et gazières au Canada, y compris au Nouveau-Brunswick. Environnement Canada envisage de s'aligner sur les règlements proposés par les États-Unis pour cibler les émissions de méthane provenant du forage et de la fracturation hydraulique⁷⁶. Le *Plan directeur pour le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick* note qu'à l'avenir le gouvernement de la province pourra améliorer son réseau de surveillance de la qualité de l'air, notamment par de nouvelles stations de surveillance, de nouveaux équipements conçus pour capturer d'autres types d'émissions et par la modernisation du laboratoire de surveillance de la qualité de l'air. En 2013, ce Plan directeur indiquait que le gouvernement avait déjà entrepris l'amélioration de ses capacités en matière de surveillance de la qualité de l'air en vue de mieux observer de façon continue les concentrations de méthane dans l'air ambiant.

À l'heure actuelle, le Nouveau-Brunswick ne dispose pas d'objectifs ou de restrictions d'émissions propres aux émissions de gaz à effet de serre ni d'exigences précises liées à l'inspection périodique et approfondie des installations de production de pétrole et de gaz pour détecter et réparer les fuites. Toutefois, cela représente une occasion pour

les exploitants de puits : le fait de capturer du gaz qui aurait autrement été évacué ou brûlé, cela permet à la fois de réduire les effets sur l'environnement et d'augmenter les effets sur l'économie en générant une source de revenus supplémentaire à l'aide de technologies comme le micro GNL (gaz naturel liquéfié) et le GNC (gaz naturel comprimé)⁷⁷.

Conformément aux *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick, les entreprises doivent soumettre un plan de réduction des gaz à effet de serre et déclarer chaque année leurs émissions de gaz à effet de serre. Si le gouvernement décide de procéder à la fracturation hydraulique, il pourrait améliorer ses politiques et règlements actuels de manière à imposer aux compagnies ce qui suit :

- utiliser la technologie de complétions vertes (green completions) pour s'assurer que le méthane associé aux eaux de reflux n'est pas rejeté dans l'environnement;
- utiliser les équipements appropriés, comme les pompes non pneumatiques, les actionneurs, les régulateurs pneumatiques sans purge et les systèmes d'étanchéité, pour éviter toute fuite de méthane;
- élaborer un programme de surveillance des émissions qui comprend des inspections périodiques et approfondies des équipements et des gazoducs pour réparer rapidement les fuites.

Émissions de gaz atmosphériques non productrices de gaz à effet de serre

Il existe suffisamment de données pour conclure que les pratiques et technologies actuelles de l'industrie du gaz naturel émettent

une variété de polluants atmosphériques. Pendant l'extraction du gaz de schiste, les substances émises dans l'atmosphère incluent notamment les oxydes d'azote (NOx); les composés organiques volatils (COV), comme les alcanes, le benzène, le formaldéhyde, le xylène, l'éthane, le toluène, le propane, le butane, le pentane et le dichlorométhane; les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), l'ozone, le sulfure d'hydrogène et des particules, comme la poudre de silice. Il existe à la fois des sources transitoires et à long terme, notamment les appareils de forage, les moteurs à pompe hydraulique, les véhicules, les compresseurs, la poussière issue du sable utilisé comme agent de soutènement, le rejet durant le reflux, le torchage, les émanations et les émissions d'échappement des réservoirs de stockage de condensat⁷⁸.

Certaines des substances précitées peuvent être nocives pour la santé humaine, car ce sont, entre autres, des irritants, des composés toxiques, des cancérogènes ou des perturbateurs endocriniens. D'ailleurs, pour l'homme, ces perturbateurs peuvent, à certaines doses, interférer avec le système endocrinien ou hormonal. Le degré réel de ces répercussions sur la santé dépendra d'un ensemble de facteurs propres à chaque site, comme la vulnérabilité de la population, la proximité de la population par rapport aux sites d'émission, la durée et l'intensité de l'exposition, et les effets synergétiques potentiels de deux substances ou plus.

Il est complexe d'établir un rapport de cause à effet entre les émissions atmosphériques et les effets sur la santé, car d'autres facteurs, à part la qualité de l'air, peuvent avoir des conséquences. Certains effets peuvent entraîner des problèmes à long terme et peuvent ne pas être immédiatement perceptibles⁷⁹. Les émissions

atmosphériques ne visent pas uniquement le gaz de schiste; toutefois, pour extraire le pétrole et le gaz naturel non classiques et maintenir les niveaux de production, il faut généralement une densité de puits plus élevée et un forage plus soutenu. Autrement dit, en comparaison aux méthodes classiques d'extraction, la durée et l'intensité des émissions atmosphériques peuvent être plus élevées⁸⁰.

Les données de surveillance indiquent une variabilité des émissions atmosphériques provenant des installations pétrolières et gazières. Les émissions de certaines substances, comme les COV et les fines particules, ne sont pas présentes dans toutes les installations de gaz de schiste⁸¹ et les taux d'émission des stations de compression varient considérablement d'une heure ou d'une journée à l'autre⁸².

Pour contrer les répercussions sur la qualité de l'air, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent les dispositions suivantes à effet obligatoire :

- limites des émissions en vertu de la Loi sur l'assainissement de l'air;
- inventaire à présenter, lequel doit recenser toutes les émissions atmosphériques, y compris les taux d'émission prévus;
- surveillance des émissions à la source et à d'autres sites;
- plans de gestion et de réduction des émissions.

Malgré la mise en place de l'autorité réglementaire, il n'existe actuellement aucune exigence explicite liée à la conception et à la mise en œuvre de protocoles renforcés sur la surveillance afin d'évaluer les effets des émissions atmosphériques sur la santé publique, car le niveau d'exploitation actuel du schiste ne le justifiait pas. Si le gouvernement décide



de procéder à l'exploitation du gaz de schiste, il pourrait améliorer ses politiques et règlements actuels pour exiger :

- que les entreprises utilisent un équipement alimenté en gaz naturel ou en électricité plutôt qu'au carburant diesel;
- l'application de technologies de pointe de contrôle des émissions;
- la surveillance continue de la qualité de l'air pour mesurer un ensemble de polluants à divers endroits où les gens vivent et travaillent;
- tout ce qui pourrait s'avérer adéquat, vu l'ampleur et la rapidité du développement.

Animaux, habitats et fermes

Les espèces et les habitats qui sont déjà sensibles aux perturbations en raison de facteurs tels qu'une répartition limitée ou des exigences en matière de taille de population et d'habitat spécialisé sont plus sensibles aux répercussions de toutes les activités humaines, y compris l'exploitation du gaz de schiste. La surveillance efficace des répercussions cumulatives permettrait de mieux évaluer les répercussions du développement. En outre, les promoteurs pourraient recueillir des renseignements pertinents concernant les répercussions des activités liées au gaz de schiste sur les espèces et habitats locaux.

Par exemple, il s'est avéré que même les changements de la couverture forestière et de la densité de la lisière des forêts qui pouvaient paraître mineurs ont eu des effets considérables sur l'abondance d'oiseaux chanteurs⁸³. Des recherches menées au Wyoming et en Pennsylvanie ont déterminé que, à la suite

de l'intensification du développement du gaz naturel, l'activité locale d'importantes espèces de prédateurs de nids a augmenté, augmentant par la même occasion le taux de prédation des nids d'oiseaux chanteurs⁸⁴.

Certaines données confirment l'impact du gaz de schiste et des activités connexes sur les gros mammifères terrestres. Il a été constaté que les cerfs muets du Colorado évitaient les plateformes d'exploitation sur lesquelles avait lieu un forage actif, et ce, à une distance d'au moins 800 mètres. Les cerfs évitaient plus les plateformes et les routes à production active pendant le jour que pendant la nuit. Dans son ensemble, ce changement du comportement a eu une incidence sur plus de 50 % de l'aire d'hivernage essentielle du cerf muet dans la zone étudiée pendant la journée, et sur plus de 25 % pendant la nuit⁸⁵.

Les poissons et organismes aquatiques peuvent aussi subir des effets de l'exploitation du gaz de schiste sur trois plans :

- hydrologique, par exemple à cause du retrait des eaux;
- chimique, par exemple à cause de la contamination par les fluides de fracturation et par les eaux usées;
- physique, par exemple à cause de la sédimentation et des solides en suspension⁸⁶.

Il a été observé que l'augmentation de l'acidité de l'eau de ruisseau et la perturbation des terres à proximité des plateformes d'extraction du gaz de schiste diminuaient la biodiversité chez les poissons et les macro-invertébrés, tout en diminuant les concentrations de mercure à plusieurs niveaux trophiques, par exemple chez les écrevisses et les macro-invertébrés prédateurs⁸⁷.

Les espèces envahissantes constituent une autre menace potentielle. Elles peuvent arriver de nombreuses façons, plus particulièrement par les routes d'accès à la forêt, qui peuvent servir de couloir aux plantes envahissantes⁸⁸, et peuvent aussi être transportées à l'emplacement du puits par l'équipement ou l'eau qui y sont acheminés.

Pour ce qui est des terres agricoles, il est possible de mesurer les répercussions de l'exploitation du gaz de schiste par l'examen des pertes cumulatives de l'assise territoriale locale attribuable aux activités telles que la construction de plateformes d'exploitation, de routes et d'autres installations. Voici d'autres menaces potentielles à l'agriculture qui sont attribuables à l'exploitation du gaz de schiste :

- contamination des eaux de surface et souterraines;
- contamination du sol en raison des fuites et des déversements;
- fragmentation des terres agricoles;
- perte de terres agricoles;
- répercussions sur la santé du bétail;
- répercussions sur la fertilité et la structure du sol, en raison de la compaction de la couche arable, de la modification du drainage et du mélange des sols;
- contamination du sol en raison de l'élimination des déchets sur place, par exemple par la propagation des déblais de forage sur les terres;
- répercussions potentielles sur la qualité marchande des produits biologiques ou des autres produits agroalimentaires de spécialité en raison de la proximité des activités d'extraction du pétrole et du gaz⁸⁹.

Aujourd'hui, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick abordent indirectement les répercussions potentielles sur la végétation,

la faune ou les terres et activités agricoles de la façon suivante :

- les parcs nationaux et zones naturelles protégées (ceux qui existent aussi bien que ceux qui sont proposés) sont exclus des terres qui seront incluses dans les licences de prospection de pétrole et de gaz naturel;
- les ministères gouvernementaux applicables auront la possibilité de participer au processus d'EIE;
- une disposition générale stipule que les installations de pétrole et de gaz doivent, dans la mesure du possible, se situer de manière à éviter la fragmentation ou le fractionnement en deux des terres forestières;
- il faudra respecter une distance de recul obligatoire entre les installations pétrolières et gazières et les terres humides et les cours d'eau;
- il sera obligatoire de décrire les composants de l'environnement naturel qui pourraient être touchés ainsi que les mesures d'atténuation proposées dans le cadre de l'étude obligatoire d'impact sur l'environnement;
- les promoteurs doivent préparer une évaluation du sol, de la végétation, du drainage et de la topographie avant la construction;
- l'organisme de réglementation aura la possibilité d'imposer des distances de recul propres à chaque site par rapport aux caractéristiques naturelles grâce à l'étude obligatoire d'impact sur l'environnement;
- on utilisera des réservoirs plutôt que des puits ouverts pour l'eau de reflux;
- des limites seront imposées pour le niveau sonore.



Pour protéger la faune, l'habitat, les terres agricoles, le bétail et les activités agricoles, le gouvernement et les promoteurs doivent insister proactivement sur ces priorités dans les exploitations futures et apporter les changements nécessaires en fonction de l'ampleur de l'industrie et de sa rapidité de croissance.

Risques variables selon les choix technologiques et l'introduction des mesures proactives du gouvernement pour influencer ces choix.

Chacun des cinq risques décrits ci-dessous exige que le gouvernement :

- continue d'intégrer les exigences telles que les normes et les pratiques de construction et d'exploitation dans le processus de réglementation;
- assure une application indépendante de ces exigences;
- collabore avec les entrepreneurs et les exploitants pour atténuer ces risques;
- tire des leçons des incidents et accidents qui ont eu lieu au Nouveau-Brunswick et ailleurs et qui ont mené au recours progressif à l'équipement, aux normes de construction des puits et aux procédures d'exploitation les plus efficaces qui soient;
- continue d'exiger que les promoteurs mettent en place des comités actifs de liaison communautaire sur l'environnement.

Si l'ampleur et le rythme de l'exploitation du pétrole et du gaz accélèrent rapidement, les exploitants et entrepreneurs auront pour défi d'assurer la qualité. L'organisme de réglementation, quant à lui, aura pour défi de

suivre le rythme des activités d'autorisation, d'inspection, de formation et d'application de la loi et de veiller à ce que les exploitants et les entrepreneurs reçoivent la formation, l'expertise et l'équipement nécessaires pour réagir convenablement aux fuites, aux accidents, aux procédures et autres phénomènes imprévus. Pour relever ce défi, l'Université de l'État de la Pennsylvanie, la Colorado School of Mines et l'Université du Texas à Austin travaillent ensemble à offrir TOPCORP (Top Courses for Regulators and Policymakers), une initiative de formation technique internationale s'adressant aux organismes de réglementation du secteur pétrolier et gazier qui comptent moins de trois ans d'expérience. À ce jour, 21 États et la province de l'Alberta ont participé à la formation.

Circulation de camions

L'exploitation du gaz de schiste génère une considérable augmentation de la circulation de camions lourds, surtout pendant la phase de fracturation hydraulique, car l'eau et les eaux usées sont transportées par camion d'un site à l'autre. Cela crée un problème, car, si l'exploitation du gaz de schiste a lieu, ce sera probablement dans les zones rurales du Nouveau-Brunswick, où la plupart des routes n'ont pas été aménagées pour supporter la pesanteur des véhicules de poids et de taille exceptionnels utilisés pendant les phases de forage et de fracturation hydraulique. Cette augmentation de la circulation de camions peut entraîner une augmentation des frais d'entretien des routes et une augmentation du taux d'accidents routiers. Le Nouveau-Brunswick fait face à un défi particulier : la nécessité de déterminer la circulation prévue de camions lourds générée par les autres usagers de la route,

comme les camions grumiers et les camions associés aux activités minières, tout comme la nécessité d'en tenir compte. Le gouvernement devra probablement envisager des règlements qui répartissent les coûts d'entretien et de réparation des routes parmi toutes les industries qui ont recours à des camions de taille importante sur les routes rurales.

En ce qui concerne le gaz de schiste, la circulation intense de camions a tendance à se produire sur une période plutôt courte, car elle est concentrée autour des plateformes d'exploitation, de la source d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique et du site d'élimination des déchets. Le forage se déroule généralement sur plusieurs semaines, tandis que la fracturation hydraulique se déroule généralement sur plusieurs jours. En dehors de cette brève période, la circulation de véhicules de taille et de poids exceptionnels est minime.

À l'heure actuelle, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick envisagent un modèle de financement par l'utilisateur pour la réparation des dommages routiers causés par la circulation des camions transportant du gaz de schiste. Dans ce contexte, le promoteur doit :

- présenter des renseignements sur le volume, la durée et les itinéraires proposés pour les camions lourds;
- soumettre l'itinéraire (utilisation des routes) prévu aux fins d'approbation;
- fournir des garanties financières pour financer l'endommagement futur des routes;
- signer des ententes d'utilisation des routes fondées sur les études d'intégrité des réseaux routiers qui examinent l'état des routes avant le début de l'exploitation du gaz de schiste.

Si le gouvernement décide de poursuivre la fracturation hydraulique, il devra intégrer des pratiques réglementaires qui déterminent les routes ou tronçons de routes sur lesquelles les véhicules de taille et de poids exceptionnels ne peuvent pas circuler, ce qui peut être accompli dans le cadre de l'examen du tracé de l'itinéraire prévu par le promoteur.

Intégrité du puits de forage

Au fil du temps, un certain pourcentage de puits de pétrole et de gaz connaîtra des fuites. Même les pratiques exemplaires appliquées à ce jour ne peuvent garantir l'absence de fuite dans le tubage ou la cimentation des puits de pétrole ou de gaz⁹⁰. Viennent s'ajouter à ces risques la défaillance d'une barrière de puits et la perte de l'intégrité du puits de forage sont des facteurs de risque communs à tous les puits de pétrole et de gaz⁹¹, mais la vibration cyclique récurrente, les fluctuations de pression, les variations de température (p. ex. entre les fluides injectés et l'eau de reflux) et le recours au forage non vertical propre à la fracturation hydraulique⁹². Des recherches sur l'intégrité des puits de forage montrent que les taux de fuite d'une barrière varient grandement en fonction de facteurs tels que la région géographique, l'exploitant du puits, la méthode de construction, le type de puits, l'angle de forage (écart), le régime réglementaire et la méthode d'abandon⁹³.

Par exemple, en 2014, dans le champ de gaz McCully au Nouveau-Brunswick, cinq puits de gaz sur 29 présentaient des traces de méthane qui s'échappait d'événements de tubage dans l'atmosphère (un peu moins de 0,01 m³/jour). Un puits présentait un débit de 1,77 m³/jour provenant de l'événement de tubage, ce qui



correspond à l'équivalent d'un peu plus d'un dixième du gaz contenu dans un réservoir de propane pour barbecue. Selon les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick, une atténuation ou une intervention immédiates ne sont pas requises, à moins que le débit soit supérieur à 300 m³/jour, soit l'équivalent de 30 réservoirs de propane pour barbecue.

En général, les taux de défaillance de l'intégrité du puits, qui sont à l'origine de la migration (dispersion) des contaminants depuis le puits de forage, sont plus faibles que les taux de fuite liée à la défaillance de la barrière du puits. En voici les principales raisons :

- les puits sont généralement dotés d'une série de barrières (tubage et cimentation) qui se recourent;
- pour que la migration d'un contaminant se produise à partir du puits, il faut qu'il y ait un gradient de pression ou une force de flottabilité⁹⁴.

Le problème le plus courant lié à l'intégrité du puits concerne la fuite lente de méthane autour du tubage extérieur. Les conséquences de telles fuites, bien qu'elles soient négatives d'un point de vue du changement climatique, ne constituent pas une grave menace pour la santé, car le gaz naturel n'est pas une substance toxique. Néanmoins, la perte d'intégrité du puits de forage représente des risques potentiels pour la sécurité publique et l'environnement. Une fuite du puits de forage peut tout particulièrement :

- provoquer une contamination des eaux souterraines par l'écoulement notamment de la saumure et des fluides de fracturation;
- provoquer un risque d'explosion si la fuite de méthane se produit dans un espace confiné;
- contribuer aux émissions de gaz à effet de serre;

- représenter une perte économique pour le gouvernement et l'industrie en raison des pertes liées au gaz commercialisable et aux redevances connexes⁹⁵.

Pour contrer les problèmes d'intégrité des puits de forage, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent les dispositions suivantes à effet obligatoire :

- surveillance des puits de pétrole et de gaz afin de détecter la présence de corrosion, de fuites et de perte de pression;
- normes relatives à la conception et à la pose du tubage et de la cimentation (concept lié à la barrière de protection minimale);
- non-utilisation du tubage de surface comme colonne de tubage de production et non-exposition du tubage de surface aux pressions créées par la stimulation de la fracturation hydraulique;
- notification préalable et inspection des activités de cimentation;
- distance prédéterminée entre les centreurs;
- exigences liées aux essais et aux évaluations de la cimentation d'un puits;
- essais de pression de l'équipement et du puits de forage avant de procéder à la fracturation hydraulique;
- surveillance de la pression pendant la fracturation hydraulique;
- cessation de toute activité de forage et de colmatage du puits par l'exploitant en cas de perte de pression et de non-réparation des défaillances;
- exigences précises liées au colmatage et à l'abandon du puits.

Les *Règles pour l'industrie* reconnaissent l'importance de l'amélioration continue qui s'appuie sur la surveillance environnementale et

l'expérience en matière d'exploitation du pétrole et du gaz au Nouveau-Brunswick et ailleurs. Si le gouvernement donne son aval à l'exploitation du gaz de schiste, il faudra mettre à jour les exigences liées à la surveillance de l'intégrité des puits de forage de manière à intégrer toute nouvelle technologie de surveillance en vigueur en vue de détecter et de localiser les fuites.

Tremblements de terre d'origine humaine et autres activités sismiques

Les tremblements de terre suffisamment puissants pour être ressentis par l'homme, conséquence de l'exploitation du gaz de schiste, sont devenus une source de préoccupation croissante. En 2015, l'Oklahoma a recensé plus de 5 700 tremblements de terre (niveau record pour cet État)⁹⁶ et une accumulation croissante de preuves établit le lien entre ces activités sismiques et la fracturation hydraulique⁹⁷. Par exemple, au Canada, l'agence de réglementation de l'énergie de l'Alberta a conclu que le tremblement de terre, survenu en janvier 2016, d'une magnitude de 4,8 était peut-être lié à la phase de complétion du puits. Conséquemment, l'agence de réglementation a interrompu indéfiniment les activités de Repsol Oil and Gas afin de mener un examen complet et d'approuver les nouveaux plans d'atténuation de l'entreprise⁹⁸. En décembre 2015, la commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique a établi que le tremblement de terre d'une magnitude de 4,6 survenu au nord-est de la province en août 2015 avait été causé par l'injection de fluides pendant la fracturation hydraulique⁹⁹. Un deuxième rapport de la commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique a examiné les activités sismiques de la région de Montney entre août 2013 et octobre 2014 et a recensé 11 phénomènes

sismiques dont les vibrations ont été ressenties à la surface au cours des 7 500 étapes de la fracturation hydraulique. Le rapport a également indiqué une occurrence accrue de la sismicité induite dans certaines régions liée à la présence de failles préexistantes et sous pression susceptibles de se réactiver¹⁰⁰.

L'élimination souterraine (injection) des eaux usées est une preuve solide de sismicité induite et est documentée depuis près d'un siècle¹⁰¹. Aux États-Unis, l'augmentation globale de l'activité sismique de ces dernières années semble être liée à l'utilisation accrue de l'évacuation des eaux usées issues de la fracturation hydraulique qui ont été injectées dans la formation géologique¹⁰², procédé actuellement non autorisé au Nouveau-Brunswick.

De temps à autre, le Nouveau-Brunswick est secoué par des tremblements de terre de causes naturelles, mais, au sud-est de la province, là où se trouve la production du gaz naturel, ces tremblements ont été plutôt rares¹⁰³. Le Nouveau-Brunswick pourrait connaître des tremblements de terre ou des secousses non intentionnels causés par la fracturation hydraulique selon un certain nombre de facteurs, dont :

- la géologie des régions de la province qui pourraient contenir du gaz naturel et du pétrole non classiques, y compris l'emplacement de la fracturation hydraulique par rapport aux failles existantes;
- les pratiques opérationnelles, y compris le volume et la pression de fluides injectés pour la fracturation hydraulique.

Un registre de référence de l'activité sismique a été élaboré avant la mise en place de la fracturation hydraulique dans une nouvelle localité et peut servir à relever les changements dans la dynamique sismique causés par



l'exploitation du pétrole et du gaz non classiques. Un tel registre a récemment été mis au point au Royaume-Uni¹⁰⁴ et un travail similaire est en cours dans d'autres régions, comme les Territoires du Nord-Ouest¹⁰⁵ et le Kentucky¹⁰⁶. En outre, le Royaume-Uni a adopté un système de « feu de circulation » qui détermine si la technique d'injection peut s'opérer en fonction de l'activité sismique locale. Les activités sont interrompues dès qu'une secousse d'une magnitude de 0,5 ou plus est détectée¹⁰⁷.

Les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent un ensemble d'exigences liées à l'évaluation du potentiel sismique causé par la fracturation hydraulique avant le début de toute opération. L'évaluation doit inclure un examen de l'emplacement des failles existantes. Si une probable sismicité induite est établie, l'exploitant qui présente un programme de fracturation hydraulique à volume élevé devra :

- évaluer l'emplacement du puits de forage;
- préparer le personnel sur place à détecter le potentiel sismique;
- réagir à la sismicité induite;
- mener une surveillance qualitative ou quantitative de l'activité sismique propre au site pendant la fracturation hydraulique;
- prendre les mesures adéquates si la magnitude de l'activité sismique induite est plus forte que le seuil prédéfini.

