

# Détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire



## Études EC2-5, EC4-3 et EC4-7

Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Octobre 2013

Développement durable,  
Environnement,  
Faune et Parcs

Québec 

**Auteur**

Dick McCollough, économiste  
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

**Rédactrice**

Sonia Lachance  
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

**Collaborateur**

Alexandre Racicot, M.Env., M.ATDR., stagiaire

**Réviseurs scientifiques**

Yvon Couture, chimiste; M.Sc.  
Alix Fortin, chimiste  
Georges Gangbazo, ingénieur; Ph. D. (sciences de l'eau)  
Charles Lamontagne, ingénieur; M.Sc.  
Yvon Maranda, biologiste; Ph. D. (sciences de l'eau)  
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

**Photo de la page couverture**

Une tour de forage installée à Saint-Barnabé-Sud (Québec, Canada)  
Photo : François Roy, *La Presse*

**Dépôt légal**

Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2013  
ISBN : 978-2-550-69107-5 (PDF)  
© Gouvernement du Québec, 2013

**Avertissement**

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.

**Note au lecteur**

La présente étude couvre partiellement les études EC2-5, EC4-3 et EC4-7 et servira d'intrant à l'étude EC2-4 (Analyse avantages-coûts).

## TABLE DES MATIÈRES

<b>PRÉSENTATION DU MANDAT</b> .....	7
<b>SOMMAIRE EXÉCUTIF</b> .....	8
<b>INTRODUCTION</b> .....	25
<b>CHAPITRE 1 : Théorie économique relative aux externalités</b> .....	27
1.1. Cadre conceptuel .....	27
1.1.1. Origine et définitions .....	28
1.1.2. Types d'externalités .....	34
1.1.3. Théorie des externalités .....	36
1.1.3.1. Défaillance des marchés (market failure) .....	36
1.1.3.2. Notion de rente économique .....	39
1.1.3.3. Externalités et ressources non renouvelables .....	40
1.1.3.4. Externalités et environnement .....	41
1.1.3.5. Notion de valeur économique totale .....	42
1.1.3.6. Méthodes d'évaluation de la valeur des externalités .....	44
1.2. Mécanismes d'internalisation .....	50
1.2.1. Réglementation .....	50
1.2.2. Instruments de marché .....	54
1.2.3. Négociations et tribunaux .....	57
1.2.4. Autres mécanismes .....	58
1.2.4.1. Systèmes d'information .....	58
1.2.4.2. Programmes volontaires .....	58
<b>CHAPITRE 2 : Classification des externalités liées à l'exploitation du gaz de schiste</b> .....	62
2.1. Cadres de référence .....	63
2.1.1. Matrice des externalités de Resources for the Future (RFF) .....	63
2.1.2. Matrice des externalités de l'Union européenne .....	66
2.1.3. Matrice des externalités du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) – 2012 .....	67
2.1.4. Cadre d'analyse du New York Water Resources Institute .....	67
2.1.5. Matrice des externalités liées aux ressources d'eau potable de l'EPA .....	68
2.1.6. Enjeux susceptibles d'engendrer des externalités .....	69
2.2. Études du plan de réalisation de l'ÉES .....	70
2.2.1. Projet type .....	71
2.2.2. Scénarios .....	72
2.3. Cadre de référence proposé .....	74
<b>CHAPITRE 3 : Les principales externalités associées à l'exploitation du gaz de schiste</b> .....	75
3.1. Qualité de l'eau .....	76
3.1.1. Prélèvements d'eau potable .....	77
3.1.2. Eaux de fracturation et de reflux .....	81

3.1.3. Traitement et disposition des eaux et des boues .....	85
3.2. Qualité de l'air .....	92
3.2.1. Polluants atmosphériques .....	92
3.2.2. Émissions de gaz à effet de serre (GES) .....	103
3.3. Territoire.....	114
3.3.1. Occupation du territoire .....	114
3.3.2. Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité).....	119
3.3.3. Sismicité .....	122
3.3.4. Radioactivité .....	130
3.3.5. Réhabilitation des sites et fermeture définitive des puits.....	133
3.4. Externalités « sociales » .....	142
3.4.1. Transport .....	142
3.4.2. Bruit .....	153
3.4.3. Santé et sécurité publiques et perturbations sociales .....	161
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>165</b>
<b>ANNEXES</b> .....	<b>167</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>178</b>

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Méthodes d'estimation de la valeur économique totale .....	9
Figure 2 : Scénarios d'émissions annuelles en équivalent de CO <sub>2</sub> .....	17
Figure 3 : Illustration graphique du concept d'externalités.....	38
Figure 4 : Composition de la valeur économique totale d'un actif naturel : un récif de corail dans le Pacifique insulaire .....	43
Figure 5 : La valeur économique totale .....	45
Figure 6 : Méthodes d'évaluation basées sur les préférences révélées .....	46
Figure 7 : Comparaison gaz conventionnel / gaz de schiste.....	104
Figure 8 : Émissions fugitives de méthane provenant de gaz conventionnel et de gaz de schiste.....	107
Figure 9 : Émissions annuelles de CO <sub>2</sub> .....	113
Figure 10 : Forage de puits horizontaux directionnels .....	114
Figure 11 : Paysage forestier fragmenté par l'exploitation gazière .....	120
Figure 12 : Analyse des cas historiques de tremblements de terre par rapport à la fracturation hydraulique – sud du Québec.....	127

Figure 13 : Tête de puits standard .....	134
Figure 14 : Fermeture de puits .....	140
Figure 15 : Nombre de voyages aller-retour quotidiens pour chaque type de puits .....	144
Figure 16 : Les coûts socio-économiques des accidents.....	147

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Principaux composés constituant les contaminants atmosphériques .....	14
Tableau 2 : Superficie des sites en surface et du sous-sol drainé .....	19
Tableau 3 : Évolution du concept d'externalités.....	28
Tableau 4 : Estimation du coût annuel des externalités environnementales mondiales, selon le Programme des Nations Unies pour l'Environnement.....	45
Tableau 5 : Principaux enjeux pour l'eau potable et travaux en cours menés par l'EPA.....	68
Tableau 6 : Synthèse des principales phases et activités d'un projet type .....	71
Tableau 7 : Nombre de puits qui prélèveraient de l'eau dans les bassins versants .....	80
Tableau 8 : Émissions atmosphériques issues du forage, de la fracturation hydraulique et des activités d'extraction de gaz naturel .....	92
Tableau 9 : Part relative des émissions de polluants atmosphériques provenant de l'extraction du gaz de schiste en Pennsylvanie (en tonnes métriques ou en %) .....	101
Tableau 10 : Estimation des coûts correspondants aux dommages à la santé et à l'environnement .....	102
Tableau 11 : Compilation de différentes estimations du taux de fuite tout au long de la chaîne production / distribution / consommation de gaz naturel.....	106
Tableau 12 : Superficie des sites en surface et du sous-sol drainé .....	115
Tableau 13 : Nombre de plateformes selon les endroits d'implantation .....	117
Tableau 14 : Nombre de plateformes et superficies perturbées .....	118
Tableau 15 : Description des neuf degrés d'impacts de l'échelle de Richter .....	123

Tableau 16 : Événements sismiques historiques causés ou présumés causés par l'usage de différentes technologies liées à la production d'énergie aux États-Unis .....	124
Tableau 17 : Différentes terminologies utilisées pour décrire l'état de fermeture d'un puits .....	135
Tableau 18 : Nombre de voyages (aller seulement) de camions lourds et légers, par activité, en période d'intense activité.....	143
Tableau 19 : Mouvements de camions par puits (shale de Bakken, Dakota du Nord) .....	145
Tableau 20 : Estimation du nombre de voyages de camion pour chaque scénario .....	145
Tableau 21 : Coût moyen par victime (valeur pour l'année 2011) .....	149
Tableau 22 : Nombre annuel moyen d'incidents sérieux et dommages à la propriété associés au transport par pipeline et gazoduc, de 2002 à 2006 aux États-Unis .....	150
Tableau 23 : Coût marginal du bruit par km / véhicule parcouru (centimes d'euro de 2002).....	155
Tableau 24 : Le coût du bruit en % du PIB .....	156

## PRÉSENTATION DU MANDAT

Conformément à son plan de réalisation, le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES) procède à plusieurs études afin de combler le besoin de connaissances relatives à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières au Québec.

La présente étude répond partiellement aux objectifs poursuivis par les études EC2-5, EC4-3 et EC4-7. Elle vise plus particulièrement les objectifs suivants :

- Déterminer et, lorsque possible, évaluer les principales externalités susceptibles d'être générées à la suite du déploiement de l'industrie du gaz dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent;
- À la lumière des expériences et des recherches menées ailleurs, inventorier et proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois;
- Servir d'intrant à l'analyse avantages-coûts qui sera réalisée ultérieurement.

*« Au moment d'écrire ces lignes, les coûts environnementaux associés à l'extraction du gaz naturel par la fracturation hydraulique sont largement inconnus et peuvent faire augmenter les coûts sociaux de l'usage du gaz naturel » (Greenstone et Looney, MIT, 2012).*

## SOMMAIRE EXÉCUTIF

### Détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire

L'extraction de ressources naturelles non renouvelables engendre des coûts sociaux qui ne sont pas pris en compte par les différents agents économiques. Dans le cas de l'exploitation du gaz de schiste, les principaux coûts sociaux appréhendés par les populations locales et les administrations publiques sont les risques de pollution de l'air, de l'eau ou du sol, les nuisances telles que le bruit et l'augmentation du trafic lourd, la perte de qualité de vie (*amenities*) et la perte de services écologiques<sup>1</sup>. Une bonne compréhension de ces impacts négatifs potentiels est essentielle à la mise en place de politiques et de réglementations efficaces et efficientes.

#### Concepts et définitions

Dans le but de prendre en compte ces coûts et de tendre vers un optimum social, les économistes utilisent la notion d'externalités ou « coûts externes »<sup>2</sup>. Le concept même d'externalité a beaucoup évolué depuis son introduction dans la théorie économique au début du 20<sup>e</sup> siècle. Plusieurs définitions, servant différents objectifs, ont été proposées par plusieurs auteurs. Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES) utilise la définition suivante dans son plan de réalisation : l'externalité est « un effet négatif ou positif de l'acte de production ou de consommation d'un agent économique sur un autre qui échappe au système d'appréciation du marché ». Dans le présent document, le terme « externalités », à moins d'indication contraire, est utilisé dans le sens d'« externalités négatives de production de biens et services associées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ». Les externalités positives ont sciemment été exclues pour les raisons suivantes : d'abord, du point de vue de la société, les externalités négatives sont plus préoccupantes pour les administrations publiques. En second lieu, dans la littérature spécialisée, on fait très peu mention des externalités positives, qui sont généralement plus difficiles à déterminer et à discerner des « retombées économiques<sup>3</sup> ».

En théorie, pour éviter une allocation inefficace des ressources dans l'économie, les prix doivent refléter les véritables coûts de la ressource. En présence d'une externalité négative de production, le producteur de l'externalité profite de l'ensemble des bénéfices de l'activité économique sans en assumer la totalité des coûts. Puisque ces coûts ne sont pas pris en compte (ou ne sont pas compensés par le producteur), c'est la société qui doit les assumer. La pollution de l'air et de l'eau sont des exemples classiques d'externalités négatives. Les experts s'entendent sur le fait qu'une « défaillance des marchés » causée par la présence d'externalités entraîne un niveau de production supérieur à l'optimum social.

<sup>1</sup> Services rendus par les écosystèmes naturels tels que la régulation des cours d'eau et du climat, l'approvisionnement en eau et en nourriture, les activités de loisir, etc.

<sup>2</sup> Dans la présente étude, seules les externalités négatives sont considérées.

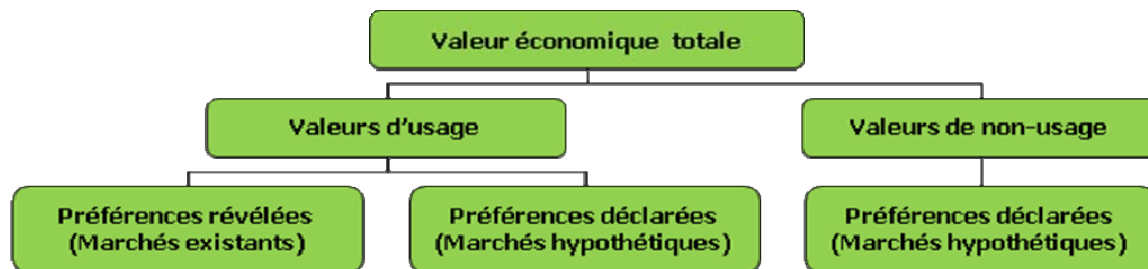
<sup>3</sup> Ces dernières font l'objet d'une autre étude.



### Mécanismes d'intervention

Avant d'intervenir publiquement pour réduire ou compenser une externalité, il importe d'en connaître les caractéristiques et d'en estimer la valeur. Soit dit en passant, la valeur des externalités est souvent difficile à évaluer puisqu'elle n'est pas prise en compte sur les marchés. Pour résoudre ce problème, les experts ont mis au point au fil du temps une panoplie d'instruments, de mécanismes et de méthodes d'évaluation de la valeur économique totale. La figure 1 illustre très succinctement cette notion de « valeur économique totale ».

Figure 1 : Méthodes d'estimation de la valeur économique totale



Les méthodes d'estimation de la valeur économique totale sont regroupées en deux grandes catégories :

- **Méthodes à préférences révélées** : la valeur d'un bien ou d'un service non marchand est estimée à partir d'échanges « commerciaux » existants. C'est le cas des méthodes basées sur les coûts de déplacement, les prix hédoniques et les fonctions de dommage;
- **Méthodes à préférences déclarées** : lorsque la logique des marchés ne peut s'appliquer, la valeur d'un bien ou d'un service peut être estimée, dans certaines conditions, à l'aide d'enquêtes ciblées qui recueillent les choix ou les préférences des personnes interviewées. Les deux méthodes les plus connues sont la méthode d'évaluation contingente (volonté à payer et consentement à recevoir) et la méthode de l'analyse conjointe (ou méthode des choix expérimentaux).

Plusieurs mécanismes d'intervention s'offrent aux décideurs publics pour leur permettre de réduire ou compenser les externalités associées à un projet de développement. Les principaux sont les suivants :

- **La réglementation** : la réglementation demeure l'outil privilégié par les administrations publiques pour internaliser les externalités associées au gaz de schiste. Habituellement, le processus normal de réglementation inclut une étape de consultation publique. Dans certains cas, la réglementation peut également être soumise à un processus de négociation préalable;
- **Les instruments de marché** : utilisés le plus souvent en combinaison avec la réglementation, les instruments de marché agissent sur les prix ou sur les quantités. Les taxes, les redevances, les droits, les tarifs, les fonds dédiés, les assurances, les garanties financières, les systèmes de permis négociables et les systèmes de gestion de l'offre sont tous des instruments de marché;

- **La négociation** : en vertu du théorème de Coase, la négociation peut s'avérer préférable à la réglementation ou au recours aux instruments de marché lorsque les droits de propriété sont bien établis et que les coûts de transaction de l'intervention publique sont supérieurs aux bénéfices attendus. Le concept de **négociation sociale** promu par certains économistes « écologiques sociaux »<sup>4</sup> offre une vision plus large du spectre des valeurs sociales de l'environnement et des écosystèmes naturels que la monétisation des biens et services écologiques habituellement utilisée dans les analyses avantages-coûts. La négociation sociale permet de tenir compte de certaines valeurs sociales à l'aide, notamment, de délibérations à l'intérieur de groupes de discussion;
- **Les autres mécanismes** : il existe différents mécanismes à l'usage des administrations publiques, des entreprises ou des particuliers qui permettent de réduire certaines externalités. Les recours devant les tribunaux, les systèmes d'information et de consultation publique ainsi que les programmes volontaires entrent dans cette catégorie.

On constate qu'il existe plusieurs façons d'internaliser les externalités associées à l'exploitation du gaz de schiste, que ce soit par la réglementation, par le marché, par la négociation bilatérale, par l'entreprise ou par les tribunaux. Selon la théorie économique, le mécanisme retenu devrait être celui qui minimise les coûts de transaction pour la collectivité, à la condition que les bénéfices attendus soient supérieurs aux coûts de transaction. Il importe également de prendre en compte les effets distributifs de l'intervention lorsqu'on utilise un mécanisme de portée globale, tel que la taxation.

#### **Classification des externalités**

En premier lieu, afin de déterminer et de mesurer les externalités liées à l'exploitation éventuelle du gaz de schiste, un cadre de référence a été établi à partir de quatre matrices élaborées par des organismes internationaux ou nationaux reconnus. Ce sont la matrice de Resources for the Future, la matrice de l'Union européenne, la matrice du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) et le cadre d'analyse du New York State Department of Environmental Conservation.

En second lieu, les études réalisées dans le cadre du plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) qui concernent les externalités ont été prises en compte. Plusieurs de ces études abordent plus ou moins directement la question des externalités. L'encadré qui suit présente ces études ainsi que, s'il y a lieu, le numéro de l'encadré ou de la section qui décrit l'étude plus en détail.

#### **Études du plan de réalisation qui abordent directement la question des externalités**

- M2 : Projet type (voir la section 2.2.1)
- P1 : Scénarios (voir la section 2.2.2)
- E1-1 : Impacts environnementaux associés à l'utilisation de l'eau
- E2-2 : Capacité de prélèvements d'eau (voir l'encadré 24)
- E2-4 : Stockage des eaux de reflux (voir l'encadré 37)

<sup>4</sup> Parfois qualifiés d'économistes hétérodoxes par opposition aux économistes orthodoxes néo-classiques.

- E3-2, E3-4 : Risques de déversements et de fuite
- E3-3 : Recensement et inspection des puits orphelins
- E3-5 : Simulation et analyse des eaux de fracturation (voir l'encadré 25)
- E3-7 : Vulnérabilité des prises d'eau potable
- E4-1 : Scénarios de gestion des eaux de reflux (voir l'encadré 26)
- A1-1, A1-2 : Taux d'émissions et impacts des contaminants atmosphériques
- GES1-1, GES1-2 : Émissions de GES
- R1-1 : Risques naturels
- R2-1 : Risques technologiques
- S2-2 : Impacts sur les éléments du patrimoine
- S2-4 : Inventaire et cartographie du territoire (voir la section 3.3.2)
- S2-5 : Impacts visuels
- S2-6 : Impacts sonores
- S2-7 : Impacts sociaux (bruit, camionnage, luminosité, etc.)
- S3-1, S3-2 : Impacts sur la santé, l'eau et l'air (voir la section 3.4.3)
- S3-3 : Risques et impacts psychosociaux (voir la section 3.4.3)
- S3-5 : Impacts sur l'aménagement du territoire (voir la section 3.4.3)
- S3-6 : Impacts et coût des infrastructures
- S4-7 : Impacts sur les communautés autochtones
- S4-8 : Retombées sociales et impacts sociaux (voir l'encadré 18)
- EC2-3 : Cycle de vie
- EC2-4 : Analyse avantages-coûts
- EC2-5 : Technologies susceptibles de réduire les risques et les externalités
- EC4-1 à EC4-5 : Mesure et partage de la rente (voir la section 1.1.3.2)
- EC4-6 : Responsabilité sociale des entreprises
- L1-1, L2-1 : Encadrement législatif (voir l'encadré 13)

À partir des modèles de matrice d'externalités analysés, des études réalisées dans le cadre de l'ÉES et d'un survol de la documentation disponible, un cadre de référence des externalités liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec est proposé dans l'encadré suivant<sup>5</sup>.

### **Cadre de référence des externalités liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec**

#### **L'eau**

Prélèvements  
Toxicité des eaux de fracturation et de reflux  
Traitement et disposition

#### **L'air**

Contaminants atmosphériques (COV, NO<sub>x</sub>, ozone, etc.)  
Émissions de GES

<sup>5</sup> Ce cadre de référence est utilisé pour présenter les externalités qui font l'objet du chapitre 3.

**Le territoire**

Occupation du territoire  
 Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité)  
 Radioactivité  
 Sismicité  
 Réhabilitation du site et fermeture des puits

**Les externalités sociales**

Transport  
 Bruit  
 Santé, sécurité et bien-être des communautés

Le cadre de référence proposé reflète un certain nombre de choix quant à l'approche retenue, aux externalités prises en compte ainsi qu'aux regroupements utilisés. Ces choix ont été guidés principalement par la recherche d'une méthode de présentation simple, flexible et la plus exhaustive possible qui tient compte des enjeux propres à la situation qui prévaut au Québec.

**Analyse des principales externalités**

Pour chaque externalité ou catégorie d'externalités indiquée dans le cadre de référence proposé, les éléments suivants sont analysés à la lumière des informations disponibles :

- **Amplitude** : est-ce que cette externalité représente un enjeu important pour la société québécoise sur le plan des risques et des impacts appréhendés?
- **Monétarisation** : est-il possible de mesurer cette externalité en valeur économique ou de transposer des valeurs obtenues ailleurs?
- **Mesures à privilégier** : peut-on proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois?

Lorsque possible, les scénarios de développement et les caractéristiques du projet type<sup>6</sup> sont mis à contribution pour circonscrire la portée de l'analyse.

**L'eau**

Les impacts potentiels de la fracturation hydraulique et des autres activités liées à l'extraction du gaz de schiste sur la qualité et la disponibilité de l'eau constituent la préoccupation majeure de la population québécoise. Cette préoccupation touche les différents aspects liés à la qualité de l'eau : les prélèvements, les eaux de fracturation et de reflux, le traitement et la disposition des eaux.

Selon les travaux réalisés au Québec, de façon générale, la quantité totale des **prélèvements** d'eau potable (de surface) prévus dans les basses-terres du Saint-Laurent en fonction des scénarios de développement ne représente pas un problème par rapport à la disponibilité de l'eau dans son ensemble. Toutefois, les opérations de fracturation ont lieu au moment et là où la ressource est trouvée, ce qui ne correspond pas nécessairement à un endroit où l'eau est disponible en quantité suffisante au

<sup>6</sup> Les scénarios et le projet type sont décrits à la section 2.2.

moment où on veut l'utiliser. Une étude portant sur le potentiel des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent à fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie gazière a permis de déterminer les secteurs des cours d'eau qui présentent certaines contraintes de prélèvement. La détermination des cours d'eau à risque et l'application adéquate de la réglementation existante devraient permettre de réduire à un niveau acceptable les externalités négatives associées aux prélèvements d'eau. Toutefois, un rythme accéléré de forage et de fracturation pourrait générer des coûts administratifs substantiels pour les ministères responsables de l'application réglementaire et du suivi. Parmi les autres mesures d'atténuation proposées par les experts, il est recommandé de tenir compte des impacts cumulatifs des prélèvements, d'adopter les meilleurs procédés et les meilleures technologies disponibles permettant d'économiser et de réutiliser l'eau, et de recourir à des conduites<sup>7</sup> pour desservir la majorité des plateformes de forage.

La toxicité des additifs utilisés dans le procédé de fracturation hydraulique en lien avec une contamination potentielle des eaux souterraines et des eaux de surface était au centre des préoccupations manifestées lors des audiences publiques du BAPE en 2010. Bien que la concentration des additifs ajoutés aux **eaux de fracturation** soit inférieure à 1 %, c'est avant tout la charge de contaminants pouvant se retrouver dans l'environnement qui mérite une attention particulière lorsque vient le temps d'évaluer les impacts. Pour porter un jugement sur la toxicité des additifs et le risque que leur utilisation représente, il faut en premier lieu en connaître la composition. Toutefois, il demeure très difficile de connaître avec précision ces informations en raison de la grande variété des produits utilisés qui peuvent varier d'un lieu de forage à l'autre et de la réticence des exploitants à dévoiler leurs « recettes » pour des raisons de compétitivité.

Au Québec, en raison du faible volume d'activité dans le secteur du gaz de schiste et du fait qu'il n'est pas possible de procéder à des expérimentations de fracturation pendant la durée de l'ÉES, une étude a été confiée au Centre de recherche industrielle du Québec (CRIQ), en partenariat avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), afin de reproduire en laboratoire les conditions géochimiques associées à la fracturation et d'analyser les propriétés et la qualité des eaux de fracturation et de reflux qui en résultent. Les échantillons de shale utilisés pour ces simulations proviennent de carottes de forage de différents sites au Québec.

Plusieurs auteurs d'études, la plupart réalisées aux États-Unis, se sont penchés sur différents aspects de la relation entre l'ajout d'additifs chimiques et les risques de contamination des eaux souterraines ou de surface. Il s'avère qu'il demeure très difficile de démontrer cette relation avec un degré de certitude élevé et d'établir la valeur économique de ce type d'externalités en raison du grand nombre de facteurs pouvant en faire varier la valeur. Les mesures d'atténuation proposées par les auteurs vont de l'adoption de bonnes pratiques à la réduction du rythme d'exploitation du gaz de schiste en passant par l'adoption d'une loi renversant le fardeau de la preuve en faveur du requérant (par exemple le propriétaire d'un puits d'eau potable).

Aux États-Unis, le **traitement et la disposition des eaux et des boues** doivent être réalisés conformément au règlement de l'*Environmental Protection Agency (EPA)*,

---

<sup>7</sup> À la place de camions-citernes.

Agence de protection de l'environnement) appliqué dans le cadre du programme *Underground Injection Control*. En vertu de ce programme, les eaux de reflux sont injectées dans des formations géologiques profondes isolées des sources d'eau potable<sup>8</sup>. Jusqu'à maintenant, au Québec, pratiquement seuls les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE) ont été utilisés comme mode d'élimination. Toutefois, il y en aurait peu qui seraient en mesure de traiter adéquatement les eaux et les boues de forage et de fracturation. Le MDDEFP a produit un avis technique à cet effet. L'avis recommande notamment de limiter la part d'eau de fracturation admissible à un ouvrage de traitement municipal, de privilégier la réutilisation des eaux de reflux et de traiter sur place ou dans des installations conçues à cette fin la majorité des eaux usées.

Une revue de littérature portant sur les impacts potentiels de la fracturation hydraulique et des autres activités liées à l'extraction du gaz de schiste sur la qualité de l'eau permet de dégager quelques constats généraux :

- De l'avis d'une majorité d'auteurs, le manque de disponibilité de données robustes, particulièrement à l'échelle régionale, rend difficile la détermination des externalités ainsi que les interventions réglementaires à privilégier pour les réduire;
- Les données sont difficilement transposables en raison des disparités régionales et des différentes méthodologies utilisées;
- Le fardeau de la preuve est difficile à établir en raison notamment de l'importance des enjeux pour les différentes parties prenantes.