Si le gouvernement décide de procéder à la fracturation hydraulique, il doit mettre en œuvre des pratiques qui intègrent les dernières évolutions scientifiques et réglementaires, y compris, sans s'y limiter, les agences de réglementation indépendantes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ainsi que la Commission géologique du Canada.

Qualité des eaux souterraines

Comme il a été précédemment souligné, la qualité des eaux souterraines est l'un des sujets les plus préoccupants pour la population néo-brunswickoise. La contamination des eaux souterraines comme conséquence du forage de gaz naturel et de la fracturation hydraulique est possible, mais pas inévitable. Les données actuelles font état de résultats mitigés. Ainsi, certaines études réalisées sur des incidents précis ont montré des impacts localisés, mais d'autres n'en ont montré aucun ou ont montré des résultats peu concluants. Par exemple, il est désormais clairement établi que la présence de méthane dans les eaux souterraines peu profondes, y compris les puits d'eau, est un phénomène naturel répandu au Canada et aux États-Unis et n'est pas nécessairement lié à l'extraction du gaz et du pétrole¹⁰⁸. Ce constat souligne l'importance de prélever des échantillons d'eau à des fins de référence, l'exactitude étant ainsi renforcée lorsque les résultats provenant de plusieurs puits d'eau seront regroupés pour établir une référence régionale¹⁰⁹.

Aussi, à l'heure actuelle, il est nécessaire de mieux comprendre les mécanismes de migration du méthane dans les formations souterraines. Il est essentiel de comprendre le transport de gaz fugitif, car c'est ce transport qui, au bout du compte, conditionne les effets souterrains sur la qualité de l'eau. Cela inclut les connaissances de l'hydrogéologie du site en question, car les conditions qui pourraient donner lieu à la migration des gaz varient d'un site à l'autre. Un autre défi connexe consiste à améliorer les outils de modélisation qui prédisent les effets des activités de gaz de schiste sur la migration souterraine des gaz et des fluides¹¹⁰.

Les risques pour les ressources en eau découlant des activités de gaz de schiste continuent d'évoluer au fil du temps au fur et à mesure que les intervenants et les organismes de réglementation s'adaptent et réagissent aux changements de pression économique, technologique, sociale et politique. Il est donc difficile de dire avec certitude dans quelle mesure les risques et les effets observés dans le passé se poursuivront à l'avenir¹¹¹.

Un examen des écrits porte à penser qu'il est possible de réduire les effets de la production du gaz de schiste sur la qualité des eaux souterraines à l'aide des mesures suivantes :

- s'assurer de l'intégrité du puits de forage, dont l'utilisation d'un tubage et d'une cimentation à « barrières multiples » afin de réduire au minimum les fuites qui peuvent compromettre les eaux souterraines;
- s'assurer de l'utilisation de l'air ou des fluides de forage à base d'eau lors d'un forage dans les eaux souterraines potables;
- vérifier la qualité des eaux souterraines avant et après la fracturation afin de détecter le plus tôt possible toute contamination.
- s'assurer de l'utilisation d'évents de tubage de surface de manière à diriger les fuites vers la surface, où elles pourront être détectées, et de manière à éviter l'échappement du gaz, sous l'effet de la force de pression, dans les eaux souterraines;
- s'assurer de l'utilisation de systèmes entièrement hermétiques (au lieu de fosses, pour recueillir les eaux de reflux);
- s'assurer de l'utilisation de revêtements de plateformes d'exploitation imperméables pour permettre le nettoyage des déversements avant que ces derniers n'atteignent les eaux souterraines;

- s'assurer de la détection des fuites et des mesures de confinement secondaire pour les réservoirs de stockage;
- s'assurer des plans de prévention des déversements et des plans d'intervention pour contrer les déversements à la surface;
- s'assurer de l'utilisation d'additifs non toxiques ou moins toxiques pour la fracturation hydraulique et des fluides de forage;
- s'assurer de la caractérisation et de la gestion adéquates des eaux usées.

La cartographie de la vulnérabilité des aquifères peut venir compléter la compréhension actuelle du gouvernement quant au régime des eaux souterraines du Nouveau-Brunswick. Les dépôts connus de gaz de schiste dans la province se situent à environ deux kilomètres au-dessous de la surface du sol. Au Nouveau-Brunswick, la profondeur maximale des aquifères d'eau douce est d'environ 200 m. La roche intermédiaire est composée de plusieurs couches de formations rocheuses compactes, ce qui aiderait à prévenir la migration à la surface des fluides de fracturation et du méthane vers les aquifères d'eau potable. Outre les roches plutôt riches en argile molle qui composent le bassin des Maritimes, les fractures sont généralement « autoétanches » sous une pression de charge élevée des roches de recouvrement. La migration vers la surface de ces fluides est donc jugée peu probable¹¹².

Pour protéger les eaux souterraines, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent les dispositions suivantes à effet obligatoire :

- distances de recul minimales à partir des puits d'eau pour les revêtements de puits et la prospection sismique;



- évaluation du confinement géologique avant de procéder à la fracturation hydraulique;
- interdiction de procéder à la fracturation hydraulique dans un environnement peu profond;
- utilisation de circuits fermés de fluides de forage et de réservoirs destinés à l'eau de reflux (système sans fosse);
- rapports faisant état de la prévention des déversements et plans d'intervention en cas de déversement;
- surveillance des puits d'eau avant et après la prospection sismique et le forage;
- surveillance des puits de pétrole et de gaz afin de détecter la présence de corrosion, de fuites et de perte de pression;
- dispositions relatives au confinement d'urgence du fluide de fracturation hydraulique;
- ajout d'événements de tubage de surface pour empêcher les fuites de méthane de pénétrer dans les eaux souterraines;
- revêtements de plateformes d'exploitation imperméables;
- détection des fuites et des mesures de confinement secondaire pour les réservoirs de stockage;
- évaluation des risques et divulgation publique des additifs présents dans les fluides de fracturation;
- utilisation d'air ou de fluides à base d'eau douce lors d'un forage dans les eaux souterraines potables.

Bien qu'il existe une autorité réglementaire, il n'y a actuellement aucune exigence explicite en matière de cartographie et de surveillance accrues des eaux souterraines en raison de l'activité limitée entourant l'exploitation du gaz de schiste. Si le gouvernement décide d'aller de

l'avant avec l'exploitation du gaz de schiste, il devrait améliorer son programme, car celui-ci peut servir à repérer les secteurs où il faudrait exiger une prévention accrue des déversements et des fuites.

Qualité de l'eau de surface

C'est le rejet des eaux usées produites par l'industrie du gaz de schiste qui sont traitées de façon inadéquate qui posait le plus grand risque pour l'eau de surface par le passé¹¹³. Les autres voies potentielles comprennent les suivantes :

- les fuites et déversements provenant de plateformes d'exploitation, de réservoirs de stockage et des bassins de retenue d'eaux usées;
- l'érosion, la sédimentation et l'augmentation des écoulements en raison du défrichage;
- la création de surfaces imperméables pour les plateformes d'exploitation et les infrastructures connexes, par exemple les voies d'accès¹¹⁴.

Par exemple, des études portant sur les zones de gaz de schiste en Amérique du Nord indiquent des taux élevés d'ammonium, de benzène, de baryum, de strontium, de chlorure, d'halogénures, de bromure et de radium dans les rivières en aval d'installations de traitement¹¹⁵.

Les données de référence sont particulièrement importantes pour déterminer les effets éventuels de l'exploitation du gaz de schiste sur l'eau de surface, étant donné qu'il n'est pas toujours possible d'appliquer les résultats à des régions ne faisant pas partie de l'étude. Les *Règles pour l'industrie* reconnaissent l'importance de l'amélioration continue qui s'appuie sur la surveillance environnementale et

l'expérience en matière d'exploitation du pétrole et du gaz au Nouveau-Brunswick et ailleurs. Le *Plan directeur pour le pétrole et le gaz naturel* du gouvernement provincial exige la préparation d'une stratégie d'observation et d'application de la loi, prévoyant l'intégration des mesures d'inspection et d'application de la loi devant être mises en place progressivement, au besoin, en fonction du rythme de la mise en valeur.

Pour protéger les eaux de surface, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent les dispositions suivantes à effet obligatoire :

- distances minimales de recul par rapport aux cours d'eau et aux zones humides pour les plateformes d'exploitation;
- utilisation de circuits fermés de fluides de forage et de réservoirs destinés à l'eau de reflux (système sans fosse);
- plans obligatoires de prévention des déversements, de notification et d'intervention;
- surveillance de l'eau de surface avant la construction d'une plateforme d'exploitation et après la fracturation hydraulique;
- dispositions relatives au confinement d'urgence du fluide de fracturation hydraulique;
- revêtements de plateformes d'exploitation imperméables;
- détection des fuites et des mesures de confinement secondaire pour les réservoirs de stockage;
- évaluation des risques et divulgation publique des additifs présents dans les fluides de fracturation;
- plan de gestion des déchets pour traiter l'eau de reflux et l'eau produite;
- plan de gestion des écoulements pour les plateformes;

- les plateformes d'exploitation doivent se situer à un niveau supérieur à celui des crues;
- l'utilisation d'installations de traitement des eaux usées municipales pour traiter les eaux usées est interdite, à moins que ces installations soient mises à niveau pour pouvoir traiter les eaux usées.

Atténuation des risques par l'utilisation des technologies existantes mais actuellement non accessibles au Nouveau-Brunswick

Gestion des eaux usées

Les eaux usées générées à la suite des activités liées au gaz de schiste comprennent habituellement un mélange des éléments suivants, sans s'y limiter :

- l'eau de reflux (les fluides de fracturation hydraulique injectés qui remontent à la surface après la fracturation hydraulique);
- l'eau de formation, qui comprend des sels, des métaux, des hydrocarbures et des matières radioactives naturels, laquelle remonte à la surface avec le gaz.

En réalité, les eaux usées sont un mélange des deux et, de façon générale, c'est l'eau de formation qui pose le plus grand problème en ce qui concerne les options de traitement des eaux usées. La qualité et la quantité des eaux usées liées à l'exploitation du gaz de schiste varient d'une géologie à l'autre, d'une zone de gaz de schiste à l'autre et entre différents puits dans la même zone de gaz de schiste; elles peuvent aussi changer avec le temps dans un même puits de forage¹¹⁶.



Les estimations du volume total des eaux usées générées par puits provenant de zones de gaz de schiste d'envergure aux États-Unis varient de 4 à 12,4 millions de litres par puits, s'échelonnant sur les quatre premières années de la production de gaz¹¹⁷, à cela s'ajoutent d'autres quantités au cours de la vie utile du puits, qui peut durer une ou plusieurs décennies. À titre de comparaison, le volume de l'effluent quotidien moyen rejeté dans la rivière Saint-Jean par l'usine de traitement des eaux usées de Barker's Point à Fredericton est d'environ 21 millions de litres.

Le traitement des eaux usées qui donne lieu au rejet de l'eau traitée dans les eaux de surface, comme celui des systèmes municipaux, n'est plus la méthode privilégiée dans les régions où la production du gaz de schiste est établie en raison des coûts et du risque de contamination de l'eau de surface. La Pennsylvanie a imposé un moratoire sur l'élimination de l'eau produite dans les usines de traitement des eaux usées municipales¹¹⁸, l'EPA a présenté un projet de règlement visant à interdire la présence d'eaux usées liées à l'exploitation du gaz de schiste dans les usines de traitement des eaux usées à moins que celles-ci ne soient prétraitées. Pour ces raisons, l'industrie pétrolière et gazière des États-Unis n'élimine plus les eaux usées dans les usines de traitement des eaux usées municipales¹¹⁹. En revanche, les installations de traitement des eaux usées industrielles continuent de jouer un rôle dans la gestion des eaux usées liées à l'exploitation du gaz de schiste.

Les deux solutions privilégiées en matière d'eaux usées sont l'injection en puits profond et le recyclage des eaux usées. L'injection en puits profonds pompe les eaux usées sous terre où elles seront entreposées en permanence. Il s'agit souvent de l'option de gestion la plus abordable si des puits de rejets existent. Elle nécessite un environnement géologique

approprié. Étant donné que le bassin des Maritimes est principalement composé de roches à faible perméabilité, l'injection en puits profonds ne sera vraisemblablement jamais utilisée au Nouveau-Brunswick et est interdite à l'heure actuelle¹²⁰. Toutefois, l'industrie a avisé la Commission qu'elle souhaite réexaminer la question en menant d'autres recherches¹²¹.

Ainsi, si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec la fracturation hydraulique, le recyclage des eaux usées s'avère la solution à long terme la plus probable. Le recyclage est la principale option de gestion des eaux usées dans le schiste Marcellus¹²² en raison des avancées technologiques en matière de technologie de traitement des eaux et de la création d'additifs de fracturation hydraulique tolérants au sel¹²³. Les experts prévoient qu'au cours des cinq prochaines années, la quasi-totalité des saumures produites sera traitée et réutilisée¹²⁴. En théorie, le recours à des installations de recyclage à la fine pointe de la technologie peut faire en sorte qu'aucune eau usée ne soit rejetée dans l'environnement¹²⁵. Toutefois, le caractère pratique du recyclage dépend des économies d'échelle, précisément :

- la présence de plateformes multipuits (de nombreux puits situés à proximité);
- un taux de récupération suffisant de fluide de fracturation injecté et d'eau de formation;
- la présence d'un nombre suffisant de puits de gaz exploités dans la même région et gérés par la même entreprise afin d'utiliser l'eau recyclée¹²⁶;
- s'assurer qu'une quantité suffisante d'eau est disponible au bon moment constitue un problème logistique important qui comprend un entreposage des eaux usées et une infrastructure de transport bien planifiés¹²⁷.

Une dernière préoccupation est que la demande en eau recyclée diminuera une fois que la construction des puits ralentira et qu'il faudra finir par trouver une autre façon de traiter les eaux usées qui restent¹²⁸.

Une étude préliminaire de l'Atlantica Centre for Energy fondée sur la production du champ de gaz McCully à ce jour, donne des estimations de 9 millions de litres d'eau de reflux et de 25 000 litres par jour d'eau produite en partant de l'hypothèse d'une production de gaz de 100 000 mpcj¹²⁹. En se fondant sur ces hypothèses, le traitement des eaux usées sera probablement effectué soit au moyen d'installations de traitement des eaux usées mobiles à la plateforme d'exploitation, soit en transportant les eaux usées à des installations de traitement à l'extérieur de la province. Jusqu'à maintenant, la deuxième option est la seule qui s'offre au Nouveau-Brunswick. En effet, les eaux usées sont acheminées à des installations de traitement en Nouvelle-Écosse et au Québec. Cependant, le transport d'eaux usées à l'extérieur de la province n'est pas une solution viable à long terme, surtout si les volumes d'eaux usées augmentent de façon considérable à l'avenir. Si l'ampleur de l'exploitation augmente, les économies d'échelle permettraient sans doute la construction d'au moins une installation de traitement centralisée. Une autre option, le rejet dans les eaux de mer, soulève une autre série de problèmes qui devront être étudiés.

Les *Règles pour l'industrie* en vigueur du Nouveau-Brunswick contiennent les dispositions suivantes pour remédier à la question du traitement des eaux usées :

- un plan de gestion des eaux usées qui décrit l'endroit et la façon dont les eaux usées seront gérées, transportées, traitées ou éliminées avant d'entreprendre les activités liées au gaz de schiste;

- le plan doit envisager le recyclage et la réutilisation de l'eau. Si ces options ne sont pas utilisées, l'exploitant doit justifier sa décision;
- les eaux usées doivent être caractérisées (des échantillons doivent être prélevés), et les résultats doivent être communiqués à l'organisme de réglementation;
- l'eau de reflux doit être acheminée dans des conduites vers des réservoirs couverts étanches à l'eau (pas de fosses);
- l'eau de reflux doit être retirée du site dans les 90 jours;
- l'utilisation d'installations de traitement des eaux usées municipales pour traiter les eaux usées est interdite, à moins que ces installations soient mises à niveau pour pouvoir traiter les eaux usées.

Si le gouvernement décide de poursuivre la fracturation hydraulique, il devra élaborer des pratiques réglementaires sur les options d'élimination des eaux usées, étayées par les estimations des volumes et les caractéristiques des eaux usées en fonction de divers scénarios d'exploitation. La conception d'une option locale de traitement des eaux usées pour les activités liées au gaz de schiste reposera en partie sur l'échantillonnage et la caractérisation détaillés des eaux usées et sur la personnalisation subséquente d'une combinaison des technologies existantes de traitement de l'eau. Toute nouvelle installation de traitement des eaux usées déclencherait probablement une étude d'impact sur l'environnement en vertu du *Règlement sur les études d'impact sur l'environnement – Loi sur l'assainissement de l'environnement*.



Risques pouvant être atténuées grâce aux pratiques existantes ou à de petits changements pour tenir compte des développements récents dans le secteur

Volumes d'eau

La quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique d'un puits varie selon la longueur et l'orientation du puits de forage, la profondeur du puits et le cadre géologique¹³⁰. En moyenne, le gaz de schiste demande des quantités d'eau plus élevées que le gaz classique, mais des quantités plus faibles que la production de pétrole classique¹³¹. Toutefois, si la refracturation des puits visant à prolonger la durée de vie de production devient de plus en plus courante, la quantité globale d'eau utilisée pour la production du gaz de schiste risque d'augmenter à l'avenir¹³².

Malgré la réputation de l'industrie de gaz de schiste pour sa consommation intensive d'eau, la quantité totale d'eau nécessaire aux activités de gaz de schiste est généralement faible dans le contexte hydrologique canadien¹³³. Par conséquent, dans des zones qui regorgent de vastes ressources en eau douce, comme le Nouveau-Brunswick, il est possible de procéder aux activités de gaz de schiste sans entraîner d'importantes conséquences sur les ressources en eau¹³⁴. Toutefois, il ne faut pas écarter la possibilité d'effets localisés des grands volumes d'extraction à la surface ou dans les eaux souterraines au cours d'une courte période de temps, surtout si cela se produit en période de faible débit¹³⁵.

Autre source de préoccupations plus importante : l'effet cumulatif si un grand nombre de puits sont concentrés dans quelques bassins hydrologiques et l'effet éventuel du prélèvement des eaux de surface pendant les conditions de basses eaux en été. Des effets plus importants pourraient aussi être observés si les ressources en eaux souterraines actuellement connues sont utilisées de manière non durable. À la lumière du niveau limité de l'exploitation à ce jour, le gouvernement ne peut déterminer avec exactitude la quantité d'eau en moyenne que demandera à long terme un puits de gaz de schiste au Nouveau-Brunswick. Les puits fracturés hydrauliquement qui ont été réalisés dans la région de McCully ont chacun demandé de 300 000 à 700 000 litres d'eau environ et deux puits horizontaux fracturés hydrauliquement qui ont été réalisés à l'est de McCully en 2010 ont demandé chacun environ 20 millions de litres d'eau.

La quantité d'eau associée aux futurs puits risque d'augmenter si la longueur des puits de forage est elle aussi augmentée. Selon les estimations pour le Nouveau-Brunswick, la future demande en eau liée aux puits sera de 20 à 60 millions de litres par puits, ce qui signifie que 1 000 puits demanderont un approvisionnement en eau à un débit continu d'environ 0,6 à 2 m³/seconde. Cela ne suppose aucun recyclage ni aucune utilisation de technologies de fracturation hydraulique sans eau. En comparaison, le débit d'étiage estival moyen (débit moyen le plus bas d'un cours d'eau) de la rivière Saint-Jean à hauteur de Fredericton est d'environ 400 m³/seconde¹³⁶. Selon Corridor Resources, l'utilisation en eau des futurs puits par l'exploitation de la formation schisteuse de Frederick Brook serait de 10 à 20 millions de litres par puits¹³⁷.

Pour contrer les problèmes d'utilisation en eau, les *Règles pour l'industrie* du Nouveau-Brunswick comportent les dispositions suivantes à effet obligatoire :

- plans de gestion de l'eau;
- recyclage défini comme étant la méthode préconisée pour la gestion des eaux usées;
- évaluation des sources d'eaux proposées pour garantir l'absence d'effets sur les autres utilisateurs et l'environnement aquatique;
- hiérarchie des approvisionnements en eau

acceptable (utilisation des eaux souterraines potables non autorisée, à moins d'obtenir des preuves de l'exploitant attestant la non-accessibilité à d'autres sources);

- rapport d'utilisation des eaux par l'industrie.

Si le gouvernement décide de procéder à l'exploitation du gaz de schiste, il devra poursuivre l'amélioration ou, le cas échéant, le renforcement de ses pratiques pour s'assurer de la bonne gestion des ressources en eau du Nouveau-Brunswick.



Recherche exhaustive et programme de surveillance

Un thème récurrent qui ressort de tous les rapports que la Commission a examinés concerne la nécessité d'accroître la recherche sur les éventuels effets de l'exploitation du gaz de schiste sur la santé humaine et l'environnement et la nécessité de rehausser la surveillance dans ce domaine. L'exploitation du gaz de schiste à grande échelle date d'une dizaine d'années environ et la recherche exhaustive concernant ses effets est incomplète. Pour cette raison, la Commission est d'avis qu'il faut développer la recherche existante ainsi que les programmes de surveillance, dont les détails sont bien consignés dans le rapport de 2012 du Bureau du médecin-hygiéniste en chef, le rapport de 2014 du Conseil des académies canadiennes, le Report of the Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing de la Nouvelle-Écosse de 2014 et l'ensemble des travaux réalisés par l'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick.

La synthèse que dresse la Commission se fonde sur les rapports précités ainsi que sur les discussions entretenues avec John Cherry, président du comité d'experts du Conseil des académies canadiennes chargé du rapport; David Wheeler, président du comité d'examen indépendant de la Nouvelle-Écosse sur la fracturation hydraulique (*Nova Scotia Independent Review Panel on Hydraulic Fracturing*); David Besner, président du comité consultatif scientifique de l'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick; et Maurice Dusseault, membre ou conseiller aux deux comités et de l'Institut de l'énergie.

Recherche menée par les peuples autochtones :

Les futures exploitations de gaz de schiste auront besoin de la participation des peuples autochtones d'une manière bien plus notable et il

sera crucial d'établir à cette fin un programme de recherche menée par les peuples autochtones. Le gouvernement du Nouveau-Brunswick, en partenariat avec le gouvernement du Canada, devra soutenir le développement des capacités au sein de la communauté de recherche autochtone (petite mais grandissante) et comprend une combinaison de chercheurs universitaires et des aînés gardiens du savoir. Comme le décrit le Mi'gmaq Sagamaq Mawio'mi dans son observation à la Commission : « Lorsque le savoir mi'kmaq sera étudié par les Mi'kmaq en profondeur, il fournira des preuves précises et exactes de l'utilisation et de l'occupation des terres par les Mi'kmaq. » [traduction] Cet énoncé est d'ailleurs repris dans la correspondance qu'a reçue la Commission des communautés malécites (Wolastoqiyik).

Surveillance de référence : Avant d'entreprendre toute exploration, le gouvernement doit établir, à la phase de préexploitation, un programme de référence visant à évaluer les indicateurs locaux et pertinents liés à la santé et à l'environnement, y compris un solide système de surveillance de la santé de la population. Un tel programme permettra au gouvernement, aux peuples autochtones, à l'industrie et aux résidents d'être alertés des changements dès le début de l'exploitation et de déterminer les mesures les plus efficaces pour atténuer les effets négatifs. La surveillance continue devra évaluer à la fois les effets à court et à long terme, comme le fait remarquer le comité de la Nouvelle-Écosse dans son rapport définitif. « D'importantes incertitudes concernent les effets à long terme sur l'environnement, notamment ceux qui sont liés aux changements climatiques et à la santé pour les générations actuelles et futures, et devront servir de base au processus décisionnel du gouvernement¹³⁸. » [traduction]

Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick

Nos connaissances sur les effets du gaz de schiste sur la santé humaine et environnementale sont encore lacunaires; toutefois, le travail se poursuit pour accroître le socle de connaissances. L'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick a été fondé en 2013 par une équipe de chercheurs indépendants afin de fournir « aux Néo-Brunswickois de l'information objective basée sur des faits scientifiques pour les aider à évaluer les répercussions éventuelles de la mise en valeur des ressources énergétiques et la création d'infrastructures au Nouveau-Brunswick¹³⁹. » Depuis, il s'est discrètement œuvré à la tâche.