### **L'air**

Les impacts potentiels sur la qualité de l'air sont analysés sous deux angles : l'émission de contaminants dans l'air et les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Les émissions de **contaminants atmosphériques** issues du forage, de la fracturation hydraulique et des activités d'extraction de gaz naturel comprennent principalement les composés indiqués au tableau 1.

**Tableau 1 : Principaux composés constituant les contaminants atmosphériques**

<b>Composé</b>	<b>Description</b>
Méthane (CH <sub>4</sub> )	Composant principal du gaz naturel.
Oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> )	Formés lors de la combustion des hydrocarbures dans les moteurs de compresseurs et camions ainsi que dans la torchère.
Composés organiques	Hydrocarbures légers, incluant des composés aromatiques (BTEX), des alcanes et alcanes légers.

<sup>8</sup> Le problème de sismicité associé à l'injection de fluides dans des formations géologiques profondes sera abordé plus en détail dans la section 3.3.4.

volatils (COV)	Présents dans l'eau de reflux. Peuvent être libérés lors de la manipulation et l'entreposage des fluides.
BTEX; benzène, toluène, éthylbenzène et xylène	Composants émis en faibles quantités.
Monoxyde de carbone (CO)	Formé dans la torchère et lors de la combustion incomplète des carburants dans les moteurs.
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	Peut être formé quand des hydrocarbures contenant des traces de soufre sont brûlés.
Sulfure d'hydrogène (H <sub>2</sub> S)	Naturellement présent dans certaines formations. Peut être libéré quand les gaz sont émis, fuient ou ne sont pas complètement brûlés.

Source : Smith, 2012s

Aux États-Unis, en vertu du Clean Air Act, c'est l'EPA qui est responsable d'établir les nouvelles normes de performance pour les industries qui contribuent à la pollution de l'air pouvant nuire à la santé ou au bien-être des citoyens. L'EPA convient que l'industrie du gaz et du pétrole est une source importante de COV reconnus comme d'importants précurseurs de l'ozone troposphérique. Par ailleurs, les données recueillies dans le cadre du programme *Natural Gas STAR* ont montré que la plus grande part des contaminants atmosphériques attribuables à l'exploitation du gaz naturel était générée à l'étape de la fracturation et de la complétion. En 2012, l'EPA a adopté de nouveaux amendements à sa réglementation encadrant les émissions de l'industrie gazière. À terme, l'agence estime qu'entre 190 000 et 290 000 tonnes de COV et entre 12 000 et 20 000 tonnes de contaminants atmosphériques dangereux ne seront plus émises dans l'atmosphère annuellement. Selon l'agence, la réduction des émissions de COV, d'ozone, de benzène et d'autres contaminants atmosphériques permettra de réaliser d'importants bénéfices tels qu'une réduction des risques de cancer, des crises d'asthme, des cas d'hospitalisation et des cas de morts prématurées. Toutefois, l'EPA n'a pas voulu chiffrer ces bénéfices, qui ont fait l'objet de certaines critiques. En fait, un débat a présentement cours aux États-Unis concernant la mesure des émissions de contaminants atmosphériques issues de l'exploitation du gaz de schiste<sup>9</sup>.

Au Québec, trois études prévues dans le plan de réalisation de l'ÉES permettront d'estimer des taux d'émissions de contaminants atmosphériques de sources fixes et mobiles, leur dispersion dans l'air et leurs impacts sur la santé :

- Évaluation des taux d'émissions de contaminants atmosphériques provenant des sources fixes, mobiles et fugitives (A1-1);
- Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les sources fixes et mobiles et de l'impact de ces contaminants sur la qualité de l'air ambiant (A1-2);

<sup>9</sup> Pour plus de détails sur ce débat, voir l'encadré 30.

- Revue bibliographique des impacts attendus sur la santé des populations exposées et évaluation de l'importance de ces impacts sur leur qualité de vie (S3-1).

Plusieurs auteurs ont proposé différentes mesures d'atténuation pour réduire les émissions de contaminants atmosphériques. Ils proposent notamment :

- Le recours à la notion de complétions vertes (*green completions*) pour capturer les émissions de méthane et les COV;
- Le remplacement progressif des moteurs à combustion des compresseurs par des moteurs électriques;
- Le recouvrement des réservoirs pour contrôler les émissions de COV;
- L'établissement de distances séparatrices minimales entre les sites de forage et les résidences les plus rapprochées;
- La caractérisation exhaustive de la qualité de l'air ambiant, conditionnelle à l'obtention du permis.

L'exploitation du gaz de schiste, comme toute activité industrielle, génère son lot d'**émissions de GES**, principalement sous forme de CO<sub>2</sub>, provenant de la combustion des moteurs et du brûlage des gaz, mais aussi sous la forme de méthane résultant des fuites (émissions fugitives) tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation. La présente section porte spécifiquement sur les **émissions fugitives** de méthane tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation.

Un important débat quant à savoir si la production de gaz de schiste contribue ou non au bilan net des émissions de GES a lieu actuellement aux États-Unis. Certains défendent la position que, même si la production de gaz de schiste contribue à augmenter les émissions locales de GES, des réductions substantielles peuvent être réalisées lorsqu'il y a substitution des combustibles fossiles par du gaz naturel qui émet moins de GES par unité thermique équivalente lors de sa combustion.

D'autres soutiennent au contraire que l'importance des fuites de méthane (CH<sub>4</sub>) tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz de schiste ainsi que son potentiel de réchauffement global élevé ne permettent pas de réaliser des réductions nettes de GES même lorsqu'il est substitué à d'autres sources d'énergie, notamment au diesel pour le transport par camion ou même au charbon pour produire de l'électricité. Le débat est alimenté en bonne partie par le taux de fuite global<sup>10</sup> utilisé pour calculer les émissions de GES. En utilisant un taux moyen d'émission qui correspond à peu près à celui utilisé par l'EPA, les experts s'entendent pour reconnaître une réduction importante des émissions de GES lorsqu'il y a substitution du charbon par le gaz naturel. Par ailleurs, on observe une tendance selon laquelle les fuites de méthane tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation diminuent

---

<sup>10</sup> Taux de fuite tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz naturel, exprimé en pourcentage du volume total de gaz produit pendant toute la durée de vie du puits.

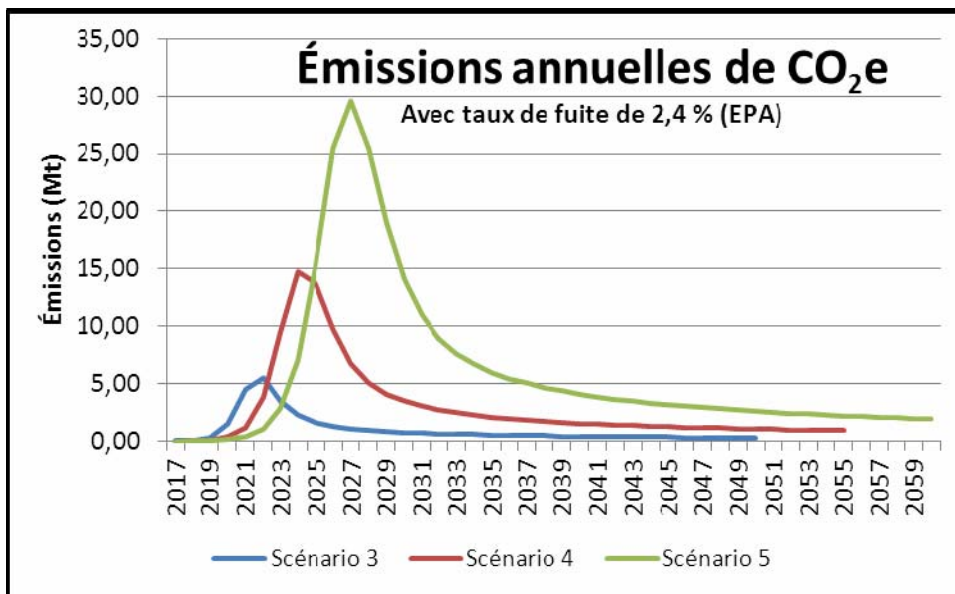


progressivement avec le temps, sous l'influence combinée de facteurs économiques, technologiques et réglementaires.

Au Québec, les externalités associées aux éventuelles émissions nettes de GES provenant de l'exploitation du gaz de schiste présentent certains aspects particuliers. Actuellement, le Québec ne produit pas de gaz naturel. Les émissions fugitives de méthane de source anthropique se limitent essentiellement à celles qui émanent de son réseau de distribution de gaz, des lieux d'enfouissement technique et de certains établissements agricoles. Contrairement aux États-Unis, où une large proportion de l'électricité était jusqu'à récemment produite par des centrales fonctionnant au charbon, la substitution du charbon par le gaz naturel présente moins d'avantages pour le Québec sur le plan des émissions nettes de GES. L'objectif de réduction des émissions de GES prévu dans le nouveau Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques est ambitieux : 20 % sous le niveau des émissions de 1990 à l'horizon de 2020. Le développement éventuel de l'industrie du gaz de schiste au Québec risquerait de repousser l'objectif de réduction des émissions de GES pour un certain temps.

La modélisation des émissions selon les scénarios de développement du CÉES présenté à l'annexe 5 permet de faire deux observations notables : sur la base des hypothèses et du scénario retenu, les émissions pourraient contribuer considérablement à alourdir le bilan de GES du Québec. Toutefois, cette augmentation serait limitée dans le temps à la période de développement de pointe d'une durée de quelques années (voir la figure 2).

**Figure 2 : Scénarios d'émissions annuelles en équivalent de CO<sub>2</sub>**



Maintenant, à savoir, s'il y avait un avantage pour la société québécoise à intégrer les éventuelles émissions issues de l'exploitation du gaz de schiste au marché du carbone<sup>11</sup>, il faut garder en tête le théorème de Coase<sup>12</sup> : les bénéfices attendus de la réglementation doivent demeurer supérieurs aux coûts de transaction.

Plusieurs études scientifiques ont établi un lien plus ou moins direct entre les risques de contamination et les activités liées à l'exploitation du gaz de schiste. Ces études ont toutefois fait l'objet de critiques de la part des parties représentant l'industrie, tant sur le plan méthodologique qu'en ce qui concerne les hypothèses utilisées dans les différents outils de modélisation. Bien que le fardeau de la preuve soit difficile à établir avec un degré de certitude suffisamment élevé, le nombre et la qualité de ces études dépassent le niveau de la preuve anecdotique.

Les auteurs des nombreuses études touchant les externalités liées à la qualité de l'eau et de l'air analysées dans le présent document sont presque unanimes à reconnaître la nécessité de poursuivre l'acquisition de connaissances afin d'intervenir avec efficacité et efficience pour réduire ces externalités.

Aussi, en vertu des principes de précaution et de prévention, certaines administrations publiques ont commencé à resserrer leurs réglementations. Les cas de l'EPA (et du Clean Air Act) et de la Colombie-Britannique en sont des exemples éloquentes. Malgré l'abondance relative de l'information, beaucoup d'incertitudes demeurent, surtout à l'échelle régionale. Également, les caractéristiques physiques, économiques et sociales particulières à chaque cas rendent difficilement transposables les résultats, ce qui limite l'utilité de l'exercice.

### **Le territoire**

Conformément au cadre de référence adopté au chapitre 2, la présente section comprend les cinq sous-sections suivantes : occupation du territoire, écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité), radioactivité, sismicité, réhabilitation du site et fermeture des puits.

**Occupation du territoire.** Le forage des puits nécessite l'aménagement d'un espace en surface de dimensions suffisantes pour accueillir la foreuse, les étangs et les réservoirs de rétention, l'aire de chargement des camions, les tuyaux et les matériaux, les pompes, la torchère et autres équipements, de même que les bâtiments de contrôle et de services. À cet espace s'ajoute la superficie nécessaire pour l'aménagement des voies d'accès. La longueur, le nombre de puits horizontaux et la superficie occupée par une plateforme dépendent de nombreux facteurs géologiques, topographiques et technologiques. Chaque exploitant possède ses propres façons de faire et chaque site possède ses propres caractéristiques.

Le tableau 2 présente quelques superficies moyennes relevées dans la littérature.

<sup>11</sup> Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE).

<sup>12</sup> Pour plus de détails, voir la section 1.2.3.

**Tableau 2 : Superficie des sites en surface et du sous-sol drainé**

Référence	Superficie occupée par une plateforme	Superficie du sous-sol drainé
Howarth (2011)	2 ha	1,5 km <sup>2</sup>
Entrekin (2011) dans Groat et Grimshaw (2012)	1,5 à 3 ha	
Sweet (2010) dans Groat et Grimshaw (2012)	2,6 ha	2,6 km <sup>2</sup>
Brittingham (2012)	2 à 3 ha	
CIRAIG (2013)	1 ha	3,87 km <sup>2</sup>

Au Québec, le plus souvent, les forages ont lieu dans des milieux ruraux et impliquent la construction de voies d'accès aux sites de forage. Les superficies occupées par ces chemins d'accès s'ajoutent au total des superficies perturbées. Les superficies perturbées en milieu agricole le sont relativement pendant de courtes durées. La période d'implantation pour une plateforme desservant six puits, telle qu'elle est décrite dans le projet type, peut durer environ une année et, en vertu de la période de validité de l'autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ), les plateformes aménagées lors de la phase d'implantation doivent être réhabilitées généralement au maximum trois ans après le début des travaux. En milieu forestier, les perturbations demeureront observables sur une période beaucoup plus longue. Parmi les mesures d'atténuation proposées, on suggère de situer les plateformes à proximité des chemins existants et en terrain agricole plutôt qu'en milieu forestier, de maximiser le nombre de puits desservis par plateforme et d'encourager le partage des infrastructures entre les différentes compagnies exploitant dans le même secteur.

**Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité).** Les impacts négatifs potentiels de l'exploitation du gaz de schiste sur les écosystèmes naturels les plus documentés sont les risques de fragmentation des habitats et de perte de biodiversité. Ces impacts négatifs potentiels sont davantage associés aux écosystèmes en milieu forestier. Toutefois, l'augmentation de la fragmentation du territoire favorise un certain nombre d'espèces au détriment d'autres espèces. Les espèces prédatrices profiteraient davantage de la fragmentation du territoire, alors que les espèces dont l'habitat est la forêt dense et profonde seraient négativement affectées. Et c'est habituellement dans ce milieu qu'on retrouve les espèces les plus rares ou menacées. L'ouverture de chemins favorise également l'accès du territoire aux chasseurs et aux pêcheurs, qui risquent de perturber davantage les habitats fragiles.

Les enjeux ne sont pas différents au Québec. L'exploitation éventuelle du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait entraîner des externalités touchant les milieux naturels, particulièrement en milieu forestier. Pour ce qui est de la fragmentation des espaces boisés, l'espace forestier du territoire à l'étude est déjà « majoritairement fragmenté » selon une étude récente réalisée à l'Université du Québec à Chicoutimi. Les externalités pourraient être positives pour certains habitats et négatives pour d'autres. La mesure de telles externalités nécessite une bonne connaissance du territoire. À cet effet, les auteurs ont dressé l'inventaire et la cartographie, pour l'ensemble du territoire à

l'étude, du réseau des aires protégées, des territoires régionaux d'intérêt, des parcs et espaces verts, des plans de conservation et du potentiel des sols arables.

Parmi les mesures d'atténuation proposées, citons les suivantes : éviter d'installer les plateformes dans les habitats situés en forêt profonde, dans des milieux humides et dans des habitats rares ou fragiles; éviter de déboiser pendant la saison de reproduction (du 15 mai au 15 juillet); restaurer le plus rapidement possible les lieux avec, de préférence, des végétaux indigènes; faire l'inventaire des habitats rares ou fragiles.

**Sismicité.** Depuis quelques années, plusieurs événements sismiques, la plupart de faible magnitude, ont été associés à la fracturation hydraulique et à l'injection de liquides dans le cadre d'activités d'exploitation du gaz de schiste. Ces événements, jugés « anormaux », ont soulevé l'inquiétude dans les populations à proximité des lieux de forage. Les experts, tant au Québec qu'ailleurs, reconnaissent qu'il est souvent difficile d'établir des liens directs entre les événements sismiques et les activités de fracturation, et qu'il est encore plus difficile de prévoir ces événements. Les experts reconnaissent également que l'énergie introduite dans le massif rocheux lors de la fracturation hydraulique est trop faible pour engendrer des effets sismiques importants. Par contre, il a été démontré que l'injection de grandes quantités de fluides dans les formations géologiques profondes peut causer des microsecousses et que le risque augmente avec les quantités de liquides injectées, les pressions exercées et l'activité tectonique du site. Cette pratique n'est pas encore utilisée au Québec. Toutefois, une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec pourrait rendre cette option intéressante sur le plan économique pour les exploitants.

L'observation et l'analyse des événements passés et récents ont contribué grandement à l'avancement de la connaissance du phénomène et de ses causes. Parmi les mesures d'atténuation proposées, il est suggéré, notamment, de produire des rapports d'événements sismiques, d'étudier les relations entre les paramètres de la fracturation hydraulique et l'activité sismique, d'améliorer la précision des sismographes, de procéder à un inventaire national des failles et des zones de stress dans les shales, d'établir un programme de surveillance de la sismicité avant, pendant et après des activités de fracturation et d'acquérir une meilleure connaissance des caractéristiques des réservoirs souterrains.

**Radioactivité.** Les enjeux liés à la radioactivité sont abordés sous deux angles : la présence de radioisotopes radioactifs dans l'eau, les boues et autres matériaux provenant des forages, et les taux de concentration du radon dans l'eau, dans l'air et à proximité des puits d'eau potable.

La détection de **taux de radioactivité** « préoccupants » dans certaines boues de rejets dans les puits dans la mer du Nord et au Texas dans les années 1980 a suscité de l'inquiétude chez les autorités publiques aux États-Unis et en Europe relativement à la santé des travailleurs et du public en général. Les États de New York (en 1990) et de la Pennsylvanie (en 1994) ont alors procédé à une enquête sommaire pour mesurer les taux de radioactivité sur un nombre limité de sites gaziers et pétroliers. Dans les deux cas, aucune contamination radioactive n'a été détectée. En 1999, le New York State Department of Environmental Conservation (ministère de la Protection de l'environnement) a mené une étude plus poussée sur la présence et la concentration de

NORM<sup>13</sup> sur son territoire. L'étude conclut que, bien que certains matériaux extraits de forages gaziers ou pétroliers présentent de faibles concentrations de radioactivité, celles-ci ne représentent pas une menace pour la santé publique et l'environnement. Les effets cumulatifs possibles liés à l'entreposage ou le recyclage de ces matériaux seraient également sans danger.

Le **radon** est un gaz radioactif inodore, incolore et invisible. Il provient de la dégradation de l'uranium présent naturellement dans le sol. On le retrouve dans l'eau et dans l'air dans des concentrations variables. Comme il est plus lourd que l'air, le radon a tendance à se concentrer dans les parties les plus basses et les moins ventilées, comme les sous-sols des habitations. Selon les experts, le radon est le seul nucléide radioactif présent dans le shale de Marcellus qui pourrait représenter un danger pour la santé humaine. Au Québec, selon la Commission géologique du Canada, les concentrations naturelles de radon dans l'air ne constituent pas une menace pour la santé.

Les méthodes d'atténuation des concentrations de radon dans l'air demeurent relativement simples et peu coûteuses. La ventilation des espaces restreints et le colmatage des fissures dans les résidences sont les plus souvent recommandés pour les résidences privées. Pour leur part, les auteurs préoccupés par les risques de concentration de radionucléides dont la demi-vie est plus longue que celle du radon recommandent de caractériser les sites d'entreposage de boues et de résidus de forage provenant des shales.

**Réhabilitation des sites et fermeture définitive des puits.** La réhabilitation des sites et la fermeture des puits se réalisent en deux étapes distinctes. La première se fait après les activités de forage et de complétion et consiste à enlever le gravier et les infrastructures temporaires requises pour les travaux et à remettre en place le sol végétal, sauf sur une petite surface immédiatement à proximité de la tête de puits. La superficie du site est réduite à quelques dizaines de mètres carrés et est réaménagée lorsque les puits sont en production. On ne conserve que l'espace nécessaire aux travaux d'inspection et d'entretien. La seconde remise en état du site inclut l'enlèvement de la tête de puits et des chemins d'accès et se fait lors de la fermeture définitive du puits. Cette phase comprend la fermeture définitive des puits qui ne sont plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus importants.

Lors de la fermeture définitive d'un site de forage en zone agricole, la CPTAQ exige la remise en état finale des lieux. Le gravier, le tablier, les clôtures et la tête de puits doivent être retirés. Les bassins de rétention doivent être démantelés, de même que l'unité de traitement des gaz, s'il y a lieu, ainsi que toute infrastructure connexe. La CPTAQ peut également procéder à des inspections et émettre des ordonnances pour s'assurer du respect des conditions exigées dans ses décisions.

Plusieurs terminologies sont utilisées pour décrire différentes situations liées à la fermeture définitive des puits. Les cas les plus problématiques sont reliés aux puits de gaz ou de pétrole dits orphelins. Un **puits orphelin** est défini comme étant un puits inactif depuis une période déterminée et dont le propriétaire, connu ou inconnu, ne peut

---

<sup>13</sup> NORM : *Naturally-Occurring Radioactive Materials*.

en assumer la responsabilité légale et financière. La majorité des États américains ont mis en place des programmes pour déterminer et prévenir les puits orphelins. Les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont également adopté (ou prévoient adopter) des outils réglementaires et financiers pour gérer les risques associés aux puits orphelins. La majorité de ces administrations publiques utilisent conjointement la réglementation, un fonds dédié ainsi que des garanties financières<sup>14</sup>. Mais pour obtenir des résultats positifs, les interventions publiques doivent pouvoir compter sur un inventaire précis, complet et à jour de l'ensemble des puits sous leur juridiction.

### **Les externalités sociales**

Dans le présent document, les externalités sociales désignent les externalités négatives qui affectent la qualité de vie des personnes et des communautés locales, plus particulièrement les externalités négatives liées au transport, au bruit, à la santé et la sécurité publiques et aux perturbations sociales (risques pour la communauté).

Les principales externalités associées au **transport** sont attribuables à l'augmentation du trafic et aux dommages causés aux infrastructures routières. La fracturation hydraulique génère en effet une importante augmentation du **trafic lourd** dans les régions où la production de gaz de schiste a lieu. Les matériaux, les équipements, le sable, les produits chimiques, l'eau potable et les eaux de reflux sont généralement transportés par camion lourd. Selon différents auteurs et différents scénarios, chaque puits horizontal nécessite entre 2 000 et 4 000 voyages de camion. Ces voyages sont concentrés sur une période relativement courte, soit les 50 premiers jours du développement du puits. Le forage successif de plusieurs puits sur une même plateforme peut cependant prolonger la période de forage sur plusieurs mois, voire plus d'une année.

Cette augmentation du trafic lourd risque de générer un certain nombre d'externalités que devront supporter les résidents et les communautés locales à proximité des lieux de forage. Les principales externalités citées sont la congestion et les embouteillages, les dommages aux infrastructures routières, les risques d'accident, la pollution de l'air et le bruit. Les études portant sur les risques d'accident liés à l'augmentation de la circulation, en particulier le trafic lourd, attribuable à l'exploitation du gaz de schiste sont rares. Quelques études rapportent une augmentation des accidents routiers attribuable à la circulation des véhicules lourds utilisés pour l'exploitation du gaz de schiste. Il est également mentionné qu'une exploitation intensive du gaz de schiste va générer une augmentation des emplois directs et indirects dans la région et se traduira par une augmentation supplémentaire du trafic local.

**Les dommages aux infrastructures routières** et les coûts de réparation des routes sont principalement imputables aux véhicules lourds. Les dommages se limitent essentiellement aux routes régionales ou locales, qui ne sont pas conçues pour recevoir un trafic lourd soutenu. Ils peuvent être plus ou moins importants, selon l'intensité du trafic lourd et l'état des routes. Il s'avère difficile d'estimer des coûts moyens de réparation ou de remplacement. À titre d'exemple, le ministère de la Protection de l'environnement de l'État de New York a estimé des coûts d'entretien variant entre

---

<sup>14</sup> La pérennité des garanties financières doit être assurée de façon à survivre à l'entreprise qui en assume la responsabilité.

45 000 \$ et 1,2 million \$ par kilomètre de route. Au Québec, étant donné la proximité et la disponibilité de l'eau douce, il est peu probable que celle-ci soit transportée par camion, ce qui contribuerait à réduire sensiblement le nombre de camions sur les routes comparativement aux évaluations réalisées aux États-Unis.

Il existe une panoplie d'instruments réglementaires, de mécanismes financiers et de programmes qui visent à réduire les impacts sur le transport routier ou qui servent à compenser les coûts supplémentaires générés par l'exploitation du gaz de schiste. La majorité des États américains prélèvent une « taxe d'indemnité » (*severance tax*) pour couvrir, entre autres, les externalités associées au transport routier. Certains États ont adopté des mesures particulières telles que la signature d'ententes routières (*road use agreement*) entre les entreprises exploitantes et les gouvernements locaux, la tenue d'enquêtes sur le trafic et l'exigence de certificats de transport dont la valeur varie en proportion de la longueur des routes à entretenir et la création de fonds dédiés. Au Québec, à part une mesure prévue dans le budget 2011-2012 du ministère des Finances, il ne semble pas exister de mécanismes de financement à l'échelle locale pour compenser une augmentation des coûts d'entretien routier à la suite d'une usure prématurée des infrastructures causée par l'exploitation du gaz de schiste. La réglementation existante semble offrir peu de protection à ce sujet et, selon la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement, il n'y aurait pas beaucoup de planification à cet égard.

Le **bruit** entraîne principalement deux types d'externalités : des nuisances et des atteintes à la santé. Les nuisances [bruits de plus de 60 dB(A)] correspondent à la perte de jouissance d'une activité de détente et à de l'inconfort. Les atteintes à la santé [bruits de plus de 85 dB(A)] peuvent se manifester de différentes façons : détérioration de l'ouïe, augmentation du rythme cardiaque, hausse de la pression sanguine, changements hormonaux, pertes de sommeil, fatigue, dépression, etc. Plusieurs études, réalisées principalement en Europe, ont estimé le coût social du bruit à l'aide de différentes méthodes (prix hédoniques, évaluation contingente et fonction de dommages). Dans le cas du trafic routier, la protection contre le bruit s'avère coûteuse, par exemple lorsque les ménages doivent installer des fenêtres à double vitrage et que les municipalités doivent installer des murs antibruit. Parmi les mesures d'atténuation proposées, les plus souvent mentionnées sont l'établissement de distances minimales des lieux de forage par rapport aux résidences, l'utilisation d'un équipement adéquat et en bonne condition, la mise en place d'un système de contrôle du niveau de bruit, l'utilisation de tapis de forage, de barrières acoustiques et d'écrans muraux temporaires, et l'installation de tuyaux d'échappement plus performants. Selon des tests réalisés au Québec, les sites de forage sans mesures d'atténuation devraient se situer à environ 1,5 km des zones résidentielles afin de respecter les critères de la note d'instructions 98-01 sur le bruit du MDDEFP. D'après les experts et à la lumière des travaux consultés, les externalités générées par le bruit des activités de forage gazier et de fracturation pourraient en bonne partie être internalisées par une réglementation adéquate qui tient compte du moment dans la journée, de la durée et de l'intensité du bruit ainsi que de la proximité des résidences avoisinantes.

### **Santé, sécurité et bien-être des communautés**

De l'avis des experts, les risques pour la santé, la sécurité et le bien-être des communautés associés à l'exploitation du gaz de schiste seraient en général plutôt faibles, mais il est recommandé de ne pas ignorer cet enjeu, notamment à l'échelle

locale et régionale où certaines zones pourraient être particulièrement sensibles aux impacts cumulatifs.

À l'exception des taxes d'indemnité en usage dans plusieurs États américains, il existe peu d'exemples dans la littérature de mécanismes d'internalisation spécifiques à ce type d'externalités touchant les communautés. Le modèle des protocoles d'entente en usage au Colorado offre toutefois un exemple intéressant de mécanisme d'intervention à l'échelle locale.

### **Conclusion**

L'analyse détaillée des différentes catégories d'externalités a permis de cerner les principaux enjeux qui se dessinent au Québec. Les risques de contamination de l'eau potable et des nappes phréatiques demeurent au premier plan des préoccupations de la population et des administrations publiques. Malgré l'abondance des études et des informations disponibles, les auteurs reconnaissent quasi unanimement la nécessité de poursuivre l'acquisition de connaissances, particulièrement à l'échelle locale. Les externalités liées au transport, soit principalement les problèmes de trafic (congestion) et les dommages causés aux infrastructures routières, sont également importantes, mais plus facilement mesurables. Il existe une panoplie d'instruments réglementaires, de mécanismes financiers et de programmes à la disposition des gestionnaires publics pour résoudre cet enjeu. Les taxes d'indemnisation sont abondamment utilisées aux États-Unis. Toutefois, au Québec, il ne semble pas exister de mécanismes financiers à l'échelle locale pour compenser ce type d'externalités.

Dans le cas des externalités liées à la fermeture définitive des puits, les deux constats suivants s'imposent : 1) une bonne réglementation déterminant les règles et procédures de fermeture s'avère essentielle, mais n'est pas suffisante pour régler le problème des puits abandonnés ou orphelins, en raison notamment des risques de déresponsabilisation des propriétaires<sup>15</sup> des puits; 2) les montants exigés en garantie pour la fermeture adéquate des puits sont souvent nettement insuffisants et ces garanties doivent être sécurisées pendant la période de rentabilité de l'exploitation.

Les externalités associées à l'émission de GES pourraient s'avérer importantes, selon l'intensité de l'éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec. Elles pourraient rendre plus difficile l'atteinte des réductions des émissions prévues au Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, car contrairement à la situation aux États-Unis, le Québec ne pourrait pas bénéficier de la substitution du gaz vers une autre filière qui émet davantage de GES. Toutefois, selon les scénarios de développement prévus, ces émissions seraient limitées dans le temps à la période de forte intensité de l'exploitation.

---

<sup>15</sup> Les exploitants se désintéressent plus rapidement des puits lorsqu'ils ne sont plus rentables économiquement.



## INTRODUCTION

Au Québec, les basses-terres du Saint-Laurent recèlent d'importantes quantités de gaz naturel emprisonné dans la roche-mère. Selon les estimations de Duchaine et coll. (2012), le shale d'Utica des basses-terres contient un volume total de gaz en place (GIP) de 100 à 300 Tcf<sup>16</sup>. La partie techniquement récupérable (TRR) est estimée entre 22 et 47 Tcf. Sous certaines conditions favorables et grâce aux avancées technologiques réalisées depuis une dizaine d'années dans les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique, cette ressource pourrait s'avérer économiquement exploitable au Québec.

Aux États-Unis, l'exploitation de grands réservoirs<sup>17</sup> de gaz « non conventionnels », jugés inaccessibles avant l'avènement des nouvelles techniques de forage, a modifié en profondeur la structure et la politique énergétique du pays (AIE, 2012; Logan et coll., 2012). L'exploitation de ces réservoirs a du même coup généré de substantiels bénéfices aux propriétaires fonciers et aux entreprises exploitantes et a procuré d'importantes retombées économiques, principalement sous forme de création d'emplois et de revenus fiscaux (USGS, 2012; Considine et coll., 2011).

Toutefois, l'exploitation de ces ressources gazières « non conventionnelles » à l'aide des nouvelles techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique a également suscité beaucoup d'inquiétudes et de questionnements de la part de nombreux citoyens et des administrations publiques à propos des risques potentiels pour la santé humaine et l'environnement (All Consulting, 2012; Logan et coll., 2012; Kinnaman, 2010; Osborn et coll., 2011; PNUE, 2011). La couverture médiatique d'événements spectaculaires liés à l'exploitation du gaz de schiste, tels que l'eau du robinet qui prend feu dans une résidence familiale de l'Ohio<sup>18</sup>, a exacerbé les craintes des citoyens envers l'exploitation des gaz de schiste.

L'extraction de ressources naturelles non renouvelables engendre certains coûts sociaux<sup>19</sup> qui ne sont pas pris en compte (ne sont pas « internalisés ») par les différents agents économiques. Dans le cas de l'exploitation du gaz de schiste, les principaux impacts négatifs appréhendés par les populations locales et les administrations publiques sont les risques de pollution (de l'air, de l'eau ou du sol), les nuisances (bruit, trafic, etc.), la perte de qualité de vie (*amenities*) et la perte de services écologiques (Baumol, 1972; Bernard, 2010; Kinnaman, 2010b; Klaiber et Gopalakrishnan, 2012; González, 2012). Une bonne compréhension de ces impacts négatifs potentiels s'avère essentielle à la mise en place de politiques et de réglementations efficaces et efficientes.

Dans le but de tendre vers un optimum social et de prendre en compte les coûts sociaux, les économistes utilisent la notion d'externalités (ou « coûts externes »). Après un survol de la théorie économique derrière cette notion d'externalités (chapitre 1), la présente étude propose un cadre d'analyse qui permettra de déterminer les principales externalités (ou catégories d'externalités) susceptibles d'être générées à la suite d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz dans le shale d'Utica des basses-terres du

<sup>16</sup> Un Tcf (trillion cubic feet) correspond à un billion de pieds cubes, ou 10<sup>12</sup> pieds cubes.

<sup>17</sup> Notamment dans les États du Texas, de la Pennsylvanie, de l'Ohio, de la Virginie-Occidentale et du Dakota du Nord.

<sup>18</sup> Popularisé dans le film documentaire *Gasland*.

<sup>19</sup> Coûts que doit supporter l'ensemble de la société.

Saint-Laurent (chapitre 2). La dernière section (chapitre 3) porte un jugement sur la possibilité de mesurer les externalités ou catégories d'externalités cernées dans le chapitre 2 dans le but de proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois.

Cette évaluation des externalités est basée essentiellement sur les critères suivants :

- l'information disponible;
- l'amplitude des externalités;
- la possibilité d'en évaluer la valeur;
- la disponibilité des méthodes ou mesures d'internalisation.

## CHAPITRE 1

### Théorie économique relative aux externalités

#### 1.1 Cadre conceptuel

Les activités liées à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières et pétrolières génèrent de l'activité économique. Ces activités, ou retombées économiques, se traduisent en création d'emplois directs et indirects, en revenus pour le gouvernement et en profits pour les entreprises et elles sont comptabilisées dans le système de comptabilité nationale. Toutefois, ces activités économiques génèrent également des effets, positifs ou négatifs, qui ne sont pas comptabilisés dans le système. Ces effets « externes » sont décrits comme des « **externalités** ». C'est le cas, par exemple, lorsque du méthane s'échappe librement dans l'air lors du forage d'un puits, lorsqu'un écosystème naturel est pollué par un déversement accidentel ou lorsque la proximité d'une plateforme de forage entraîne une variation de la valeur de revente des résidences avoisinantes<sup>20</sup>.

Le présent chapitre explique le concept théorique d'externalité, montre comment le concept s'applique aux ressources non renouvelables et à l'environnement et donne un aperçu de la manière dont la théorie économique cherche à mettre une valeur sur les externalités dans le but de corriger les « défaillances des marchés »<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> Dans ce cas, l'externalité est dite « partiellement internalisée ».

<sup>21</sup> Pour plus de détails sur les défaillances des marchés, voir la section 1.1.3.

### 1.1.1. Origine et définitions

L'origine du concept d'externalité remonte à l'époque des travaux de l'économiste Alfred Marshall<sup>22</sup> publiés en 1890 dans son célèbre ouvrage intitulé *Principes d'économie politique*. Toutefois, c'est à son élève Arthur Cecil Pigou qu'on attribue la paternité du concept. Pigou a été le premier à appliquer la notion d'externalités à la résolution de problèmes écologiques (Hayden, 1989). Dans son ouvrage intitulé *Economics of Welfare*, Pigou a défini le concept comme « un effet de l'action d'un agent économique sur un autre qui s'exerce en dehors du marché ». L'externalité est dite positive quand l'effet procure une amélioration du bien-être de l'autre agent, et négative quand cet agent voit son bien-être diminuer.

Le tableau 3 présente, par ordre chronologique, les principaux auteurs qui ont marqué l'évolution du concept d'externalité, le sujet de leur contribution et la date de publication lorsque disponible. La contribution des auteurs dont le nom apparaît en caractères gras est résumée dans un encadré.

**Tableau 3 : Évolution du concept d'externalités**

<b>Auteur</b>	<b>Année</b>	<b>Contribution*</b>
Marshall	1890	À l'origine du concept
<b>Pareto (voir l'encadré 1)</b>	1896	L'optimum social et la théorie du bien-être
<b>Pigou (voir l'encadré 2)</b>	1920	Distinction entre coûts privés et coûts sociaux
Viner	1931	Économie externe pécuniaire et économie externe technologique
<b>Kaldor-Hicks (voir l'encadré 1)</b>	1939	Notion de compensation
Meade	1952	Concepts d'économie et de déséconomie externes
Scitovsky	1954	Distinction entre externalités de production et externalités de consommation
Bator	1958	Notion de défaillance des marchés
<b>Coase (voir l'encadré 3)</b>	1960	Coûts de transaction et droits de propriété
Buchanan et Stubblebine	1962	Notion d'interdépendance des fonctions d'utilité
Hardin	1968	La « tragédie des biens communs » (conflit entre biens privés et biens publics)
Mishan	1969	Dimension « involontaire » de l'externalité
Arrow	1970	Allocation des biens hors marchés
Baumol et Oates	1988	Application du concept aux politiques environnementales
Pearce		Valeurs d'usage, d'option et d'existence

<sup>22</sup> Marshall a introduit le concept des externalités technologiques positives à l'échelle de la firme.

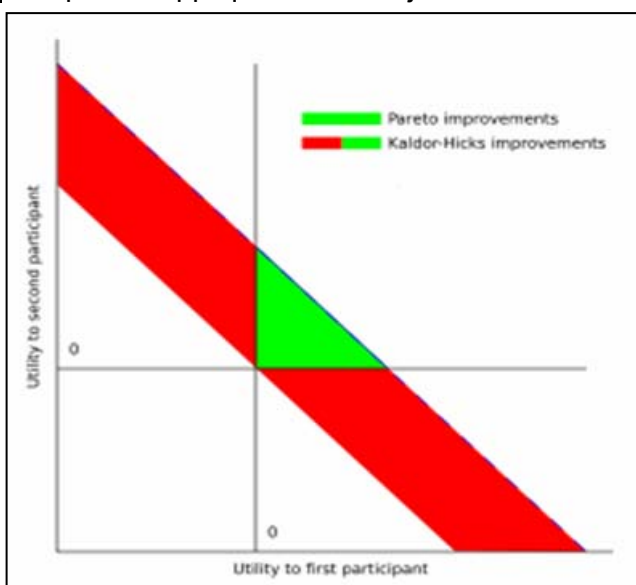
Sandmo		Les doubles dividendes
Kneese		Les services écologiques
Solow		L'équité intergénérationnelle
Keppler	1994	Prise en compte des coûts totaux (full costs pricing)
Papandreou	1994	Niveau d'internalisation optimal
Costanza	1997	Valeur économique des écosystèmes naturels

\*Principales sources : Berta, 2008; CERNA, 2000; CGDD, 2010; Hayden, 1989; Keppler, 2007; Templet, 1995.

### Encadré 1 : Pareto et Kaldor-Hicks : les gagnants et les perdants

L'économiste italien **Vilfredo Pareto** a été l'un des premiers à tenter de théoriser l'atteinte de « l'optimum social » en développant sa théorie du bien-être. Selon le fameux critère (ou « optimum ») de Pareto, le niveau de bien-être de la société augmente (ou diminue) lorsque le niveau de bien-être d'au moins un individu augmente (ou diminue) et que celui de tous les autres demeure constant. Autrement dit, lorsque la situation optimale est atteinte, on ne peut accroître la satisfaction d'un individu sans diminuer celle des autres. Ce critère a été critiqué en raison notamment du risque de poser un jugement de valeur pour déterminer le niveau de bien-être et aussi parce qu'il ne peut s'appliquer à la majorité des interventions publiques, puisqu'elles génèrent

habituellement des gagnants et des perdants.



Pour résoudre cette difficulté, **Nicholas Kaldor** et **John Hicks** ont introduit la notion de compensation, qui permet d'aller au-delà de l'optimum de Pareto. En raison de cette notion, une intervention est jugée plus efficiente que l'optimum de Pareto lorsque les gagnants sont en mesure de compenser les perdants. Le graphique ci-contre illustre la différence entre les deux concepts (Berta, 2008; CGDD, 2010).

Source : [Wikipédia](https://fr.wikipedia.org/wiki/Am%C3%A9lioration_de_Pareto)

### Encadré 2 : Pigou et la taxe pigouvienne

L'économiste anglais Arthur Cecil Pigou (1877-1959) est reconnu comme le fondateur de l'économie du bien-être et l'un des premiers auteurs à s'intéresser à l'économie environnementale. Ses observations de situations non optimales de consommation et de production pour la société l'ont amené à développer le concept des externalités et à proposer une façon de les intégrer dans le coût des activités.

Pigou est également reconnu pour avoir introduit un mécanisme d'internalisation des externalités : **la taxe pigouvienne**. Afin de réduire les effets négatifs des externalités pour la société, une taxe correspondant au montant de l'externalité est appliquée de façon à ce que le coût social soit égal au coût effectif pour la firme (MÉF, 2013).

### Encadré 3 : Le théorème de Coase : coûts de transaction et droits de propriété

Ronald Coase, économiste anglais à qui on reconnaît la paternité du théorème, a remis en question le recours à la notion d'externalités et de coûts sociaux dans un modèle d'équilibre général lorsque les coûts de transaction sont nuls ou faibles et que les droits de propriété sont bien définis. Dans un tel cas, il est plus efficient de laisser libre cours à la négociation entre les parties plutôt que de recourir à l'autorité publique, notamment par la réglementation. Selon Coase, si les agents peuvent négocier entre eux l'allocation de la ressource, le problème des externalités s'en trouverait automatiquement réglé. Toutefois, dans le cas d'activités qui engendrent des externalités environnementales, il est rare qu'il n'y ait pas de coûts de transaction et que les droits de propriété soient bien définis<sup>23</sup>. Aussi, « les orientations méthodologiques formulées par Coase pour le choix des solutions de réduction de pollution sont restées à l'état de principes généraux » (Lévêque, 2000).

Le théorème de Coase a toutefois permis d'établir des limites aux interventions publiques basées sur la théorie économique :

- d'une part, les coûts de transaction engendrés par la réglementation doivent demeurer inférieurs aux coûts de transaction engendrés par les autres solutions sans intervention publique;
- d'autre part, il faut que les bénéfices attendus de la réglementation soient supérieurs aux coûts de transaction (Lévêque, 2000; Schilling et Chiang, 2011).

<sup>23</sup> Par exemple, à qui appartient l'air pollué par une quelconque activité?

## Quelques définitions

Les économistes et les gestionnaires publics utilisent le concept d'externalités<sup>24</sup> pour résoudre des problèmes d'allocation des ressources, principalement en matière d'environnement (problèmes de pollution) et de santé publique. Toutefois, au fil des ans, le concept d'externalités a donné lieu à de nombreuses discussions et théories.

« Le concept d'externalité, malgré sa place croissante dans la théorie économique, semble se dérober à toute tentative de définition rigoureuse et consensuelle, et ce, depuis l'article fondateur de Meade jusqu'aux travaux d'Arrow. L'assimilation de l'externalité à une "interaction directe" sans prix s'impose rapidement, mais certaines de ses caractéristiques *a priori* intuitives – sa dimension involontaire ou incontrôlable – font débat. Ces ambiguïtés témoignent d'une tension entre une définition formelle pouvant se prêter à de larges interprétations et une définition phénoménologique cherchant à circonscrire l'externalité à certains types spécifiques de phénomènes » (Berta, 2008).

Aussi retrouve-t-on de nombreuses définitions dans la littérature scientifique et technique contemporaine. Les quelques définitions présentées dans les prochains paragraphes n'ont pas pour but de proposer une définition formelle de l'externalité. Elles ont plutôt été retenues en fonction de leur « notoriété » ou de leur applicabilité dans le domaine des ressources naturelles non renouvelables.

### **Définition dans Wikipédia**

L'**externalité** caractérise le fait qu'un agent économique crée par son activité un **effet externe** en procurant à autrui, sans contrepartie monétaire, une utilité ou un avantage de façon gratuite, ou au contraire une désutilité, un dommage sans compensation.

Cette définition souligne l'équivalence des termes « externalité » et « effet externe ».

### **Définition du US Office of Management and Budget (OMB)**

L'OMB utilise la définition suivante dans ses lignes directrices de l'analyse avantages-coûts à l'usage des organismes publics concernés par la législation fédérale américaine :

« Une externalité survient lorsque les actions d'une partie imposent un coût ou un bénéfice non compensé à une autre partie. Les problèmes environnementaux sont un cas classique d'externalité. Un autre exemple est le cas d'une ressource de propriété commune qui est surexploitée ou saturée, telle que les pêcheries et les ondes radioélectriques. Un troisième exemple : un « bien public » tel que la défense nationale ou la recherche fondamentale, qui se distingue par le fait qu'il est inefficace ou impossible d'exclure des individus de l'accès aux bénéfices qui en résultent » (OMB, 1996).

---

<sup>24</sup> Bien que le terme « externalités » fasse encore autorité aujourd'hui, il en existe plusieurs appellations utilisées par différents auteurs, à différentes périodes : déséconomies externes (OCDE); effets externes (Keppler); coûts externes (Pigou); coûts sociaux (Hayden).

Les exemples qui accompagnent cette définition font référence à différentes catégories d'externalités.

**Définition utilisée par les partenaires du ministère de l'Éducation nationale français consacrés à l'enseignement des sciences**

« On parle d'externalités lorsque les actions d'un agent économique ont un impact positif ou négatif sur le bien-être et le comportement d'autres agents et que cet impact n'est pas pris en compte dans les calculs de l'agent qui le génère. Les externalités peuvent se révéler positives ou négatives ».

- Externalités positives. La multiplication des possibilités de contacts et d'échanges d'information dans les régions à forte densité d'activités industrielles et de services favorise l'émergence de réseaux. Ces réseaux offrent une externalité positive qui s'analyse comme un facteur de production gratuit pour les entreprises qui en tirent parti. Les infrastructures publiques de transport ou le système éducatif constituent d'autres exemples d'externalités positives.

- Externalités négatives. La pollution engendrée par un site industriel est un exemple d'externalité négative, car l'activité industrielle engendre des coûts négatifs qui ne sont pas supportés par l'entreprise polluante, mais par l'ensemble de la communauté concernée par les conséquences négatives. « C'est pourquoi des économistes ont défendu le principe pollueur-payeur qui permet d'internaliser les coûts de la pollution industrielle » (Melchior, 2012).

**Définition proposée par Meade** (1973, dans Lévêque, 2000). L'auteur utilise les termes « économie externe » et « déséconomie externe ».

« Une économie (ou déséconomie) externe est un phénomène qui apporte un bénéfice appréciable (ou inflige un préjudice important) à une ou plusieurs personnes qui n'ont pas été parties prenantes et consentantes au processus de décision qui a abouti directement ou indirectement à l'effet produit ».

**Définition d'Epstein (2011)**. Cette définition introduit la notion d'externalités dans le processus politique de prise de décision :

« Les externalités surviennent lorsque l'activité d'un agent affecte le bien-être d'un autre agent en dehors de tout type de mécanisme de marché. Elles sont rarement prises en compte dans le processus de prise de décision, créant ainsi des distorsions dans le processus et réduisant le bien-être de la société ».

**Définition utilisée par la firme de consultants en économie des ressources et de l'environnement Écoressources** dans une étude réalisée pour le compte du ministère français de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Pêche (Sauvé, 2012).

« L'externalité réfère à un acte de consommation ou de production d'un agent économique influant positivement ou négativement sur l'utilité d'un autre agent, sans que cette influence se traduise par une variation au niveau du prix. Pretty et coll. (2000) définissent une externalité comme étant une action qui affecte involontairement le bien-être ou les opportunités disponibles d'un agent ou d'un groupe d'agents sans qu'existe en contrepartie un paiement direct ou une compensation ».



**Définition du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES, 2012b)** présentée dans son plan de réalisation.

« Externalité : Effet négatif ou positif de l'acte de production ou de consommation d'un agent économique sur un autre qui échappe au système d'appréciation du marché ».

**Définitions de l'OCDE (1993; 2013)**

La définition d'externalités que l'on retrouve au glossaire **du système de comptabilité nationale de l'OCDE** (OCDE, 1993) n'est pas simple à interpréter :

« Les externalités sont des changements dans la condition d'unités institutionnelles qui sont provoqués par des actions économiques menées par d'autres unités institutionnelles sans le consentement des premières. »

Par contre, celle que l'on retrouve dans le **glossaire des termes statistiques** de ce même organisme (en anglais seulement; OCDE, 2013) est de portée plus large et est formulée plus clairement :

« Les externalités font référence à des situations où des effets résultant de la production ou de la consommation de biens et services imposent des coûts ou des avantages à d'autres agents, alors que les coûts et les avantages ne sont pas reflétés dans les prix de ces mêmes biens et services ».

### 1.1.2. Types d'externalités

Il existe donc, dans la littérature scientifique et technique, différentes définitions du terme « externalité », selon les buts poursuivis par les différents auteurs. Il en va de même pour la portée donnée au concept, selon le phénomène spécifique étudié (Berta, 2008).

Par exemple, Meyer (2001) propose une classification simple basée sur deux caractéristiques majeures de l'externalité, selon qu'elle est positive ou négative et qu'elle est de production ou de consommation. La combinaison de ces deux dimensions donne les quatre possibilités suivantes :

#### **Externalité négative de production**

Une externalité négative de production survient lorsque la production d'un bien ou la fourniture d'un service impose un coût sur des agents économiques qui ne sont pas directement impliqués dans le processus de production. La pollution émise par une entreprise manufacturière représente l'exemple typique de cette forme d'externalité. Les effets de la pollution sont ressentis par plusieurs agents économiques et non pas seulement par ceux qui fabriquent le produit.

#### **Externalité positive de production**

Une externalité positive de production survient lorsque la production d'un bien ou la fourniture d'un service génère un bénéfice pour des agents économiques qui ne sont pas directement impliqués dans le processus de production. Par exemple, une externalité positive de production<sup>25</sup> est générée par la boulangerie sur le coin de la rue à cause de l'odeur de pain frais (qui est présumée agréable) qui profite à tous les passants sans qu'ils en paient le prix (voir un autre exemple dans l'encadré 4).

#### **Encadré 4 : Une externalité positive de production : abeilles et pollinisation**

L'exemple le plus célèbre d'externalité positive de production est celui de l'apiculteur et de l'arboriculteur. Les abeilles du premier profitent de la proximité du second et, inversement, la pollinisation des plantes du second profite de la proximité des abeilles du premier. Il s'agit d'une externalité positive pour les deux agents qui profitent de l'activité d'un agent externe sans en payer le prix. À noter que, de nos jours, certains apiculteurs louent leurs ruches à des producteurs maraîchers : en créant un marché pour la présence de ses abeilles, l'apiculteur « internalise » l'externalité.

#### **Externalité négative de consommation**

Une externalité négative de consommation survient lorsque la consommation d'un produit (ou d'un service) impose un coût à d'autres agents économiques qui n'ont pas consommé le produit. C'est le cas du marché des cigarettes lorsque les

<sup>25</sup> Exemples d'externalités positives qui peuvent être associées au gaz de schiste : l'électrification d'un territoire, l'accès au gaz, l'amélioration du réseau routier.

consommateurs de cigarettes indisposent des non-fumeurs par la fumée secondaire émise.

### **Externalité positive de consommation**

Une externalité positive de consommation survient lorsque la consommation d'un produit (ou d'un service) génère un bénéfice à d'autres agents économiques qui n'ont pas consommé le produit. L'exemple le plus souvent cité est celui de l'éducation. Les connaissances et les compétences acquises par la consommation de services éducationnels profitent à l'ensemble de la communauté de plusieurs façons.

On sait qu'une externalité peut être positive ou négative. Elle peut aussi parfois être les deux. Par exemple, le fait de planter un arbre fruitier pour en faire la récolte des fruits près de la limite d'un terrain peut procurer de l'ombre au terrain voisin. L'externalité sera positive si le propriétaire voisin retire un bénéfice de la localisation de l'ombre (sa maison est rafraîchie en été). Elle sera négative si la localisation de l'arbre empêche le propriétaire voisin de cultiver son jardin de façon optimale.