Jusqu'à présent, il a réalisé les travaux suivants :

- un examen, en partenariat avec l'Institut canadien des rivières (ICR), sur les flux environnementaux d'eau au Nouveau-Brunswick qui recommande au Nouveau-Brunswick d'entamer le processus lié à l'adoption du cadre holistique des débits environnementaux, cadre généralement accepté, comme la norme pour toutes les extractions d'eau à la surface dans tous les secteurs¹⁴⁰;
- rencontres avec les aînés des Premières Nations concernant les besoins en matière de recherche relatives aux études menées par les peuples autochtones sur l'exploitation et les ressources en gaz non classique;
- présentations publiques sur les moyens technologiques et les éventuels effets du développement énergétique sur la santé environnementale et humaine;
- présentations par les experts sur une grande variété de sujets liés à l'énergie et discussions liés aux besoins futurs en matière de recherche pour le Nouveau-Brunswick.

Les travaux en cours englobent :

- une étude de base sur les eaux souterraines d'environ 500 puits domestiques dans deux régions qui présentent le plus grand potentiel d'exploitation de gaz naturel non classique;
- une étude de base sur la qualité de l'eau des cours d'eau dans les régions qui présentent le plus grand potentiel d'exploitation de gaz naturel non classique;
- un système de surveillance qui recueille des données de base sur les activités sismiques dans le sud-est du Nouveau-Brunswick (partenariat avec la Commission géologique du Canada).

Questions d'intérêt public qui exigent d'autres travaux de recherche et de surveillance

Les domaines d'intérêt proposés ci-après reflètent les principales préoccupations qu'ont exprimées les résidents du Nouveau-Brunswick à la Commission, la plupart de ces préoccupations ont d'ailleurs été soulignées dans d'autres rapports, vu que ces enjeux exigent d'autres travaux d'étude. La recherche décrite ci-dessous insiste sur la nécessité de créer une entité indépendante et fiable dans le but de fournir en temps opportun des données objectives et transparentes au public concernant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Un programme de recherches approfondies, mené par une entité indépendante, devrait être un élément indispensable si le gouvernement décide de procéder à la fracturation hydraulique puisqu'un programme du genre favorisera la confiance des citoyens.

Pour mettre sur pied cette entité, le gouvernement devra s'appuyer sur les travaux déjà amorcés par la communauté de recherche du Nouveau-



Brunswick et soutenir la croissance des capacités de recherche et des répercussions de ce réseau local. Cela pourrait inclure la recherche d'un soutien financier du gouvernement du Canada ou la création d'un réseau de recherche sur l'énergie et l'environnement au Canada atlantique avec les gouvernements de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve-et-Labrador et de l'Île-du-Prince-Édouard pour appuyer une approche régionale aux changements climatiques et aux développements futurs du secteur énergétique.

Qualité de l'air

Jusqu'à présent, la qualité de l'air liée aux activités de gaz de schiste reste encore peu étudiée, et ce, pour différentes raisons, dont :

- le peu de temps pendant lequel les technologies liées au gaz de schiste ont été utilisées massivement;
- les études antérieures se sont centrées sur les problèmes de la qualité de l'eau;
- l'évolution de la compréhension des facteurs contributifs liés à certains procédés de production du pétrole et du gaz sur la qualité de l'air;
- les réseaux limités de surveillance de la qualité de l'air sont axés sur la production du pétrole et du gaz, ce qui complique la quantification des effets sur la qualité de l'air dans les régions productrices de gaz de schiste.
- le manque d'équipement pour surveiller la qualité de l'air;
- la variabilité importante dans les émissions et les concentrations atmosphériques;
- la recherche sur la qualité de l'air ne rend pas compte des effets importants sur les résidents¹⁴¹.

Les études en cours se concentrent sur un certain nombre de domaines clés, notamment :

- l'amélioration des projections des émissions futures d'après le cycle de vie de chaque puits et champs de forage et les changements futurs apportés à la réglementation¹⁴²;
- l'amélioration des estimations concernant les facteurs d'émission provenant des divers équipements et activités du pétrole et du gaz¹⁴³;
- la comparaison entre les prévisions des émissions (d'après leur recensement) et les mesures actuelles sur le terrain¹⁴⁴;
- l'établissement d'indicateurs clés liés à la qualité de l'air qui peuvent être utilisés pour retracer les effets des activités pétrolières et gazières précises¹⁴⁵.

À l'automne 2012, Santé Canada et le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick ont mis en place un protocole d'entente pour mener une étude de surveillance sur la qualité de l'air en lien avec les activités d'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick. Le rapport définitif est en attente. Les analyses préliminaires des données de référence (partie I de l'étude) et les comparaisons avec les tendances historiques de la qualité de l'air dans la partie sud de la province du Nouveau-Brunswick, qui comprend Fredericton, Saint John et Moncton, montrent que les concentrations de polluants atmosphériques au site de référence sont semblables ou inférieures à celles des autres sites de surveillance provinciaux (ruraux ou urbains). Les données sur le vent indiquent aussi qu'aucune source significative de pollution n'a été enregistrée en amont du site, surtout en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières. Ainsi, il semblerait que les données de référence fourniront une base de données suffisante pour effectuer la comparaison avec les données sur la qualité de l'air recueillies pendant les autres phases de l'étude.

Animaux et habitats

L'impact de la production de gaz de schiste sur les animaux et leur habitat est généralement propre à certaines espèces et à certains systèmes. Par ailleurs, l'ampleur de l'impact dépendra de la présence dans l'environnement d'autres facteurs stressants et si l'impact est d'origine naturelle ou humaine¹⁴⁶. Cela sous-entend qu'il faut mener des enquêtes adaptées (propres aux sites) avant l'exploitation pour les différents lieux des projets pétroliers et gaziers afin de déterminer les impacts potentiels. Cette approche est particulièrement importante dans les régions éloignées où il existe parfois peu de renseignements biologiques disponibles¹⁴⁷. Ces enquêtes propres aux sites permettraient également de déterminer les emplacements écologiquement sensibles et de les éviter¹⁴⁸.

Les chercheurs ont proposé plusieurs secteurs généraux de recherche et de surveillance qui faciliteront l'élaboration de lignes directrices et de politiques efficaces pour réduire au minimum les répercussions négatives et pour protéger les espèces et les écosystèmes vulnérables, y compris :

- évaluations des effets cumulatifs;
- analyses spatiales;
- modelage en fonction des espèces;
- évaluations de la vulnérabilité;
- évaluations écorégionales;
- évaluations du seuil et de la toxicité.

Plusieurs scénarios de l'exploitation future du gaz de schiste peuvent être créés pour avoir une meilleure idée des répercussions potentielles sur le paysage et l'utilisation des terres et pour élaborer des stratégies, politiques et règlements visant à les atténuer¹⁴⁹.

Eaux souterraines

Il est essentiel que le Nouveau-Brunswick mette en place un solide programme de recherche sur les eaux souterraines et de surveillance connexe, car les résultats des études sur les eaux souterraines des autres provinces ou États ne s'appliquent pas forcément au Nouveau-Brunswick en raison de la géologie, des normes de construction des puits d'eau, des règlements relatifs au pétrole et au gaz et des méthodes d'exploitation.

Des études sur les eaux souterraines sont en cours au Nouveau-Brunswick, y compris les études mentionnées dans la liste ci-dessous.

- En 2012-2013, le département des sciences de la Terre de l'Université du Nouveau-Brunswick, en collaboration avec la Commission géologique du Canada, a mené un programme d'échantillonnage de 26 puits d'eau dans une zone située à proximité du champ de gaz McCully, près de Sussex. Les résultats de ces recherches n'ont donné aucune preuve que l'exploitation du gaz naturel et sa production à McCully n'avaient d'incidence sur la qualité des eaux souterraines dans les puits d'eau dans lesquels ont été prélevés les échantillons¹⁵⁰.
- En 2011, la Commission géologique du Canada a entrepris une évaluation sur quatre ans de l'intégrité du substratum dans le champ de gaz McCully au Nouveau-Brunswick, évaluation qui comprenait l'élaboration d'un modèle géologique en trois dimensions. Cette étude devrait éluder la question de savoir si le fluide de fracturation peut migrer verticalement à travers les formations géologiques.

- L'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick a entrepris une étude à grande échelle des occurrences de méthane dans les puits d'eau privés de la province, dans le but de recueillir des données de référence et de produire des rapports sur la qualité de l'eau domestique dans des régions sélectionnées du Nouveau-Brunswick. L'accent est mis sur les paramètres de qualité des eaux souterraines les plus pertinents par rapport à l'impact potentiel de la production de gaz de schiste non classique sur la nappe phréatique peu profonde. Cette étude sur deux ans a commencé en avril 2014 et le rapport technique définitif est prévu en 2016. Un rapport intermédiaire publié en mai 2015 a indiqué que la présence de méthane d'origine naturelle est courante dans les puits d'eau du comté de Kent et de la région de Sussex¹⁵¹.
- L'Institut canadien des rivières mène un projet de recherche de référence sur la qualité de l'eau. Ce projet permettra de fournir le contexte nécessaire à l'évaluation des impacts potentiels de l'exploitation de gaz de schiste sur les eaux de surface par la cartographie des afflux d'eau souterraine dans les cours d'eau adjacents et la description de la qualité de l'eau de référence et des espèces aquatiques actuelles dans les régions de la province les plus susceptibles d'intéresser les exploitants de gaz de schiste. L'équipe de recherche de l'Institut élaborera aussi des méthodes visant à surveiller et à analyser les contaminants potentiels issus de l'exploitation du gaz de schiste, comme la concentration de méthane dans les ruisseaux. Les résultats devraient être publiés en 2016.

Tremblements de terre

Pour déterminer avec exactitude la possibilité que les activités d'exploitation du gaz de schiste provoquent une activité sismique, il faut recueillir des renseignements quantitatifs sur les propriétés des formations géologiques précises, ou de formations comparables ailleurs, qui seraient soumises aux activités d'exploitation du gaz de schiste¹⁵². Pour cela, il faudra aussi cartographier de façon exacte les failles, les champs de contrainte et les données historiques sur la sismicité¹⁵³.

Une étude récente a mis l'accent sur un certain nombre de problèmes, notamment :

- les modèles numériques visant à simuler les changements de la répartition des contraintes et de la réaction aux failles de la fracturation hydraulique¹⁵⁴;
- déterminer la magnitude potentielle la plus importante des phénomènes sismiques induits¹⁵⁵;
- les façons de prédire la sismicité induite¹⁵⁶;
- les façons de faire la distinction entre les phénomènes sismiques naturels et induits¹⁵⁷.

À l'automne 2012, la Commission géologique du Canada a mis en place une station de surveillance sismique dans le sud-est du Nouveau-Brunswick dans le cadre d'une enquête en cours sur les répercussions sismiques des activités d'exploitation du gaz de schiste¹⁵⁸. Cette station est venue s'ajouter au Réseau sismographique canadien et fait partie d'un projet visant à enregistrer la sismicité potentiellement induite par la fracturation hydraulique. Quatre stations supplémentaires ont été déployées à l'automne 2013 pour améliorer le seuil de détection et la capacité à déterminer l'emplacement des tremblements de terre dans le sud-est du Nouveau-Brunswick. Des recherches ultérieures¹⁵⁹

ont déterminé que la fracturation hydraulique menée au cours de l'année 2014 dans le champ de gaz McCully, près de Sussex, n'avait provoqué aucune activité sismique détectable à la surface.

Si suffisamment de données de référence (avant l'exploitation) ont été recueillies, les changements de fréquence, de magnitude et d'autres caractéristiques de l'activité sismique apparus au début des activités pétrolières et gazières peuvent servir d'indicateurs d'une augmentation du risque de tremblements de terre.

Élimination des eaux usées

La variabilité et la variété des substances potentielles que peuvent contenir les eaux usées représentent les plus gros défis associés au traitement des eaux usées. C'est pourquoi la description des eaux usées et le choix d'un bon système de traitement peuvent prendre beaucoup de temps et être très coûteux, car il faut les adapter à une source précise d'eaux usées. L'Université de l'Alberta, grâce à des fonds du Réseau canadien de l'eau, mène actuellement un examen visant à résumer et évaluer les connaissances actuelles sur la gestion des eaux usées et à déterminer les lacunes essentielles à combler grâce aux recherches futures¹⁶⁰.

Dans son observation à la Commission, Fundy Engineering, entreprise située à Saint John, a déclaré qu'elle avait terminé la première phase d'un projet financé par le Programme d'aide à la recherche industrielle du Conseil national de recherches du Canada pour examiner les procédés potentiels de recyclage des eaux usées. Cette entreprise est prête à passer à la deuxième phase de son projet, qui consiste à créer une usine de traitement mobile¹⁶¹, si le gouvernement décide de poursuivre la fracturation hydraulique.

Santé mentale

La Commission tient à mettre l'accent sur le problème de la santé mentale, surtout celui de la dépression, de l'anxiété et du stress que ressentent certains résidents de la province. Nous avons rencontré et écouté des personnes qui avaient réellement peur de l'arrivée de l'exploitation du gaz de schiste dans leur collectivité. Ces personnes ne doivent pas être écartées. Il ne faut pas non plus passer outre à l'angoisse profonde que ressentent les résidents du Nouveau-Brunswick qui ne peuvent trouver un emploi pour faire vivre leur famille dans la localité où ils vivent. Ces craintes représentent un problème émergent dans le domaine de la santé mentale et demandent une étude poussée. Le Conseil des académies canadiennes a noté que le « manque de transparence, les messages conflictuels et la perception selon laquelle l'industrie ou les autorités ne disent pas la vérité peuvent créer ou aggraver les préoccupations sur la qualité de vie ou le bien-être de chacun et contribuer au sentiment d'anxiété lié aux répercussions potentielles sur la santé, l'environnement ou la collectivité¹⁶². » [traduction] La Commission est consciente qu'il s'agit d'un sérieux problème au Nouveau-Brunswick et qu'il faudra l'inclure dans toutes les stratégies du gouvernement.

Nous sommes aussi conscients que ce problème ne s'arrête pas au gaz de schiste. Des exemples de ce genre de stress et d'anxiété ont été relevés dans des commentaires en ligne sur divers sujets, et certains prennent la science de pacotille pour vérité, car elle renforce un système de croyances personnelles ou un profond manque de confiance dans les institutions publiques¹⁶³. Cela représente un sérieux défi de société et un sujet que le gouvernement doit examiner pour déterminer les lacunes en matière de recherche et les prochaines étapes recommandées.



Conclusions

Nous concluons notre travail sur la Commission en nous tournant vers l'avenir. Bien que nous soyons encore préoccupés par les graves défis que doit relever la province, nous pensons qu'un nombre important de Néo-Brunswickois éprouve un désir commun, soit de commencer la transition vers une nouvelle réalité économique et environnementale.

Tel qu'il a été mentionné précédemment, toute activité d'exploitation comporte un certain niveau de risque. Notre objectif doit être de gérer et d'atténuer les risques les plus susceptibles de perturber la vie dans les collectivités. L'industrie du gaz de schiste pourrait générer environ 200 millions de dollars en redevances pour la population du Nouveau-

Brunswick, mais cela comporte des risques qui ne peuvent pas tous être atténués. Le présent rapport, qui comporte un examen détaillé des risques et avantages potentiels de l'exploitation du gaz de schiste, se veut un guide à l'intention des décideurs pendant qu'ils déterminent s'il faut poursuivre l'exploitation du gaz de schiste.

Il est important de comprendre le tableau complet de l'impact que les activités d'exploitation du gaz de schiste et plus particulièrement la fracturation hydraulique peuvent avoir sur la vie des Néo-Brunswickois pour choisir la direction que nous devons tous emprunter pour rétablir la confiance mutuelle et dans nos institutions.

Notes en fin de texte

- 1 Nouveau-Brunswick, Assemblée législative, *Discours du trône, 2015* (en ligne), Fredericton (N.-B.), 1^{er} décembre 2015, http://www.gnb.ca/cnb/Promos/Throne_2015/TS2015-f.asp
- 2 Nouveau-Brunswick, Commissaire sur l'avenir de la gouvernance locale, *Bâtir des gouvernements locaux et des régions viables : plan d'action pour l'avenir de la gouvernance locale au Nouveau-Brunswick* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2008, <http://www.gnb.ca/cnb/promos/FLG/PDF/MainReport/mainreport-f.pdf>, p. 64.
- 3 Lalita Bharadwaj, *Shale Gas Development in Canada: Potential Health Risks* (en ligne), présentation à la 33^e Assemblée législative du Yukon, 27 mai 2014, http://www.legassembly.gov.yk.ca/pdf/rbhf_Bharadwaj_-_Presentation.pdf.
- 4 « Feuille de route pour la durabilité des PME : La durabilité sociale », *Innovation, Sciences et Développement économique Canada* (en ligne), dernière mise à jour le 10 août 2015, <https://www.ic.gc.ca/eic/site/csr-rse.nsf/fra/rs00590.html>.
- 5 Conseil canadien des ministres de l'environnement, *Définitions et principes pancanadiens pour les effets cumulatifs* (en ligne), 2014, <http://www.ccme.ca/fr/resources/ee.html>.
- 6 *Ibid.*
- 7 Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, p. 219, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- 8 Mi'gmaq Sagamaq Mawio'mi, observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 2 novembre 2015, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/wzqk5efjemi-4d492cdea66abe-4cee44ee40d96ad9fb.pdf>.
- 9 Bureau du médecin-hygiéniste en chef du Nouveau-Brunswick (représentante : D^{re} Eilish Cleary), présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, septembre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/dr-clearys-presentation-health-impact-assessment-by-the-office-of-the-chief-medical-officer-of-health>.
- 10 Corridor Resources Inc., observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015, p. 40, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5q41a2rcnmi-c5b23500feb-39403f187af3604289a99.pdf>.
- 11 Bureau du médecin-hygiéniste en chef du Nouveau-Brunswick (représentante : D^{re} Eilish Cleary), présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, septembre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/dr-clearys-presentation-health-impact-assessment-by-the-office-of-the-chief-medical-officer-of-health>.
- 12 Nouveau-Brunswick, Ministère de la Santé, Bureau du médecin-hygiéniste en chef, *Recommandations du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012, p. 12, http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/h-s/pdf/en/HealthyEnvironments/Recommendations_ShaleGasDevelopment.pdf.



- 13 Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, p. 257, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- 14 Corn Hill Area Residents Association (représentant : Joe Waugh), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 8 novembre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/submission-on-shale-gas-development-by-the-corn-hill-residents-association>.
- 15 Association francophone des municipalités du Nouveau-Brunswick Inc. (représentant : Marco Morency), entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, Need date.
- 16 Nouveau-Brunswick, Ministère de la Santé, Bureau du médecin-hygiéniste en chef, *Recommandations du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012, p. 38, http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/h-s/pdf/en/HealthyEnvironments/Recommendations_ShaleGasDevelopment.pdf.
- 17 *Code de conduite en matière de fracturation hydraulique* (en ligne), s.l., Petroleum Services Association of Canada, s.d., <http://www.oilandgasinfo.ca/wp-content/uploads/WEC-Code-of-Conduct-Fr-Oct2013.pdf>.
- 18 *Enform* (en ligne), The Safety Association for Canada's Upstream Oil and Gas Industry, <http://www.enform.ca/>.
- 19 Petroleum Services Association of Canada (représentant : Doug Journeay), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 16 novembre 2015, p. 10, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/written-submission-to-the-new-brunswick-commission-on-hydraulic-fracturing-from-petroleum-services-association-of-canada-psac>.
- 20 « Researchers Bring Unique-to-Canada Perspective to Hydraulic Fracturing », *UToday* (en ligne), Université de Calgary, 7 mai 2014, <http://www.ucalgary.ca/utoday/issue/2014-05-07/researchers-bring-unique-canada-perspective-hydraulic-fracturing>.
- 21 SWN Resources Canada (représentant : Chad Peters), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, septembre 2015, p. 6, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/swn-resources-canada-presentation-september-2015>.
- 22 David McLaughlin, *Security Underground: Financing Groundwater Mapping and Monitoring in Canada* (en ligne), Toronto (Ont.), Munk School of Global Affairs, Université de Toronto, 2015, p. 2, <http://powi.ca/wp-content/uploads/2015/04/Security-Underground-David-McLaughlin-FINAL.pdf>.
- 23 Conseil des académies canadiennes, *La gestion durable des eaux souterraines au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2009, p. 98, [http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/\(2009-05-11\)%20gw%20rapport.pdf](http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/(2009-05-11)%20gw%20rapport.pdf).
- 24 Conseil des académies canadiennes, *La gestion durable des eaux souterraines au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2009, p. 98, [http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/\(2009-05-11\)%20gw%20rapport.pdf](http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/(2009-05-11)%20gw%20rapport.pdf).
- 25 *Règlement sur la classification des eaux – Loi sur l'assainissement de l'eau*, Règl. du N.-B. 2002-13.
- 26 Nouveau-Brunswick, Bureau de l'ombudsman, *Rapport de l'Ombudsman portant sur la gestion du Programme provincial de la classification des eaux par le Ministère de l'Environnement* (en ligne), Fredericton (N.-B.), le Bureau, 15 août 2014, p. 9, <https://www.ombudnb.ca/site/images/PDFs/Rapportsurlaclassificationdeseaux.pdf>.

- 27 Nouveau-Brunswick, Bureau de l'ombudsman, *Rapport de l'Ombudsman portant sur la gestion du Programme provincial de la classification des eaux par le Ministère de l'Environnement* (en ligne), Fredericton (N.-B.), le Bureau, 15 août 2014, p. 8, <https://www.ombudnb.ca/site/images/PDFs/Rapportsurlaclassificationdeseaux.pdf>.
- 28 New Brunswick Anti-Shale Gas Alliance / anti-gaz de schiste du N.-B. (représentant : Taymouth Environmental Action), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 3 novembre 2015, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5nho8y0t3xr-61be75516ec1c6ecf0786d32d974d485.docx>.
- 29 Stephen Gilbert, entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 13 novembre 2015.
- 30 Jim Emberger, entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 13 novembre 2015.
- 31 New Brunswick Anti-Shale Gas Alliance / anti-gaz de schiste du N.-B. (représentant : Taymouth Environmental Action), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 3 novembre 2015, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5nho8y0t3xr-61be75516ec1c6ec-f0786d32d974d485.docx>.
- 32 Tracy Glynn, « "It's Not Over," Say Shale Gas Opponents at Stanley Blockade », *Halifax Media Co-op* (en ligne), 11 août 2011, <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:QmVii2M03g8J:halifax.mediacoop.ca/story/its-not-over-say-shale-gas-opponents-stanley-blockade/7943+&cd=1&hl=en&ct=clnk&gl=ca>.
- 33 Susan Young, entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 13 novembre 2015.
- 34 Phyllis Sutherland, observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 20 novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/u3cudfv42t9-aad0ce670ad44646b-1bf700d70d8022d.docx>.
- 35 Groupe de développement durable du Pays de Cocagne (GDDPC), submission to the NB Commission on Hydraulic Fracturing, November 19, 2015 <http://www.nbchf-cnbfhca/submission/groupe-de-developpement-durable-du-pays-de-cocagne-sustainable-development-groupe>.
- 36 Christine Bell, observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 16 novembre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/new-brunswicks-canary-by-christine-bell>.
- 37 John DeWinter, entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015.
- 38 Ed Murray, entrevue avec la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015.
- 39 Olivier Clarisse et Céline Surette, observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 20 novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/lq89t2ihpvi-28f4ecee-0291b9c73f043b35bedd1475.pdf>.
- 40 Canada, Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – Préliminaire 2013* (en ligne), Ottawa, Ministère de l'Industrie, 2015, produit no 57-003-X au catalogue de Statistique Canada, <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-003-x/57-003-x2015002-fra.htm>.
- 41 Enterprise Saint John (représentant : Steve Carson), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 20 novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/29qwoxkcsor-5eb65ec9f7d19ff993c23a55d8d891b2.pdf>.