Une externalité peut être statique ou dynamique. Elle sera statique lorsque ses impacts se limitent à l'intérieur d'un modèle économique sans modification des goûts, des préférences et des technologies (modèle Arrow-Debreu). D'un autre côté, l'externalité peut être dynamique, c'est-à-dire que ses effets peuvent induire des changements technologiques chez d'autres agents [par exemple, l'invention de l'électricité, l'utilisation de l'Internet, etc.] (Carlaw, 2002).

Stewart (1991) distingue six catégories d'externalité :

- 1- Selon la nature des agents : selon que l'externalité affecte un consommateur ou un producteur, ou qu'elle est émise par un producteur ou un consommateur;
- 2- Selon le nombre d'agents impliqués : une externalité créée par un agent peut affecter un autre agent, quelques agents ou de nombreux autres agents. Également, un agent peut être affecté par une externalité créée par un autre agent, quelques autres agents ou de nombreux autres agents. Même si l'impact sur un seul agent peut être très faible, les effets agrégés peuvent être importants;
- 3- Selon la prépondérance : certaines externalités peuvent être évidentes (le bruit) alors que d'autres le sont moins (pollution atmosphérique). Cette caractéristique dépend en partie de la nature de l'externalité et en partie du nombre d'agents affectés et de l'importance de l'externalité pour chacun des agents affectés. Lorsque l'externalité est plus évidente, il est probable qu'une action réparatrice soit entreprise;
- 4- Selon le statut économique des agents affectés : certaines externalités peuvent affecter des groupes de la population plus que d'autres – les riches, les pauvres, les ruraux, les urbains, les grands producteurs, les petites entreprises, etc. Par exemple, le statut économique des agents affectés peut influencer la possibilité qu'une solution soit négociée entre les parties; les populations plus pauvres et moins éduquées auront plus de difficulté à négocier;
- 5- Selon la localisation des agents affectés : le concept de localisation peut se définir en termes spatiaux et industriels. L'espace peut être divisé en une variété

de types – régional, urbain, rural, national, etc. Une externalité peut survenir au sein d'agents à l'intérieur d'une même région, ou à travers plusieurs régions. La dimension spatiale est cruciale puisque les politiques, lois et règlements ont la plupart du temps un angle territorial par lequel ils s'expriment;

- 6- Selon que l'externalité est réelle ou pécuniaire : la distinction entre des externalités réelles (ou technologiques) et pécuniaires se situe sur le plan des effets de l'externalité. Une externalité réelle aura un impact sur la capacité de production d'une compagnie ou sur la fonction d'utilité du consommateur, tandis que l'externalité pécuniaire agit sur le prix.

### 1.1.3. Théorie des externalités

#### 1.1.3.1. Défaillance des marchés (*market failure*)

Les économistes considèrent quatre causes principales de défaillance des marchés : les externalités, les monopoles naturels, certaines forces du marché et l'asymétrie de l'information (Meyer, 2001; OMB, 1996). L'encadré 5 présente des exemples de défaillance des marchés pour chacune de ces causes.

#### Encadré 5 : Principales causes de défaillance des marchés

**Les externalités** : la pollution de l'eau (ou de l'air) est l'exemple classique d'externalités négatives pouvant causer une défaillance des marchés. L'absence de droits de propriété clairs sur la ressource amène l'utilisateur à surconsommer cette ressource, ce qui entraîne une allocation non efficiente.

**Le monopole naturel** : en situation monopolistique (un seul producteur ou distributeur), le fournisseur unique du bien ou du service peut fixer un prix supérieur à son coût marginal, ce qui contribue à réduire l'offre en dessous de l'optimum social. Il y a alors appropriation de la « rente de monopole » par le producteur ou distributeur. Les services locaux de distribution du gaz et de câblodistribution entrent dans cette catégorie.

**La « puissance du marché » (*market power*)** : une entreprise ou une administration publique peut utiliser la puissance du marché pour réduire artificiellement l'offre d'un bien ou d'un service sur un marché. C'est le cas notamment des secteurs d'activités où on retrouve d'importantes barrières à l'entrée, comme les entreprises de télécommunication.

**L'asymétrie de l'information** : une défaillance des marchés peut résulter d'une répartition inégale de l'information entre les différents agents économiques. Plusieurs scandales financiers des dernières années sont en partie attribuables à cette asymétrie de l'information. Lorsqu'il y a asymétrie de l'information, le marché des assurances permet aux agents de réduire leur exposition aux risques (OMB, 1996).

Pour éviter une allocation inefficace des ressources dans l'économie, les prix doivent refléter les véritables coûts de la ressource. Ainsi, lorsque les externalités négatives ne sont pas prises en compte (ou internalisées), les prix sont artificiellement bas et les ressources sont surconsommées. L'encadré qui suit offre davantage d'explication sur ce concept économique.

#### **Encadré 6 : Externalités négatives de production**

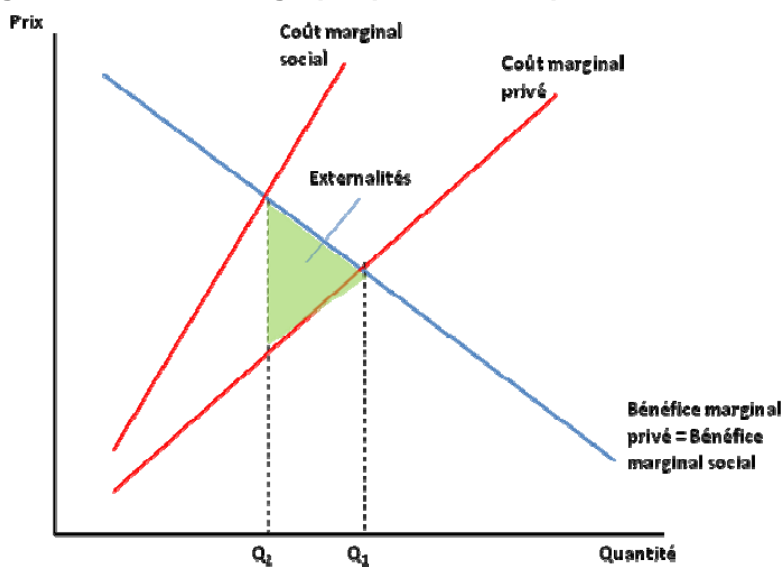
En présence d'une externalité négative de production, le producteur de l'externalité profite de l'ensemble des bénéfices de l'activité économique sans en assumer la totalité des coûts. Puisque ces coûts ne sont pas pris en compte ou ne sont pas compensés, les coûts privés liés à l'activité économique sont plus faibles que les coûts sociaux. Les économistes s'entendent sur le fait que cette « défaillance des marchés » entraîne un niveau de production supérieur à l'optimum social (Soderholm et Sundqvist, 2003; Carlaw, 2002; Johnston, 2011; Stewart, 1991, Mann et Wustemann, 2008; Stezaly et coll., 2009).

Selon Templet (1995), le producteur d'une externalité profite d'une forme de subvention puisqu'il peut allouer la ressource financière équivalente à cette externalité à d'autres activités économiques. Kelly (2011) va plus loin lorsqu'il mentionne que, bien qu'habituellement une externalité soit une conséquence involontaire d'une activité économique quelconque, il est possible qu'un agent puisse volontairement vouloir créer une externalité pour en retirer un bénéfice pécuniaire. L'auteur donne en exemple la menace d'installer une étable au sein d'un quartier résidentiel afin d'extorquer un certain montant d'argent aux propriétaires adjacents pour préserver la valeur de leur propriété. Cet exemple historique de la ville de Chicago trouve un écho contemporain chinois où des compagnies auraient généré du HFC-23 (un gaz à effet de serre à haut potentiel de réchauffement) en quantité excessive afin de profiter de crédits carbone.

La présence d'externalités révèle l'inefficience des marchés non réglementés. Pour les économistes, cette inefficience ou « défaillance » des marchés est la conséquence de droits de propriété qui ne sont pas bien définis<sup>26</sup>. L'absence de droits de propriété clairement définis dans le cas de l'air, de l'eau ou de la biodiversité fait en sorte que l'utilisation non réglementée de ces ressources environnementales se traduit par des coûts que doit supporter l'ensemble de la société (Meyer, 2001). La figure 3 illustre graphiquement des externalités négatives liées à la production d'un bien.

<sup>26</sup> Pour les économistes, la présence de droits de propriété bien définis est une condition essentielle à l'efficience des marchés.

Figure 3 : Illustration graphique du concept d'externalités



Source : adapté du site éducatif Biz/Ed<sup>27</sup>

**Coût marginal privé** : coût encouru par une entreprise pour produire une unité supplémentaire d'un bien.

**Externalités (ou coûts externes)** : coûts que doit supporter la société en plus des coûts privés assumés par l'entreprise.

**Coût marginal social** : coût égal au coût marginal privé auquel s'ajoute l'ensemble des externalités (ou coûts externes).

Lorsque la production d'un bien entraîne des externalités négatives (pollution, nuisances, risques à la santé, etc.), le coût marginal social est plus grand que le coût marginal privé.

L'optimum social est atteint lorsque le coût marginal social est égal au bénéfice marginal social, soit à  $Q_2$ . Toutefois, lorsque le marché est laissé à lui-même, il produira jusqu'à ce que son coût marginal privé soit égal à son bénéfice marginal privé ( $Q_1$ ), ce qui entraîne une surproduction du bien. En théorie, pour corriger cette défaillance du marché, le gouvernement cherchera à introduire une taxe<sup>28</sup> dont le montant sera équivalent à la valeur des externalités. En pratique, toutefois, il peut s'avérer difficile d'établir la valeur des externalités et de déterminer un niveau de taxe optimal.

Jean-Thomas Bernard, chercheur principal au département d'économie de l'Université d'Ottawa, définit indirectement la notion d'externalité appliquée à la production du gaz de schiste dans l'énoncé suivant :

La valeur du gaz provenant des schistes est la différence entre son prix déterminé sur le marché nord-américain et son coût local de production qui

<sup>27</sup> Biz/Ed est un service en ligne gratuit populaire auprès des étudiants et professeurs en économie et en administration (<http://www.bized.co.uk/reference/diagrams/Negative-Externalities-in-Production>).

<sup>28</sup> Souvent appelée « taxe pigouvienne ».

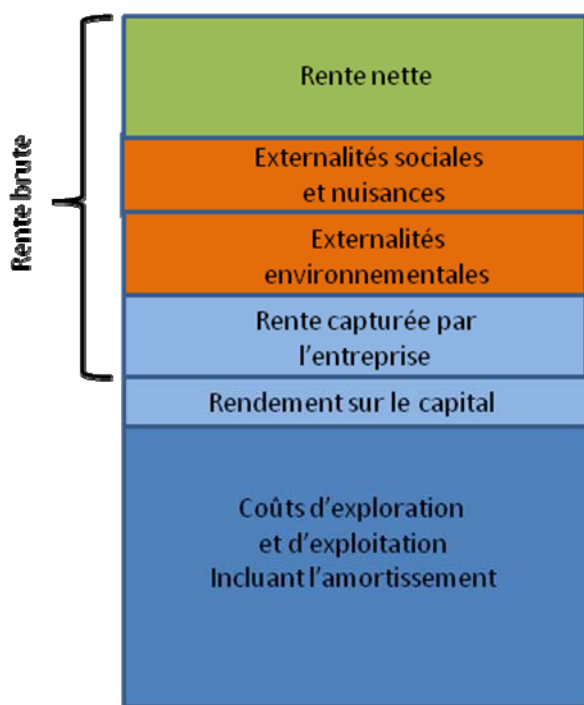
incorpore non seulement les coûts apparaissant au bilan des producteurs sans les redevances, mais aussi les coûts non compensés des impacts environnementaux (Bernard, 2010).

Cet énoncé comporte deux éléments fondamentaux, à savoir :

- la différence entre le prix déterminé sur le marché nord-américain et son coût local de production : **la rente économique**<sup>29</sup>;
- les coûts non compensés des impacts environnementaux : **les externalités environnementales**.

Ces deux éléments sont repris plus en détail dans les deux sous-sections qui suivent.

### 1.1.3.2. Notion de rente économique



En théorie, la rente nette<sup>30</sup> éventuellement perçue par le gouvernement correspondra à la valeur résiduelle après déduction des coûts d'exploration et d'exploitation et après que toutes les externalités auront été internalisées à un niveau jugé socialement acceptable.

Ce niveau dépendra notamment de l'état des connaissances, de la réglementation en place et de la qualité des instruments utilisés pour gérer les risques à court et long terme. Le recours aux instruments économiques qui s'inspirent des mécanismes du marché est considéré comme plus efficace pour atteindre les objectifs fixés (CCE, 2007; OCDE, 2004; Sauvé, 2012).

La figure ci-dessus, adaptée de Sauvé (2012), schématise la répartition de la valeur totale de la ressource entre les principaux agents. En commençant par le bas, la première case représente les coûts d'exploration et d'exploitation de la ressource, incluant l'amortissement et les frais de financement associés aux activités d'exploration et de développement. À ces coûts s'ajoute la rémunération normale du capital investi par l'exploitant (2<sup>e</sup> case). L'exploitant capture également une partie de la rente (3<sup>e</sup> case à partir du bas) qui peut être proportionnelle au risque (financier) qu'il prend. Les deux autres cases, de couleur orange, correspondent à la valeur des externalités environnementales et sociales négatives qui n'ont pas été internalisées, soit par règlement<sup>31</sup>, soit par l'utilisation d'instruments

<sup>29</sup> Pour en savoir plus sur la notion de rente économique et d'externalités, voir l'encadré à la section 1.2.

<sup>30</sup> Pour plus de détails sur la mesure et le partage de la rente, voir Sauvé (2012).

<sup>31</sup> Les externalités internalisées par règlement (par exemple, le respect d'une norme d'émission).

économiques. En théorie, pour atteindre l'optimum social, le gouvernement doit déduire du calcul de la rente nette la valeur de ces externalités négatives qu'il doit assumer en dernier recours (OCDE, 2004; Sauvé, 2012).

La difficulté classique dans ce genre d'analyse est double : elle consiste dans un premier temps à établir un partage jugé « équitable » ou « acceptable » de la rente entre les différents agents économiques (VGQ, 2011) et nécessite, dans un deuxième temps, d'évaluer la valeur des externalités. La première difficulté relève davantage des choix politiques et des interventions publiques. Le présent exercice se limite à essayer de résoudre la seconde difficulté.

### 1.1.3.3. Externalités et ressources non renouvelables

En parcourant la littérature (Considine et coll., 2011; Kinnaman, 2010a; Schilling et Chiang, 2011; Van der Bergh, 2010), on constate que les externalités négatives associées à l'exploitation des ressources naturelles non renouvelables sont principalement de deux ordres : les externalités (ou coûts externes) associées à des dommages, des risques ou des nuisances et les externalités dites « intergénérationnelles ». Si les premières sont relativement bien circonscrites<sup>32</sup>, les secondes sont moins évidentes. L'encadré 7 présente les principaux enjeux associés à cette forme d'externalité.

#### **Encadré 7 : L'extraction d'une ressource non renouvelable : une externalité intergénérationnelle**

Le problème d'externalités intergénérationnelles est lié à la notion de bien public. Le choix d'extraire (consommer) maintenant une ressource naturelle non renouvelable de propriété publique (gaz, pétrole, minerai, etc.) par les uns fait en sorte que cette ressource ne sera plus disponible pour les autres (générations futures). Autrement dit, l'extraction (la consommation) actuelle affectera négativement la productivité des autres dans le futur, créant ainsi une externalité négative (Van der Bergh, 2010).

Dans le même ordre d'idée, Schilling et Chiang (2011) proposent le concept d'externalités non durables (*non-sustainable externalities*). À l'intérieur de ce cadre, un gouvernement doit choisir entre une consommation actuelle de ressources non renouvelables plus élevée ou un développement futur. Pour illustrer le concept d'externalité non durable, les auteurs comparent l'extraction de ressources énergétiques non renouvelables au développement de sources d'énergie renouvelable. L'extraction des ressources énergétiques non renouvelables continuera aussi longtemps que la disponibilité des ressources renouvelables ne sera pas suffisante pour des raisons économiques et d'accessibilité territoriale. « Les externalités pour les générations futures qui émergent durant cette période [période d'exploitation] doivent être comparées aux bénéfices résultant de l'excès de consommation de ressources non renouvelables à des fins de production d'énergie » (Schilling et Chiang, 2011).

<sup>32</sup> Elles feront l'objet d'une analyse détaillée dans les sections suivantes.



Kinnaman (2010a) fait la démonstration que le choix d'extraire maintenant une ressource naturelle non renouvelable telle que le gaz de schiste impose un coût aux futures générations qui voient leur capital naturel disponible réduit. L'auteur remarque également que cette forme d'externalité intergénérationnelle est plus difficile à internaliser lorsque les droits de propriété ne sont pas établis clairement.

#### 1.1.3.4. Externalités et environnement

Mann et Wustemann (2008) soulignent le biais anthropocentrique<sup>33</sup> du concept d'externalité environnementale, biais lié à la tradition utilitaire de la science économique. Pour sa part, Van den Bergh (2010) ne voit pas de situation conflictuelle entre la notion d'externalités environnementales et la théorie économique néo-classique, car, selon lui, elle ne repose pas sur les hypothèses de rationalité des agents économiques ni d'équilibre général. Toutefois, il soulève le problème du traitement des externalités selon qu'on adopte une approche de développement durable faible ou fort (voir l'encadré 8). Il conclut sans trancher le débat en suggérant que « l'opposition durabilité forte/faible requiert davantage de recherches, car elle est fondamentale à l'établissement de politiques (policy) basées sur la durabilité. Ceci implique une évaluation du degré de durabilité des ressources et des services environnementaux, tant du côté de la production que de la consommation » (Van den Bergh, 2010).

#### Encadré 8 : La notion de durabilité faible ou forte

La notion de **durabilité faible ou forte** (*weak or strong sustainability*) fait référence aux concepts de « capital économique » et de « capital naturel ». Le premier inclut le travail, les machines et la connaissance<sup>34</sup>, et le second inclut les écosystèmes et les ressources naturelles.

La **durabilité faible** peut se définir comme le maintien ou l'augmentation du « capital total », constitué de la somme (ou l'agrégation) du « capital économique » et du « capital naturel ». Conformément à la théorie de la croissance développée notamment par Solow et Harwick, cette désignation de durabilité faible permet la substitution entre les deux formes de capital (Sauvé, 2012; Van den Bergh, 2010). « La notion de durabilité faible, en conséquence, adopte un discours anthropocentrique (basée sur l'être humain) dans la relation entre l'humain et la nature » (Williams et Millington, 2004).

La notion de **durabilité forte** implique que chacune des formes de capital, économique et naturel, doit être maintenue séparément. Certains prônent un compromis permettant un certain niveau de substitution, en deçà de seuils jugés critiques. La protection des écosystèmes naturels uniques ou irremplaçables, des écosystèmes jugés essentiels au maintien de la vie, ou encore de ceux menacés de changements irréversibles sont des exemples de seuils critiques en deçà desquels la substitution n'est pas possible.

<sup>33</sup> Les externalités sont le plus souvent évaluées en fonction des impacts sur l'être humain (Mann, 2008).

<sup>34</sup> Certains auteurs utilisent des capitaux distincts pour le « capital humain », le « capital bâti » et le « capital social ».

Cette notion de durabilité forte suscite beaucoup d'attention de la part des économistes écologiques, mais n'est pas encore aussi bien partagée par le courant dominant des économistes de l'environnement et des ressources. Cette dualité dans l'approche du développement durable peut donner lieu à des avancées aussi bien complémentaires que contradictoires (Williams et Millington, 2004; Van den Bergh, 2010).

L'externalité environnementale a un effet sur une ou plusieurs des composantes de la valeur économique totale d'un écosystème naturel. Ainsi, en attribuant une valeur de base à un écosystème et en évaluant l'importance d'une externalité sur le fonctionnement de l'écosystème, il est possible d'estimer la valeur monétaire de ladite externalité. Toutefois, l'évaluation des externalités environnementales s'avère un exercice ardu, particulièrement dans le cas des biens et des services écologiques (Mann et Wustemann, 2008; Schilling et Chiang, 2011). Aussi, lorsque cela est possible, les externalités environnementales seront évaluées à partir de la notion de « valeur économique totale » d'un écosystème.

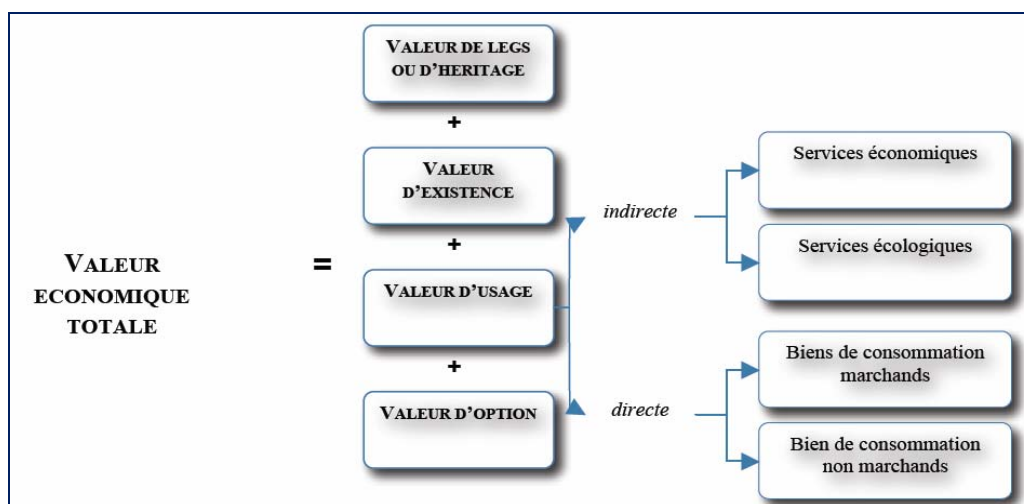
#### 1.1.3.5. Notion de valeur économique totale

« Tous les services rendus par l'environnement ne sont pas identifiés. La plupart ne s'échangent sur aucun marché et n'ont donc pas de prix; certains s'échangent sur un marché et ont un prix, mais leur prix n'intègre pas forcément toutes les externalités liées à leur usage. Tous ont cependant une valeur. La valorisation de ces services et biens est nécessaire pour parvenir à une « valeur économique totale » (CGDD, 2010).

Sans réaliser une étude exhaustive du concept, on peut résumer la valeur économique totale d'un bien ou d'un service écologique à la somme de ses valeurs d'usage (directe et indirecte) et de ses valeurs de non-usage (valeurs d'option, d'existence et d'héritage). Ce concept est abondamment illustré dans la littérature, avec de légères variantes (Banque mondiale dans Pagiola et coll., 2004; David et coll., 2007; VGQ, 2011). La figure 4 présente la valeur économique totale d'un écosystème naturel, soit un récif corallien dans le Pacifique insulaire<sup>35</sup> (David et coll., 2007).

<sup>35</sup> Cet exemple a été retenu parce qu'il est simple, complet et en français.

**Figure 4 : Composition de la valeur économique totale d'un actif naturel : un récif de corail dans le Pacifique insulaire**

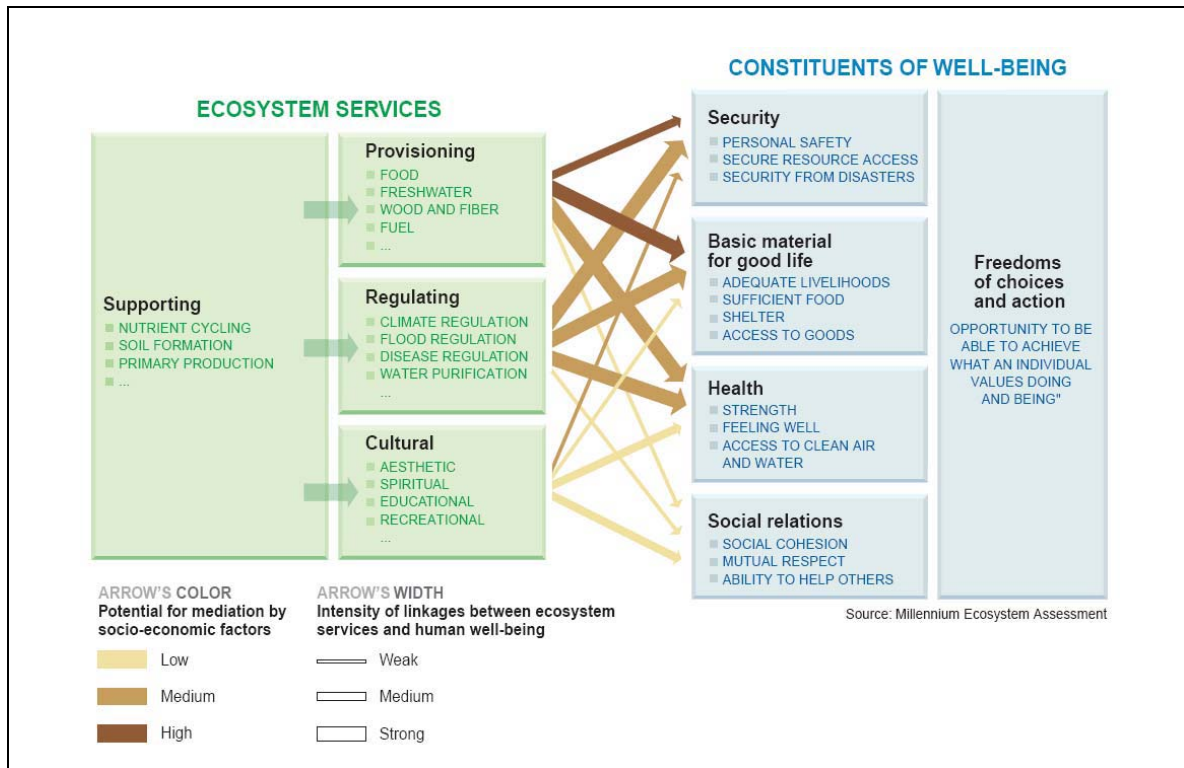


Source : David et coll., 2007

- Dans l'exemple du récif de corail, **la valeur d'usage** équivaut à la valeur de la totalité des usages faits de cet écosystème. Elle se répartit en valeur d'usage directe, par exemple la pêche, et en valeur d'usage indirecte, par exemple la plongée (service économique) et la fourniture de nourriture à d'autres espèces (service écologique).
- **La valeur d'existence** est quant à elle la manifestation de l'intérêt qu'un individu (ou groupe d'individus) a pour cet écosystème sans en retirer d'usage quelconque (présent ou futur). Elle correspond à la valeur morale, culturelle ou sociale liée à un écosystème.
- **La valeur d'option** représente ce qu'un individu est prêt à payer pour maintenir la présence de l'écosystème afin d'en retirer un usage quelconque dans le futur.
- Enfin, **la valeur de legs**, parfois confondue avec la valeur d'existence ou la valeur d'option, représente la projection de la valeur d'existence. David et coll. (2007) suggèrent une période de 30 ans (équivalant à une génération humaine) pour calculer les valeurs d'usage d'un écosystème et attribuent une valeur d'existence, d'option et de legs sur un horizon qui dépasse les 30 ans.