- 42 New Brunswick Anti-Shale Gas Alliance / anti-gaz de schiste du N.-B., observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 24 novembre 2015, p. 12, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/53ubizilik9-9d61409320b0694eacac289af547d79d.pdf>.
- 43 Jupia Consultants Ltd., *Natural Gas Supply and Demand Report: New Brunswick and Nova Scotia 2015-2025* (en ligne), s.l., Centre d'Atlantica pour l'énergie, 2015, p. 2, http://www.atlanticaenergy.org/uploads/file/natural_gas_supply_demand_report.pdf.
- 44 Spectra Energy Partners, *Atlantic Bridge Project - Resource Report 1: General Project Description* (en ligne), mars 2015, http://www.spectraenergy.com/content%5Cdocuments%5CProjects%5CAtlantic-Bridge%5CRR1_Atlantic-Bridge_Vol-II-A_OCT-2015_FINAL.PDF.
- 45 Ibid.
- 46 Atlantic Potash Corporation (représentant : Keith Attoe), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 30 octobre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/natural-gas-implications-for-atlantic-potash-corporation>.
- 47 Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 10 novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/ebuz8xe0zfr-b19276899c-0512412c137da07ada21a7.pptx>.
- 48 Ibid.
- 49 *Exploration et production des ressources de schiste et de réservoirs étanches* (en ligne), Ressource naturelles Canada, dernière mise à jour le 20 janvier 2016, <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17678>.
- 50 Corridor Resources Inc., observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015, p. 5, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5q41a2rcnmi-c5b23500feb-39403f187af3604289a99.pdf>.
- 51 *Exploration et production des ressources de schiste et de réservoirs étanches* (en ligne), Ressource naturelles Canada, dernière mise à jour le 20 janvier 2016, <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17678>.
- 52 Ibid.
- 53 États-Unis, U.S. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* (en ligne), Washington (D.C.), U.S. Department of Energy, juin 2013, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
- 54 *Exploration et production des ressources de schiste et de réservoirs étanches* (en ligne), Ressource naturelles Canada, dernière mise à jour le 20 janvier 2016, <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17678>.
- 55 Candy Woodall, « Oil and Gas Drillers Facing Bankruptcy as Prices Crash », *PennLive* (en ligne), 14 janvier 2016, http://www.pennlive.com/news/2016/01/oil_and_gas_drillers_facing_ba.html.
- 56 David Wethe, « North American Oil Industry Braces for More Cuts in 2016 », *Bloomberg Business* (en ligne), 14 janvier 2016, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-02/for-once-low-oil-prices-may-be-a-problem-for-world-s-economy>.

- 57 « Clean Energy Defies Fossil Fuel Price Crash to Attract Record \$329BN Global Investment in 2015 », *Bloomberg New Energy Finance* (en ligne), 14 janvier 2016, <http://about.bnef.com/press-releases/clean-energy-defies-fossil-fuel-price-crash-to-attract-record-329bn-global-investment-in-2015/>.
- 58 Deloitte LLP, *Shale Gas Supply Chain Opportunities in New Brunswick* (en ligne), s.l., Future NB, 2013, <http://nbenergyinstitute.ca/node/96>.
- 59 Nouveau-Brunswick, *Examen des investissements potentiels dans l'infrastructure énergétique et les ressources naturelles du Nouveau-Brunswick* (en ligne), s.l., Gouvernement du Nouveau-Brunswick, <http://unnbplusfort.ca/pdf/LaVoieVersUnNouveauBrunswickPlusFort.pdf>.
- 60 Anthony Mersich, *Potential Economic Impacts of Developing Quebec's Shale Gas* (en ligne), Calgary (Alb.), Canadian Energy Research Institute, mars 2013, étude n° 132, http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Economy/CERI_Study_132_Quebec_Shale_2013-03-08_.pdf.
- 61 Ibid.
- 62 Corridor Resources Inc., observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015, p. 61, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5q41a2rcnmi-c5b23500feb-39403f187af3604289a99.pdf>.
- 63 Corridor Resources Inc., présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, novembre 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/8jshi9evcxr-e87e579a-c60e5a54d0887fdf83da443c.pdf>.
- 64 Nouveau-Brunswick, *Comptes publics*, vol. 2 : *Information supplémentaire* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2015, http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/finances/contrleur/content/comptes_publics.html.
- 65
- a. Brantley, 2014; Johnson, 2014; Ingraffea et coll., 2014; Jackson, 2014; Jackson et Dusseault, 2014; Caulton et coll., 2014; U.S. EPA, 2014; Subramanian, 2015 Halley L. Brantley et coll., « Assessment of Methane Emissions from Oil and Gas Production Pads using Mobile Measurements », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 24, p. 14508-14515, doi:10.1021/es503070q.
 - b. Derek R. Johnson et coll., « Methane Emissions from Leak and Loss Audits of Natural Gas Compressor Stations and Storage Facilities », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 13, p. 8132-8138, doi:10.1021/es506163m.
 - c. Anthony R. Ingraffea et coll., « Assessment and Risk Analysis of Casing and Cement Impairment in Oil and Gas Wells in Pennsylvania, 2000–2012 », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10955-10960, doi:10.1073/pnas.1323422111.
 - d. Robert B. Jackson, « The Integrity of Oil and Gas Wells », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10902-10903, doi:10.1073/pnas.1410786111.
 - e. R. E. Jackson et M. B. Dusseault, *Gas Release Mechanisms from Energy Wellbores* (en ligne), 48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis (Minn.), États-Unis, 1-4 juin 2014, <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2014-7753>.



- f. Dana R. Caulton et coll., « A Toward a Better Understanding and Quantification of Methane Emissions from Shale Gas Development », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 17, p. 6237-6242, doi:10.1073/pnas.1316546111.
- g. États-Unis, Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, *Oil and Natural Gas Sector Compressors: Report for Oil and Natural Gas Sector Compressors Review Panel* (en ligne), s.l., U.S. Environmental Protection Agency, 2014, <http://www3.epa.gov/airquality/oilandgas/2014papers/20140415compressors.pdf>.
- h. R. Subramanian et coll., « Methane Emissions from Natural Gas Compressor Stations in the Transmission and Storage Sector: Measurements and Comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 5, p. 3252-3261, doi:10.1021/es5060258.
- 66 Robert B. Jackson et coll., « Natural Gas Pipeline Leaks Across Washington, DC », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 3, p. 2051-2058, doi:10.1021/es404474x.
- 67 ICF International, *Onshore Petroleum and Natural Gas Operations on Federal and Tribal Lands in the United States: Analysis of Emissions and Abatement Opportunities* (en ligne), 22 juin 2015, https://www.edf.org/sites/default/files/content/federal_and_tribal_land_analysis_presentation_6_22_final.pdf.
- 68 Kate Larsen et coll., *Untapped Potential: Reducing Global Methane Emissions from Oil and Natural Gas Systems* (en ligne), s.l., Rhodium Group, 2015, <http://rhg.com/reports/untapped-potential>.
- 69 Royaume-Uni, Task Force on Shale Gas, *Second Interim Report: Assessing the Impact of Shale Gas on the Local Environment and Health* (en ligne), 2015, <https://darkroom.taskforceonshalegas.uk/original/e4d05cb29b-0269c2a394685dad7516e6:c48ffe7884e9b668b8d4b7799a027874/task-force-on-shale-gas-assessing-the-impact-of-shale-gas-on-the-local-environment-and-health.pdf>.
- 70 Robert W. Howarth, « Methane Emissions and Climatic Warming Risk from Hydraulic Fracturing and Shale Gas Development: Implications for Policy », *Energy and Emissions Control Technologies* (en ligne), 2015, vol. 3, p. 45-54, <https://www.dovepress.com/methane-emissions-and-climatic-warming-risk-from-hydraulic-fracturing--peer-reviewed-article-EECT>.
- 71 « EPA Releases Greenhouse Gas Emissions Data from Large Facilities », *U.S. EPA Newsroom* (en ligne), 9 septembre 2014, <http://yosemite.epa.gov/opa/admpress.nsf/0/58d0225b6c4023ea85257d63005ca960?OpenDocument>.
- 72 Brian K. Lamb et coll., « Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 8, p. 5161-5169, doi:10.1021/es505116p.
- 73 J. Peischl et coll., « Quantifying Atmospheric Methane Emissions from the Haynesville, Fayetteville, and Northeastern Marcellus Shale Gas Production Regions », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* (en ligne), 2015, vol. 120, n° 5, p. 2119-2139, <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2014JD022697/abstract;jsessionid=6BA0EA007BDD8D03D6BBE08BD82B470B.f02t02>.
- 74 ICF International, *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries* (en ligne), New York (N.Y.), Environmental Defense Fund, 2015, <https://www.pembina.org/reports/edf-icf-methane-opportunities.pdf>.

- 75 *ibid.*
- 76 Shawn McCarthy, « Ottawa Commits to 30-Per-Cent Cut in GHGs but No Regulations for Oils Sands », *The Globe and Mail* (en ligne), 15 mai 2015, <http://www.theglobeandmail.com/news/national/ottawa-commits-to-30-per-cent-cut-in-emissions-but-not-for-oil-sands/article24453757/>.
- 77 Martin Layfield, *Creating Value from Flared Natural Gas* (en ligne), Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 novembre 2015, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177560-MS>.
- 78
- a. Theo Colborn et coll., « Natural Gas Operations from a Public Health Perspective », *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal* (en ligne), 2011, vol. 17, n° 5, p. 1039-1056, doi:10.1080/10807039.2011.605662.
 - b. Theo Colborn et coll., « An Exploratory Study of Air Quality Near Natural Gas Operations », *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal*, 2014, vol. 20, n° 1, p. 86-105, doi:10.1080/10807039.2012.749447.
 - c. Colorado, School of Public Health, *Environmental and Health Monitoring Study Final Design Battlement Mesa, Garfield County Colorado* (en ligne), décembre 2011, <http://www.garfield-county.com/environmental-health/battlement-mesa-health-impact-assessment-ehms.aspx>.
 - d. Center for Biological Diversity et coll., *Air Toxics One-Year Report: Oil Companies Used Millions of Pounds of Air-Polluting Chemicals in Los Angeles Basin Neighborhoods* (en ligne), juin 2014, http://www.biologicaldiversity.org/campaigns/california_fracking/pdfs/14_6_9_Air_Toxics_One_Year_Report.pdf.
 - e. Maryland, School of Public Health, *Potential Public Health Impacts of Natural Gas Development and Production in the Marcellus Shale in Western Maryland* (en ligne), s.l., Maryland Department of the Environment et Maryland Department of Health and Mental Hygiene, juin 2014, http://www.marcellushealth.org/uploads/2/4/0/8/24086586/final_report_08.15.2014.pdf.
 - f. Ellen Webb et coll., « Developmental and Reproductive Effects of Chemicals Associated with Unconventional Oil and Natural Gas Operations », *Reviews on Environmental Health* (en ligne), 2014, vol. 29, n° 4, p. 307-318, doi:10.1515/reveh-2014-0057.
- 79 Colborn et coll., 2011, 2012; Colorado School of Public Health, 2012; Center for Biological Diversity, 2014; University of Maryland School of Public Health, 2014; Webb et coll., 2014.
- 80
- a. Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
 - b. Robert B. Jackson et coll., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362, <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.



- 81 J. Douglas Goetz et coll., « Atmospheric Emission Characterization of Marcellus Shale Natural Gas Development Sites », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 11, p. 7012-7020, doi:10.1021/acs.est.5b00452.
- 82 B. J. Nathan et coll., « Near-Field Characterization of Methane Emission Variability from a Compressor Station Using a Model Aircraft », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 13, p. 7896-7903, doi:10.1021/acs.est.5b00705.
- 83
- a. Laura S. Farwell et coll., *Avian Response to Forest Disturbance Associated with Marcellus Shale Gas Development: A Long-Term Case Study of Impacts on Area-Sensitive Species* (en ligne), Ecological Science at the Frontier Annual Meeting, Baltimore (Md.), 9-14 août 2015, <https://eco.confex.com/eco/2015/webprogram/Paper55077.html>.
 - b. Mack W. Frantz et coll., *Response of Louisiana Waterthrush to Shale Gas Development* (en ligne), Ecological Science at the Frontier Annual Meeting, Baltimore (Md.), 9-14 août 2015, <https://eco.confex.com/eco/2015/webprogram/Paper54735.html>.
- 84
- a. Mack W. Frantz et coll., *Response of Louisiana Waterthrush to Shale Gas Development* (en ligne), Ecological Science at the Frontier Annual Meeting, Baltimore (Md.), 9-14 août 2015, <https://eco.confex.com/eco/2015/webprogram/Paper54735.html>.
 - b. Matthew G. Hethcoat et Anna D. Chalfoun, « Towards a Mechanistic Understanding of Human-Induced Rapid Environmental Change: A Case Study Linking Energy Development, Nest Predation and Predators », *Journal of Applied Ecology* (en ligne), 2015, vol. 52, n° 6, p. 1492-1499, <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/1365-2664.12513/abstract>.
- 85 Joseph M. Northrup et coll., « Quantifying Spatial Habitat Loss from Hydrocarbon Development Through Assessing Habitat Selection Patterns of Mule Deer », *Global Change Biology* (en ligne), 2015, vol. 21, n° 11, p. 3961-3970, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/26264447>.
- 86 Maya Weltman-Fahs et Jason M. Taylor, « Hydraulic Fracturing and Brook Trout Habitat in the Marcellus Shale Region: Potential Impacts and Research Needs », *Fisheries* (en ligne), 2013, vol. 38, n° 1, p. 4-15, doi:10.1080/03632415.2013.750112.
- 87 Allison K. Lutz et Christopher J. Grant, « Impacts of Hydraulic Fracturing Development on Macroinvertebrate Biodiversity and Gill Morphology of Net-Spinning Caddisfly (Hydropsychidae, Diplectrona) in Northwestern Pennsylvania, USA », *Journal of Freshwater Ecology* (en ligne), 2015, p. 1-7, doi:10.1080/02705060.2015.1082157.
- 88 David A. Mortensen et coll., « Forest Roads Facilitate the Spread of Invasive Plants », *Invasive Plant Science and Management* (en ligne), 2009, vol. 2, n° 3, p. 191-199, doi:10.1614/IPSM-08-125.1.
- 89
- a. Pennsylvania, Center for Rural Pennsylvania, *The Impact of Marcellus Shale Development on Health and Health Care: The Marchellus Impacts Project Report #2* (en ligne), Harrisburg (Pa.), Center for Rural Pennsylvania, 2014, <http://www.rural.palegislature.us/documents/reports/Marcellus-Report-2-Health.pdf>.

- b. Beng Ong, « The Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Agriculture », *European Journal of Sustainable Development* (en ligne), 2014, vol. 3, n° 3, p. 63-72, <http://dx.doi.org/10.14207/ejsd.2014.v3n3p63>.

90

- a. Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- b. Robert B. Jackson, « The Integrity of Oil and Gas Wells », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10902-10903, doi:10.1073/pnas.1410786111.
- c. Maurice B. Dusseault et coll., *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage* (en ligne), Waterloo (Ont.), Université de Waterloo, 2014, http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/05/lwp-final-report_compressed.pdf.
- d. Nouvelle-Écosse, Ministère de l'Énergie, *Report of the Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing* (en ligne), s.l., Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014, <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/Report%20of%20the%20Nova%20Scotia%20Independent%20Panel%20on%20Hydraulic%20Fracturing.pdf>.
- 91 Brian G. Rahm et Susan J. Riha, « Evolving Shale Gas Management: Water Resource Risks, Impacts, and Lessons Learned », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 6, p. 1400-1412, doi:10.1039/C4EM00018H.

92

- a. Jessica McDaniel et coll., *Cement Sheath Durability: Increasing Cement Sheath Integrity to Reduce Gas Migration in the Marcellus Shale Play* (en ligne), SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, États-Unis, 4-6 février 2014, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168650-MS>.
- b. Torbjorn Vralstad et coll., *Effect of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity: Realistic Experimental Tests and Simulation of Resulting Leakages* (en ligne), SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium, Banff (Alb.), Canada, 23-25 novembre 2015, https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-178467-MS?sort=recent&start=0&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100.

93

- a. Theresa L. Watson et Stefan Bachu, « Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores », *SPE Drilling & Completion* (en ligne), 2009, vol. 24, n° 1, <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-106817-PA>.
- b. Anthony R. Ingraffea et coll., « Assessment and Risk Analysis of Casing and Cement Impairment in Oil and Gas Wells in Pennsylvania, 2000-2012 », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10955-10960, doi:10.1073/pnas.1323422111.



94 Robert B. Jackson, « The Integrity of Oil and Gas Wells », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10902-10903, doi:10.1073/pnas.1410786111.

95

a. Anthony R. Ingraffea et coll., « Assessment and Risk Analysis of Casing and Cement Impairment in Oil and Gas Wells in Pennsylvania, 2000-2012 », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10955-10960, doi:10.1073/pnas.1323422111.

b. R. E. Jackson et M. B. Dusseault, *Gas Release Mechanisms from Energy Wellbores* (en ligne), 48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis (Minn.), États-Unis, 1-4 juin 2014, <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2014-7753>.

c. Maurice B. Dusseault et coll., *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage* (en ligne), Waterloo (Ont.), Université de Waterloo, 2014, http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/05/lwp-final-report_compressed.pdf.

96 Joe Wertz, « Scientists Urge Preparation and Politicians Rally Response as 'Unprecedented' Quakes Continue in Oklahoma », *StateImpact: Oklahoma* (en ligne), 14 janvier 2016, <https://stateimpact.npr.org/oklahoma/2016/01/14/scientists-urge-preparation-and-politicians-rally-response-as-unprecedented-quakes-continue-in-oklahoma/>.

97 Joe Wertz, « StateImpact's Earthquake Research Reading List », *StateImpact: Oklahoma* (en ligne), <https://stateimpact.npr.org/oklahoma/2015/05/05/stateimpacts-earthquake-research-reading-list/>.

98 « Compliance Dashboard », *Alberta Energy Regulator* (en ligne), <http://www1.aer.ca/compliancedashboard/incidents.html>.

99 BC Oil & Gas Commission, *August Seismic Event Determination* (en ligne), 15 décembre 2015, « Industry Bulletin », n° 2015-32, <https://www.bcogc.ca/node/12951/download>.

100 BC Oil & Gas Commission, *Investigation of Observed Seismicity in the Montney Trend* (en ligne), 2014, <http://www.bcogc.ca/node/12291/download>.

101 Frohlich, 2012; Horton, 2012; Kim, 2013; U.S. Geological Survey, 2014; K. M. Keranen et coll., 2014; Ryan et coll., 2014; Oklahoma Geological Survey, 2014; Rubinstein et coll., 2014; Gono et coll., 2015.

102

a. États-Unis, National Energy Technology Laboratory, *Geomechanical Impacts of Shale Gas Activities* (en ligne), s.l., U.S. Department of Energy, septembre 2014, <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/onsite%20research/R-D188-2014Sep-rev11-14.pdf>.

b. Seismological Society of America, « Earthquake Activity Linked to Injection Wells May Vary by Region », *ScienceDaily* (en ligne), 10 février 2015, <http://www.sciencedaily.com/releases/2015/02/150210155930.htm>.

103 D. Lavoie et coll., *Shale Gas Research at the Geological Survey of Canada with a Focus on New Brunswick Activities* (en ligne), Conférence Exploration et exploitation minière et pétrolière au Nouveau-Brunswick 2013, Fredericton (N.-B.), 3-5 novembre 2013, <http://geoscan.nrcan.gc.ca/starweb/geoscan/servlet.starweb?path=geoscan/fulle.web&search1=R=292905>.

104 Wilson et coll., 2015.

- 105 Scott Cairns et coll., « Preparing to Monitor and Distinguish Natural and Induced Seismicity near Norman Wells, Northwest Territories », *CSEG Recorder* (en ligne), 2014, vol. 39, n° 9, <http://csegrecorder.com/articles/view/preparing-to-monitor-and-distinguish-natural-and-induced-seismicity>.
- 106 Seth Carpenter et coll., *Monitoring Microseismicity Around Wastewater Injection Wells and at the Onset of Unconventional Oil and Gas Production in the Rome Trough, Eastern Kentucky* (en ligne), AAPG Eastern Section Meeting, Indianapolis (Ind.), 20-22 septembre 2015, <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2015/90218es/abstracts/21.html>.
- 107 Royaume-Uni, Department of Energy & Climate Change, *Fracking UK Shale: Understanding Earthquake Risk* (en ligne), Londres, Department of Energy & Climate Change, 2014, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/283837/Seismic_v3.pdf.
- 108
- a. Colorado, Oil and Gas Conservation Commission, *Well Water Analytical Results (Bracken Property)* (en ligne), 2008, http://cogcc.state.co.us/Announcements/Bracken_Data.pdf.
 - b. Lisa Molofsky et coll., « Methane in Pennsylvania Water Wells Unrelated to Marcellus Shale Fracturing », *Oil and Gas Journal* (en ligne), 2011, vol. 109, n° 19, p. 54-67, <http://www.ogj.com/1/vol-109/issue-49/exploration-development/methane-in-pennsylvania-water-full.html>.
 - c. Lisa Molofsky et coll., « Evaluation of Methane Sources in Groundwater in Northeastern Pennsylvania », *Groundwater* (en ligne), 2013, vol. 51, n° 3, p. 333-349, doi:10.1111/gwat.12056.
 - d. Chesapeake Energy 2011
 - e. U.S. Geological Survey, 2012, 2013, 2014
 - f. J. Drage et G. W. Kennedy, *Report of Activities 2013: Methane in Well Water in Nova Scotia* (en ligne), s.l., Ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse, Direction des ressources minérales, 2014, http://novascotia.ca/natr/meb/data/pubs/14re01/14re01_Drage_Kennedy.pdf.
 - g. Pinti et al., 2013
 - h. Jennifer C. McIntosh et coll., « Origin, Distribution and Hydrogeochemical Controls on Methane Occurrences in Shallow Aquifers, Southwestern Ontario, Canada », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2014, vol. 50, p. 37-52, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2014.08.001>.
 - i. Lauren E. McPhillips et coll., « Assessing Dissolved Methane Patterns in Central New York Groundwater », *Journal of Hydrology: Regional Studies* (en ligne), 2014, vol. 1, p. 57-73, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejrh.2014.06.002>.
 - j. Brent Wilson et coll., « Geologic and Baseline Groundwater Evidence for Naturally Occurring, Shallowly Sourced, Thermogenic Gas in Northeastern Pennsylvania », *AAPG Bulletin* (en ligne), février 2014, doi:0.1306/08061312218.
 - k. Fred J. Baldassare et coll., « A Geochemical Context for Stray Gas Investigation in the Northern Appalachian Basin: Implications of Analyses of Natural Gases from Neogene-Through Devonian-Age Strata Pennsylvania », *AAPG Bulletin* (en ligne), février 2014, doi:10.1306/06111312178.
 - l. Railroad Commission of Texas, 2014



- m. Genevieve Bordeleau et coll., « Identifying the Source of Methane in Groundwater in a 'Virgin' Area with Regards to Shale Gas Exploitation: A Multi-isotope Approach », *Procedia Earth and Planetary Science* (en ligne), 2015, vol. 13, p. 219-222, <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeps.2015.07.052>.
- n. Kayla M. Christian et coll., « Methane Occurrence is Associated with Sodium-Rich Valley Waters in Domestic Wells Overlying the Marcellus Shale in New York State », *Water Resources Research* (en ligne), janvier 2016, doi:10.1002/2015WR017805.
- o. Pauline Humez et coll., « Occurrence and Origin of Methane in Groundwater in Alberta (Canada): Gas Geochemical and Isotopic Approaches », *Science of the Total Environment* (en ligne), 2016, vol. 541, p. 1253-1268, doi:10.1016/j.scitotenv.2015.09.055.
- p. Jenifer Ing, *Occurrence and Origin of Methane in Shallow Groundwater in Alberta, Canada* (en ligne), Mémoire de maîtrise, Université de Calgary, 2015, http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/2617/6/ucalgary_2015_ing_jenifer.pdf.
- q. B. Mayer et coll., « Prospects and Limitations of Chemical and Isotopic Groundwater Monitoring to Assess the Potential Environmental Impacts of Unconventional Oil and Gas Development », *Procedia Earth and Planetary Science* (en ligne), 2015, vol. 13, p. 320-323, <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeps.2015.07.076>.
- r. A. Moritz et coll., « Methane Baseline Concentrations and Sources in Shallow Aquifers from the Shale Gas-Prone Region of the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada) », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 7, p. 4765-4771, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/25751654>.
- s. David Armanini et coll., *Environmental Flows Guidelines for Resource Development in New Brunswick* (en ligne), 2015, « Energy Institute Technical Report », n° 2015-01, <http://nbenergyinstitute.ca/energy-science/reports-resources>.
- t. États-Unis, Environmental Protection Agency, *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft)* (en ligne), Washington (D.C.), U.S. Environmental Protection Agency, 2015, <http://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=244651>.
- 109 Amy L. Rhodes et Nicholas J. Horton, « Establishing Baseline Water Quality for Household Wells Within the Marcellus Shale Gas Region, Susquehanna County, Pennsylvania, U.S.A. », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 60, p. 14-28, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.03.004>
- 110 M. Cathryn Ryan et coll., *Subsurface Impacts of Hydraulic Fracturing: Contamination, Seismic Sensitivity, and Groundwater Use and Demand Management* (en ligne), s.l., Réseau canadien de l'eau, 2015, <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Ryan-et-al-2015-CWN-Report-Subsurface-Impacts-of-Hydraulic-Fracturing.pdf?u=keyword%3Dryan>.
- 111 Brian G. Rahm et Susan J. Riha, « Evolving Shale Gas Management: Water Resource Risks, Impacts, and Lessons Learned », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 6, p. 1400-1412, doi:10.1039/C4EM00018H.
- 112 T. A. Al et coll., *A Study of Groundwater Quality from Domestic Wells in the Sussex and Elgin Regions, New Brunswick: With Comparison to Deep Formation Water and Gas from the McCully Gas Field* (en ligne), s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n° 7449, doi:10.4095/292762.
- 113 D. J. Rozell et S. J. Reaven, « Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale », *Risk Analysis* (en ligne), 2012, vol. 32, p. 1382-1393, doi:10.1111/j.1539-6924.2011.01757.x.

114

- a. Sally Entrekin et coll., « Rapid Expansion of Natural Gas Development Poses a Threat to Surface Waters », *Frontiers in Ecology and the Environment* (en ligne), 2011, vol. 9, n° 9, p. 503-511, doi:10.1890/110053.
- b. Robert B. Jackson et coll., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362, <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.
- c. B. A. Silliman et E. Myers Toman, « Quantification of Gravel Rural Road Sediment Production », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014, <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFM.H51G0691S>.
- d. B. J. Austin et coll., « Stream Primary Producers Relate Positively to Watershed Natural Gas Measures in North-Central Arkansas Streams », *Science of the Total Environment* (en ligne), 1 octobre 2015, vol. 525, p. 54-64, doi:10.1016/j.scitotenv.2015.05.030.
- e. Yusuke Kuwayama et coll., « Water Quality and Quantity Impacts of Hydraulic Fracturing », *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* (en ligne), 2015, vol. 2, n° 1, p. 17-24, doi:10.1007/s40518-014-0023-4.

115

- a. Jessica M. Wilson et Jeanne M. Van Briesen, « Source Water Changes and Energy Extraction Activities in the Monongahela River, 2009-2012 », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, no 21, p. 12575-12582, doi:10.1021/es402437n.
- b. Nancy E. McTigue et coll., « Occurrence and Consequences of Increased Bromide in Drinking Water Sources », *Journal - American Water Works Association* (en ligne), 2014, vol. 106, no 11, E492-E508, <http://www.awwa.org/publications/journal-awwa/abstract/articleid/47434302.aspx>.
- c. Jennifer S. Harkness et coll., « Halogens in Oil and Gas Production-Associated Wastewater », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014, <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFM.H23C0891H>.
- d. Jennifer S. Harkness et coll., « Iodide, Bromide, and Ammonium in Hydraulic Fracturing and Oil and Gas Wastewaters: Environmental Implications », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, p. 1955-1963, doi:10.1021/es504654n.
- e. Matthew S. Landis et coll., « The Impact of Commercially Treated Oil and Gas Produced Water Discharges on Bromide Concentrations and Modeled Brominated Trihalomethane Disinfection Byproducts at Two Downstream Municipal Drinking Water Plants in the Upper Allegheny River, Pennsylvania, USA », *Science of the Total Environment* (en ligne), 2016, vol. 542, partie A, p. 505-520, <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.10.074>.
- f. États-Unis, Environmental Protection Agency, Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft) (en ligne), Washington (D.C.), U.S. Environmental Protection Agency, 2015, <http://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recorddisplay.cfm?deid=244651>.

116

- a. Lara O. Haluszczak et coll., « Geochemical Evaluation of Flowback Brine from Marcellus Gas Wells in Pennsylvania, USA », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2013, vol. 28, p. 55-61, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2012.10.002>.



- b. Jean-Philippe Nicot et Bridget R. Scanlon. « Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. », *Environmental Science and Technology* (en ligne), 2012, vol. 46, p. 3580-3586. Dans Internet : http://www.beg.utexas.edu/water-energy/docs/Nicot+Scanlon_ES&T_March2012_es204602t+SI.pdf.
- c. Heather Cooley et Kristina Donnelly, *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction* (en ligne), Oakland (Cal.), Pacific Institute, 2012, <http://pacinst.org/wp-content/uploads/sites/21/2014/04/fracking-water-sources.pdf>.
- d. Elise Barbot et coll., « Spatial and Temporal Correlation of Water Quality Parameters of Produced Waters from Devonian-Age Shale following Hydraulic Fracturing », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 6, p. 2562-2569, doi:10.1021/es304638h.
- e. Kyle J. Bibby et coll., « Suggested Reporting Parameters for Investigations of Wastewater from Unconventional Shale Gas Extraction », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 23, p. 13220-13221, doi:10.1021/es404960z.
- f. Kelechi N. Agim, *Analysis of Water Based Fracture Fluid Flowback to Determine Fluid/Shale Chemical Interaction* (en ligne), Mémoire de maîtrise, Texas A & M University, 2014, <http://hdl.handle.net/1969.1/154200>.
- g. Victor N. Balashov et coll., « A Model Describing Flowback Chemistry Changes with Time after Marcellus Shale Hydraulic Fracturing », *AAPG Bulletin* (en ligne), 2015, vol. 99, n° 1, p. 143-154, <http://www3.geosc.psu.edu/~jte2/references/link171.pdf>.
- h. Rosemary C. Capo et coll., « The Strontium Isotopic Evolution of Marcellus Formation Produced Waters, Southwestern Pennsylvania », *International Journal of Coal Geology* (en ligne), 2014, vol. 126, p. 57-63, <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.010>.
- i. Blythe Lyons, *Produced Water: Asset or Waste?* (en ligne), Washington (D.C.), Atlantic Council, 2014, http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/Produced_Water_Asset_or_Waste.pdf.
- j. Samuel J. Maguire-Boyle et Andrew R. Barron, « Organic Compounds in Produced Waters from Shale Gas Wells », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 10, p. 2237-2248, doi:10.1039/C4EM00376D.
- k. William H. Orem et coll., « Organic Substances in Produced and Formation Water from Unconventional Natural Gas Extraction in Coal and Shale », *International Journal of Coal Geology* (en ligne), 2014, vol. 126, p. 20-31, doi:10.1016/j.coal.2014.01.003.
- l. Ashkan Zolfaghari Sharak et coll., *Understanding the Origin of Flowback Salts: A Laboratory and Field Study* (en ligne), SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary (Alb.), 30 septembre-2 octobre 2014, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171647-MS>.
- m. Denise M. Akob et coll., « Organic and Inorganic Composition and Microbiology of Produced Waters from Pennsylvania Shale Gas Wells », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 60, p. 116-125, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.04.011>.
- n. Eugenio-Felipe U. Santillan et coll., « The Effects of Biocide Use on the Microbiology and Geochemistry of Produced Water in the Eagle Ford Formation, Texas, U.S.A. », *Journal of Petroleum Science and Engineering* (en ligne), 2015, vol. 135, p. 1-9, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.028>.

- o. Franziska D. H. Wilke et coll., « Induced Mobility of Inorganic and Organic Solutes from Black Shales Using Water Extraction: Implications for Shale Gas Exploitation », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 63, p. 158-168, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.07.008>
- 117 Robert B. Jackson et coll., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362, <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.
- 118
- a. Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- b. Mohan Jiang et coll., « Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 3, p. 1911-1920, doi:10.1021/es4047654.
- c. Blythe Lyons, *Produced Water: Asset or Waste?* (en ligne), Washington (D.C.), Atlantic Council, 2014, http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/Produced_Water_Asset_or_Waste.pdf.
- d. Meagan S. Mauter et coll., « Regional Variation in Water-Related Impacts of Shale Gas Development and Implications for Emerging International Plays », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 15, p. 8298-8306, doi:10.1021/es405432k.
- e. Yusuke Kuwayama et coll., « Water Quality and Quantity Impacts of Hydraulic Fracturing », *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* (en ligne), 2015, vol. 2, n° 1, p. 17-24, doi:10.1007/s40518-014-0023-4.
- f. Dan Mueller, *Treatment and Permitting of Produced Water for Discharge to Surface Water* (en ligne), SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 3-5 février 2015, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173366-MS>.
- 119 États-Unis, Environmental Protection Agency, *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry* (en ligne), U.S. Environmental Protection Agency, 2015, <http://www.epa.gov/eg/unconventional-extraction-oil-and-gas-industry>.
- 120
- a. Tom Al et coll., *Opinion: Potential Impact of Shale Gas Exploitation on Water Resources* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Université du Nouveau-Brunswick, avril 2012, <http://www.unb.ca/initiatives/shalegas/shalegas.pdf>.
- b. Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- 121 *What New Brunswick Needs to Safely Manage Wastewaters from Oil & Natural Gas Development: Smarter Regulations and Better Communication* (en ligne), s.l., Alliance pétrolière du Nouveau-Brunswick et Association canadienne des producteurs pétroliers, 2015, p. 6, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/541dew89f6r-aaafde7d685f674cb792e99ac7a0c454.pdf>.



122

- a. William Beaver, « Environmental Concerns in Marcellus Shale », *Business and Society Review* (en ligne), 2014, vol. 119, p. 125-146, doi:10.1111/basr.12027.
- b. Can He et coll., « Management of Marcellus Shale Produced Water in Pennsylvania: A Review of Current Strategies and Perspectives », *Energy Technology* (en ligne), 2014, vol. 2, p. 968-976, doi:10.1002/ente.201402060.
- c. G. Ma et coll., « Review of Flowback and Produced Water Management, Treatment, and Beneficial Use for Major Shale Gas Development Basins », *Shale Energy Engineering* (en ligne), 2014, p. 53-62, doi:10.1061/9780784413654.006.

123

- a. Jean-Philippe Nicot et Bridget R. Scanlon, « Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. », *Environmental Science and Technology* (en ligne), 2012, vol. 46, p. 3580-3586, http://www.beg.utexas.edu/water-energy/docs/Nicot+Scanlon_ES&T_March2012_es204602t+SI.pdf.
- b. Arjun Sareen et coll., *Successful Slickwater Fracturing in Ultrahigh TDS Produced Water by Environmentally Preferred Friction Reducer* (en ligne), International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaisie, 10-12 décembre 2014, https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-17824-MS?sort=recent&start=70&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10.
- c. Nicholas J. Kuzmyak, *Evaluation of Friction Reducers for Use in Recycled Fracturing Flowback and Produced Water* (en ligne), Mémoire de maîtrise, University of Texas at Austin, 2014, <https://utexas-ir.tdl.org/bitstream/handle/2152/31756/KUZMYAK-THESIS-2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

124 D. B. Burnett et coll., *Achieving Water Quality Required for Fracturing Gas Shales: Cost Effective Analytic and Treatment Technologies* (en ligne), SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, 13-15 avril 2015, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173717-MS>.

125

- a. Paul Ziemkiewicz et coll., *Zero Discharge Water Management for Horizontal Shale Gas Well Development* (en ligne), s.l., U.S. Department of Energy, 2012, <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/Natural%20Gas/shale%20gas/fe0001466-final-report.pdf>.
- b. D. J. Price et M. A. Travers, *Zero Discharge Water Management for Hydrofracturing Activities: A Brief Synopsis of the Concept* (en ligne), ASTM Subcommittee D18.26 on Hydraulic Fracturing, 2013, http://www.astm.org/COMMIT/images/6H_Travers_ENVIRON_2_ZERO_WATER_DISCHARGE_ASTM_29-JAN-13.pdf.

126

- a. Alex K. Manda et coll., « Evolution of Multi-Well Pad Development and Influence of Well Pads on Environmental Violations and Wastewater Volumes in the Marcellus Shale (USA) », *Journal of Environmental Management* (en ligne), 2014, vol. 142, p. 36-45, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2014.04.011>.

- b. M. Mauter et V. Palmer, « Expert Elicitation of Trends in Marcellus Oil and Gas Wastewater Management », *Journal of Environmental Engineering* (en ligne), 2014, vol. 140, n° 5, B4014004, doi:10.1061/(ASCE)EE.1943-7870.0000811.

127

- a. Melissa Stark et coll., *Water and Shale Gas Development: Leveraging the US Experience in New Shale Developments* (en ligne), s.l., Accenture, 2012, <https://www.accenture.com/us-en>.
- b. L. Yang et coll., « Optimization Models for Shale Gas Water Management », *AIChE Journal* (en ligne), 2014, vol. 60, n° 10, p. 3490-3501, doi:10.1002/aic.14526.
- c. Linlin Yang et coll., « Investment Optimization Model for Freshwater Acquisition and Wastewater Handling in Shale Gas Production », *AIChE Journal* (en ligne), 2015, vol. 61, n° 6, p. 1770-1782, doi:10.1002/aic.14804.

128

- a. S. L. Brantley, "Drinking Water While Fracking: Now and in the Future," *Groundwater* (en ligne), 2015, vol. 53, n° 1, p. 21-23, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/25713828>.
- b. E. Charles Wunz, *Summary of Shale Gas Wastewater Treatment and Disposal in Pennsylvania* (en ligne), State College (Pa.), Wunz Associates, LLC, 2014, http://www.sgcc.org/uploads/8/4/3/1/8431164/marcellus_shale_wastewater_mgmt_report_2015_update.pdf.

129 Centre d'Atlantica pour l'énergie, *Wastewater from Natural Gas Development: Treatment Options for New Brunswick and Nova Scotia* (en ligne), Saint John (N.-B.), Centre d'Atlantica pour l'énergie, 2015, <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/7xx2qhbyb9-ceaac51dbc62c6f07bb5f7aa4376bc07.pdf>.

130

- a. Evan Hansen et coll., *Water Resource Reporting and Water Footprint from Marcellus Shale Development in West Virginia and Pennsylvania* (en ligne), San Jose (Cal.), Downstream Strategies, 2013, http://www.downstream-strategies.com/documents/reports_publication/marcellus_wv_pa.pdf.
- b. Brian G. Rahm et Susan J. Riha, « Evolving Shale Gas Management: Water Resource Risks, Impacts, and Lessons Learned », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 6, p. 1400-1412, doi:10.1039/C4EM00018H.

131 Yusuke Kuwayama et coll., « Water Quality and Quantity Impacts of Hydraulic Fracturing », *Current Sustainable/ Renewable Energy Reports* (en ligne), 2015, vol. 2, n° 1, p. 17-24, doi:10.1007/s40518-014-0023-4.

132 Robert B. Jackson et coll., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362, <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.

133 Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.



134

- a. Manoj Jha et Daniel Fernandez, « Shale Gas Extraction and Water Consumption in North Carolina: A Primer », *American Journal of Engineering and Applied Sciences* (en ligne), 2014, vol. 7, n° 1, p. 165-170, <http://thesci-pub.com/abstract/10.3844/ajeassp.2014.165.170>.
 - b. Matthew Shank et Jay Stauffer, « Land Use and Surface Water Withdrawal Effects on Fish and Macroinvertebrate Assemblages in the Susquehanna River Basin, USA », *Journal of Freshwater Ecology* (en ligne), 2014, vol. 30, n° 2, p. 229-248, <http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/02705060.2014.959082>.
- 135 Laura C. Best et Christopher S. Lowry, « Quantifying the Potential Effects of High-Volume Water Extractions on Water Resources during Natural Gas Development: Marcellus Shale, NY », *Journal of Hydrology: Regional Studies* (en ligne), 2014, vol. 1, p. 1-16, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejrh.2014.05.001>.
- 136 Tom Al et coll., *Opinion: Potential Impact of Shale Gas Exploitation on Water Resources* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Université du Nouveau-Brunswick, avril 2012, <http://www.unb.ca/initiatives/shalegas/shalegas.pdf>.
- 137 Corridor Resources Inc., observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 12 août 2015, <https://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/5q41a2rcnmi-c5b23500feb39403f187a-f3604289a99.pdf>.
- 138 Nouvelle-Écosse, Ministère de l'Énergie, *Report of the Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing* (en ligne), s.l., Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014, p. 308, <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/Report%20of%20the%20Nova%20Scotia%20Independent%20Panel%20on%20Hydraulic%20Fracturing.pdf>.
- 139 Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick, *L'Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick* (en ligne), <http://institutdelenergienb.ca/sites/default/files/L%2527Institut%20de%20l%2527Energie%20Nouveau-Brunswick%20%2528l%2527NB%2529.pdf>.
- 140 David Armanini et coll., *Environmental Flows Guidelines for Resource Development in New Brunswick* (en ligne), 2015, « Energy Institute Technical Report », n° 2015-01, <http://nbenergyinstitute.ca/energy-science/reports-resources>.
- 141
- a. Annmarie G. Carlton et coll., « The Data Gap: Can a Lack of Monitors Obscure Loss of Clean Air Act Benefits in Fracking Areas? », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 2, p. 893-894, doi:10.1021/es405672t.
 - b. R. A. Field et coll., « Air Quality Concerns of Unconventional Oil and Natural Gas Production », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, p. 954-969, doi:10.1039/C4EM00081A.
 - c. Taylor R. Macy et coll., « Carbon Footprint Analysis of Source Water for Hydraulic Fracturing: A Case Study of Mine Water Versus Freshwater », *Mine Water and the Environment* (en ligne), vol. 34, n° 1, p. 20-30, doi:10.1007/s10230-014-0291-7.
 - d. Christopher W. Moore et coll., « Air Impacts of Increased Natural Gas Acquisition, Processing, and Use: A Critical Review », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 15, p. 8349-8359, doi:10.1021/es4053472.

- e. M. McCawley et coll., « Air Contaminants Associated with Potential Respiratory Effects from Unconventional Resource Development Activities », *Seminars in Respiratory and Critical Care Medicine* (en ligne), 2015, vol. 36, n° 3, p. 379-387, doi:10.1055/s-0035-1549453.
- f. E. P. Olaguer et coll., « Updated Methods for Assessing the Impacts of Nearby Gas Drilling and Production on Neighborhood Air Quality and Human Health », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2016, vol. 66, n° 2, p. 173-183, doi:10.1080/10962247.2015.1083914.
- 142
- a. Whitney Oswald et coll., « Using Growth and Decline Factors to Project VOC Emissions from Oil and Gas Production », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2015, vol. 65, n° 1, p. 64-73, doi:10.1080/10962247.2014.960104.
- b. Anirban A. Roy et coll., « Air Pollutant Emissions from the Development, Production, and Processing of Marcellus Shale Natural Gas », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2014, vol. 64, n° 1, p. 19-37, doi:10.1080/10962247.2013.826151.
- 143
- a. Association canadienne des producteurs pétroliers, *Update on Fugitive Leak Emission Factors* (en ligne), Calgary (Alb.), l'Association, 2014, <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/238773>.
- b. David R. Tyner et Matthew R. Johnson, « Emission Factors for Hydraulically Fractured Gas Wells Derived Using Well-and Battery-Level Reported Data for Alberta, Canada », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 24, p. 14227-14781, doi:10.1021/es502815b.
- 144
- a. Gabrielle Pétron et coll., « A New Look at Methane and Nonmethane Hydrocarbon Emissions from Oil and Natural Gas Operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* (en ligne), 2014, vol. 119, p. 6836-6852, doi:10.1002/2013JD021272.
- b. Daniel Zavala-Araiza et coll., « Atmospheric Hydrocarbon Emissions and Concentrations in the Barnett Shale Natural Gas Production Region », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 9, p. 5314-5321, doi:10.1021/es405770h.
- 145 Alisa Rich et coll., « An Exploratory Study of Air Emissions Associated with Shale Gas Development and Production in the Barnett Shale », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2014, vol. 64, n° 1, p. 61-72, doi:10.1080/10962247.2013.832713.
- 146 S. A. Entekin et coll., « Stream Vulnerability to Widespread and Emergen Stressors: A Focus on Unconventional Oil and Gas », *PLoS One* (en ligne), 2015, vol. 10, n° 9, e1037416, doi:10.1371/journal.pone.0137416.
- 147 A. A. Watson et coll., *Methods for the Development of Biodiversity Information Systems for Exploration Projects in the Oil and Gas Industry* (en ligne), SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference, Bogota, Colombie, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-174153-MS>.
- 148 Joseph Northrup et George Wittemyer, « Characterising the Impacts of Emerging Energy Development on Wildlife, with an Eye Towards Mitigation », *Ecology Letters* (en ligne), 2013, vol. 16, p. 112-125, doi:10.1111/ele.12009.



149

- a. Qingmin Meng et Steve Ashby, « Distance: A Critical Aspect for Environmental Impact Assessment of Hydraulic Fracking », *The Extractive Industries and Society* (en ligne), 2014, vol. 1, n° 2, p. 124-126, <http://dx.doi.org/10.1016/j.exis.2014.07.004>.
 - b. T. Murtha Jr. et coll., « Unconventional Tools for an Unconventional Resource: Community and Landscape Planning for Shale in the Marcellus Region », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014, résumé n° PA23A-4022, <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFMPA23A4022M>.
 - c. Claudia Baranzelli et coll., « Scenarios for Shale Gas Development and their Related Land Use Impacts in the Baltic Basin, Northern Poland », *Energy Policy* (en ligne), 2015, vol. 84, p. 80-95, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.032>.
- 150 T. A. Al et coll., *A Study of Groundwater Quality from Domestic Wells in the Sussex and Elgin Regions, New Brunswick: With Comparison to Deep Formation Water and Gas from the McCully Gas Field* (en ligne), s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n° 7449, doi:10.4095/292762.
- 151 Diana B. Loomer et Kerry T. B. MacQuarrie, *A Baseline Assessment of Domestic Well Water Quality in Potential Shale Gas Regions of New Brunswick: 2015 Interim Progress Report* (en ligne), Fredericton, Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick, 2015, http://nbenergyinstitute.ca/sites/default/files/BaselineGroundwater_progress_final_May6_2015/index.html.
- 152 Rob Westaway et Paul L. Younger, « Quantification of Potential Macroseismic Effects of the Induced Seismicity that Might Result from Hydraulic Fracturing for Shale Gas Exploitation in the UK », *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology* (en ligne), 2014, doi:10.1144/qjegh2014-011.
- 153 Robert B. Jackson et coll., « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362, <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>.
- 154
- a. Kimia Mortezaei et Farshid Vahedifard, « Numerical Simulation of Induced Seismicity Due to Hydraulic Fracturing of Shale Gas Reservoirs », *Shale Energy Engineering* (en ligne), 2014, p. 265-272, doi:10.1061/9780784413654.028.
 - b. S. C. Maxwell et coll., « Geomechanical Modeling of Induced Seismicity Resulting from Hydraulic Fracturing », *The Leading Edge* (en ligne), 2015, vol. 34, n° 6, p. 678-683, doi:10.1190/tle34060678.1.
 - c. J. Rutqvist et coll., *Comparison of Injection-Induced Fault Reactivation and Seismicity in CO₂ Sequestration and Shale-gas Fracturing* (en ligne), 49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco (Cal.), 28 juin-1 juillet 2015, <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-556>.
- 155 Gert Zöller et Matthias Holschneider, « Induced Seismicity: What is the Size of the Largest Expected Earthquake? », *Bulletin of the Seismological Society of America* (en ligne), 14 octobre 2014, doi:10.1785/0120140195.