La figure présentée dans l'encadré 9 illustre bien la complexité des relations entre les services écosystémiques et leur effet sur le bien-être des personnes.

### Encadré 9 : Évaluation des écosystèmes pour le millénaire : les services écosystémiques et leur impact sur le bien-être des personnes



Source : PNUE, 2004

#### 1.1.3.6. Méthodes d'évaluation de la valeur des externalités

Une fois les externalités déterminées, différentes méthodes existent pour leur attribuer une valeur. La méthode d'évaluation dépendra des caractéristiques des impacts des externalités à évaluer (Stezaly et coll., 2009). Par exemple, pour des impacts sur l'agriculture, les prix du marché peuvent être utilisés. Pour une question de santé humaine, l'évaluation peut être en partie basée sur les coûts de traitement, les salaires et les pertes de productivité.

Dans le cadre de l'initiative « Principes d'investissement responsable », le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) a estimé le coût annuel des externalités environnementales mondiales pour l'année 2008 et a fait des projections pour l'année 2050 (PNUE, 2011). Le but de l'exercice était de « faire comprendre aux investisseurs l'importance de prendre en compte le développement durable et d'inciter les membres signataires à tenir compte de ces enjeux dans leurs décisions d'investissement ». Les résultats sont présentés dans le tableau 4.

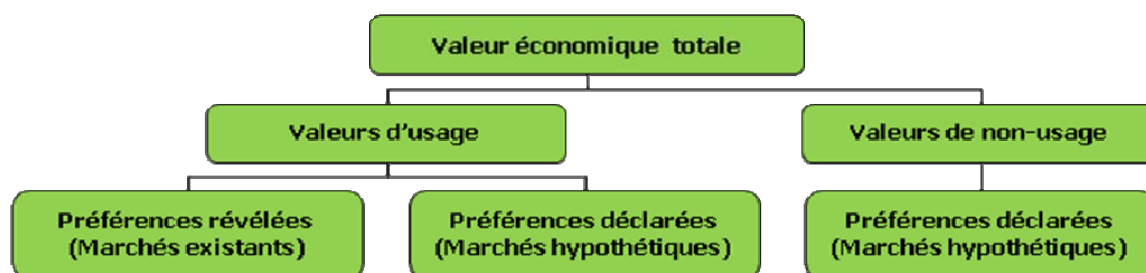
**Tableau 4 : Estimation du coût annuel des externalités environnementales mondiales, selon le Programme des Nations Unies pour l'Environnement**

	En 2008		Projections pour 2050	
	G\$ US (2008)	% du PIB	G\$ US (2008)	% du PIB
Émissions de GES	4 530	7,54 %	20 809	12,93 %
Prélèvements d'eau	1 226	2,04 %	4 702	2,92 %
Pollution (SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , PM, COV, mercure)	546	0,91 %	1 926	1,20 %
Matières résiduelles (OCDE seulement)	197	0,33 %	635	0,39 %
Ressources naturelles				
Poisson	54	0,09 %	287	0,18 %
Bois	42	0,07 %	256	0,16 %
Autres polluants et déchets	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
<b>TOTAL</b>	<b>6 596</b>	<b>10,97 %</b>	<b>28 615</b>	<b>17,78 %</b>

Source : PNUE (2011)

Comme le montre la figure 5, les économistes répartissent les différentes méthodes d'évaluation de la valeur<sup>36</sup> en deux grandes catégories : les **méthodes à préférences révélées** et les méthodes à préférences déclarées (Keppler, 2007; OMB, 1996; Plotu et Plotu, 2007; PNUE, 2011, 2005; Schleisner, 2000; Soderholm et Sundqvist, 2003).

**Figure 5 : La valeur économique totale**



#### **Méthodes à préférences révélées :**

La valeur d'un bien ou d'un service non marchand est estimée à partir d'échanges « commerciaux » existants. Les principales méthodes à préférences révélées sont indiquées dans la figure 6.

<sup>36</sup> Un autre exemple de la valeur économique totale appliquée à la biodiversité (PNUE, 2005) est présenté à l'annexe 4.

Figure 6 : Méthodes d'évaluation basées sur les préférences révélées

**Préférences révélées:  
les principales méthodes**

Méthodes	Comportement révélé	Référence théorique	Applications
Coûts de déplacement	Participation à des activités récréatives	Complémentarité faible	Demande récréative
Prix hédoniques	Choix de localisation	Biens différenciés	Pollution, risque
Comportement défensif	Dépenses de protection	Biens substitués	Morbidité mortalité
Fonctions de dommage	Dépenses de protection	Dépenses de traitement	Morbidité mortalité pollution

Source : [economix.fr/docs/304/evaluation.ppt](http://economix.fr/docs/304/evaluation.ppt)

L'encadré 10 présente un exemple d'application de la méthode des prix hédoniques liée à l'exploitation du gaz de schiste en Pennsylvanie.

#### Encadré 10 : La méthode des prix hédoniques et l'exploitation du gaz de schiste

Klaiber et Gopalakrishnan (2012) ont utilisé la méthode des prix hédoniques pour vérifier si les externalités négatives associées à l'exploitation du gaz de schiste se reflétaient dans le prix des propriétés résidentielles sises à proximité des lieux de forage. Ils ont utilisé les statistiques de plus de 3 000 transactions immobilières<sup>37</sup> réalisées dans un comté semi-rural en Pennsylvanie, entre 2008 et 2010, période au cours de laquelle de nombreux puits horizontaux ont été forés et fracturés dans cette région. Les données ont été compilées en tenant compte de trois distances séparatrices (0,75 mile, 1,0 mile et 2,0 miles) et pour trois périodes distinctes (3 mois, 6 mois et 12 mois). Les résultats indiquent que les externalités négatives engendrées par l'exploitation du gaz de schiste influencent à la baisse la valeur des résidences alimentées par un puits individuel, plus particulièrement celles situées en milieu rural. Pour les autres (les résidences alimentées par un aqueduc), l'effet ne serait pas important.

Par ailleurs, l'effet s'estompe rapidement à mesure que l'on s'éloigne du lieu de forage et que le temps passe, ce qui fait dire aux auteurs : « Nous avons constaté que l'effet marginal d'un puits additionnel dans un rayon de 0,5 mille d'une propriété correspondait à une perte de valeur de 5 % pour cette propriété. Cet effet tombe à environ 3 % à partir d'un rayon de 1 mile et nous n'avons observé aucun effet au-delà d'un rayon de 2 miles ».

<sup>37</sup> À l'aide de la base de données Dataquick.

Les auteurs concluent que la méthode utilisée pourrait s'avérer moins probante si elle portait sur une plus longue période en raison de la difficulté de tenir compte de facteurs tels que la pression inflationniste probable issue d'une augmentation de la demande de logements de la part des travailleurs de l'industrie.

### **Les méthodes à préférences déclarées**

Lorsque la logique des marchés ne peut s'appliquer, la valeur d'un bien ou d'un service peut être estimée, dans certaines conditions, à l'aide d'enquêtes ciblées qui recueillent les choix ou les préférences des personnes interviewées. Par exemple, Soderholm et Sundqvist (2003) mentionnent que plusieurs impacts environnementaux générés par la production d'électricité impliquent des problèmes moraux pour lesquels les méthodes de mesure en termes économiques sont peu appropriées. Ils recommandent de recourir alors aux méthodes à préférences déclarées pour suppléer à cette lacune.

### **Les deux méthodes à préférences déclarées les plus connues sont les suivantes :**

- **Méthode d'évaluation contingente.** Les répondants doivent déterminer quel montant d'argent ils seraient prêts à payer pour préserver un usage, un bien ou un service (willingness to pay) ou quel montant ils consentiraient à recevoir pour s'en départir (willingness to accept). L'encadré 11 présente un exemple de l'application de cette méthode pour estimer les dommages environnementaux causés par le naufrage de l'Exxon Valdez en 1989;
- **Méthode de l'analyse conjointe**, également appelée méthode des choix expérimentaux ou méthode des choix contingents (choice experiment method). Cette méthode consiste à estimer la valeur d'un écosystème ou d'un service écologique à partir de situations virtuelles où les personnes interviewées doivent prioriser leurs choix.

### **Encadré 11 : L'évaluation des dommages environnementaux causés par le naufrage de l'Exxon Valdez à l'aide de la méthode d'évaluation contingente**

Une enquête à grande échelle utilisant la méthode d'évaluation contingente a été réalisée en 1992 auprès des ménages aux États-Unis afin d'évaluer la valeur des dommages environnementaux causés par le naufrage de l'Exxon Valdez qui a affecté 1 300 km de côtes de l'Alaska. La valeur a été estimée à 2,8 milliards de dollars US (de 1992). « Cette estimation doit être considérée comme la borne inférieure de la valeur des dommages. Selon notre scénario, ce montant correspond en fait à la valeur médiane de la volonté de payer pour éviter un autre déversement du type de l'Exxon Valdez » (Carson et coll., 1992).

Étant donné l'importance des enjeux financiers, la National Oceanic and Atmospheric Administration a constitué en 1993 un panel d'experts dirigé par les « Prix Nobel » d'économie Kenneth Arrow et Robert Solow afin de baliser l'usage de telles enquêtes à l'aide de lignes directrices. « Le panel d'experts a conclu que l'emploi d'une méthode d'évaluation contingente bien conçue peut produire des estimations suffisamment fiables pour servir de point de départ d'un processus judiciaire basé sur l'évaluation des

dommages, incluant la perte de valeurs non marchandes » (NOAA, 1993). Le panel reconnaît l'acceptabilité de cette méthode à la condition qu'elle respecte les sept conditions suivantes :

1. Réaliser des entrevues personnelles directes;
2. Utiliser la disposition à payer plutôt qu'à recevoir;
3. Employer la forme référendaire;
4. Scénario précis;
5. Rappeler que les montants mentionnés ne seront plus disponibles pour d'autres fins;
6. Rappeler qu'il y a des substituts;
7. Contre-vérifier la compréhension des enjeux à l'aide de questions (HEC, 2009).

## **Autres méthodes de valorisation des actifs environnementaux**

### **Méthode du transfert de bénéfices (MTB)**

Un exemple : la base de données EVRI d'Environnement Canada (voir l'encadré 12).

#### **Encadré 12 : La base de données EVRI d'Environnement Canada**

« EVRI est un entrepôt où l'on peut faire des recherches d'études empiriques sur la valeur économique des bénéfices environnementaux et des effets sur la santé humaine. Il a été élaboré comme un outil pour aider les analystes de politiques à utiliser une approche de transfert d'avantages. Utiliser l'EVRI pour effectuer un transfert d'avantages remplace la réalisation d'une nouvelle valorisation ».

<https://www.evri.ca/Global/HomeAnonymous.aspx>

« L'EVRI se veut d'abord un outil pour aider les analystes des politiques qui ont recours à la méthode de transferts d'avantages à évaluer les valeurs économiques des modifications apportées dans le domaine des biens et services environnementaux et de la santé humaine. Grâce à la méthode du transfert d'avantages, les résultats de l'étude antérieure effectuée dans le cadre de l'EVRI peuvent être utilisés (transférés) pour mesurer la valeur économique des modifications émanant des programmes et des politiques en cours. »

« Environnement Canada a dressé [sic] l'EVRI en collaboration avec plusieurs spécialistes et organismes internationaux. Soulignons, par exemple, la collaboration bien spéciale du personnel de l'Office of Water de l'Environmental Protection Agency des États-Unis. »

Il y a six principales catégories d'information regroupant plus de 30 domaines. Ces six catégories sont les suivantes :

1. **Sujets d'étude** : information bibliographique de base;
2. **Région de l'étude et caractéristiques de la population** : information sur le lieu de l'étude et données relatives à l'endroit et à la population;
3. **Points clés environnementaux de l'étude** : secteurs où sont décrits les atouts environnementaux qui sont évalués, facteurs de stress sur l'environnement et objectif spécifique de l'étude;
4. **Méthodes de l'étude** : information technique sur l'étude en cause, techniques



spécifiques utilisées pour les résultats obtenus;

5. **Valeurs estimées** : valeurs monétaires représentées dans l'étude et unité de mesure spécifique;
6. **Résumé en d'autres langues** : un résumé de l'étude est disponible en anglais, en français, en espagnol et en d'autres langues.

<https://www.evri.ca/Other/AboutEVRI.aspx>

En conclusion...

Kinnaman (2010a), commentant l'exploitation du gaz de schiste, conclut que les économistes possèdent les outils nécessaires pour prendre en compte l'ensemble des externalités et que « tous les coûts externes au marché doivent être estimés à l'aide de méthodes, imparfaites mais utiles, telles que la méthode des prix hédoniques, la méthode de l'évaluation contingente et la méthode des coûts de déplacement ».

Malgré la panoplie d'outils disponibles, l'évaluation monétaire des externalités n'est pas aisée. L'absence de données robustes et l'imprécision relative des outils d'analyse sont citées comme étant les deux obstacles majeurs (Stezaly et coll., 2009). L'opinion exprimée à ce sujet par le Commissaire général au développement durable français résume bien cet enjeu : « Le calcul de telles valeurs peut être délicat et les méthodes de monétarisation ne permettent pas toujours de calculer des valeurs d'options, de legs ou d'existence, car elles prennent comme point de départ les utilisations actuelles. Plus généralement, la pertinence de la monétarisation des valeurs de non-usage reste en débat » (CGDD, 2010).

Mann (2008) souligne pour sa part qu'à l'instar du processus d'internalisation, le processus d'évaluation de la valeur des externalités peut être très coûteux, principalement en ce qui concerne les méthodes d'évaluation basées sur les préférences déclarées.

### Rappel

Le présent exercice ne cherche pas à trancher le débat sur la monétarisation des valeurs de non-usage, non plus que les débats liés à un niveau de durabilité faible ou fort, à un niveau de pollution jugé « acceptable » ou à un partage « équitable » de la rente économique. L'objectif principal du présent mandat demeure la détermination et, dans la mesure du possible, l'évaluation des principales externalités susceptibles d'être générées à la suite du déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans le but de « proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois ».

## 1.2. Mécanismes d'internalisation

La présente section fait un survol des principaux mécanismes d'internalisation des externalités utilisés dans le secteur du gaz de schiste.

### 1.2.1. Réglementation

La réglementation demeure l'outil privilégié par les administrations publiques pour internaliser les externalités associées au gaz de schiste. Habituellement, le processus normal de réglementation inclut une étape de consultation publique. Dans certains cas, la réglementation peut également avoir été soumise à un processus de négociation<sup>38</sup> préalable.

À partir de constats de la situation dans certains États aux États-Unis, Sumi (2012) souligne qu'il ne suffit pas d'établir une bonne réglementation. Encore faut-il qu'elle soit rigoureusement appliquée. L'auteur mentionne le manque de ressources affectées à la gestion et au contrôle (inspections) des exploitants, une application inégale des règlements et des amendes trop basses comme étant les principaux obstacles à une application rigoureuse de la réglementation.

Dans le cadre des études commandées par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE, 2012a, 2012b et 2013) a réalisé trois études portant sur l'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. L'encadré 13 présente succinctement ces trois études.

#### **Encadré 13 : Encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec**

La première étude porte sur l'analyse comparative des législations concernant l'industrie des gaz de schiste (L1-1). La comparaison a été réalisée sur la législation applicable à l'industrie du gaz de schiste pour plusieurs pays, dont le Canada, la France et les États-Unis, pour les provinces de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, et pour les États américains de la Pennsylvanie et de New York. Cette analyse a été faite de façon systématique, pour chacun des États ou chacune des provinces, selon leur intérêt sur l'industrie, leur cadre légal et les données socio-économiques.

La seconde étude porte sur la description de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec (L2-1). Cette étude consiste en une recension des droits et obligations de l'administration publique et de l'industrie contenues dans les lois en vigueur. Plus précisément, ce rapport visait à décrire l'état du droit, la relation qui existe entre le demandeur d'une autorisation administrative et celui qui est chargé de l'accorder ainsi que les occasions et moyens pour le public de participer.

<sup>38</sup> Voir la section 1.2.3 pour plus de détails sur le processus de négociation.

Les conclusions de cette étude montrent que la « nouvelle industrie se développe dans un cadre législatif qui n'a pas été élaboré en tenant compte des particularités des activités de forage et de fracturation pratiquées dans le shale ». Actuellement, les clauses de la Loi sur les mines ainsi que les privilèges accordés aux propriétaires de droits miniers prédominent la législation et la réglementation environnementale, régionale et municipale.

Des recommandations spécifiques pour les travaux de mise à jour des lois et règlements y sont énoncées, telles que le principe de précaution (distances séparatrices, tests d'étanchéité, etc.), l'introduction du principe de participation du public et de l'accès à l'information ainsi que le principe de subsidiarité, c'est-à-dire que l'ordre de gouvernement le plus près de la population adopte et met en œuvre les législations.

De plus, les recommandations concernent la prise en compte des impacts de certaines activités « accessoires » au développement de l'industrie gazière, telles que l'augmentation du trafic routier, le droit à l'environnement des particuliers ou des garanties en matière de suivi des activités.

La troisième étude porte sur l'élaboration de propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (L3-1). Cette étude juridique « propose des interventions qui tiennent compte des processus de gouvernance participative et des principes directeurs du développement durable ».

Les propositions d'intervention, présentées sous forme de quatre scénarios juridiques, tiennent compte de l'intensité du développement industriel, des processus de gouvernance participative et des principes directeurs du développement durable.

### Propositions d'intervention

**Scénario « aucun développement » :** adoption d'une loi-moratoire interdisant l'exploration et l'exploitation gazière du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent.

**Scénario « minimal » :** élaboration d'une directive simplifiant l'organisation administrative et facilitant l'application des obligations légales; mise à jour des normes juridiques s'appliquant à l'industrie.

**Scénario « intermédiaire » :** adoption d'un règlement particulier pour l'industrie du gaz de schiste servant de cadre de référence réglementaire unique pour les promoteurs et intégrant l'ensemble des exigences environnementales applicables à l'industrie.

**Scénario « optimal » :** adoption d'une loi consacrée aux hydrocarbures intégrant les principes de la *Loi sur le développement durable*, précisant le rôle des acteurs institutionnels et permettant d'associer les autorités locales et la population aux processus décisionnels.

Les auteurs concluent que « de toutes les interventions proposées, c'est l'adoption d'une nouvelle loi consacrée aux hydrocarbures qui offre le plus de possibilités pour introduire un encadrement juridique fondé sur les principes directeurs du développement durable et des processus de gouvernance participative » (CRCDE, 2013).

Trois provinces canadiennes se distinguent par leur avancée sur le plan des interventions publiques dans le secteur du gaz de schiste. Il s'agit de l'Alberta (voir l'encadré 14), de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick (voir l'encadré 15). On remarque que ces réglementations (ou directives) prévoient le recours à différents instruments économiques (garanties, fonds, etc.).

#### **Encadré 14 : Compensation des coûts administratifs en Alberta**

Avec l'adoption de la Loi pour un développement de l'énergie responsable<sup>39</sup> en juin 2013, le gouvernement de l'Alberta exige de l'industrie du pétrole, du gaz et du charbon le recouvrement total des coûts administratifs encourus par l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB). Cette mesure a fait passer la contribution de l'industrie de 112,7 millions de dollars en 2012 à 154,4 millions de dollars en 2013.

Le deuxième paragraphe de l'article 29 de cette loi se lit comme suit : « Le responsable de l'application de la Loi peut, pour toute année fiscale qu'il désigne, imposer un tarif administratif pour tout projet de sables bitumineux, de charbon ou de forage jusqu'à concurrence d'un montant qui couvre en tout ou en partie l'estimation des dépenses nettes du responsable de l'application de la Loi pour l'année fiscale visée ».

#### **Encadré 15 : Mesures d'internalisation par réglementation prévues par le gouvernement du Nouveau-Brunswick**

Le groupe de travail chargé de préparer les documents de consultation pour la réglementation de l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick s'est inspiré des régimes de réglementation en place dans d'autres provinces, territoires et États nord-américains ainsi que d'études scientifiques, de critiques et de pratiques de gestion exemplaires pour présenter « des recommandations visant à renforcer le régime de réglementation existant auquel sont assujetties les activités pétrolières et gazières » (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012a).

Voici quelques exemples de mesures permettant d'internaliser certaines externalités négatives potentielles :

##### **2.25 Cessation des activités pour protéger la santé, la sécurité et l'environnement**

Cessation obligatoire des activités lorsque l'exploitant d'un puits n'est pas en mesure de réparer convenablement un défaut de conception, de construction, de complétion ou d'exploitation du puits.

##### **2.26 Recours à un personnel accrédité en contrôle des puits**

Le foreur d'un puits de pétrole ou de gaz doit posséder un certificat valide en prévention des éruptions pour les surveillants de forage ou pour le personnel d'entretien des puits, délivré par un service de formation reconnu.

<sup>39</sup> *The Responsible Energy Development Act.*

## **2.29 Mesures améliorées de protection contre les éruptions**

Une révision des mesures actuelles de prévention et de contrôle des éruptions basée sur les directives no 036 et no 037 de l'Alberta.

### **10.1 Garantie financière en cas de dommages**

Exigence obligeant les sociétés gazières et pétrolières à verser une garantie financière à la province afin de protéger les propriétaires contre les répercussions financières rattachées aux accidents de travail, y compris la perte ou la contamination de l'eau potable.

### **10.4 Assurance de responsabilité civile obligatoire**

Les titulaires de permis, de licence et d'autorisation seraient tenus de souscrire une assurance de responsabilité civile afin de couvrir tout incident causé par eux-mêmes ou leurs sous-traitants qui entraînerait des préjudices personnels ou des dommages matériels ou environnementaux.

### **10.6 Fonds relatif aux puits de pétrole et de gaz naturel abandonnés**

L'organisme de réglementation devrait établir un fonds financé par l'industrie afin de s'assurer que des sommes d'argent sont disponibles pour la mise en œuvre de mesures de colmatage et de fermeture des puits abandonnés (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012a).

Le Groupe de travail sur le gaz naturel a également produit un document pour consultation portant sur le partage des redevances. Certaines recommandations visent spécifiquement la compensation de communautés ou de personnes susceptibles de subir des externalités négatives : les propriétaires de terrains résidentiels « hôtes » d'une ou de plusieurs plateformes d'exploitation et les municipalités ou districts de services locaux (DSL) dans un rayon de 25 km des plateformes d'exploitation (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012b).

### 1.2.2. Instruments de marché<sup>40</sup>

Le cadre d'analyse des instruments de marché est emprunté au *Livre vert de la Commission des Communautés européennes sur les instruments fondés sur le marché en faveur de l'environnement et des objectifs politiques connexes* (CCE, 2007).

**Les instruments fondés sur le marché** sont répartis en deux principaux types :

- 1- **Instruments qui agissent sur les prix** – C'est le cas principalement des taxes (qui augmentent le prix d'un produit ou d'un service) et des incitations financières ou fiscales (qui augmentent ou diminuent le prix d'un produit ou d'un service);
- 2- **Instruments qui agissent sur les quantités** – En fixant une quantité maximale pouvant être émise (en termes absolus ou par unité de production). C'est le cas des systèmes de permis négociables et des systèmes de gestion de l'offre.

Selon la CCE (2007), les instruments qui agissent sur les quantités offrent plus de certitude quant à la réalisation d'objectifs spécifiques et les instruments qui agissent sur les prix sont généralement plus faciles à mettre en œuvre et offrent plus de certitude quant au coût de la réalisation de l'objectif.

Aux États-Unis, l'instrument de marché privilégié pour internaliser les externalités causées par l'extraction de ressources naturelles est la severance tax, qu'on pourrait traduire par « taxe d'indemnité ». La severance tax est imposée aux exploitants de ressources naturelles qui génèrent des coûts aux administrations publiques à l'échelle de la municipalité, du comté ou de l'État. L'encadré 16 présente cette taxe plus en détail.

#### **Encadré 16 : Les severance taxes aux États-Unis**

La prise en compte des différentes externalités liées à l'extraction des ressources naturelles<sup>41</sup> est à l'origine de l'introduction des taxes d'indemnité dans la majorité des États aux États-Unis.

Selon Kinnaman (2010a), « une taxe d'indemnité correspondant au coût marginal social de l'extraction des ressources encouragera les entreprises à extraire la quantité de gaz correspondant à l'optimum social. Comme bénéfice supplémentaire, les revenus générés par la taxe d'indemnité pourront servir à réduire les taxes sur le revenu ».

Lepori (2011) en donne une définition plus pratique : la taxe d'indemnité est une taxe imposée sur la valeur des ressources non renouvelables qui sont consommées à l'extérieur de l'État où elles sont extraites. Les taxes d'indemnité sont instaurées pour couvrir les coûts publics associés à l'extraction des ressources et pour compenser l'État pour la perte de ressources non renouvelables.

<sup>40</sup> Les instruments de marché sont présentés de façon distincte même si le plus souvent ils sont adoptés dans un cadre réglementaire.

<sup>41</sup> Principalement le gaz naturel, le charbon et les produits pétroliers.

Trente-cinq États conviennent que l'extraction de ressources génère des externalités et imposent en contrepartie une forme ou une autre de taxe d'indemnité afin de recouvrer une partie de ces coûts (PBPC<sup>42</sup>, 2009). Comme l'indique le tableau suivant, la valeur des taxes d'indemnité aux États-Unis varie en fonction de différents critères. Cependant, pour la plupart des États, elle s'établit entre 5 et 10 % de la valeur de la production de la ressource.