- a. J. P. Verdon et coll., *Physical and Statistical Modeling of Injection Induced Seismicity* (en ligne), 2015 SEG Annual Meeting, La Nouvelle-Orléans, Louisiane, 18-23 octobre 2015, https://www.onepetro.org/conference-paper/SEG-2015-5911615?sort=recent&start=0&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100.
 - b. Cornelius Langenbruch et Serge A. Shapiro, « Quantitative Analysis of Rock Stress Heterogeneity: Implications for the Seismogenesis of Implications for the Seismogenesis of Fluid-Injection-Induced Seismicity », *GEOPHYSICS* (en ligne), 2015, vol. 80, n° 6, WC73-WC88, doi:10.1190/geo2015-0061.1.
- 157 Robert Skoumal et coll., « Distinguishing Induced Seismicity from Natural Seismicity in Ohio: Demonstrating the Utility of Waveform Template Matching », *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (en ligne), 2015, vol. 120, n° 9, p. 6284-6296, doi:10.1002/2015JB012265.
- 158 . Lavoie et coll., *Shale Gas Research at the Geological Survey of Canada with a Focus on New Brunswick Activities* (en ligne), Conférence Exploration et exploitation minière et pétrolière au Nouveau-Brunswick 2013, Fredericton (N.-B.), 3-5 novembre 2013, <http://geoscan.nrcan.gc.ca/starweb/geoscan/servlet.starweb?path=geoscan/fulle.web&search1=R=292905>.
- 159 M. Lamontagne and D. Lavoie, *Report on the Monitoring of Micro-Earthquakes during the Hydraulic Fracturing Conducted in New Brunswick in August and September 2014*, s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n°7815.
- 160 Greg Goss et coll., *Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins* (en ligne), s.l., Réseau canadien de l'eau, 2015, <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Goss-et-al.-2015-CWN-Report-Unconventional-Wastewater-Management.pdf?u=keyword%3Dgoss>.
- 161 Fundy Engineering Ltd. (représentant : Tim Ryan), observation soumise à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 16 octobre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/fracture-stimulationflow-back-water-treatment-project-phase-i-by-fundy-engineering>.
- 162 Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa, le Conseil, 2014, p. 167, http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf.
- 163 John Cherry, présentation à la Commission du N.-B. sur la fracturation hydraulique, le 17 novembre 2015, <https://www.nbchf-cnbfh.ca/submission/presentation-by-dr-john-cherry-to-the-commission>.



Bibliographie

AGIM, Kelechi N. *Analysis of Water Based Fracture Fluid Flowback to Determine Fluid/Shale Chemical Interaction* (en ligne), Mémoire de maîtrise, Texas A & M University, 2014. Dans Internet : <http://hdl.handle.net/1969.1/154200>

AKOB, Denise M., Isabelle M. COZZARELLI, Darren S. DUNLAP, Elisabeth L. ROWAN et Michelle M. LORAH. « Organic and Inorganic Composition and Microbiology of Produced Waters from Pennsylvania Shale Gas Wells », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 60, p. 116-125. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.04.011>

AL, T. A., J. LEBLANC et S. PHILLIPS. *A Study of Groundwater Quality from Domestic Wells in the Sussex and Elgin Regions, New Brunswick: With Comparison to Deep Formation Water and Gas from the McCully Gas Field* (en ligne), s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n° 7449. Dans Internet : [doi:10.4095/292762](https://doi.org/10.4095/292762)

AL, Tom, Karl BUTTLER, Rick CUNJAK et Kerry MACQUARRIE. *A Study of Groundwater Quality from Domestic Wells in the Sussex and Elgin Regions, New Brunswick: With Comparison to Deep Formation Water and Gas from the McCully Gas Field* (en ligne), s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n° 7449. Dans Internet : [doi:10.4095/292762](https://doi.org/10.4095/292762)

ARMANINI, David, Daniele DEMARTINI, Almudena IDIGORAS CHAUMEL, Tommi LINNANSAARI, Wendy MONK, Andre ST-HILAIRE et R. Allen CURRY. *Environmental Flows Guidelines for Resource Development in New Brunswick* (en ligne), 2015, « Energy Institute Technical Report », n° 2015-01. Dans Internet : <http://nbenergyinstitute.ca/energy-science/reports-resources>

ASSOCIATION CANADIENNE DES PRODUCTEURS PÉTROLIERS. *Update on Fugitive Leak Emission Factors* (en ligne), Calgary (Alb.), l'Association, 2014. Dans Internet : <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/238773>

AUSTIN, B. J., N. HARDGRAVE, E. INLANDER, C. GALLIPEAU, S. ENTREKIN et M. A. EVANS-WHITE. « Stream Primary Producers Relate Positively to Watershed Natural Gas Measures in North-Central Arkansas Streams », *Science of the Total Environment* (en ligne), 1 octobre 2015, vol. 525, p. 54-64. Dans Internet : [doi:10.1016/j.scitotenv.2015.05.030](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.05.030)

BALASHOV, Victor N., Terry ENGELDER, Xin GU, Matthew S. FANTLE et Susan L. BRANTLEY. « A Model Describing Flowback Chemistry Changes with Time after Marcellus Shale Hydraulic Fracturing », *AAPG Bulletin* (en ligne), 2015, vol. 99, n° 1, p. 143-154. Dans Internet : <http://www3.geosc.psu.edu/~jte2/references/link171.pdf>

BALDASSARE, Fred J., Mark A. MCCAFFREY et John A. HARPER. « A Geochemical Context for Stray Gas Investigation in the Northern Appalachian Basin: Implications of Analyses of Natural Gases from Neogene-Through Devonian-Age Strata Pennsylvania », *AAPG Bulletin* (en ligne), février 2014. Dans Internet : [doi:10.1306/06111312178](https://doi.org/10.1306/06111312178)

BARANZELLI, Claudia, Ine VANDECASTEELE, Ricardo RIBEIRO BARRANCO, Ines MARI I RIVERO, Nathan PELLETIER, Okke BATELAAN et Carlo LAVALLE. « Scenarios for Shale Gas Development and their Related Land Use Impacts in the Baltic Basin, Northern Poland », *Energy Policy* (en ligne), 2015, vol. 84, p. 80-95. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.032>

BARBOT, Elise, Natasa S. VIDIC, Kelvin B. GREGORY et Radisav D. VIDIC. « Spatial and Temporal Correlation of Water Quality Parameters of Produced Waters from Devonian-Age Shale following Hydraulic Fracturing », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 6, p. 2562-2569. Dans Internet : [doi:10.1021/es304638h](https://doi.org/10.1021/es304638h)

BEAVER, William. « Environmental Concerns in Marcellus Shale », *Business and Society Review* (en ligne), 2014, vol. 119, p. 125-146. Dans Internet : doi:10.1111/basr.12027

BENZ, Harley M., Nicole D. MCMAHON, Richard C. ASTER, Daniel E. MCNAMARA et David B. HARRIS. « Hundreds of Earthquakes Per Day: The 2014 Guthrie, Oklahoma, Earthquake Sequence », *Seismological Research Letters* (en ligne), 2015, vol. 86, n° 5, p. 1318-1325. Dans Internet : doi:10.1785/0220150019

BEST, Laura C., et Christopher S. LOWRY. « Quantifying the Potential Effects of High-Volume Water Extractions on Water Resources during Natural Gas Development: Marcellus Shale, NY », *Journal of Hydrology: Regional Studies* (en ligne), 2014, vol. 1, p. 1-16. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejrh.2014.05.001>

BHARADWAJ, Lalita. *Shale Gas Development in Canada: Potential Health Risks* (en ligne), présentation à la 33^e Assemblée législative du Yukon, 27 mai 2014. Dans Internet : http://www.legassembly.gov.yk.ca/pdf/rbhf_Bharadwaj_-_Presentation.pdf

BIBBY, Kyle J., Susan L. BRANTLEY, Danny D. REIBLE, Karl G. LINDEN, Paula J. MOUSER, Kelvin B. GREGORY, Brian R. ELLIS et Radisav D. VIDIC. « Suggested Reporting Parameters for Investigations of Wastewater from Unconventional Shale Gas Extraction », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 23, p. 13220-13221. Dans Internet : doi:10.1021/es404960z

BORDELEAU, Genevieve, Christine RIVARD, Denis LAVOIE, Andy MORT, Jason AHAD, Xavier MALET et Xiaomei XU. « Identifying the Source of Methane in Groundwater in a 'Virgin' Area with Regards to Shale Gas Exploitation: A Multi-Isotope Approach », *Procedia Earth and Planetary Science* (en ligne), 2015, vol. 13, p. 219-222. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeps.2015.07.052>

BRANTLEY, S. L. « Drinking Water While Fracking: Now and in the Future », *Groundwater* (en ligne), 2015, vol. 53, n° 1, p. 21-23. Dans Internet : <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/25713828>

BURNETT, D. B., F. M. PLATT et C. E. VAVRA. *Achieving Water Quality Required for Fracturing Gas Shales: Cost Effective Analytic and Treatment Technologies* (en ligne), SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, 13-15 avril 2015. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173717-MS>

CAIRNS, Scott, Honn KAO, Amir Mansour FARAHBOD et David SNYDER. « Preparing to Monitor and Distinguish Natural and Induced Seismicity near Norman Wells, Northwest Territories », *CSEG Recorder* (en ligne), 2014, vol. 39, n° 9. Dans Internet : <http://csegrecorder.com/articles/view/preparing-to-monitor-and-distinguish-natural-and-induced-seismicity>

CANADA. CABINET DU PREMIER MINISTRE. *Lettre de mandat de la ministre des Affaires autochtones et du Nord* (en ligne), Ottawa (Ont.), Cabinet du Premier ministre, signé par le très hon. Justin Trudeau, c.p., député, 2015. Dans Internet : <http://pm.gc.ca/fra/lettre-de-mandat-de-la-ministre-des-affaires-autochtones-et-du-nord>

CANADA. STATISTIQUE CANADA. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – Préliminaire 2013* (en ligne), Ottawa, Ministre de l'Industrie, 2015. Produit n° 57-003-X au catalogue de Statistique Canada. Dans Internet : <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-003-x/57-003-x2015002-fra.htm>

CAPO, Rosemary C., Brian W. STEWART, Elisabeth L. ROWAN, Courtney A. KOLESAR KOHL, Andrew J. WALL, Elizabeth C. CHAPMAN, Richard W. HAMMACK et Karl T. SCHROEDER. « The Strontium Isotopic Evolution of Marcellus Formation Produced Waters, Southwestern Pennsylvania », *International Journal of Coal Geology* (en ligne), 2014, vol. 126, p. 57-63. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.010>



CARLTON, Annmarie G., Eleana LITTLE, Michael MOELLER, Stella ODOYO et Paul B. SHEPSON. « The Data Gap: Can a Lack of Monitors Obscure Loss of Clean Air Act Benefits in Fracking Areas? », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 2, p. 893-894. Dans Internet : doi:10.1021/es405672t

CARPENTER, Seth, Zhenming WANG et Edward W. WOOLERY. *Monitoring Microseismicity Around Wastewater Injection Wells and at the Onset of Unconventional Oil and Gas Production in the Rome Trough, Eastern Kentucky* (en ligne), AAPG Eastern Section Meeting, Indianapolis (Ind.), 20-22 septembre 2015. Dans Internet : <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2015/90218es/abstracts/21.html>

CAULTON, Dana R., Paul B. SHEPSON, Renee L. SANTORO, Jed P. SPARKS, Robert W. HOWARTH, Anthony R. INGRAFFEA, Maria O. L. CAMBALIZA, Colm SWEENEY, Anna KARION, Kenneth J. DAVIS, Brian H. STIRM, Stephen A. MONTZKA et Ben R. MILLER. « A Toward a Better Understanding and Quantification of Methane Emissions from Shale Gas Development », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 17, p. 6237-6242. Dans Internet : doi:10.1073/pnas.1316546111

CENTER FOR BIOLOGICAL DIVERSITY, PHYSICIANS FOR SOCIAL RESPONSIBILITY – LOS ANGELES, COMMUNITIES FOR A BETTER ENVIRONMENT et CENTER ON RACE, POVERTY AND THE ENVIRONMENT. *Air Toxics One-Year Report: Oil Companies Used Millions of Pounds of Air-Polluting Chemicals in Los Angeles Basin Neighborhoods* (en ligne), juin 2014. Dans Internet : http://www.biologicaldiversity.org/campaigns/california_fracking/pdfs/14_6_9_Air_Toxics_One_Year_Report.pdf

CENTRE D'ATLANTICA POUR L'ÉNERGIE. *Wastewater from Natural Gas Development: Treatment Options for New Brunswick and Nova Scotia* (en ligne), Saint John (N.-B.), Centre d'Atlantica pour l'énergie, 2015. Dans Internet : <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/7xx2qhbby9-ceaac51dbc62c6f07bb5f7aa4376bc07.pdf>

CHAPMAN, M. J., L. N. GURLEY et S. A. FITZGERALD. *Baseline Well Inventory and Groundwater-Quality Data from a Potential Shale Gas Resource Area in Parts of Lee and Chatham Counties, North Carolina, October 2011-August 2012* (en ligne), s.l., U.S. Geological Survey, 2014, « Data Series », n° 861. Dans Internet : <http://pubs.usgs.gov/ds/0861/>

« Chesapeake: 11 Percent of Water Wells Contain Methane Before Drilling », *The State Journal* (en ligne), 2012. Dans Internet : <http://www.statejournal.com/Global/story.asp?S=15782529>

CHESAPEAKE ENERGY. *Produced Formation Water Sample Results from Shale Plays* (en ligne), Environmental Protection Agency Hydraulic Fracturing Technical Workshop, 2011. Dans Internet : <http://www.epa.gov/hfstudy/produced-formation-water-sample-results-shale-plays>

CHRISTIAN, Kayla M., Laura K. LAUTZ, Gregory D. HOKE, Donald I. SIEGEL, Zunli LU et John KESSLER. « Methane Occurrence is Associated with Sodium-Rich Valley Waters in Domestic Wells Overlying the Marcellus Shale in New York State », *Water Resources Research* (en ligne), janvier 2016. Dans Internet : doi:10.1002/2015WR017805

CLEAN ENERGY CANADA. *Tracking the Energy Revolution – Canada 2015* (en ligne), Simon Fraser University Centre for Dialogue, 2015. Dans Internet : http://cleanenergycanada.org/trackingtherevolution-canada/2015/?utm_source=TTR2015&utm_medium=TTR2015&utm_campaign=TTR2015

COLBORN, Theo, Carol KWIATKOWSKI, Kim SCHULTZ et Mary BACHRAN. « Natural Gas Operations from a Public Health Perspective », *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal* (en ligne), 2011, vol. 17, n° 5, p. 1039-1056. Dans Internet : doi:10.1080/10807039.2011.605662

COLBORN, Theo, Kim SCHULTZ, Lucille HERRICK et Carol KWIATKOWSKI. « An Exploratory Study of Air Quality Near Natural Gas Operations », *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal* (en ligne), 2014, vol. 20, n° 1, p. 86-105. Dans Internet : doi:10.1080/10807039.2012.749447

COLORADO. OIL AND GAS CONSERVATION COMMISSION. *Well Water Analytical Results (Bracken Property)* (en ligne), 2008. Dans Internet : http://cogcc.state.co.us/Announcements/Bracken_Data.pdf

COLORADO. SCHOOL OF PUBLIC HEALTH. *Environmental and Health Monitoring Study Final Design Battlement Mesa, Garfield County Colorado* (en ligne), décembre 2011. Dans Internet : <http://www.garfield-county.com/environmental-health/battlement-mesa-health-impact-assessment-ehms.aspx>

CONSEIL CANADIEN DES MINISTRES DE L'ENVIRONNEMENT. *Définitions et principes pancanadiens pour les effets cumulatifs* (en ligne), 2014, publication n° PN 1541. Dans Internet : <http://www.ccme.ca/fr/resources/ee.html>

CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. *La gestion durable des eaux souterraines au Canada* (en ligne), Ottawa (Ont.), Comité d'experts sur les eaux souterraines au Canada, Conseil des académies canadiennes, 2009. Dans Internet : [http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/\(2009-05-11\)%20gw%20rapport.pdf](http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/groundwater/(2009-05-11)%20gw%20rapport.pdf)

CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada* (en ligne), Ottawa (Ont.), 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, 2014. Dans Internet : http://sciencepourlepublic.ca/uploads/fr/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/shale%20gas/shalegas_fullreportfr.pdf

CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES. *Technology and Policy Options for a Low-Emission Energy System in Canada* (en ligne), Ottawa (Ont.), Comité d'experts sur la consommation énergétique et les changements climatiques, Conseil des académies canadiennes, 2015. Dans Internet : http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/magna/energyuse_fullreport_en.pdf

Contaminant Characterization of Effluent from Pennsylvania Brine Treatment Inc., Josephine Facility: Implications for Disposal of Oil and Gas Flowback Fluids from Brine Treatment Plants (en ligne), EPA Hydraulic Fracturing Study Technical Workshop 3, Fate and Transport, EPA Potomac Yards Conference Facility, 28-29 mars 2011. Dans Internet : <http://www.epa.gov/hfstudy/contaminant-characterization-effluent-pennsylvania-brine-treatment-inc-josephine-facility>

COOLEY, Heather, et Kristina DONNELLY. *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction* (en ligne), Oakland (Cal.), Pacific Institute, 2012. Dans Internet : <http://pacinst.org/wp-content/uploads/sites/21/2014/04/fracking-water-sources.pdf>

DELOITTE LLP. *Shale Gas Supply Chain Opportunities in New Brunswick* (en ligne), s.l., Future NB, 2013. Dans Internet : <http://nbenergyinstitute.ca/node/96>

DRAGE, J., et G. W. KENNEDY. *Report of Activities 2013: Methane in Well Water in Nova Scotia* (en ligne), s.l., Ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse, Direction des ressources minérales, 2014. Rapport n° ME 2014-001. Dans Internet : http://novascotia.ca/natr/meb/data/pubs/14re01/14re01_Drage_Kennedy.pdf

DUSSEAULT, Maurice B., Richard E. JACKSON et Daniel MACDONALD. *Towards a Road Map for Mitigating the Rates and Occurrences of Long-Term Wellbore Leakage* (en ligne), Waterloo (Ont.), Université de Waterloo, 2014. Dans Internet : http://geofirma.com/wp-content/uploads/2015/05/lwp-final-report_compressed.pdf

« Économie », *Classement provincial et territorial* (en ligne), Le Conference Board du Canada, mai 2014. Dans Internet : <http://www.conferenceboard.ca/hcp/provincial-fr/economy-fr.aspx>



ENERGY MODELING FORUM. *EMF Report 26: Changing the Game? Emissions and Market Implications of New Natural Gas Supplies* (en ligne), Stanford (Cal.), Stanford University, 2013. Dans Internet : <https://web.stanford.edu/group/emf-research/docs/emf26/Summary26.pdf>

ENTREKIN, S. A., K. O. MALONEY, K. E. KAPO, A. W. WALTERS, M. A. EVANS-WHITE et K. M. KLEMOV. « Stream Vulnerability to Widespread and Emergent Stressors: A Focus on Unconventional Oil and Gas », *PLoS One* (en ligne), 2015, vol. 10, n° 9, e1037416. Dans Internet : doi:10.1371/journal.pone.0137416

ENTREKIN, Sally, Michelle EVANS-WHITE, Brent JOHNSON et Elisabeth HAGENBUCH. « Rapid Expansion of Natural Gas Development Poses a Threat to Surface Waters », *Frontiers in Ecology and the Environment* (en ligne), 2011, vol. 9, n° 9, p. 503-511. Dans Internet : doi:10.1890/110053

ÉTATS-UNIS. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States* (en ligne), Washington (D.C.), U.S. Department of Energy, juin 2013. Dans Internet : <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

ÉTATS-UNIS. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Unconventional Extraction in the Oil and Gas Industry* (en ligne), U.S. Environmental Protection Agency, 2015. Dans Internet : <http://www.epa.gov/eg/unconventional-extraction-oil-and-gas-industry>

ÉTATS-UNIS. NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. *Geomechanical Impacts of Shale Gas Activities* (en ligne), s.l., National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, septembre 2014. Dans Internet : <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/onsite%20research/R-D188-2014Sep-rev11-14.pdf>

ÉTATS-UNIS, U.S. GEOLOGICAL SURVEY. « 6 Facts about Human-caused Earthquakes », *Science Features* (en ligne), 2015. Dans Internet : http://www.usgs.gov/blogs/features/usgs_top_story/6-facts-about-human-caused-earthquakes/

FARWELL, Laura S., Petra B. WOOD, James SHEEHAN et Gregory GEORGE. *Avian Response to Forest Disturbance Associated with Marcellus Shale Gas Development: A Long-Term Case Study of Impacts on Area-Sensitive Species* (en ligne), Ecological Science at the Frontier Annual Meeting, Baltimore (Md.), 9-14 août 2015. Dans Internet : <https://eco.confex.com/eco/2015/webprogram/Paper55077.html>

FIELD, R. A., J. SOLTIS et S. MURPHY. « Air Quality Concerns of Unconventional Oil and Natural Gas Production », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, p. 954-969. Dans Internet : doi:10.1039/C4EM00081A

FRANCIS, O'Sullivan, et Paltsev SERGEY. « Shale Gas Production: Potential versus Actual Greenhouse Gas Emissions », *Environmental Research Letters* (en ligne), 2012, vol. 7, n° 4, 044030. Dans Internet : <http://stacks.iop.org/1748-9326/7/i=4/a=044030>

FRANTZ, Mack W., Petra B. WOOD, James SHEEHAN, Gregory GEORGE, Amy B. WELSH et Steve LATTA. *Response of Louisiana Waterthrush to Shale Gas Development* (en ligne), Ecological Science at the Frontier Annual Meeting, Baltimore (Md.), 9-14 août 2015. Dans Internet : <https://eco.confex.com/eco/2015/webprogram/Paper54735.html>

GOETZ, J. Douglas, Cody FLOERCHINGER, Edward C. FORTNER, Joda WORMHOUDT, Paola MASSOLI, W. Berk KNIGHTON, Scott C. HERNDON, Charles E. KOLB, Eladio KNIPPING, Stephanie L. SHAW et Peter F. DECARLO. « Atmospheric Emission Characterization of Marcellus Shale Natural Gas Development Sites », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 11, p. 7012-7020. Dans Internet : doi:10.1021/acs.est.5b00452

GONO, V., J. E. OLSON et J. F. GALE. *Understanding the Correlation between Induced Seismicity and Wastewater Injection in the Fort Worth Basin* (en ligne), American Rock Mechanics Association 2015, document n° ARMA-2015-419. Dans Internet : https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-419?sort=recent&start=0&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100

GOSS, Greg, Daniel ALESSI, Diana ALLEN, Joel GEHMAN, Jason BRISBOIS, Stefanie KLETKE, Ashkan Zolfaghari SHARAK, Chelsea NOTTE, D. Yvette THOMPSON, Kailun HONG, Victor Renan COVALSKI JUNES, Wladimir BARRO-SO GUEDES DE ARAUJO NETO et Chloe PROSSER. *Unconventional Wastewater Management: A Comparative Review and Analysis of Hydraulic Fracturing Wastewater Management Practices Across Four North American Basins* (en ligne), s.l., Réseau canadien de l'eau, 2015. Dans Internet : <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Goss-et-al.-2015-CWN-Report-Unconventional-Wastewater-Management.pdf?u=-keyword%3Dgoss>