<b>Rang</b>	<b>État</b>	<b>Taux de la taxe d'indemnité</b>
1	Texas	7,5 % de la valeur au marché du gaz produit
2	Wyoming	6 % de la valeur imposable
3	Oklahoma	7 % du prix moyen du gaz plus une taxe d'accise de 0,095 %
4	Nouveau-Mexique	8,67 % à 9 %, selon le comté ou le district
5	Louisiane	0,269 \$ par millier de pieds cubes
6	Colorado	2 % à 5 % du revenu brut
7	Alaska	25 % à 50 % du revenu net
8	Utah	5 % si le gaz est à plus de 1,50 \$ par millier de pieds cubes
9	Kansas	4,33 %
10	Californie	Taxe de 0,0079076 \$ par millier de pieds cubes
11	Alabama	8 %
12	Arkansas	5 %
13	Michigan	5,75 %
14	Virginie-Occidentale	5 % + 0,047 \$ par millier de pieds cubes

Les revenus de ces taxes servent à compenser les administrations publiques locales et les gouvernements des États pour les coûts entraînés par l'extraction des ressources naturelles qui ne sont pas pris en compte par les exploitants. Ces coûts peuvent couvrir les coûts de délivrance des permis, les coûts d'inspection, les dommages environnementaux (contamination de l'eau, perte d'habitat, pollution de l'air, etc.), la protection de la santé et de la sécurité des travailleurs, les mesures d'urgence et les coûts de réfection des routes et des ponts (PBPC, 2009).

Certains États, notamment la Pennsylvanie (*Drilling Impact Fee*) et l'Ohio (*Road Use Maintenance Agreement*), ont adopté ou prévoient adopter des mécanismes semblables.

Dans son Livre vert, la Commission des Communautés européennes souligne un certain nombre d'avantages qu'offrent les instruments fondés sur le marché par rapport aux instruments réglementaires :

- intégrer dans le prix final des coûts qui n'avaient pas été pris en compte (intégration des coûts externes);

<sup>42</sup> Créé en 2007, le Pennsylvania Budget and Policy Center (PBPC) est un organisme de recherche non partisan qui analyse les politiques budgétaires et financières de l'État.

- donner une plus grande flexibilité aux entreprises pour leur permettre d'atteindre les objectifs qui leur ont été assignés et réduire de ce fait les coûts de mise en conformité;
- inciter les entreprises à investir dans l'innovation technologique afin de réduire leurs impacts sur l'environnement;
- apporter un soutien à l'emploi, s'ils sont utilisés dans le contexte d'une réforme fiscale verte.

Toutefois, selon Rueter et Kushner (1960), l'analyse des instruments fondés sur le marché « a clairement démontré l'impossibilité de développer un mécanisme unique d'internalisation des externalités qui s'avérerait le mécanisme idéal et uniforme d'optimisation sociale dans toutes les situations ». Selon Schilling et Chiang (2011), il faut un bon dosage d'instruments, de réglementations, de négociations et de mesures volontaires, le but n'étant pas tant d'éviter l'externalité que de déterminer la quantité optimale de production économique pour la société. Chaque situation doit faire l'objet d'une analyse particulière. L'encadré 17 montre deux exemples d'application d'instruments de marché au Québec concernant les GES : la redevance sur les produits pétroliers et le système de permis échangeables.

#### **Encadré 17 : Exemples d'application d'instruments de marché au Québec : la redevance sur les produits pétroliers et le système de permis échangeables**

La redevance imposée par le Québec sur le contenu en gaz à effet de serre des produits pétroliers distribués au Québec est perçue en vertu du Règlement relatif à la redevance annuelle au Fonds vert (L.R.Q., c. R-6.01, a. 85.36 et 114)<sup>43</sup>. C'est une redevance, fondée sur le principe du pollueur-payeur appliqué au secteur de l'énergie, qui a été introduite dans le cadre de la présentation du Plan d'action du Québec sur les changements climatiques en juin 2006. Le produit est dédié au Fonds vert et destiné à financer la réalisation du Plan d'action sur les changements climatiques du Québec.

Cette redevance correspond à une taxe dite « pigouvienne », c'est-à-dire une taxe qui vise à internaliser des externalités environnementales. Dans ce cas-ci, l'externalité est l'émission de gaz à effet de serre. C'est un cas classique d'application d'écofiscalité. Le système de permis échangeables que met actuellement en place le Québec (dans le cadre du « Western Climate Initiative ») remplit les mêmes fonctions.

Ces instruments sont donc complémentaires à la perception de la rente nette tout autant que la réglementation environnementale.

D'autres provinces et pays utilisent les mêmes instruments. On pense à la Colombie-Britannique avec sa taxe sur le carbone. D'autre part, la Norvège a été une des premières administrations publiques à imposer une taxe sur le carbone en 1991. Cette taxe est toujours en vigueur. La Norvège participe également au système de permis échangeables sur les GES de l'Union européenne. Mentionnons aussi que l'État de New York participe, avec huit autres États du nord-est des États-Unis, au « Regional

<sup>43</sup> Adopté en vertu de la Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives sanctionnées en décembre 2006.



Greenhouse Gas Initiative » (RGGI)<sup>44</sup>, qui est le premier système de permis échangeables sur les GES en fonction en Amérique du Nord. Ce système est en vigueur depuis janvier 2009 (Sauvé, 2012).

### 1.2.3. Négociations et tribunaux

Dans l'encadré sur le théorème de Coase (voir l'encadré 3), il est démontré qu'en présence d'activités qui engendrent des externalités environnementales, il est rare qu'il n'y ait pas de coûts de transaction et que les droits de propriété soient clairement définis. Ceci limite le recours à la négociation pour régler le problème d'externalités, tel que le propose Coase. Le théorème de Coase permet toutefois d'établir des limites aux interventions publiques basées sur la théorie économique.

#### Négociation sociale

Certains auteurs suggèrent de recourir à des outils basés sur la négociation sociale afin de couvrir un plus large spectre d'externalités. Par exemple, Spash (2013) reconnaît que l'économie écologique, qui permet de compartimenter de façon pratique la nature en une série de biens et services écologiques, a le potentiel d'offrir un certain éclairage utile aux décideurs. Mais son analyse de la littérature sur ce sujet l'amène à poser un regard critique sur cette approche (l'économie écologique) trop souvent utilisée « dans le cours normal des affaires économiques et politiques ». Pour une approche plus large, plus interdisciplinaire, Spash propose de recourir à d'autres outils permettant de mieux prendre en compte les aspects sociaux, psychologiques, politiques et éthiques, telle la négociation sociale.

L'évaluation monétaire de l'environnement et des écosystèmes naturels à l'aide de l'analyse de contingence ou d'autres méthodes basées sur les préférences déclarées fait l'objet de critiques en raison d'un biais fondamental lié à l'approche microéconomique de cette méthode : l'agrégation de valeurs individuelles ne constitue qu'une partie du spectre des valeurs sociales. Par ailleurs, certaines critiques mettent en doute les fondements mêmes de l'approche quant à la précision et la validité des résultats et quant à l'absence de prise en compte de valeurs morales telles que l'équité et la charité. Pour pallier cette lacune, des auteurs tels que Spash (2007a et 2007b) proposent de recourir également à des méthodes d'évaluation basées sur la négociation sociale, comme l'évaluation monétaire délibérative (*Deliberative Monetary Valuation*). Ce type d'évaluation permet de tenir compte de certaines valeurs sociales établies à l'aide, notamment, de délibérations à l'intérieur de groupes de discussion. Bien que faisant l'objet de critiques elle aussi, cette méthode offre une vision plus large, quoique plus floue, du spectre des valeurs sociales de l'environnement et des écosystèmes naturels. Spash (2007a) suggère le recours aux deux méthodes qu'il juge complémentaires : « Il est maintenant possible de profiter du meilleur des deux mondes en combinant l'analyse avantages-coûts à une évaluation basée sur la négociation sociale comme l'évaluation monétaire délibérative ».

<sup>44</sup> Voir <http://www.rggi.org/>.

## Recours aux tribunaux

Selon Sumi (2012), qui a recensé de nombreux constats d'infraction relatifs au forage ou à l'exploitation du gaz de schiste dans six États américains, le recours aux tribunaux n'est pas la façon la plus efficace de corriger la situation ou, éventuellement, de compenser les dommages. Les coûts de transaction peuvent être très élevés, surtout pour les particuliers. Par ailleurs, selon l'auteur, les faibles montants des pénalités ou amendes n'inciteraient pas les contrevenants à adopter des comportements plus « responsables ».

### 1.2.4. Autres mécanismes

#### 1.2.4.1. Systèmes d'information

- **Risk Based Data Management System (RBDMS)** : base de données libre d'accès référençant les « bonnes pratiques » liées à la fracturation hydraulique.
- **Probabilistic Risk Based Decision Support for Oil and Gas Exploration and Production Facilities in Sensitive Ecosystems** : outil d'aide à la décision basé sur une évaluation probabiliste des risques environnementaux afin de permettre de déterminer le lieu adéquat et la technologie adéquate permettant d'allier rentabilité et minimisation de l'impact environnemental.

#### 1.2.4.2. Programmes volontaires

##### Les meilleures pratiques de gestion (*Best Management Practices*)

Les meilleures pratiques de gestion sont définies comme étant des technologies, des méthodes ou des procédures qui évitent ou réduisent les impacts environnementaux et sociaux associés au développement du gaz naturel. Elles peuvent être proactives ou réactives.

- Elles sont le plus souvent introduites en début de projet;
- Elles sont spécifiques au site;
- Elles sont économiquement réalisables.

Les encadrés 18 et 19 proposent des programmes volontaires basés sur les meilleures pratiques de gestion.

#### Encadré 18 : L'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes comme moyen d'internalisation des externalités

Dans une étude<sup>45</sup> réalisée par le Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable (GRIDD, 2013) les auteurs concluent qu'« au vu de l'expérience des régions et des mécanismes étudiés, il apparaît que l'application de mécanismes volontaires en tant que telle est une condition nécessaire, mais non suffisante pour l'adoption de pratiques RSE<sup>46</sup> par les entreprises exploitantes de gaz de schiste. Ainsi, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective, les

<sup>45</sup> L'étude (S4-8) est disponible sur le site de l'ÉES.

<sup>46</sup> RSE : Responsabilité sociale des entreprises.

pratiques des entreprises exploitantes de l'industrie du gaz de schiste doivent reposer sur une combinaison de mécanismes pertinents, réglementaires et volontaires, encadrant leurs activités ».

Le GRIDD mentionne que les mécanismes volontaires pertinents visant à assurer l'adoption de pratiques doivent tenir compte des enjeux environnementaux et sociaux spécifiques de l'industrie du gaz de schiste.

En complément à une réglementation adéquate, le GRIDD propose en exemple des mécanismes volontaires en usage dans des secteurs d'activité connexes (mines, pétrole et gaz, chimie) :

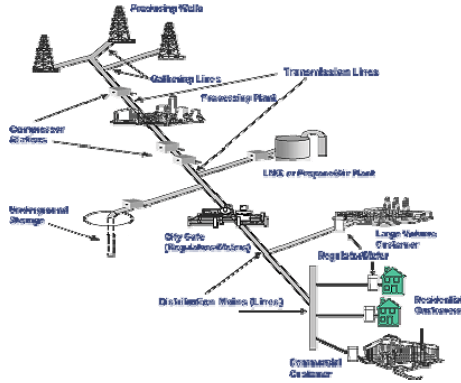
- Des programmes de développement des capacités des municipalités à travers l'élaboration de guides concernant les modalités de consultation du public et les types d'ententes et accords multipartites sur les enjeux de RSE à développer avec les porteurs de projet;
- Des critères d'écoconditionnalité dans le cadre de l'octroi de subventions, d'aide au financement ou d'incitatifs fiscaux;
- L'élaboration d'une plateforme d'information Internet s'inspirant de celle mise en œuvre en Colombie-Britannique ([fracfocus.ca](http://fracfocus.ca)) et permettant l'accès à une information homogène, fiable et transparente pour chaque puits situé au Québec.

#### **Encadré 19 : Le programme Naturel Gas STAR de l'EPA**

Depuis 1993, l'EPA administre le programme *Natural Gas STAR*, en collaboration avec l'industrie pétrolière et gazière. Le programme est une collaboration volontaire et flexible qui vise à encourager l'adoption, par les sociétés gazières, de technologies et de pratiques éprouvées, efficaces et rentables afin d'améliorer l'efficacité des opérations et de réduire les émissions de méthane.

Étant donné que le méthane constitue la composante principale du gaz naturel et qu'il est un important gaz à effet de serre, la réduction des émissions par l'industrie apporte plusieurs avantages environnementaux, économiques et opérationnels. En 2006, afin d'appuyer le *Global Methane Initiative*, l'EPA a élargi la portée du programme afin d'inclure les opérations internationales (<http://www.epa.gov/gasstar/international/index.html>), ce qui accroît grandement les occasions de réduction d'émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier.

Grâce au programme *Natural Gas STAR*, l'industrie pétrolière et gazière a mis au point quelques-unes des technologies et pratiques novatrices les plus largement utilisées afin de réduire les émissions de méthane dans tous les secteurs de l'industrie du gaz naturel : le forage, la production, le traitement et l'entreposage, la transmission et la distribution. Une liste des outils développés par l'industrie peut être consultée sur le site



Internet de l'EPA au <http://www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html>. Les thèmes couvrent notamment les moteurs et les compresseurs, le traitement des gaz, les gazoducs, l'inspection et la maintenance, les réservoirs, les valves et les puits. Pour chaque thème, une liste des équipements requis ainsi que la période de récupération des coûts sont disponibles.

Pour plus d'informations, visiter le site Internet du programme au

<http://www.epa.gov/gasstar/index.html>.

Le ministère des Ressources naturelles de l'Ohio a publié en 2012 (ODNR, 2012) un guide de bonnes pratiques adressées aux entreprises pétrolières et gazières qui effectuent des activités d'exploration sur les terrains dont le propriétaire est l'État de l'Ohio. « Les normes établies dans ce document visent à soumettre le preneur de bail (*lessee*) à des standards supérieurs aux exigences légales prévues dans le code révisé et le code administratif de l'Ohio ». Le ministère encourage les propriétaires privés à adopter ces mêmes règles lorsqu'ils négocient des ententes avec des entreprises qui veulent exercer des activités liées à l'exploitation du gaz ou du pétrole sur leur propriété. Le ministère offre également une assistance et une expertise aux propriétaires qui en éprouvent le besoin.

L'*American Petroleum Institute* (API, 2011) a publié sur son site cinq documents qui traitent de cinq enjeux particuliers de risques de gestion associés aux activités d'extraction du gaz et du pétrole. Selon l'API, « ces pratiques robustes aident à protéger le public en offrant un cadre de référence [aux entreprises] pour construire des puits solides et bien entretenus ». Elles visent également à satisfaire aux exigences fédérales, ou à les dépasser, tout en demeurant suffisamment flexibles pour s'adapter aux différences régionales. Les cinq enjeux<sup>47</sup> sont les suivants :

- HF1 – Forage de puits pour la fracturation hydraulique (2009);
- HF2 – Gestion des eaux de fracturation (2010);
- HF3 – Atténuation des impacts en surface de la fracturation hydraulique (2011);
- Standard 65, partie 2 – Isolation des zones potentielles de reflux (2010);
- RP 51R – Protection environnementale lors de la production de pétrole et gaz (2009).

<sup>47</sup> Ces documents peuvent être consultés sur le site de l'API à l'adresse suivante : [www.api.org](http://www.api.org).

On constate qu'il existe plusieurs façons d'internaliser les externalités associées à l'exploitation du gaz de schiste, que ce soit par la réglementation, par le marché, par la négociation bilatérale, par l'entreprise ou par les tribunaux. Selon la théorie économique, le mécanisme retenu devrait être celui qui minimise les coûts de transaction pour la collectivité, à la condition que les bénéfices attendus soient supérieurs aux coûts de transaction (CCE, 2007; Klaiber et Gopalakrishnan, 2012; Lévêque, 2000; Schilling et Chiang, 2011; Sumi, 2012).

Lorsqu'on utilise un mécanisme financier de portée globale, tel que la taxation, pour résoudre un problème environnemental, il est important de prendre en compte les effets distributifs de l'intervention. À ce propos, Sandmo (2011) mentionne que « l'importance de tenir compte des effets distributifs est plus évidente dans le cas de la taxation » et que « les effets d'une taxe verte sur la distribution du revenu et du bien-être devraient être abordés de pair avec les effets distributifs des gains environnementaux ».

En pratique, pour reprendre les conclusions de la section précédente<sup>48</sup>, l'évaluation monétaire des externalités n'est pas aisée en raison, notamment, de la difficulté d'obtenir des données robustes et précises.

---

<sup>48</sup> Pour plus de détails, voir la section 1.1.

## CHAPITRE 2

### Classification des externalités liées à l'exploitation du gaz de schiste

Le présent chapitre comprend deux parties. En premier lieu, afin de déterminer et de mesurer les externalités liées à l'exploitation éventuelle du gaz de schiste, un cadre de référence a été élaboré à partir de cinq matrices développées à cette fin par des organismes internationaux ou nationaux reconnus. Ce sont la matrice de *Resources for the Future* (RFF, 2012), la matrice de l'Union européenne (Broomfield, 2012), la matrice du Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE, 2012), le cadre d'analyse du *New York State Department of Environmental Conservation* (NYSDEC, 2011) et la matrice des externalités liées à l'eau potable de l'EPA (EPA, 2012c). Les enjeux cernés par le MDDEP (2010) dans son mémoire sur le gaz de schiste déposé au BAPE complètent le tableau.

En second lieu, les travaux sur les externalités réalisés dans le cadre du plan de réalisation de l'ÉES<sup>49</sup> sont pris en compte. Les deux études décrivant le projet type (CIRAIG, 2012) et les scénarios de développement (CÉES, 2012) sont d'abord résumées afin de circonscrire le champ d'application de la présente étude. Plusieurs études techniques prévues dans le plan de réalisation de l'ÉES font état des risques ou des impacts appréhendés touchant l'eau, l'air, les GES ou d'autres aspects. Ces résultats sont pris en compte dans la section suivante lorsqu'ils sont disponibles (chapitre 3).

---

<sup>49</sup> Le plan de réalisation peut être consulté sur la page Web du Comité de l'ÉES sur le site: <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/le-comite/plan-de-realisation/>.

## 2.1. Cadres de référence

### 2.1.1 Matrice des externalités de Resources for the Future (RFF)

En juin 2012, *Resources for the Future*, organisme indépendant et non partisan de réputation mondiale faisant autorité dans le domaine de l'économie des ressources, a publié un communiqué<sup>50</sup> annonçant la publication d'une matrice des risques **potentiels** associés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. La matrice présente plus de 200 points d'impacts potentiels analysés par des experts géologues, hydrologues et économistes, des évaluateurs de risque, des représentants de l'industrie gazière et des groupes environnementaux<sup>51</sup>.

« Ce projet est la première évaluation indépendante d'envergure basée sur l'opinion d'experts et la perception publique des risques associés au développement du gaz de schiste » (RFF, 2012).

#### Description de la matrice du RFF

Les éléments constituant la matrice du RFF sont les « activités », les « charges », les « impacts intermédiaires » et les « impacts finaux ».

La matrice comprend :

- Une liste des activités associées à un puits de gaz de schiste, de la préparation du terrain jusqu'à sa mise hors service;
- Un répertoire des charges (*burdens*) produites au cours des différentes activités (telles que les polluants, les boues de forage, le bruit, etc.);
- Une liste des impacts intermédiaires qui peuvent affecter le déroulement des activités tout au long du processus.

« La matrice de risques fournit un cadre de travail indispensable pour les chercheurs et les parties prenantes qui s'intéressent aux enjeux entourant le développement du gaz de schiste » (RFF, 2012).

**Les activités** pouvant générer des risques à la santé, à l'environnement ou au marché sont regroupées en six catégories correspondant aux principales étapes de développement d'un lieu d'exploitation (les activités sont décrites en détail dans l'encadré 20) :

1. Mise en place du site et préparation au forage;
2. Activités de forage;
3. Activités de fracturation et complétion;
4. Exploitation du puits et production;
5. Entreposage et élimination des fluides de fracturation, traitement et élimination des eaux;
6. Autres activités incluant l'entretien et la remise en état des lieux.

<sup>50</sup> Voir [http://www.rff.org/News/press\\_Releases/Pages/RFF-Releases-Analysis-Identifying-Potential-Shale-Gas-Risks.aspx](http://www.rff.org/News/press_Releases/Pages/RFF-Releases-Analysis-Identifying-Potential-Shale-Gas-Risks.aspx).

<sup>51</sup> Le projet a été financé par une bourse de 1,2 million de dollars de la Fondation Alfred P. Sloan.

**Encadré 20 : Description des catégories d'activités de la matrice de RFF (2012)<sup>52</sup>****1. Mise en place du site et préparation au forage**

Une fois que le site est sélectionné, il doit être nivelé, excavé et préparé pour recevoir la foreuse.

**2. Activités de forage**

Un puits vertical est d'abord foré jusqu'à la profondeur requise. Puis une (ou plusieurs) extension horizontale est forée à partir de l'extrémité du forage vertical, le long de la formation de schiste ciblée.

**3. Activités de fracturation et complétion**

Lors de la fracturation hydraulique (une des activités réalisées lors de la complétion), un mélange de sable, d'eau et d'additifs est pompé sous forte pression dans le puits afin d'induire des fractures dans le schiste en place.

**4. Exploitation du puits et production**

À cette étape, le gaz de schiste remonte du sol par le puits et est traité afin de séparer les gaz et les liquides. Le gaz est acheminé vers le gazoduc, le pétrole vers le pipeline et les eaux de production sont entreposées sur le site.

**5. Entreposage et élimination des fluides de fracturation, traitement et élimination des eaux**

La fracturation peut nécessiter des milliers de mètres cubes d'eau. À cette étape, les activités reliées au stockage, au traitement et à l'élimination des grands volumes d'eau prélevés, produits et de reflux sont des activités clés.

**6. Autres activités incluant l'entretien et la remise en état des lieux**

Une fois qu'un puits entre en production, il peut être requis de faire des travaux d'entretien afin de le maintenir en état ou d'y effectuer des réparations, notamment le remplacement des tubages de production. À la fin de la vie utile du puits, il faut préparer son abandon permanent, ce qui inclut son obturation et les essais d'intégrité. Il faut également tenir compte des activités en amont dans la chaîne de production (par exemple la fourniture d'équipements requis pour le développement du site) ainsi que des activités en aval qui permettent d'acheminer le gaz aux marchés.

**Les charges** (*burdens*) sont générées par les activités et peuvent affecter le bien-être des personnes. Les polluants atmosphériques, les boues de forage et le bruit en sont quelques exemples.

**Les impacts intermédiaires** pouvant avoir un impact sur l'environnement ou la société ont également été regroupés en six catégories :

1. Les eaux souterraines;
2. Les eaux de surface;
3. La qualité du sol;
4. La qualité de l'air;

<sup>52</sup> Pour une description détaillée des étapes de production, voir également Clark et coll., 2012.



5. Les habitats;
6. Les communautés.

La matrice de RFF présente également quatre catégories d'impacts finaux qui représentent les dommages ultimes causés à la santé humaine, à l'environnement, aux marchés et à la qualité de vie :

**1- Impacts sur la santé humaine**

- a. Morbidité
- b. Mortalité

**2- Impacts sur les marchés**

- a. Agriculture
- b. Tourisme
- c. Industries utilisatrices d'eau
- d. Autres

**3- Impacts sur les écosystèmes**

- a. Perte de biodiversités
- b. Espèces menacées
- c. Modifications aux populations des autres espèces
- d. Autres

**4- Impacts sur les changements climatiques et la qualité de vie**

- a. Récréation
- b. Esthétique
- c. Perte de temps
- d. Autres

En raison de la couverture exhaustive des activités et des impacts potentiels liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste, la matrice de RFF sera utilisée comme principal canevas de travail pour la présente étude<sup>53</sup>. On retrouve à l'**annexe 1** un extrait de la matrice des activités, des charges et des impacts intermédiaires déterminés par RFF.

---

<sup>53</sup> Ce choix a également été justifié par la reconnaissance internationale, l'expertise et l'indépendance de cet organisme.

### 2.1.2. Matrice des externalités de l'Union européenne

Un récent rapport de la direction générale de l'environnement de la Commission européenne (Broomfield, 2012) détermine les principaux risques pour la santé et l'environnement associés à l'exploitation des schistes d'hydrocarbures en Europe.

Le rapport couvre plus spécifiquement les risques « supplémentaires » que représente un éventuel recours intensif à la fracturation hydraulique, ainsi que les risques et impacts cumulatifs appréhendés. Il analyse les risques et les impacts directs tels que le transport routier et la gestion des eaux et des boues. Il ne tient pas compte des risques déjà couverts par la réglementation en vigueur en Europe, des risques connus associés à l'exploitation du gaz conventionnel, et des impacts secondaires ou indirects tels que l'énergie requise pour la construction des chemins et des plateformes, et les impacts associés à l'utilisation de matériaux (sable, gravier, pierre, etc.).

#### Les enjeux

Le rapport emprunte à l'expérience nord-américaine en matière de fracturation hydraulique pour identifier les principaux enjeux susceptibles de générer des risques ou des impacts négatifs (externalités négatives).

Ces principaux enjeux sont :

- La contamination de l'eau souterraine ;
- La contamination des eaux de surface ;
- La disponibilité de l'eau ;
- Les rejets dans l'air ;
- L'occupation du territoire ;
- Les risques à la biodiversité ;
- Le bruit ;
- Les impacts visuels ;
- La sismicité ;
- Le trafic.

#### Les étapes

Les risques et impacts sont d'abord évalués à chacune des six « étapes » de développement d'un site (ou plateforme) unique. Les risques cumulatifs associés à la multiplication des installations sont ensuite présentés pour chacune des étapes.

Ces six « étapes » correspondent de façon presque identique aux six « activités » de la matrice de *Resources for the Future*. Ces étapes sont :

1. la préparation et l'installation de la plateforme ;
2. la conception, le forage, le tubage et le cimentage du puits ;
3. la fracturation hydraulique du puits ;
4. la complétion du puits ;
5. la production du puits ;
6. la fermeture du puits (abandonnement).

#### L'évaluation des risques

Pour chaque enjeu et pour chacune des étapes (lorsqu'applicable), les auteurs du rapport utilisent une grille de priorisation afin d'évaluer la magnitude du risque. Lorsque

les informations disponibles s'avèrent suffisantes, les experts consultés ont qualifié le risque de « faible », « modéré » ou « élevé ». Toutefois, les auteurs déplorent la portée limitée de l'exercice en raison de la grande incertitude associée à l'évaluation des risques (voir l'encadré 21).

### Encadré 21 : Les limites de l'évaluation des risques

« Les auteurs de l'étude ont constaté les limites de cet exercice d'évaluation des risques en raison notamment de l'absence d'un suivi systématique dans la littérature, l'absence de données centralisées sur les accidents et les incidents sur les sites de forage et le besoin de procéder à plus de recherche sur bon nombre d'enjeux, incluant les effets à long terme. En raison de l'incertitude associée à l'évaluation des risques environnementaux, les évaluations reposent principalement sur le jugement d'experts » (Broomfield, 2012).

Le premier tableau de l'**annexe 2** présente l'importance du risque pour chaque enjeu, à chaque étape de développement d'un site. Le second tableau de cette même annexe évalue la magnitude des risques cumulatifs associés à une éventuelle multiplication des installations.

### 2.1.3. Matrice des externalités du Programmes des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) – 2012

Voir l'**annexe 3**

### 2.1.4. Cadred'analyse du New York Water Resources Institute

Le cadre de référence du NYWRI (dans Rahm et coll., 2012 et dans Gangbazo, 2012) a également été utilisé pour cerner les principaux impacts environnementaux appréhendés sur la qualité de l'eau et de l'air ainsi que leurs effets cumulatifs.

	Qualité de l'eau	Qualité de l'air
Gestion des eaux de surface	☑	
Forage et complétion	☑	☑
Gestion des eaux de reflux	☑	
Traitement et disposition des eaux usées	☑	
Émissions mobiles		☑
Forage et complétion		☑

Émissions fixes		<input checked="" type="checkbox"/>
Production et distribution		<input checked="" type="checkbox"/>
Effets cumulatifs	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

### 2.1.5. Matrice des externalités liées aux ressources d'eau potable de l'EPA

Cette dernière matrice concerne uniquement les externalités liées aux ressources d'eau potable. Elle provient d'une étude scientifique d'envergure menée par l'EPA dont les résultats sont attendus en 2014.

Dans son dernier rapport d'étape, l'EPA (2012c) présente les principaux risques et impacts associés à chacune des cinq étapes d'exploitation du gaz de schiste susceptibles de générer des impacts sur la qualité de l'eau potable. Le tableau 5 résume les principaux enjeux et travaux en cours pour chacune des étapes mentionnées dans le rapport.

**Tableau 5 : Principaux enjeux pour l'eau potable et travaux en cours menés par l'EPA**

Étapes	Travaux en cours (EPA)
<b>Prélèvements d'eau potable</b>	L'EPA examine les impacts que pourrait avoir le prélèvement d'importantes quantités d'eau potable sur la disponibilité de l'eau souterraine et de surface.
<b>Produits chimiques</b>	L'EPA évalue les risques de contamination de l'eau potable à la suite de déversements à proximité des lieux de forage ou lors du transport. L'agence examine les rapports de déversement afin de déterminer les volumes et les causes des déversements. Elle dispose d'un grand nombre de données, dont une base de données nationale et trois bases de données d'États (Colorado, Nouveau-Mexique et Pennsylvanie). L'agence compile également des informations sur la nature des produits chimiques utilisés et leurs propriétés physiques, chimiques et toxicologiques.
<b>Injection dans le puits</b>	Les travaux en cours portent sur les conditions propices à la migration des gaz et des fluides vers les nappes d'eau, dues à la construction inadéquate des puits ou à la présence de fractures naturelles ou non.
<b>Eaux de fracturation et de reflux</b>	L'EPA examine les impacts de déversements potentiels des eaux de fracturation et de reflux sur la qualité de l'eau potable à proximité des lieux de forage. Elle collige également des informations sur les propriétés physiques, chimiques et toxicologiques des eaux de fracturation.

<b>Traitement et disposition des eaux et des boues</b>	Aux États-Unis, la plupart des entreprises traitent leurs eaux et leurs boues à l'aide d'un système de traitement privé ou public avant de les rejeter dans le milieu naturel. L'EPA cherche à mesurer l'efficacité des systèmes de traitement conventionnels et à vérifier les impacts potentiels des rejets sur les cours d'eau en aval des points de rejet.
--	--

Source : Adapté de l'EPA, 2012c

### 2.1.6. Enjeux susceptibles d'engendrer des externalités (MDDEP, 2010)

Les enjeux cernés par le MDDEP dans son mémoire sur le gaz de schiste présenté au BAPE en 2010 seront également pris en compte afin de s'assurer que le cadre d'analyse des externalités proposé inclut l'ensemble des préoccupations et des enjeux exprimés par les différents acteurs.

Principaux enjeux :

- Utilisation du territoire
  - Milieus humides
  - Littoral
  - Zones inondables
  - Aires protégées
  - Proximité des zones habitées
  - Zonage agricole (CPTAQ)
- Prélèvements d'eau
  - Eaux souterraines
  - Eaux de surface
- Protection des aquifères
  - Bassins de rétention
  - Cimentation des tubages
- Gestion des eaux usées
  - Contamination des boues de forage
  - Stations d'épuration municipales
- Émissions atmosphériques
  - Contaminants atmosphériques : COV NOx, SOx
  - Gaz à effet de serre
  - Émissions ventilées
  - Émissions fugitives
- Bruit
  - Sources fixes
  - Sources mobiles
- Vibrations
- Sismicité

## 2.2. Études du plan de réalisation de l'ÉES

Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES), en collaboration avec le MDDEFP, supervise plusieurs études économiques, sociales et environnementales traitant des sujets énoncés dans le plan de réalisation. Plusieurs de ces études abordent directement la question des externalités. La liste qui suit présente les principales<sup>54</sup>.

### Encadré 22 : Études du plan de réalisation qui abordent la question des externalités

- M2 : Projet type (voir la section 2.2.1)
- P1 : Scénarios (voir la section 2.2.2)
- E1-1 : Impacts environnementaux associés à l'utilisation de l'eau
- E2-2 : Capacité de prélèvements d'eau (voir l'encadré 24)
- E2-4 : Stockage des eaux de reflux (voir l'encadré 37)
- E3-2, E3-4 : Risques de déversements et de fuites
- E3-3 : Recensement et inspection des puits orphelins
- E3-5 : Simulation et analyse des eaux de fracturation (voir l'encadré 25)
- E3-7 : Vulnérabilité des prises d'eau potable
- E4-1 : Scénarios de gestion des eaux de reflux (voir l'encadré 26)
- A1-1, A1-2 : Taux d'émissions et impacts des contaminants atmosphériques
- GES1-1, GES1-2 : Émissions de GES
- R1-1 : Risques naturels
- R2-1 : Risques technologiques
- S2-2 : Impacts sur les éléments du patrimoine
- S2-4 : Inventaire et cartographie du territoire (voir la section 3.3.2)
- S2-5 : Impacts visuels
- S2-6 : Impacts sonores
- S2-7 : Impacts sociaux (bruit, camionnage, luminosité, etc.)
- S3-1, S3-2 : Impacts sur la santé, l'eau et l'air (voir la section 3.4.3)
- S3-3 : Risques et impacts psychosociaux (voir la section 3.4.3)
- S3-5 : Impacts sur l'aménagement du territoire (voir la section 3.4.3)
- S3-6 : Impacts et coût des infrastructures
- S4-7 : Impacts sur les communautés autochtones
- S4-8 : Retombées sociales et impacts sociaux (voir l'encadré 18)
- EC2-3 : Cycle de vie
- EC2-4 : Analyse avantages-coûts
- EC2-5 : Technologies susceptibles de réduire les risques et les externalités
- EC4-1 à EC4-5 : Mesure et partage de la rente (voir la section 1.1.3.2)
- EC4-6 : Responsabilité sociale des entreprises
- L1-1, L2-1 : Encadrement législatif (voir l'encadré 13)

<sup>54</sup> Le plan de réalisation et les études disponibles peuvent être consultés sur la page Web du Comité de l'ÉES au <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/le-comite/plan-de-realisation/>.

Lorsque disponibles, les résultats de ces études seront pris en compte dans le chapitre 3 qui décrit les principales externalités associées à l'exploration et l'exploitation éventuelles du gaz de schiste dans le contexte québécois actuel.

### 2.2.1. Projet type

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique, le CIRAIG<sup>55</sup> a produit en 2012 une analyse intitulée *Description d'un projet type de gaz de schiste selon les phases d'exploration, de développement, d'exploitation et de fermeture et suivi*. L'analyse est disponible sur la page Web du Comité de l'ÉES (CIRAIG, 2012).

Les externalités négatives visées dans le présent exercice concernent celles qui peuvent être générées au cours des différentes phases ou activités de développement, telles qu'elles sont indiquées dans le projet type du CIRAIG. Le tableau 6 présente la synthèse de ces principales phases et activités du projet type.

**Tableau 6 : Synthèse des principales phases et activités d'un projet type**

Phases	Activités
Travaux préliminaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consultation publique et acceptabilité sociale</li> <li>• Acquisition des droits d'exploration</li> <li>• Levés géophysiques</li> <li>• Évaluation environnementale</li> <li>• Autorisations</li> <li>• Préparation du site (routes, ponceaux, coupe forestière, etc.)</li> </ul>
Exploration	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forage vertical</li> <li>• Forage horizontal</li> <li>• Torchère</li> <li>• Complétion</li> <li>• Fracturation</li> </ul>
Projet pilote	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renforcement des routes</li> <li>• Conduites d'eau</li> <li>• Complétion</li> <li>• Forage vertical</li> <li>• Forage horizontal</li> <li>• Fracturation</li> <li>• Conduites de gaz</li> </ul>

<sup>55</sup> CIRAIG : Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services.

Production	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stations de compression</li> <li>• Unité de traitement des gaz</li> <li>• Séparation des liquides</li> <li>• Déshydratation</li> <li>• Mise sous pression</li> <li>• Fracturation d'appoint</li> </ul>
Transport et distribution	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Branchement au gazoduc</li> </ul>
Fermeture définitive	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Travaux de fermeture</li> <li>• Remise en état du site</li> </ul>
Suivi post-fermeture	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi environnemental</li> </ul>

On remarque que les « phases » du projet type diffèrent des « étapes » précisées dans les différents cadres de référence analysés. Aussi, certaines activités du projet type peuvent se répéter dans plus d'une phase. Par exemple, des activités de fracturation peuvent avoir lieu lors des phases d'exploration, de projet pilote et de production.

### 2.2.2. Scénarios

Afin de permettre aux mandataires des différentes études de mieux circonscrire les impacts environnementaux, sociaux et économiques associés à leurs travaux, cinq scénarios de développement, basés sur la meilleure information disponible, ont été élaborés par le CÉES.

Les scénarios<sup>56</sup> ont été choisis de façon à représenter l'ensemble du spectre de développement de la filière, depuis l'interdiction totale jusqu'au développement extensif et rapide du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent.

#### **Scénario 1 : Aucun développement**

Ce scénario prévoit qu'il n'y aura aucun nouveau forage dans le shale d'Utica au cours des 25 prochaines années.

#### **Scénario 2 : Exploration seulement**

Ce scénario prévoit que seuls des forages d'exploration seront effectués au cours des prochaines années.

#### **Scénario 3 : Développement à petite échelle**

Le scénario 3 prévoit le développement de la partie nord-est du corridor 2 qui, sur la base des connaissances actuelles, offre le meilleur potentiel de rentabilité. Cette zone couvre un territoire de 1 258 km<sup>2</sup>.

<sup>56</sup> Pour plus de détails, consulter l'étude « Scénarios de développement » du CÉES : <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1-CEES.pdf>.



**Scénario 4 : Développement à moyenne échelle**

Ce scénario prévoit le développement de l'industrie dans l'ensemble du corridor 2. La superficie de cette zone est de 5 000 km<sup>2</sup>.

**Scénario 5 : Développement à grande échelle**

Ce scénario prévoit le développement de l'ensemble du shale d'Utica que l'on retrouve dans les trois corridors identifiés dans l'étude sur les scénarios. Ces trois corridors couvrent une superficie de 15 000 km<sup>2</sup>.

### 2.3. Cadre de référence proposé

À partir des modèles de matrice d'externalités en usage ailleurs (particulièrement celle proposée par *Resources for the Future*), des travaux réalisés ou en cours dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et d'un survol de la documentation disponible, un cadre de référence des externalités liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec est proposé à l'encadré 23.

Le cadre de référence proposé reflète un certain nombre de choix quant à l'approche retenue, aux externalités prises en compte et aux regroupements utilisés. Ces choix ont été guidés principalement par la recherche d'une méthode de présentation simple, flexible, la plus exhaustive possible, qui tient compte des enjeux propres à la situation qui prévaut au Québec.

#### Encadré 23 : Cadre de référence des externalités liées à une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec

##### Qualité de l'eau

- Prélèvements
- Eaux de fracturation et de reflux
- Injection dans les puits
- Traitement et disposition

##### Qualité de l'air

- Polluants atmosphériques (COV, NOx, ozone, etc.)
- Émissions de GES

##### Territoire

- Occupation du territoire
- Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité)
- Radioactivité
- Sismicité
- Réhabilitation du site et fermeture des puits

##### Les externalités sociales

- Transport
- Bruit
- Santé et sécurité publiques et perturbations sociales

## CHAPITRE 3

### Les principales externalités associées à l'exploitation du gaz de schiste

À l'aide du cadre de référence proposé au chapitre précédent, les principales externalités associées à l'exploitation des gaz de schiste feront l'objet d'une analyse plus détaillée.

Pour chaque externalité ou catégorie d'externalités retenue, les éléments suivants seront analysés à la lumière des informations disponibles :

- **Monétarisation** – Est-il possible de mesurer cette externalité en valeur économique ou de transposer des valeurs obtenues ailleurs?
- **Mesures à privilégier** – Peut-on proposer des mesures d'internalisation, d'atténuation ou de compensation qui tiennent compte du contexte québécois?
- **Amplitude** – Est-ce que cette externalité représente un enjeu important pour la société québécoise en ce qui concerne les risques et les impacts appréhendés?

Lorsque cela sera possible, les scénarios de développement et les caractéristiques du projet type<sup>57</sup> seront mis à contribution pour circonscrire la portée de l'analyse.

---

<sup>57</sup> Les scénarios et le projet type sont décrits à la section 2.2.

### 3.1. Qualité de l'eau

L'eau occupe une place importante dans le patrimoine québécois :

*Dix pour cent du territoire du Québec est recouvert d'eau douce. Avec ses 4 500 rivières et son demi-million de lacs, le Québec possède 3 % des réserves en eau douce renouvelables de la planète, et 40 % de toute cette eau se concentre dans le bassin hydrographique du Saint-Laurent! (MDDEP, 2002)*

Les usages de l'eau sont nombreux : consommation humaine et animale, usages agricoles, industriels, touristiques, commerciaux, récréatifs, etc. Afin de combler ces usages, l'eau doit être accessible, en quantité suffisante et de bonne qualité. Sa disponibilité et sa qualité dépendent de nombreux facteurs, certains anthropiques, d'autres naturels. Le climat, les précipitations, la topographie, les usages en cours, le traitement des eaux usées, le couvert végétal du territoire sont autant de facteurs qui influencent la qualité et la quantité de l'eau.

Les impacts potentiels de la fracturation hydraulique et des autres activités liées à l'extraction du gaz de schiste sur la quantité et la qualité de l'eau constituent une préoccupation majeure de la population québécoise (BAPE, 2011). Au cours des derniers mois, de nombreux groupes de citoyens ont manifesté leur inquiétude sur différentes tribunes.

Cette préoccupation est également très présente aux États-Unis, où le recours à la fracturation hydraulique pour l'exploitation du gaz de schiste connaît un essor sans précédent. En réponse aux inquiétudes grandissantes de la population concernant les effets potentiels sur la santé humaine et sur l'environnement, la Chambre des représentants a mandaté l'EPA pour mener une étude scientifique afin d'examiner la relation entre les activités de fracturation hydraulique et les ressources d'eau potable. L'étude, lancée en 2011 par l'Agence, comprend actuellement 18 projets de recherche regroupés en cinq catégories<sup>58</sup>.

« L'objectif de l'étude est d'évaluer les impacts potentiels de la fracturation hydraulique sur les ressources d'eau potable, s'il en est, et de cerner les forces motrices qui pourraient affecter la sévérité et la fréquence de ces impacts » (EPA, 2012c). Les résultats sont attendus en 2014.

Dans son dernier rapport d'étape publié en décembre 2012, l'Agence (EPA, 2012c) présente les principaux risques associés à chacune des étapes d'exploitation susceptibles de générer des impacts sur la qualité ou la disponibilité de l'eau potable. Chacune de ces étapes fait l'objet d'une brève analyse ainsi que d'une comparaison avec la situation qui prévaut au Québec, lorsque possible.

<sup>58</sup> Analyse des données disponibles, élaboration de scénarios, analyses en laboratoire, évaluation de la toxicité et études de cas.

### 3.1.1. Prélèvements d'eau potable

Les impacts associés aux prélèvements d'eau potable pour le forage et la fracturation hydraulique des puits de gaz de schiste ne revêtent pas la même importance dans les basses-terres du Québec, où l'eau potable est relativement abondante comparativement à certains États américains tels que New York<sup>59</sup> et le Texas (EPA, 2012a; NYWEA, 2011).

Le nord-est de la Pennsylvanie, où l'exploitation du gaz provenant du shale de Marcellus bat son plein, connaît des enjeux semblables à ceux du Québec en regard des prélèvements d'eau potable :

« Malgré une certaine réutilisation des eaux de fracturation de forages précédents, les importants volumes d'eau requis pour cette opération soulèvent des inquiétudes. La présence de cours d'eau à fort débit, telle la rivière Susquehanna, représente un réservoir suffisant pouvant supporter de multiples prélèvements. Toutefois, les plus petits cours d'eau, plus sensibles aux variations saisonnières, sont plus à risque en cas de prélèvements mal planifiés » (Rahm et coll., 2012).

Dans Gangbazo (2012), on apprend que la quantité totale des prélèvements d'eau potable (de surface) dans les basses-terres selon les scénarios de développement retenus ne représentait pas un problème par rapport à la disponibilité totale de l'eau. Gangbazo (2012) fait la démonstration que la disponibilité de l'eau de surface dans les basses-terres est, de façon générale, suffisante pour supporter des activités de fracturation hydraulique. À partir du scénario de développement à grande échelle, « les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale ne représentent que 0,0047 % du volume d'eau de surface disponible [...] »<sup>60</sup>.

Toutefois, les opérations de fracturation ont lieu au moment et là où la ressource est trouvée, ce qui ne correspond pas nécessairement à un endroit où l'eau est disponible en quantité suffisante au moment où on veut l'utiliser. Pour réduire leurs coûts, les exploitants cherchent à utiliser l'eau à proximité des opérations (Gosman et coll., 2012). Dans ces conditions et selon les conditions d'exploitation, plusieurs petits prélèvements peuvent entraîner des impacts cumulatifs importants sur la qualité de l'eau du bassin versant (Gangbazo, 2012, et Gosman et coll., 2012).

Une récente étude portant sur la capacité de prélèvements d'eau dans les bassins versants des basses-terres du Saint-Laurent (Cyr et coll., 2013) a permis de déterminer les secteurs des cours d'eau des basses-terres qui présentent de telles contraintes (voir l'encadré 24).

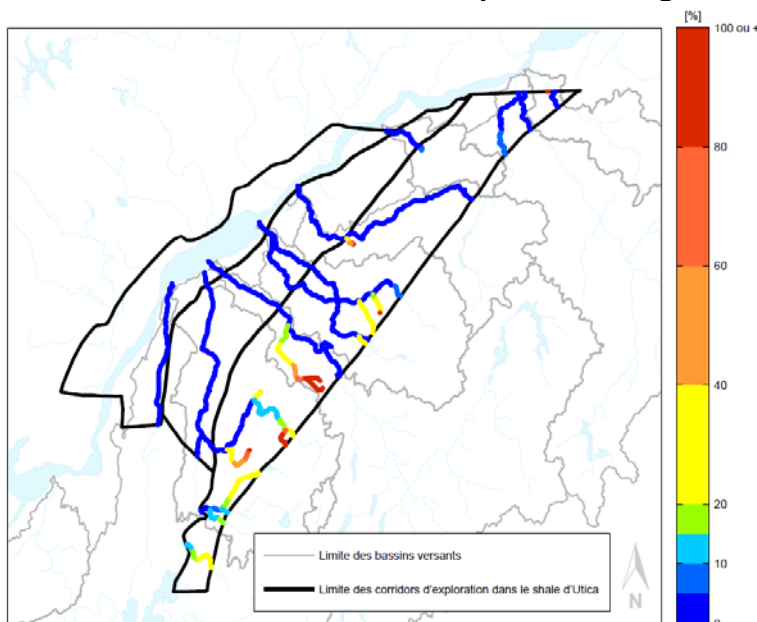
<sup>59</sup> La disponibilité et la qualité de l'eau potable pour l'État de New York sont particulièrement préoccupantes en raison de l'importance de l'approvisionnement à partir des écosystèmes naturels (NYSDEC, 2011).

<sup>60</sup> Voir Gangbazo, 2012.

### Encadré 24 : Capacité de prélèvements d'eau dans les bassins versants présents dans les basses-terres du Saint-Laurent (étude E2-2)

Dans une étude récente, Cyr et coll. (2013) ont utilisé l'indicateur de débit d'étiage de récurrence 2 ans calculé sur 7 jours consécutifs ( $Q_{2,7}$ )<sup>61</sup> pour déterminer quelle importance, relativement au débit de certains cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent, pourraient présenter certains scénarios de prélèvement d'eau par l'industrie. Deux cas de figure ont été définis et analysés, chacun correspondant à un scénario d'estimation des besoins en eau de l'industrie, soit, 1) le débit critique qui serait prélevé par un site multipuits type (38,7 L/s) et 2) celui qui résulterait de l'opération simultanée de cinq de ces sites multipuits types (193,5 L/s). L'importance relative de chacun de ces deux scénarios de prélèvement a été exprimée en pourcentage de la valeur du débit d'étiage  $Q_{2,7}$  annuel des cours d'eau concernés. Les figures A et B présentent ces résultats, respectivement pour le premier cas de figure analysé (débit de 38,7 L/s qui serait prélevé par un site multipuits type) et pour le second cas (débit de 193,5 L/s qui serait prélevé simultanément par cinq sites multipuits types).

**Figure A : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé (38,7 L/s) sur la valeur du débit d'étiage  $Q_{2,7}$  annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste**

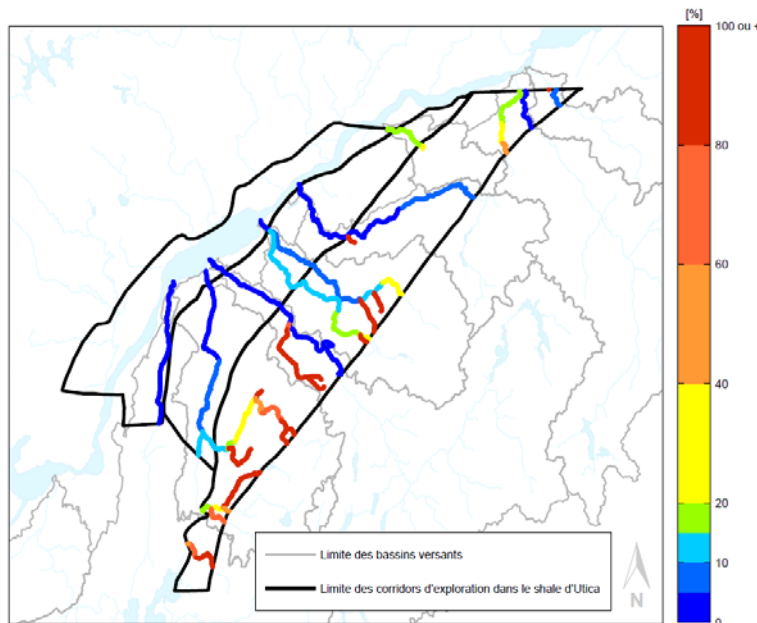


De plus, la comparaison des volumes annuels d'eau requis par l'industrie avec ceux des autres secteurs effectuant actuellement des prélèvements (excluant les prélèvements agricoles et piscicoles) a permis de faire un certain nombre de constats : 1) pour le scénario de développement minimal (à petite échelle) de l'industrie (scénario 3), défini par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES, 2012), l'importance des besoins en eau annuels de l'industrie relativement aux autres secteurs d'activités (excluant le secteur agricole et piscicole)

<sup>61</sup> Compte tenu du fait que l'exploitation du gaz de schiste peut se faire en toute période de l'année, la période considérée aux fins de l'étude pour le calcul du  $Q_{2,7}$  est la période annuelle (du 1er janvier au 31 décembre).

est faible (variation entre 1 et 5 %) dans les bassins versants des rivières Chaudière, Etchemin, Nicolet, Richelieu, Saint-François et Yamaska. Elle est plus importante (~ 25 %) dans le bassin versant de la rivière Bécancour et est élevée (~ 70 %) dans le bassin versant de la rivière Du Chêne; 2) pour le scénario de développement maximal (à grande échelle) de l'industrie du gaz de schiste (scénario 5) [CÉES, 2012], l'importance relative des besoins annuels en eau de l'industrie est plutôt faible (variation entre 3 et 10 %) dans les bassins versants des rivières Chaudière, Etchemin, Richelieu et Saint-François. Elle est plus importante (~ 25 %) dans les bassins versants des rivières Nicolet et Yamaska et extrêmement élevée dans les bassins versants des rivières Bécancour (~ 110 %) et Du Chêne (~ 400 %).

**Figure B : Variation spatiale du ratio (%) « débit prélevé (193,5 L/s) sur la valeur du débit d'étiage  $Q_{2,7}$  annuel » le long des principaux tronçons de cours d'eau concernés situés à l'intérieur des corridors d'exploration du gaz de schiste**



Les auteurs ont souligné que dans l'hypothèse où l'industrie du gaz de schiste se développerait, la répartition spatiale et temporelle des prélèvements d'eau que le forage et la fracturation des puits nécessitent devra être connue. De plus, la répartition spatiale et temporelle de tous les autres prélèvements d'eau existants dans chaque bassin versant devra aussi être connue et une évaluation des impacts potentiels des prélèvements d'eau de l'industrie devra être réalisée au cas par cas au moment de toute demande d'autorisation de prélèvement d'eau en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement.

L'étude de Cyr et coll. (2013) permet également de déterminer le nombre de puits qui prélèveraient de l'eau dans les huit bassins versants pour deux des scénarios de développement du CÉES (voir le tableau 7).