HALUSZCZAK, Lara O., Arthur W. ROSE et Lee R. KUMP. « Geochemical Evaluation of Flowback Brine from Marcellus Gas Wells in Pennsylvania, USA », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2013, vol. 28, p. 55-61. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2012.10.002>

HANSEN, Evan, Dustin MULVANEY et Meghan BETCHER. *Water Resource Reporting and Water Footprint from Marcellus Shale Development in West Virginia and Pennsylvania* (en ligne), San Jose (Cal.), Downstream Strategies, 2013. Dans Internet : http://www.downstreamstrategies.com/documents/reports_publication/marcellus_wv_pa.pdf

HARKNESS, J., N. R. WARNER, G. S. DWYER, W. MITCH et A. VENGOSH. « Halogens in Oil and Gas Production-Associated Wastewater », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014. Dans Internet : <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFM.H23C0891H>

HE, C., T. ZHANG, X. ZHENG, Y. LI, et R. D. VIDIC. « Management of Marcellus Shale Produced Water in Pennsylvania: A Review of Current Strategies and Perspectives », *Energy Technology* (en ligne), 2014, vol. 2, p. 968-976. Dans Internet : [doi:10.1002/ente.201402060](https://doi.org/10.1002/ente.201402060)

HEILWEIL, V. M., P. L. GRIEVE, S. A. HYNEK, S. L. BRANTLEY, D. K. SOLOMON et D. W. RISSER. « Stream Measurements Locate Thermogenic Methane Fluxes in Groundwater Discharge in an Area of Shale-Gas Development », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 7, p. 4057-4065. Dans Internet : [doi:10.1021/es503882b](https://doi.org/10.1021/es503882b)

HEISIG, P. M., et Tia-Marie SCOTT. *Occurrence of Methane in Groundwater of South-Central New York State, 2012 - Systemic Evaluation of a Glaciated Region by Hydrogeologic Setting* (en ligne), s.l., U.S. Geological Survey, 2013, « Scientific Investigations Report », n° 2013-5190. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.3133/sir20135190>

HETHCOAT, Matthew G., et Anna D. CHALFOUN. « Towards a Mechanistic Understanding of Human-Induced Rapid Environmental Change: A Case Study Linking Energy Development, Nest Predation and Predators », *Journal of Applied Ecology* (en ligne), 2015, vol. 52, n° 6, p. 1492-1499. Dans Internet : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/1365-2664.12513/abstract>

HORTON, S. « Disposal of Hydrofracking Waste Fluid by Injection into Subsurface Aquifers Triggers Earthquake Swarm in Central Arkansas with Potential for Damaging Earthquake », *Seismological Research Letters* (en ligne), 2012, vol. 83, n° 2, p. 250-260, [doi:10.1785/gssrl.83.2.250](https://doi.org/10.1785/gssrl.83.2.250). Dans Internet : <http://srl.geoscienceworld.org/content/83/2/250>

HOWARTH, R. W., A. INGRAFFEA et T. ENGELDER. « Natural Gas: Should Fracking Stop? », *Nature* (en ligne), 2011, vol. 477, n° 7364, p. 271-275. Dans Internet : [doi:10.1038/477271a](https://doi.org/10.1038/477271a)



HOWARTH, Robert W. « A Bridge to Nowhere: Methane Emissions and the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas », *Energy Science & Engineering* (en ligne), 2014, vol. 2, n° 2, p. 47-60. Dans Internet : doi:10.1002/ese3.35

HOWARTH, Robert W. « Methane Emissions and Climatic Warming Risk from Hydraulic Fracturing and Shale Gas Development: Implications for Policy », *Energy and Emissions Control Technologies* (en ligne), 2015, vol. 3, p. 45-54. Dans Internet : <https://www.dovepress.com/methane-emissions-and-climatic-warming-risk-from-hydraulic-fracturing--peer-reviewed-article-EECT>

HOWARTH, Robert W., Renee SANTORO et Anthony INGRAFFEA. « Venting and Leaking of Methane from Shale Gas Development: Response to Cathles et al. », *Climatic Change* (en ligne), 2012, vol. 113, n° 2, p. 537-549. Dans Internet : doi:10.1007/s10584-012-0401-0

HULTMAN, Nathan, Dylan REBOIS, Michael SCHOLTEN et Christopher RAMIG. « The Greenhouse Impact of Unconventional Gas for Electricity Generation », *Environmental Research Letters* (en ligne), 2011, vol. 6, n° 4, 044008. Dans Internet : <http://stacks.iop.org/1748-9326/6/i=4/a=044008>

HUMEZ, Pauline, Bernhard MAYER, J. ING, M. NIGHTINGALE, V. BECKER, A. KINGSTON, O. AKBILGIC et S. TAYLOR. « Occurrence and Origin of Methane in Groundwater in Alberta (Canada): Gas Geochemical and Isotopic Approaches », *Science of the Total Environment* (en ligne), 2016, vol. 541, p. 1253-1268. Dans Internet : doi:10.1016/j.scitotenv.2015.09.055

Hydraulic Fracturing Can Potentially Contaminate Drinking Water Sources (en ligne), s.l., Natural Resources Defence Council, 2012. Dans Internet : <http://www.nrdc.org/water/files/fracking-drinking-water-fs.pdf>

ICF INTERNATIONAL. *Economic Analysis of Methane Emission Reduction Opportunities in the Canadian Oil and Natural Gas Industries* (en ligne), New York (N.Y.), Environmental Defense Fund, 2015. Dans Internet : <https://www.pembina.org/reports/edf-icf-methane-opportunities.pdf>

ICF INTERNATIONAL. *Onshore Petroleum and Natural Gas Operations on Federal and Tribal Lands in the United States: Analysis of Emissions and Abatement Opportunities* (en ligne), 22 juin 2015. Dans Internet : https://www.edf.org/sites/default/files/content/federal_and_tribal_land_analysis_presentation_6_22_final.pdf

ING, Jenifer. *Occurrence and Origin of Methane in Shallow Groundwater in Alberta, Canada* (en ligne), Mémoire de maîtrise, Université de Calgary, 2015. Dans Internet : http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/2617/6/ucalgary_2015_ing_jenifer.pdf

INGRAFFEA, Anthony R., Martin T. WELLS, Renee L. SANTORO et Seth B. C. SHONKOFF. « Assessment and Risk Analysis of Casing and Cement Impairment in Oil and Gas Wells in Pennsylvania, 2000-2012 », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10955-10960. Dans Internet : doi:10.1073/pnas.1323422111

« Innovation », *Classement provincial et territorial* (en ligne), Le Conference Board du Canada, septembre 2015. Dans Internet : <http://www.conferenceboard.ca/hcp/provincial-fr/innovation-fr.aspx>

JACKSON, R. E., et M. B. DUSSEAULT. *Gas Release Mechanisms from Energy Wellbores* (en ligne), 48th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis (Minn.), États-Unis, 1-4 juin 2014. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2014-7753>

JACKSON, Robert B. « The Integrity of Oil and Gas Wells », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2014, vol. 111, n° 30, p. 10902-10903. Dans Internet : doi:10.1073/pnas.1410786111

JACKSON, Robert B., Adrian DOWN, Nathan G. PHILLIPS, Robert C. ACKLEY, Charles W. COOK, Desiree L. PLATA et Kaiguang ZHAO. « Natural Gas Pipeline Leaks Across Washington, DC », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 3, p. 2051-2058. Dans Internet : doi:10.1021/es404474x

JACKSON, Robert B., Avner VENGOSH, J. William CAREY, Richard J. DAVIES, Thomas H. DARRAH, Francis O'SULLIVAN et Gabrielle PÉTRON. « The Environmental Costs and Benefits of Fracking », *Annual Review of Environment and Resources* (en ligne), 2014, vol. 39, p. 327-362. Dans Internet : <http://www.annualreviews.org/doi/pdf/10.1146/annurev-environ-031113-144051>

JAGUCKI, Martha, Stephanie KULA, et Brian MAILLOT. *Groundwater Quality in Geauga County, Ohio: Status, Including Detection Frequency of Methane in Water Wells, 2009, and changes during 1978-2009* (en ligne), s.l., U.S. Geological Survey, 2015, « Scientific Investigations Report », n° 2015-5032. Dans Internet : <https://pubs.er.usgs.gov/publication/sir20155032>

JHA, Manoj, et Daniel FERNANDEZ. « Shale Gas Extraction and Water Consumption in North Carolina: A Primer », *American Journal of Engineering and Applied Sciences* (en ligne), 2014, vol. 7, n° 1, p. 165-170. Dans Internet : <http://thescipub.com/abstract/10.3844/ajeassp.2014.165.170>

JIANG, Mohan, Chris T. HENDRICKSON et Jeanne M. VANBRIESEN. « Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 3, p. 1911-1920. Dans Internet : doi:10.1021/es4047654

JIANG, Mohan, W. Michael GRIFFIN, Chris HENDRICKSON, Paulina JARAMILLO, Jeanne VANBRIESEN et Aranya VENKATESH. « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Marcellus Shale Gas », *Environmental Research Letters* (en ligne), 2011, vol. 6, n° 3, 034014. Dans Internet : <http://stacks.iop.org/1748-9326/6/i=3/a=034014>

JOHNSON, Derek R., April N. COVINGTON et Nigel N. CLARK. « Methane Emissions from Leak and Loss Audits of Natural Gas Compressor Stations and Storage Facilities », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 13, p. 8132-8138. Dans Internet : doi:10.1021/es506163m

JOINT INSTITUTE FOR STRATEGIC ENERGY ANALYSIS. *Natural Gas and the Transformation of the U.S. Energy Sector: Electricity* (en ligne), réalisé par J. Logan, G. Heath, E. Paranhos, W. Boyd, K. Carlson et J. Macknick, Golden (Colo.), National Renewable Energy Laboratory, 2012, « Technical Report », n° NREL/TP-6A50-55538. Dans Internet : <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55538.pdf>

JUPIA CONSULTANTS LTD. *Natural Gas Supply and Demand Report: New Brunswick and Nova Scotia 2015-2025* (en ligne), s.l., Centre d'Atlantica pour l'énergie, 2015. Dans Internet : http://www.atlanticaenergy.org/uploads/file/natural_gas_supply_demand_report.pdf

KAPPEL, William, et Elizabeth NYSTROM. *Dissolved Methane in New York Groundwater, 1999-2011* (en ligne), U.S. Geological Survey, 2012, « Open-File Report », n° 2012-1162. Dans Internet : <http://pubs.usgs.gov/of/2012/1162/>

KIM, Won-Young. « Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio », *Journal of Geophysical Research* (en ligne), 2013, vol. 118, n° 7, p. 3506-3518, doi:10.1002/jgrb.50247. Dans Internet : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/jgrb.50247/full>

KUWAYAMA, Yusuke, Sheila OLMSTEAD et Alan KRUPNICK. « Water Quality and Quantity Impacts of Hydraulic Fracturing », *Current Sustainable/Renewable Energy Reports* (en ligne), 2015, vol. 2, n° 1, p. 17-24. Dans Internet : doi:10.1007/s40518-014-0023-4



KUWAYAMA, Yusuke, Skyler ROESHOT, Alan KRUPNICK, Nathan RICHARDSON et Jan MARES. *Pits versus Tanks: Risks and Mitigation Options for On-site Storage of Wastewater from Shale Gas and Tight Oil Development* (en ligne), Washington (D.C.), Resources for the Future, 2015. Dans Internet : <http://www.rff.org/files/document/file/RFF-DP-15-53.pdf>

KUZMYAK, Nicholas J. *Evaluation of Friction Reducers for Use in Recycled Fracturing Flowback and Produced Water* (en ligne), Mémoire de maîtrise, University of Texas at Austin, 2014. Dans Internet : <https://utexas-ir.tdl.org/bitstream/handle/2152/31756/KUZMYAK-THESIS-2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

LAMB, Brian K., Steven L. EDBURG, Thomas W. FERRARA, Touché HOWARD, Matthew R. HARRISON, Charles E. KOLB, Amy TOWNSEND-SMALL, Wesley DYCK, Antonio POSSOLO et James R. WHETSTONE. « Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 8, p. 5161-5169. Dans Internet : doi:10.1021/es505116p

LAMONTAGNE, M., et D. LAVOIE. *Report on the Monitoring of Micro-Earthquakes during the Hydraulic Fracturing Conducted in New Brunswick in August and September 2014*, s.l., Commission géologique du Canada, 2013, Dossier public n°7815.

LANDIS, Matthew S., Ali S. KAMAL, Kasey D. KOVALCIK, Carry CROGHAN, Gary A. NORRIS et Amy BERGDAL. « The Impact of Commercially Treated Oil and Gas Produced Water Discharges on Bromide Concentrations and Modeled Brominated Trihalomethane Disinfection Byproducts at Two Downstream Municipal Drinking Water Plants in the Upper Allegheny River, Pennsylvania, USA », *Science of the Total Environment* (en ligne), 2016, vol. 542, partie A, p. 505-520. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.10.074>

LANGENBRUCH, Cornelius, et Serge A. SHAPIRO. « Quantitative Analysis of Rock Stress Heterogeneity: Implications for the Seismogenesis of Implications for the Seismogenesis of Fluid-Injection-Induced Seismicity », *GEOPHYSICS* (en ligne), 2015, vol. 80, n° 6, WC73-WC88. Dans Internet : doi:10.1190/geo2015-0061.1

LARSEN, Kate, Michael DELGADO et Peter MARSTERS. *Untapped Potential: Reducing Global Methane Emissions from Oil and Natural Gas Systems* (en ligne), s.l., Rhodium Group, 2015. Dans Internet : <http://rhg.com/reports/untapped-potential>

LAURENZI, Ian J., et Gilbert R. JERSEY. « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 9, p. 4896-4903. Dans Internet : doi:10.1021/es305162w

LAVOIE, D., V. BRAKE, M. LAMONTAGNE, T. AL et S. HINDS. *Shale Gas Research at the Geological Survey of Canada with a Focus on New Brunswick Activities* (en ligne), Conférence Exploration et exploitation minière et pétrolière au Nouveau-Brunswick 2013, Fredericton (N.-B.), 3-5 novembre 2013. Dans Internet : <http://geoscan.nrcan.gc.ca/starweb/geoscan/servlet.starweb?path=geoscan/fulle.web&search1=R=292905>

LAYFIELD, Martin. *Creating Value from Flared Natural Gas* (en ligne), Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 9-12 novembre 2015. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177560-MS>

LOOMER, Diana B., et Kerry T. B. MACQUARRIE. *A Baseline Assessment of Domestic Well Water Quality in Potential Shale Gas Regions of New Brunswick: 2015 Interim Progress Report* (en ligne), Fredericton, Institut de l'énergie du Nouveau-Brunswick, 2015. Dans Internet : http://nbenergyinstitute.ca/sites/default/files/BaselineGroundwater_progress_final_May6_2015/index.html#p=1

LUTZ, Allison K., et Christopher J. GRANT. « Impacts of Hydraulic Fracturing Development on Macroinvertebrate Biodiversity and Gill Morphology of Net-Spinning Caddisfly (Hydropsychidae, Diplectrona) in Northwestern Pennsylvania, USA », *Journal of Freshwater Ecology* (en ligne), 2015, p. 1-7. Dans Internet : doi:10.1080/02705060.2015.1082157

LYONS, Blythe. *Produced Water: Asset or Waste?* (en ligne), Washington (D.C.), Atlantic Council, 2014. Dans Internet : http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/Produced_Water_Asset_or_Waste.pdf

MA, G., M. GEZA et P. XU. « Review of Flowback and Produced Water Management, Treatment, and Beneficial Use for Major Shale Gas Development Basins », *Shale Energy Engineering* (en ligne), 2014, p. 53-62. Dans Internet : doi:10.1061/9780784413654.006

MACY, Taylor R., Natalie A. KRUSE et Ben J. STUART. « Carbon Footprint Analysis of Source Water for Hydraulic Fracturing: A Case Study of Mine Water Versus Freshwater », *Mine Water and the Environment* (en ligne), vol. 34, n° 1, p. 20-30. Dans Internet : doi:10.1007/s10230-014-0291-7

MAGUIRE-BOYLE, Samuel J., et Andrew R. BARRON. « Organic Compounds in Produced Waters from Shale Gas Wells », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 10, p. 2237-2248. Dans Internet : doi:10.1039/C4EM00376D

MANDA, Alex K., Jamie L. HEATH, Wendy A. KLEIN, Michael T. GRIFFIN et Burrell E. MONTZ. « Evolution of Multi-Well Pad Development and Influence of Well Pads on Environmental Violations and Wastewater Volumes in the Marcellus Shale (USA) », *Journal of Environmental Management* (en ligne), 2014, vol. 142, p. 36-45. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.jenvman.2014.04.011>

MARYLAND. SCHOOL OF PUBLIC HEALTH. *Potential Public Health Impacts of Natural Gas Development and Production in the Marcellus Shale in Western Maryland* (en ligne), s.l., Maryland Department of the Environment et Maryland Department of Health and Mental Hygiene, juin 2014. Dans Internet : http://www.marcellushealth.org/uploads/2/4/0/8/24086586/final_report_08.15.2014.pdf

MAUTER, M., et V. PALMER. « Expert Elicitation of Trends in Marcellus Oil and Gas Wastewater Management », *Journal of Environmental Engineering* (en ligne), 2014, vol. 140, n° 5, B4014004. Dans Internet : doi:10.1061/(ASCE)EE.1943-7870.0000811

MAUTER, Meagan S., Pedro J. J. ALVAREZ, Allen BURTON, Diego C. CAFARO, Wei CHEN, Kelvin B. GREGORY, Guibin JIANG, Qilin LI, Jamie PITTOCK, Danny REIBLE et Jerald L. SCHNOOR. « Regional Variation in Water-Related Impacts of Shale Gas Development and Implications for Emerging International Plays », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 15, p. 8298-8306. Dans Internet : doi:10.1021/es405432k

MAXWELL, S. C., F. ZHANG et B. DAMJANAC. « Geomechanical Modeling of Induced Seismicity Resulting from Hydraulic Fracturing », *The Leading Edge* (en ligne), 2015, vol. 34, n° 6, p. 678-683. Dans Internet : doi:10.1190/tle34060678.1

MCCAWLEY, M. « Air Contaminants Associated with Potential Respiratory Effects from Unconventional Resource Development Activities », *Seminars in Respiratory and Critical Care Medicine* (en ligne), 2015, vol. 36, n° 3, p. 379-387. Dans Internet : doi:10.1055/s-0035-1549453

MCDANIEL, Jessica, Larry WATTERS et Arash SHADRAN. *Cement Sheath Durability: Increasing Cement Sheath Integrity to Reduce Gas Migration in the Marcellus Shale Play* (en ligne), SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, États-Unis, 4-6 février 2014. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168650-MS>



MCINTOSH, Jennifer C., Stephen E. GRASBY, Stewart M. HAMILTON et Stephen G. OSBORN. « Origin, Distribution and Hydrogeochemical Controls on Methane Occurrences in Shallow Aquifers, Southwestern Ontario, Canada », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2014, vol. 50, p. 37-52. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2014.08.001>

MCLAUGHLIN, David. *Security Underground: Financing Groundwater Mapping and Monitoring in Canada* (en ligne), Toronto (Ont.), École Munk des affaires internationales, Université de Toronto, 2015. Dans Internet : <http://powi.ca/wp-content/uploads/2015/04/Security-Underground-David-McLaughlin-FINAL.pdf>

MCPHILLIPS, Lauren E., Anne Elise CREAMER, Brian G. RAHM et M. Todd WALTER. « Assessing Dissolved Methane Patterns in Central New York Groundwater », *Journal of Hydrology: Regional Studies* (en ligne), 2014, vol. 1, p. 57-73. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejrh.2014.06.002>

MCTIGUE, Nancy E., David A. CORNWELL, Katherine GRAF et Richard BROWN. « Occurrence and Consequences of Increased Bromide in Drinking Water Sources », *Journal - American Water Works Association* (en ligne), 2014, vol. 106, n° 11, E492-E508. Dans Internet : <http://www.awwa.org/publications/journal-awwa/abstract/articleid/47434302.aspx>

MENG, Qingmin, et Steve ASHBY. « Distance: A Critical Aspect for Environmental Impact Assessment of Hydraulic Fracking », *The Extractive Industries and Society* (en ligne), 2014, vol. 1, n° 2, p. 124-126. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.exis.2014.07.004>

MERSICH, Anthony. *Potential Economic Impacts of Developing Quebec's Shale Gas* (en ligne), Calgary (Alb.), Canadian Energy Research Institute, mars 2013, étude n° 132. Dans Internet : http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Economy/CERI_Study_132_Quebec_Shale_2013-03-08_.pdf

MOLOFSKY, Lisa, John A. CONNOR, Albert S. WYLIE, Tom WAGNER et Shahla K. FARHAT. « Evaluation of Methane Sources in Groundwater in Northeastern Pennsylvania », *Groundwater* (en ligne), 2013, vol. 51, n° 3, p. 333-349. Dans Internet : [doi:10.1111/gwat.12056](https://doi.org/10.1111/gwat.12056)

MOLOFSKY, Lisa, John A. CONNOR, Shahla K. FARHAT et A. S. WYLIE Jr. « Methane in Pennsylvania Water Wells Unrelated to Marcellus Shale Fracturing », *Oil and Gas Journal* (en ligne), 2011, vol. 109, n° 19, p. 54-67. Dans Internet : <http://www.ogj.com/1/vol-109/issue-49/exploration-development/methane-in-pennsylvania-water-full.html>

MOORE, Christopher W., Barbara ZIELINSKA, Gabrielle PÉTRON et Robert B. JACKSON. « Air Impacts of Increased Natural Gas Acquisition, Processing, and Use: A Critical Review », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 15, p. 8349-8359. Dans Internet : [doi:10.1021/es4053472](https://doi.org/10.1021/es4053472)

MORITZ, A., J. F. HELIE, D. L. PINTI, M. LAROCQUE, D. BARNETCHE, S. RETAILLEAU, R. LEFEBVRE et Y. GELINAS. « Methane Baseline Concentrations and Sources in Shallow Aquifers from the Shale Gas-Prone Region of the St. Lawrence Lowlands (Quebec, Canada) », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 7, p. 4765-4771. Dans Internet : <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/25751654>

MORTENSEN, David A., Emily S. J. RAUSCHERT, Andrea N. NORD et Brian P. JONES. « Forest Roads Facilitate the Spread of Invasive Plants », *Invasive Plant Science and Management* (en ligne), 2009, vol. 2, n° 3, p. 191-199. Dans Internet : [doi:10.1614/IPSM-08-125.1](https://doi.org/10.1614/IPSM-08-125.1)

MORTEZAEI, Kimia, et Farshid VAHEDIFARD. « Numerical Simulation of Induced Seismicity Due to Hydraulic Fracturing of Shale Gas Reservoirs », *Shale Energy Engineering* (en ligne), 2014, p. 265-272. Dans Internet : [doi:10.1061/9780784413654.028](https://doi.org/10.1061/9780784413654.028)

MUELLER, Dan. *Treatment and Permitting of Produced Water for Discharge to Surface Water* (en ligne), SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 3-5 février 2015. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173366-MS>

MULLER, Elizabeth A., et Richard MULLER. *The Facts About Fugitive Methane* (en ligne), Londres (Royaume-Uni), Center for Policy Studies, 2015. Dans Internet : <http://www.cps.org.uk/files/reports/original/151022155129-TheFacts-of-FugitiveMethane.pdf>

MURTHA Jr., T., B. ORLAND, L. GOLDBERG et R. HAMMOND. « Unconventional Tools for an Unconventional Resource: Community and Landscape Planning for Shale in the Marcellus Region », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014, résumé n° PA23A-4022. Dans Internet : <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFMPA23A4022M>

Nation Tsilhqot'in c. Colombie-Britannique, 2014 CSC 44, [2014] 2 R.C.S. 256. Dans Internet : <https://scc-csc.lexum.com/scc-csc/scc-csc/fr/item/14246/index.do>

NATHAN, B. J., L. M. GOLSTON, A. S. O'BRIEN, K. ROSS, W. A. HARRISON, L. TAO, D. J. LARY, D. R. JOHNSON, A. N. COVINGTON, N. N. CLARK et M. A. ZONDLO. « Near-Field Characterization of Methane Emission Variability from a Compressor Station Using a Model Aircraft », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 13, p. 7896-7903. Dans Internet : doi:10.1021/acs.est.5b00705

NICOT, Jean-Philippe, et Bridget R. SCANLON. « Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. », *Environmental Science and Technology* (en ligne), 2012, vol. 46, p. 3580-3586. Dans Internet : http://www.beg.utexas.edu/water-energy/docs/Nicot+Scanlon_ES&T_March2012_es204602t+Sl.pdf

NORTHRUP, Joseph M., Charles R. ANDERSON et George WITTEMYER. « Quantifying Spatial Habitat Loss from Hydrocarbon Development Through Assessing Habitat Selection Patterns of Mule Deer », *Global Change Biology* (en ligne), 2015, vol. 21, n° 11, p. 3961-3970. Dans Internet : <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/26264447>

NORTHRUP, Joseph, et George WITTEMYER. « Characterising the Impacts of Emerging Energy Development on Wildlife, with an Eye Towards Mitigation », *Ecology Letters* (en ligne), 2013, vol. 16, p. 112-125. Dans Internet : doi:10.1111/ele.12009

NOUVEAU-BRUNSWICK. *Comptes publics*, vol. 2 : *Information supplémentaire* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2015. Dans Internet : http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/finances/controlleur/content/comptes_publics.html

NOUVEAU-BRUNSWICK. *Examen des investissements potentiels dans l'infrastructure énergétique et les ressources naturelles du Nouveau-Brunswick* (en ligne), réalisé par Jupia Consultants Ltd., s.l., Gouvernement du Nouveau-Brunswick. Dans Internet : <http://unbnplusfort.ca/pdf/LaVoieVersUnNouveauBrunswickPlusFort.pdf>

NOUVEAU-BRUNSWICK. *Natural Gas Supply and Demand Report: New Brunswick and Nova Scotia 2015-2025* (en ligne), s.l., Centre d'Atlantica pour l'énergie, 2015. Dans Internet : http://www.atlanticaenergy.org/uploads/file/natural_gas_supply_demand_report.pdf

NOUVEAU-BRUNSWICK. BUREAU DE L'OMBUDSMAN. *Rapport de l'Ombudsman portant sur la gestion du Programme provincial de la classification des eaux par le Ministère de l'Environnement* (en ligne), Fredericton (N.-B.), le Bureau, 15 août 2014. Dans Internet : <https://www.ombudnb.ca/site/images/PDFs/Rapportsurlaclassificationdeseaux.pdf>



NOUVEAU-BRUNSWICK. COMMISSAIRE SUR L'AVENIR DE LA GOUVERNANCE LOCALE. *Bâtir des gouvernements locaux et des régions viables : plan d'action pour l'avenir de la gouvernance locale au Nouveau-Brunswick* (en ligne), réalisé par Jean-Guy Finn, commissaire, Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2008. Dans Internet : <http://www.gnb.ca/cnb/promos/FLG/PDF/MainReport/mainreport-f.pdf>

NOUVEAU-BRUNSWICK. MINISTÈRE DE LA SANTÉ. BUREAU DU MÉDECIN-HYGIÉNISTE EN CHEF. *Recommandations du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012. Dans Internet : http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/h-s/pdf/en/HealthyEnvironments/Recommendations_ShaleGasDevelopment.pdf

NOUVEAU-BRUNSWICK. SECRÉTARIAT DES AFFAIRES AUTOCHTONES. *Politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick sur l'obligation de consulter* (en ligne), Fredericton (N.-B.), Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2011. Dans Internet : http://www2.gnb.ca/content/gnb/fr/ministeres/affaires_autochtones/obligation_de_consulter.html

NOUVELLE-ÉCOSSE. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE. *Report of the Nova Scotia Independent Panel on Hydraulic Fracturing* (en ligne), s.l., Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, 2014. Dans Internet : <http://energy.novascotia.ca/sites/default/files/Report%20of%20the%20Nova%20Scotia%20Independent%20Panel%20on%20Hydraulic%20Fracturing.pdf>

OLAGUER, E. P., M. ERICKSON, A. WIJESINGHE, B. NEISH, J. WILLIAMS et J. COLVIN. « Updated Methods for Assessing the Impacts of Nearby Gas Drilling and Production on Neighborhood Air Quality and Human Health », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2016, vol. 66, n° 2, p. 173-183. Dans Internet : doi:10.1080/10962247.2015.1083914

OLMSTEAD, Sheila M., Lucija A. MUEHLENBACHS, Jih-Shyang SHIH, Ziyang CHU et Alan J. KRUPNICK. « Shale Gas Development Impacts on Surface Water Quality in Pennsylvania », *Proceedings of the National Academy of Sciences* (en ligne), 2013, vol. 110, n° 13, p. 4962-4967. Dans Internet : <http://www.pnas.org/content/110/13/4962.full.pdf>

ONG, Beng. « The Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Agriculture », *European Journal of Sustainable Development* (en ligne), 2014, vol. 3, n° 3, p. 63-72. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.14207/ejsd.2014.v3n3p63>

OREM, William H., Calin A. TATU, Matthew S. VARONKA, Harry E. LERCH, Anne L. BATES, Mark A. ENGLE, Lynn M. CROSBY et Jennifer MCINTOSH. « Organic Substances in Produced and Formation Water from Unconventional Natural Gas Extraction in Coal and Shale », *International Journal of Coal Geology* (en ligne), 2014, vol. 126, p. 20-31. Dans Internet : doi:10.1016/j.coal.2014.01.003

OSWALD, Whitney, Kiera HARPER, Patrick BARICKMAN et Colleen DELANEY. « Using Growth and Decline Factors to Project VOC Emissions from Oil and Gas Production », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2015, vol. 65, n° 1, p. 64-73. Dans Internet : doi:10.1080/10962247.2014.960104

PEISCHL, J., T. B. RYERSON, K. C. AIKIN, J. A. GOUW, J. B. GILMAN, J. S. HOLLOWAY, B. M. LERNER, R. NADKARNI, J. A. NEUMAN et J. B. NOWAK. « Quantifying Atmospheric Methane Emissions from the Haynesville, Fayetteville, and Northeastern Marcellus Shale Gas Production Regions », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* (en ligne), 2015, vol. 120, n° 5, p. 2119-2139. Dans Internet : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/2014JD022697/abstract;jsessionid=6BA0EA007BDD8D03D6BBE08BD82B470B.f02t02>

PENNSYLVANIA. CENTER FOR RURAL PENNSYLVANIA. *The Impact of Marcellus Shale Development on Health and Health Care: The Marcellus Impacts Project Report #2* (en ligne), Harrisburg (Pa.), Center for Rural Pennsylvania, 2014. Dans Internet : <http://www.rural.palegislature.us/documents/reports/Marcellus-Report-2-Health.pdf>

PÉTRON, Gabrielle, Anna KARION, Colm SWEENEY, Benjamin MILLER, Stephen MONTZA, Gregory FROST, Michael TRAINER, Pieter TRANS, Arlyn ANDREWS, Jonathan KOFLER, Sonja WOLTER, Bradley HALL, Paul NOVELLI, Alan BREWER, Stephen CONLEY, Mike HARDESTY, Robert BANTA, Allen WHITE, David NOONE, Dan WOLFE et Russ SCHNELL. « A New Look at Methane and Nonmethane Hydrocarbon Emissions from Oil and Natural Gas Operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin », *Journal of Geophysical Research: Atmospheres* (en ligne), 2014, vol. 119, p. 6836-6852. Dans Internet : doi:10.1002/2013JD021272

PINTI, Daniele, Yves GÉLINAS, Marie LAROCQUE, Diogo BARNETCHE, Sophie RETAILLEAU, Anja MORITZ, Jean-François HÉLIE et René LEFEBVRE. Évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste: Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent (en ligne), Québec, Centre Eau Terre Environnement, INRS, 2013, rapport de recherche n° 1503. Dans Internet : <http://rqes-gries.ca/fr/archives-et-documents/rapports-memoires-et-cartes/268-concentrations-sources-et-mecanismes-de-migration-preferentielle-des-gaz-dorigine-naturelle-methane-helium-radon-da-ns-les-eaux-souterraines-des-basses-terres-du-saint-laurent-.html>

RAHM, Brian G., et Susan J. RIHA. « Evolving Shale Gas Management: Water Resource Risks, Impacts, and Lessons Learned », *Environmental Science: Processes & Impacts* (en ligne), 2014, vol. 16, n° 6, p. 1400-1412. Dans Internet : doi:10.1039/C4EM00018H

Règlement d'interdiction de la fracturation hydraulique – Loi sur le pétrole et le gaz naturel, Règl. du N.-B. 2015-28. Dans Internet : <http://www.canlii.org/fr/nb/legis/regl/regl-du-n-b-2015-28/117150/regl-du-n-b-2015-28.html>

RHODES, Amy L., et Nicholas J. HORTON. « Establishing Baseline Water Quality for Household Wells Within the Marcellus Shale Gas Region, Susquehanna County, Pennsylvania, U.S.A. », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 60, p. 14-28. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.03.004>

RICH, Alisa, James P. GROVER et Melanie L. SATTLER. « An Exploratory Study of Air Emissions Associated with Shale Gas Development and Production in the Barnett Shale », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2014, vol. 64, n° 1, p. 61-72. Dans Internet : doi:10.1080/10962247.2013.832713

ROY, Anirban A., Peter J. ADAMS et Allen L. ROBINSON. « Air Pollutant Emissions from the Development, Production, and Processing of Marcellus Shale Natural Gas », *Journal of the Air & Waste Management Association* (en ligne), 2014, vol. 64, n° 1, p. 19-37. Dans Internet : doi:10.1080/10962247.2013.826151

ROYAUME-UNI. DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. *Fracking UK Shale: Understanding Earthquake Risk* (en ligne), Londres (Royaume-Uni), Department of Energy & Climate Change, 2014. Dans Internet : https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/283837/Seismic_v3.pdf

ROYAUME-UNI. DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. *Potential Greenhouse Gas Emissions Associated with Shale Gas Extraction and Use* (en ligne), réalisé par David J. C. MacKay et Timothy J. Stone, 2013. Dans Internet : https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/237330/MacKay_Stone_shale_study_report_09092013.pdf

ROYAUME-UNI. TASK FORCE ON SHALE GAS. *Second Interim Report: Assessing the Impact of Shale Gas on the Local Environment and Health* (en ligne), 2015. Dans Internet : <https://darkroom.taskforceonshalegas.uk/original/e4d05cb-29b0269c2a394685dad7516e6:c48ffe7884e9b668b8d4b7799a027874/task-force-on-shale-gas-assessing-the-impact-of-shale-gas-on-the-local-environment-and-health.pdf>

ROZELL, D. J., et S. J. REAVEN. « Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale », *Risk Analysis* (en ligne), 2012, vol. 32, p. 1382-1393. Dans Internet : doi:10.1111/j.1539-6924.2011.01757.x



RUBINSTEIN, J. L., et A. B. MAHANI. « Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity », *Seismological Research Letters* (en ligne), 2015, vol. 86, n° 4, doi:10.1785/0220150067. Dans Internet : https://profile.usgs.gov/myscience/upload_folder/ci-2015Jun1012005755600Induced_EQs_Review.pdf

RUTQVIST, J., A. P. RINALDI et F. CAPPÀ. *Comparison of Injection-Induced Fault Reactivation and Seismicity in CO₂ Sequestration and Shale-gas Fracturing* (en ligne), 49th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco (Cal.), 28 juin-1 juillet 2015. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-556>

RYAN, M. Cathryn, Daniel ALESSI, Alireza BABAIE MAHANI, Aaron CAHILL, John CHERRY, David EATON, Randal EVANS, Naima FARAH, Amelia FERNANDES, Olenka FORDE, Pauline HUMEZ, Stefanie KLETKE, Bethany LADD, J.-M. LEMIEUX, Bernhard MAYER, K. U. MAYER, John MOLSON, Lucija MUEHLENBACHS, Ali NOWAMOOZ et Beth PARKER. *Subsurface Impacts of Hydraulic Fracturing: Contamination, Seismic Sensitivity, and Groundwater Use and Demand Management* (en ligne), s.l., Réseau canadien de l'eau, 2015. Dans Internet : <http://www.cwn-rce.ca/assets/resources/pdf/Hydraulic-Fracturing-Research-Reports/Ryan-et-al-2015-CWN-Report-Subsurface-Impacts-of-Hydraulic-Fracturing.pdf?u=keyword%3DRyan>

SANTILLAN, Eugenio-Felipe U., Wanjoon CHOI, Philip C. BENNETT et Juliette Diouma LEYRIS. « The Effects of Biocide Use on the Microbiology and Geochemistry of Produced Water in the Eagle Ford Formation, Texas, U.S.A. », *Journal of Petroleum Science and Engineering* (en ligne), 2015, vol. 135, p. 1-9. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2015.07.028>

SAREEN, Arjun, Martin Jia ZHOU, Imad ZAGHMOT, Carlos CRUZ, Hong SUN, Qi QU et Li LEIMING. *Successful Slick-water Fracturing in Ultrahigh TDS Produced Water by Environmentally Preferred Friction Reducer* (en ligne), International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaisie, 10-12 décembre 2014. Dans Internet : https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-17824-MS?sort=recent&start=70&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10

SENIOR, Lisa A. *A Reconnaissance Spatial and Temporal Baseline Assessment of Methane and Inorganic Constituents in Groundwater in Bedrock Aquifers, Pike County, Pennsylvania, 2012-13* (en ligne), s.l., U.S. Geological Survey, 2014, « Scientific Investigations Report », n° 2014-5117. Dans Internet : <http://pubs.usgs.gov/sir/2014/5117/>

SHANK, Matthew, et Jay STAUFFER. « Land Use and Surface Water Withdrawal Effects on Fish and Macroinvertebrate Assemblages in the Susquehanna River Basin, USA », *Journal of Freshwater Ecology* (en ligne), 2014, vol. 30, n° 2, p. 229-248. Dans Internet : <http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/02705060.2014.959082>

SHARAK, Ashkan Zolfaghari, Mike NOEL, Hassan DEGHANPOUR et Doug BEARINGER. *Understanding the Origin of Flowback Salts: A Laboratory and Field Study* (en ligne), SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary (Alb.), 30 septembre-2 octobre 2014. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171647-MS>

SILLIMAN, B. A., et E. MYERS TOMAN. « Quantification of Gravel Rural Road Sediment Production », *AGU Fall Meeting Abstracts* (en ligne), 2014. Dans Internet : <http://adsabs.harvard.edu/abs/2014AGUFM.H51G0691S>

SKOUMAL, Robert, Michael BRUDZINKSI et Brian CURRIE. « Distinguishing Induced Seismicity from Natural Seismicity in Ohio: Demonstrating the Utility of Waveform Template Matching », *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* (en ligne), 2015, vol. 120, n° 9, p. 6284-6296. Dans Internet : doi:10.1002/2015JB012265

SLOTO, Ronald A. *Baseline Groundwater Quality from 34 Wells in Wayne County, Pennsylvania, 2011 and 2013* (en ligne), s.l., U.S. Geological Survey, 2014, « Open-File Report », n° 2014-1116. Dans Internet : <http://pubs.usgs.gov/of/2014/1116/>

STARK, Melissa, Rory ALLINGHAM, John CALDER, Tessa LENNARTZ-WALKER, Karly WAI, Peter THOMPSON et Zhao SHENGKAI. *Water and Shale Gas Development: Leveraging the US Experience in New Shale Developments* (en ligne), s.l., Accenture, 2012. Dans Internet : <https://www.accenture.com/us-en>

STUVER, S. *A Comparison of Air Emission Estimation Protocols for Drilling Rigs* (en ligne), SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 28-30 septembre 2015. Dans Internet : https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-174766-MS?sort=recent&start=300&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100

SUBRAMANIAN, R., Laurie L. WILLIAMS, Timothy L. VAUGHN, Daniel ZIMMERLE, Joseph R. ROSCIOLI, Scott C. HERNDON, Tara I. YACOVITCH, Cody FLOERCHINGER, Daniel S. TKACIK, Austin L. MITCHELL, Melissa R. SULLIVAN, Timothy R. DALLMANN et Allen L. ROBINSON. « Methane Emissions from Natural Gas Compressor Stations in the Transmission and Storage Sector: Measurements and Comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2015, vol. 49, n° 5, p. 3252-3261. Dans Internet : doi:10.1021/es5060258

TEXAS. RAILROAD COMMISSION OF TEXAS. *Water Well Complaint Investigation Report, Silverado on the Brazos Neighborhood, Parker County, Texas* (en ligne), 2014. Dans Internet : <http://energyindepth.org/wp-content/uploads/2014/05/texas-rrc-report-parker-county.pdf>

TYNER, David R., et Matthew R. JOHNSON. « Emission Factors for Hydraulically Fractured Gas Wells Derived Using Well-and Battery-Level Reported Data for Alberta, Canada », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 24, p. 14227-14781. Dans Internet : doi:10.1021/es502815b

VERDON, J. P., A. L. STORK, R. C. BISSELL et C. E. BOND. *Physical and Statistical Modeling of Injection Induced Seismicity* (en ligne), 2015 SEG Annual Meeting, La Nouvelle-Orléans, Louisiane, 18-23 octobre 2015. Dans Internet : https://www.onepetro.org/conference-paper/SEG-2015-5911615?sort=recent&start=0&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100

VRALSTAD, Torbjorn, Ragnhild SKORPA, Nils OPEDAL et Jesus DE ANDRADE. *Effect of Thermal Cycling on Cement Sheath Integrity: Realistic Experimental Tests and Simulation of Resulting Leakages* (en ligne), SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium, Banff (Alb.), Canada, 23-25 novembre 2015. Dans Internet : https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-178467-MS?sort=recent&start=0&q=shale+gas&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=100

WARNER, N. R., T. H. DARRAH, R. B. JACKSON, R. MILLOT, W. KLOPPMANN et A. VENGOSH. « New Tracers Identify Hydraulic Fracturing Fluids and Accidental Releases from Oil and Gas Operations », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 21, p. 12552-12560. Dans Internet : doi:10.1021/es5032135

WARNER, Nathaniel R., Cidney A. CHRISTIE, Robert B. JACKSON et Avner VENGOSH. « Impacts of Shale Gas Wastewater Disposal on Water Quality in Western Pennsylvania », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 20, p. 11849-11857. Dans Internet : doi:10.1021/es402165b

WATSON, A. A., J. O. LOPEZ-PLANA, A. GARCIA, C. AHUMADA et C. VIDELA. *Methods for the Development of Biodiversity Information Systems for Exploration Projects in the Oil and Gas Industry* (en ligne), SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference, Bogota, Colombie. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-174153-MS>



WATSON, Theresa L., et Stefan BACHU. « Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores », *SPE Drilling & Completion* (en ligne), 2009, vol. 24, n° 1. Dans Internet : <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-106817-PA>

WEBB, Ellen, Sheila BUSHKIN-BEDIENT, Amanda CHENG, Christopher D. KASSOTIS, Victoria BALISE et Susan C. NAGEL. « Developmental and Reproductive Effects of Chemicals Associated with Unconventional Oil and Natural Gas Operations », *Reviews on Environmental Health* (en ligne), 2014, vol. 29, n° 4, p. 307-318. Dans Internet : doi:10.1515/reveh-2014-0057

WELTMAN-FAHS, Maya, et Jason M. TAYLOR. « Hydraulic Fracturing and Brook Trout Habitat in the Marcellus Shale Region: Potential Impacts and Research Needs », *Fisheries* (en ligne), 2013, vol. 38, n° 1, p. 4-15. Dans Internet : doi:10.1080/03632415.2013.750112

WESTAWAY, Rob, et Paul L. YOUNGER. « Quantification of Potential Macroseismic Effects of the Induced Seismicity that Might Result from Hydraulic Fracturing for Shale Gas Exploitation in the UK », *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology* (en ligne), 2014. Dans Internet : doi:10.1144/qjgegh2014-011

What New Brunswick Needs to Safely Manage Wastewaters from Oil & Natural Gas Development: Smarter Regulations and Better Communication (en ligne), s.l., Alliance pétrolière du Nouveau-Brunswick et Association canadienne des producteurs pétroliers, 2015. Dans Internet : <http://nbchf-prod.s3.amazonaws.com/submissions/541dew89f6r-eaafde7d685f674cb792e99ac7a0c454.pdf>

WILKE, Franziska D. H., Andrea VIETH-HILLEBRAND, Rudolf NAUMANN, Jörg ERZINGER et Brian HORSFIELD. « Induced Mobility of Inorganic and Organic Solutes from Black Shales Using Water Extraction: Implications for Shale Gas Exploitation », *Applied Geochemistry* (en ligne), 2015, vol. 63, p. 158-168. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2015.07.008>

WILSON, Brent. « Geologic and Baseline Groundwater Evidence for Naturally Occurring, Shallowly Sourced, Thermogenic Gas in Northeastern Pennsylvania », *AAPG Bulletin* (en ligne), février 2014. Dans Internet : doi:0.1306/08061312218

WILSON, Jessica M., et Jeanne M. VAN BRIESEN. « Source Water Changes and Energy Extraction Activities in the Monongahela River, 2009-2012 », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2013, vol. 47, n° 21, p. 12575-12582. Dans Internet : doi:10.1021/es402437n

WILSON, Miles P., Richard J. DAVIES, Gillian R. FOULGER, Bruce R. JULIAN, Peter STYLES, Jon G. GLUYAS et Sam ALMOND. « Anthropogenic Earthquakes in the UK: A National Baseline Prior to Shale Exploitation », *Marine and Petroleum Geology* (en ligne), 2015, vol. 68, partie A, p. 1-17. Dans Internet : <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.023>

WOYNILLOWICZ, Dan. « A Clean Energy Agenda for Canada », *Policy Options = Options politiques* (en ligne), 23 octobre 2015. Dans Internet : <http://policyoptions.irpp.org/2015/10/23/a-clean-energy-agenda-for-canada/>

WUNZ, E. Charles. *Summary of Shale Gas Wastewater Treatment and Disposal in Pennsylvania* (en ligne), State College (Pa.), Wunz Associates, LLC, 2014. Dans Internet : http://www.sgicc.org/uploads/8/4/3/1/8431164/marcellus_shale_wastewater_mgmt_report_2015_update.pdf

YANG, L., I. E. GROSSMANN et J. MANNO. « Optimization Models for Shale Gas Water Management », *AIChE Journal* (en ligne), 2014, vol. 60, n° 10, p. 3490-3501. Dans Internet : doi:10.1002/aic.14526

ZAVALA-ARAIZA, Daniel, David W. SULLIVAN et David T. ALLEN. « Atmospheric Hydrocarbon Emissions and Concentrations in the Barnett Shale Natural Gas Production Region », *Environmental Science & Technology* (en ligne), 2014, vol. 48, n° 9, p. 5314-5321. Dans Internet : doi:10.1021/es405770h

ZIEMKIEWICZ, Paul, Jennifer HAUSE, Raymond LOVETT, David LOCKE, Harry JOHNSON et Doug PATCHEN. *Zero Discharge Water Management for Horizontal Shale Gas Well Development* (en ligne), s.l., U.S. Department of Energy, 2012. Dans Internet : <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/Natural%20Gas/shale%20gas/fe0001466-final-report.pdf>

ZÖLLER, Gert, et Matthias HOLSCHNEIDER. « Induced Seismicity: What is the Size of the Largest Expected Earthquake? », *Bulletin of the Seismological Society of America* (en ligne), 14 octobre 2014. Dans Internet : doi:10.1785/0120140195