**Tableau 7 : Nombre de puits qui prélèveraient de l'eau dans les bassins versants**

Bassin versant	Superficie dans les corridors (km <sup>2</sup> )	Nombre de puits qui prélèveraient de l'eau dans le bassin versant (plateformes)	
		Scénario 3	Scénario 5
Bécancour	1 233	47 (7)	283 (47)
Chaudière	413	16 (2)	95 (15)
Du Chêne	704	27 (4)	161 (26)
Etchemin	120	5 (1)	28 (4)
Nicolet	1 744	66 (11)	400 (66)
Richelieu	1 089	41 (6)	250 (41)
Saint-François	807	31 (5)	185 (30)
Yamaska	3 053	116 (19)	700 (116)
Total	9 165	349 (58)	2 101 (350)

Source : Cyr et coll., 2013

La détermination des cours d'eau à risque et l'application adéquate de la réglementation existante devraient permettre de réduire à un niveau acceptable les externalités négatives associées aux prélèvements d'eau. Toutefois, un rythme accéléré de forage et de fracturation pourrait générer des coûts administratifs substantiels aux ministères responsables de l'application réglementaire et du suivi.

### Mesures d'atténuation

Rahm et coll. (2012) proposent un certain nombre de solutions pour réduire les externalités associées aux prélèvements d'eau, notamment :

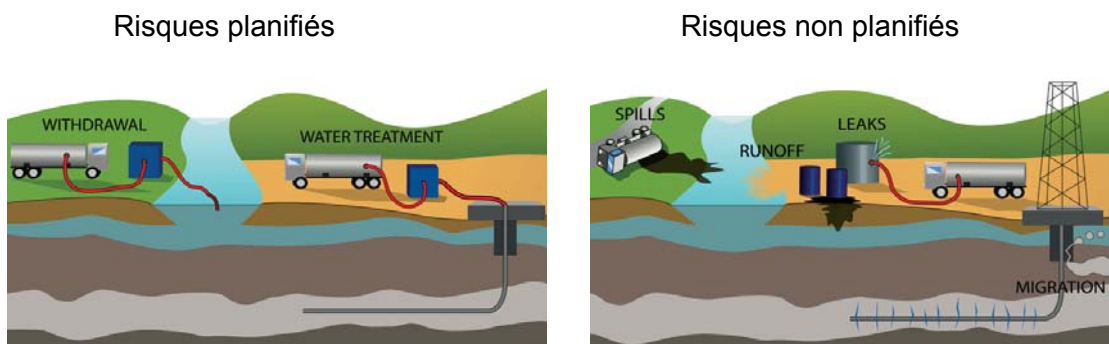
- La prise en compte des impacts cumulatifs des prélèvements dans les réglementations et les stratégies d'approvisionnement;
- Le recours à des méthodes de fracturation nécessitant des volumes d'eau moins importants;
- L'utilisation d'autres fluides de fracturation tels que le propane, le CO<sub>2</sub>, l'azote et les effluents des ouvrages municipaux d'assainissement;
- Le recours aux aqueducs plutôt que les véhicules lourds pour transporter l'eau;
- L'adoption de mesures de suivi (*monitoring*) spécifiques à chaque site.

Riha et Rahm (2010) estiment que la structure d'approbation de prélèvements de la Susquehanna River Basin Commission (SRBC) est un bon exemple de gestion des



prélèvements à l'échelle du bassin versant. La SRBC peut ainsi autoriser et révoquer des droits de prélèvements en fonction de différents critères, notamment des conditions météorologiques.

### 3.1.2. Eaux de fracturation et de reflux



Source : National Wildlife Federation et University of Michigan Law School

La composition chimique des eaux de fracturation et de reflux varie considérablement selon les propriétés géologiques du sol et le niveau d'avancement des travaux de forage. La plupart du temps, les eaux de reflux peuvent être réutilisées pour d'autres fracturations hydrauliques, selon la qualité de l'eau et les facteurs économiques associés à d'autres options (Clark et coll., 2012).

Alors que dans le passé certaines méthodes de disposition des eaux de reflux impliquaient le rejet directement au cours d'eau ou leur disposition dans des ouvrages de traitement municipaux non conçus pour ce type de traitement, la plupart des eaux de reflux sont maintenant disposées conformément au programme *Underground Injection Control* de l'EPA. « Ces puits d'injection retournent les eaux de reflux dans des formations souterraines isolées des sources d'eau potable » (Clark et coll., 2012).

La toxicité des additifs utilisés dans le procédé de fracturation hydraulique en lien avec une contamination potentielle des eaux souterraines et des eaux de surface était au centre des préoccupations manifestées par plusieurs intervenants lors des audiences publiques du BAPE en 2010 sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec. Pour porter un jugement sur la toxicité des additifs et le risque que leur utilisation représente, il faut en premier lieu connaître la composition de ces additifs en ce qui concerne les composés chimiques et leur toxicité respective, car si certains additifs ne sont constitués que d'une seule substance, plusieurs autres en contiennent plus d'une.

Malgré que la concentration de ces additifs dans le fluide de fracturation soit inférieure à 1 %, c'est avant tout la quantité de fluide utilisé, et donc la charge de contaminants qui peut se retrouver dans l'environnement, qui mérite une attention particulière lorsque vient le temps d'évaluer les impacts.

« Divers réactifs chimiques sont ajoutés aux eaux de forage ou de fracturation afin d'en modifier les caractéristiques et d'augmenter l'efficacité des travaux. Certains de ces contaminants sont une source de

préoccupations environnementales. En plus des métaux, certains produits tels que l'alcool acétylénique, des HAP, des alkylphénols, le chlorure d'ammonium, le chlorure triméthylque et le quinoxifen peuvent se retrouver dans les eaux de reflux. Par ailleurs, certains polyesters comme la microsuspension du complexe alkylaryl poly-o-ester ne sont pas biodégradables et ne sont pas éliminés par le traitement biologique. Selon l'information obtenue auprès des autorités d'États américains, certains contaminants radioactifs peuvent émaner de la formation rocheuse » (MDDEFP, 2012a).

Un groupe de chercheurs (Colborn et coll., 2011) du Colorado a analysé les risques pour la santé de 944 produits totalisant 632 substances chimiques utilisées dans les technologies d'extraction du gaz naturel. Les auteurs constatent que « plusieurs produits chimiques utilisés durant les activités de forage et de fracturation de puits gaziers peuvent avoir des effets à long terme sur la santé, effets qui ne sont pas immédiatement détectables ». Leur conclusion indique qu'en raison du manque d'information sur ces substances, il est difficile de mettre au point des systèmes efficaces de surveillance et de contrôle de la qualité de l'eau.

Au Québec, en raison du faible niveau d'activité dans le secteur du gaz de schiste, il y a peu de données disponibles. Une quarantaine de produits<sup>62</sup> auraient été utilisés au Québec jusqu'à maintenant pour la fracturation hydraulique (BAPE, 2011).

Dans une étude réalisée dans le cadre de l'ÉES<sup>63</sup>, le Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des politiques de l'eau du MDDEFP constatent que « pour ce qui est de la qualité des eaux de reflux à la suite d'une fracturation, le Québec ne dispose pas d'une information suffisante sur l'ensemble des contaminants (en quantité) qui peuvent être présents. Peu d'échantillons représentatifs de ces eaux usées sont disponibles ».

Une étude portant sur les risques de fuite et de déversements est en cours (E3-4).

Au Québec, comme il n'y a pas d'historique de déversements<sup>64</sup> et qu'il n'est pas possible de procéder à des expérimentations de fracturation pendant la durée de l'ÉES, une étude a été confiée au Centre de recherche industrielle du Québec (CRIQ), en partenariat avec le MDDEFP, afin de reproduire en laboratoire les conditions géochimiques associées à la fracturation et d'analyser les propriétés des eaux de fracturation et de reflux en résultant. À l'aide d'un réacteur capable de supporter les conditions nécessaires (pression, température, acidité, etc.) pour réaliser une fracturation, le CRIQ procédera à des simulations des conditions de fracturation. Les additifs utilisés et les séquences d'injection respecteront les conditions des fracturations réalisées antérieurement au Québec. Les liquides résultant de la simulation seront

<sup>62</sup> La liste de produits est disponible à l'adresse suivante :

[http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz\\_de\\_schiste/documents/DB10.2.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB10.2.pdf).

<sup>63</sup> Voir l'étude E4-1 sur le site de l'ÉES : [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-E4-1\\_MDDEFP.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-E4-1_MDDEFP.pdf).

<sup>64</sup> Le Pôle d'expertise régionale du secteur industriel - Volet gaz de shale et pétrole du MDDEFP a confirmé par courriel (19 décembre 2012) qu'il « n'y a pas eu d'incidents de répertoriés ici au Québec lors des opérations des gazières (fuites, déversements lors de manipulations ou de transports) ».

soumis à l'analyse chimique pour déterminer les sous-produits formés, les contaminants naturels libérés du shale et les additifs n'ayant pas réagi. Les échantillons de shale utilisés pour ces simulations proviennent de carottes de forage de différents sites au Québec. L'encadré 25 présente plus en détail cette étude.

#### **Encadré 25 : Simulation et analyse des eaux de fracturation (étude E3-5)**

*Étude E3-5 : Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et des sous-produits de dégradation et de réaction; évaluation de leurs propriétés toxicologiques et de leur potentiel de biodégradation, de bioaccumulation, de persistance et de toxicité globale.*

L'objectif premier de cette étude est de déterminer le niveau de danger que représentent les eaux de reflux en cas de contamination des eaux souterraines lors d'un déversement, ou de contamination des eaux de surface, ou en cas de rejet en milieu aquatique. Pour atteindre cet objectif, il faut identifier tous les composés susceptibles de se retrouver dans les eaux de reflux et évaluer leurs propriétés toxicologiques (incluant les propriétés de bioaccumulation et de persistance) respectives par une revue de la littérature, ce qui demande de connaître les composés contenus dans les additifs utilisés, les contaminants naturels libérés du shale et les sous-produits formés lors de la fracturation et de l'entreposage de ces eaux.

L'étude E3-5 a ainsi donné naissance à trois sous-études :

- La détermination des contaminants naturels libérés du shale : l'étude consiste à soumettre des échantillons de shale (carottes de forage) à différentes conditions de lixiviation. (pH plus ou moins élevé) et à analyser les lixiviats;
- L'étude du comportement des additifs par une simulation des conditions de fracturation hydraulique à l'échelle laboratoire : soumettre les additifs et les échantillons de shale aux conditions de pression et de température rencontrées lors des fracturations ayant eu lieu au Québec;
- La détermination des sous-produits susceptibles d'être formés par une étude théorique des mécanismes de réaction possibles.

Parmi les substances à surveiller, il y a celles utilisées lors du forage et de la fracturation, mais également celles libérées du shale et celles formées par dégradation.

De plus, au-delà de la toxicité intrinsèque à chaque substance, il y a la notion de danger ou de risque associé au « devenir » de chacune de ces substances dans l'environnement qui doit être pris en considération. Le danger ne se définit pas seulement par la toxicité, mais également par la persistance de chaque substance dans le milieu. Les paramètres reliés au « devenir » des substances dans le milieu, comme la biodégradation, la bioaccumulation, la volatilisation, la sédimentation et la dégradation chimique, seront pris en compte dans l'évaluation (MDDEFP et CRIQ, 2013, non publié).

Selon les géologues consultés<sup>65</sup>, la présence de fractures, naturelles ou non, dans le shale d'Utica dans les basses-terres demeure peu documentée en raison des informations parcellaires provenant d'un faible nombre de forages exécutés jusqu'à maintenant dans cette région.

L'étude E3-10 de l'ÉES, présentement en cours, porte plus spécifiquement sur les risques de migration des eaux de fracturation et du méthane le long des puits verticaux vers les nappes d'eau potable. On sait que cette éventualité a fait l'objet de nombreux débats et de poursuites aux États-Unis et a été largement médiatisée<sup>66</sup>.

Risques réels ou risques appréhendés? La question n'est pas réglée. « En ce qui concerne les recours pour dommages ou contaminations, particulièrement aux sources d'eau potable, l'expérience dans plusieurs États montre qu'il est extrêmement difficile et coûteux pour le plaignant de démontrer la causalité » (Sauvé, 2012).

Des études basées sur l'analyse des prix hédoniques ont été entreprises par des chercheurs universitaires afin de déterminer si ces risques, réels ou appréhendés, pouvaient avoir un effet sur la valeur foncière des résidences situées près de puits où ont eu lieu des activités de fracturation hydraulique.

Concernant les risques de migration du méthane, Osborn (2011) a déterminé que bien que le méthane soit présent naturellement dans les eaux souterraines, la concentration de méthane était 17 fois plus élevée en moyenne dans les puits artésiens situés dans les secteurs à l'intérieur desquels l'exploitation du gaz de schiste (dans un rayon d'un kilomètre) avait lieu par rapport à des secteurs sans exploitation de gaz de schiste (un kilomètre ou plus de distance). L'auteur a également déterminé que pour les sites dont la concentration en méthane était la plus élevée, le méthane était davantage de source thermogénique que biogénique. De l'éthane, du butane et du propane ont également été détectés dans les puits dont la concentration en méthane était la plus élevée.

Toutefois, il demeure difficile d'établir la « valeur » économique de ce type d'externalités en raison du grand nombre de variables à prendre en compte : nature des produits utilisés, quantités, manipulations effectuées, méthodes et conditions de réalisation de la fracturation, transport, type de traitement des eaux usées, etc. Autant de facteurs qui peuvent varier d'un puits à l'autre (Rahm et Riha, 2012).

### Mesures d'atténuation

- « L'une des initiatives les plus intéressantes à cet égard est celle du Maryland qui a adopté une législation renversant le fardeau de la preuve pour les cas de contamination de sources d'eau potable par des activités de fracturation hydraulique » (Sauvé, 2012);
- Obligation imposée à l'exploitant de mesurer la qualité de l'eau souterraine ainsi que dans les puits des résidences dans un rayon spécifié avant d'entreprendre des travaux de forage. Ce type de réglementation serait cependant peu répandu actuellement (Rahm et Riha, 2012; Sauvé, 2012);
- Autres mesures suggérées par Rahm et Riha (2012) :

<sup>65</sup> Au MDDEFP, à l'Université Laval et à l'INRS.

<sup>66</sup> Notamment par l'événement de l'eau du robinet qui prend feu dans une résidence familiale de l'Ohio, popularisé dans le film documentaire Gasland.

- réduction de la quantité ou abandon de certains produits utilisés pour la fracturation;
- réduction du rythme d'exploitation du gaz de schiste;
- adoption de « bonnes pratiques » par l'industrie;
- publication par un organisme indépendant des « bonnes pratiques » adoptées par l'industrie.

### 3.1.3. Traitement et disposition des eaux et des boues

Les trois principales filières généralement utilisées pour l'élimination des eaux de fracturation sont (MDDEP, 2012) :

- L'utilisation des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE);
- La réinjection dans des formations géologiques profondes;
- Le rejet dans le milieu récepteur après traitement in situ.

Aux États-Unis, la plupart des entreprises traitent leurs eaux et leurs boues à l'aide d'un système de traitement privé ou public avant de les rejeter dans le milieu naturel (EPA, 2012). Les eaux de forage et de fracturation sont habituellement disposées conformément au règlement Class II Injection Wells dans le cadre du programme Underground Injection Control géré par l'EPA. En vertu de ce programme, les eaux de reflux sont injectées dans des formations rocheuses souterraines isolées des sources d'eau potable<sup>67</sup> (Clark et coll., 2012).

Dans le cadre de la Loi sur le contrôle des puits horizontaux de gaz naturel (Natural Gas Horizontal Well Control Act), adoptée en 2011, le ministère de la Protection de l'environnement de la Virginie-Occidentale a mandaté l'Université de la Virginie-Occidentale pour réaliser une étude sur la sécurité des puits de grande capacité utilisés pour l'entreposage des eaux provenant des forages horizontaux. Dans le cadre de cette étude, un total de 15 puits de grande capacité ont été examinés. Ces puits représentaient un large éventail de différentes techniques et processus utilisés, avant et après l'entrée en vigueur de la Loi. L'étude conclut que les structures de ces puits ne posaient aucune menace imminente pour la santé et l'environnement et que le ministère de la Protection de l'environnement est « capable de conclure que le cadre réglementaire actuel est suffisant pour couvrir adéquatement la construction, l'exploitation et l'entretien de ces réservoirs à grande capacité » (WVDEP, 2013).

Jusqu'à maintenant, « au Québec, seuls les OMAE ont été utilisés comme mode d'élimination » (MDDEP, 2012). Toutefois, peu d'entre eux seraient en mesure de traiter adéquatement les eaux et les boues de forage et de fracturation.

Il faut également prendre en compte le fait que les ouvrages municipaux de traitement des eaux usées sont gérés par les municipalités et sont financés en bonne partie par des fonds publics provinciaux et fédéraux.

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, le Service des eaux industrielles et le Service des eaux municipales de la Direction des

<sup>67</sup> Le problème de sismicité associé à l'injection de fluides dans des formations rocheuses souterraines sera abordé plus en détail dans la section 3.3.3.

politiques de l'eau du MDDEFP ont produit un avis technique (E4-1) portant sur des scénarios de traitement et de disposition des eaux de reflux. L'encadré 26 présente leurs principaux constats et recommandations.

**Encadré 26 : Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts<sup>68</sup> selon le niveau de production des eaux de reflux et leur qualité, leur réutilisation possible, leur acheminement et leur élimination**

L'avis souligne que, compte tenu du manque de connaissances sur la qualité des eaux usées générées par l'extraction du gaz de schiste au Québec, il est nécessaire d'obtenir de la part de l'industrie les résultats de la caractérisation de l'eau utilisée pour leurs diverses opérations. « Actuellement, ni le MDDEFP, ni le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire (MAMROT), ni les municipalités ne peuvent affirmer que les eaux usées provenant des puits de gaz de schiste seront traitées adéquatement par les stations d'épuration municipales, même si plusieurs des intrants utilisés par les entreprises sont facilement dégradables ».

L'avis pose les principaux constats suivants :

- Les usines ne sont pas conçues pour le traitement des eaux industrielles;
- Certains contaminants peuvent affecter la flore microbienne essentielle aux traitements biologiques des ouvrages d'assainissement;
- seulement 11 OMAE ont été retenus par le MAMROT pour recevoir des eaux de fracturation de l'industrie du gaz de schiste.

Et il formule les recommandations suivantes :

- Limiter la part d'eau de fracturation admissible à un ouvrage de traitement municipal à 1 % du débit reçu à la station afin de limiter la concentration en chlorures à l'effluent des OMAE;
- Privilégier la réutilisation des eaux de reflux générées par l'industrie du gaz de schiste afin de minimiser les prélèvements d'eau et de préserver la ressource;
- Traiter sur place ou dans des installations conçues à cette fin la majorité des eaux usées de cette industrie;
- Envisager, comme mode d'élimination, l'injection des eaux usées dans les formations géologiques profondes.

**Dans la littérature spécialisée**

Récemment, aux États-Unis, un certain nombre d'études scientifiques, réalisées par des centres de recherche ou des institutions gouvernementales, ont porté spécifiquement sur l'analyse de la qualité de l'eau dans les puits d'eau potable, les nappes phréatiques ou les cours d'eau à proximité de lieux ciblés pour la production de gaz de schiste. Plusieurs de ces études convergent vers certains constats généraux qui seront repris à la fin de la présente section.

<sup>68</sup> Les coûts n'ont pas fait l'objet d'une évaluation dans l'avis.

- **Cooley et Donnelly** (2012), du Pacific Institute, font le constat d'un manque d'information relativement au traitement et à la disposition des eaux de reflux provenant des activités de forage et de fracturation dans les shales en exploitation aux États-Unis. « Définitivement, l'absence de données et d'informations générales robustes représente un obstacle majeur pour cerner ou évaluer clairement les principaux risques de contamination de l'eau associés à la fracturation hydraulique et pour mettre au point de solides mécanismes d'intervention publique pour minimiser ces risques ». Selon les auteurs, le traitement et la disposition des eaux représentent l'enjeu le plus important lié à la fracturation hydraulique. Ils recommandent la poursuite de travaux afin de mieux évaluer les risques pour la santé et l'environnement que représentent ces activités.
- **Étude de Kressel (2012), disponible sur le site de l'U.S. Geological Survey**  
Quelque 127 sites ont été échantillonnés et analysés pour détecter la présence d'isotopes de méthane et de carbone afin de déterminer une possible contamination des nappes phréatiques peu profondes dans des comtés de l'Arkansas connaissant une forte activité de production gazière. Les résultats ont été comparés à des échantillons prélevés avant la période d'exploitation du gaz de schiste ainsi qu'à d'autres échantillons prélevés sur des sites géologiquement similaires, mais à distance des puits de gaz. Les concentrations de chlorites (principal indicateur de la présence d'ions métalliques associés aux activités d'extraction du gaz) trouvées dans les échantillons se sont avérées plus faibles que celles provenant des échantillons prélevés avant la période d'exploitation. Les différences entre les concentrations de ces échantillons et celles des échantillons prélevés à distance des puits se sont avérées minimales.
- **Jackson et coll.** (2013) ont échantillonné les concentrations et les signatures de gaz dans 141 puits d'eau potable de résidences situées dans le nord-est de la Pennsylvanie, à proximité de forages gaziers dans le shale de Marcellus. Des trois facteurs d'influence analysés (distance par rapport au lieu de forage, situation par rapport aux fonds de vallée et situation par rapport au « front structurel appalachien »), seul le premier s'est révélé statistiquement probant. Les concentrations moyennes observées dans les puits d'eau potable situés à moins d'un kilomètre des lieux de forages étaient 6 fois supérieures à la moyenne pour le méthane et 23 fois supérieures pour l'éthane. « Au total, nos données montrent que certains résidents vivant à moins d'un kilomètre d'un puits gazier possèdent des puits d'eau potable contaminés par des fuites de gaz ».

### **Traitement et élimination**

- **Rahm et Riha** (2012) font un constat semblable à celui de Cooley et Donnelly (2012). La nature complexe et variable des sites d'extraction, combinée à la faible disponibilité des données sur les impacts, rend difficile la détermination des externalités ainsi que des interventions réglementaires à privilégier pour les réduire. Les auteurs ont utilisé une approche « régionale » pour évaluer les impacts et déterminer des interventions publiques appropriées. La région retenue pour leur étude est une partie du bassin de la rivière Susquehanna dans l'État de New York. Leurs résultats ont démontré que le bassin sous étude possédait une capacité limitée de traitement des eaux usées à partir des infrastructures

municipales existantes. Les auteurs sont d'avis qu'un modeste investissement privé dans des infrastructures de traitement industrielles permettrait d'atteindre des résultats acceptables sans mettre à risque les systèmes publics. Les auteurs concluent « qu'une réglementation des impacts sur la qualité de l'eau associés à l'extraction du gaz doit être abordée tant sur la base de la collectivité que sur une base régionale ». Les auteurs suggèrent également que les objectifs de gestion de l'eau doivent être modulés en tenant compte des besoins de développement, des considérations environnementales et des contraintes réglementaires.

- **Mitchell et Casman** (2011) font également le même constat : les risques et les coûts liés à la contamination de l'eau sont peu quantifiés et l'information à ce sujet est fragmentée, difficile à trouver et nécessite souvent d'être validée. Un cas de contamination de la nappe phréatique à Dimock (Pennsylvanie) a permis d'attribuer des coûts directs de substitution de puits artésiens individuels (devenus impropres à la consommation) par un réseau de pipelines permanents. Mais ces coûts variaient beaucoup d'une résidence à l'autre, soit de 8 000 \$ à 800 000 \$.
- **Kinnaman** (2010b), de l'université Brucknell (Pennsylvanie), a procédé à une évaluation contingente<sup>69</sup> afin de sonder l'importance pour les résidents de la vallée de la Susquehanna de préserver les usages récréatifs de la rivière, advenant une exploitation du gaz de schiste dans la vallée. L'auteur a utilisé la méthode basée sur la volonté à payer (*willingness to pay*) auprès de 186 résidents de la vallée choisis aléatoirement afin de déterminer à quel prix ils consentaient à adopter des mesures de protection supplémentaires pour protéger les bassins versants locaux contre une possible contamination par des activités d'extraction du gaz de schiste. Les résultats révèlent que les résidents de la vallée de la Susquehanna consentiraient à payer un montant additionnel de 10,46 \$ par mois pour l'adoption de mesures de protection additionnelles permettant d'éliminer les risques de contamination de l'eau par des activités de forage gazier. Le but de l'exercice étant d'aider à la prise de décisions publiques pour une gestion efficiente de l'exploitation du gaz de schiste dans la région, Kinnaman a appliqué les valeurs obtenues à l'ensemble des résidences des quatre comtés couverts par l'étude pour les 25 prochaines années, actualisées à un taux d'escompte social de 2 %. L'auteur conclut que « si l'industrie d'extraction du gaz était capable d'adopter des mesures de sécurité qui réduiraient à zéro les risques d'accident pour les 25 prochaines années à un coût inférieur à 178,25 millions de dollars, alors les bénéfices pour les résidents feraient en sorte que les mesures de sécurité seraient économiquement efficientes ».
- **Joint Institute for Strategic Energy Analysis** (Logan et coll., 2012) déplore également que « l'absence de données fiables et publiquement disponibles sur l'usage et la gestion de l'eau nuit à l'analyse globale des risques ». L'organisme constate un manque de disponibilité de données régionales concernant les prélèvements d'eau, le nombre de puits forés, les volumes d'eau de reflux par puits et les techniques de traitement et de gestion des eaux. La disponibilité de ces données faciliterait l'adoption de meilleures pratiques de gestion (*best*

<sup>69</sup> Voir la section 1.1.3.6 pour plus de détails sur l'évaluation contingente.



*management practices*) flexibles et adaptées aux réalités régionales. L'organisme mentionne plusieurs études et initiatives, telles que le *State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations* (STRONGER) ainsi que *FracFocus* qui contribuent à une meilleure information publique.

- **Selon la New York Water Environment Association** (NYWEA, 2011), les activités de forage et de distribution du gaz s'apparentent aux autres activités industrielles ou de construction et doivent en conséquence être soumises aux mêmes contraintes réglementaires. En raison de l'importance de protéger la qualité de l'eau potable dans cet État, l'Association porte une attention particulière aux eaux de ruissellement (*stormwater runoff*) et cerne les activités pouvant générer des impacts environnementaux : excavation et nivellement de sol, compaction, entreposage de matériaux et réhabilitation des lieux.
- **Muehlenbachs et coll.** (2012) ont utilisé la méthode des prix hédoniques pour déterminer les externalités négatives associées à l'exploitation du shale de Marcellus dans le comté de Washington, en Pennsylvanie. Après avoir écarté les attributs pouvant causer des biais dans l'analyse, ils ont analysé les variations dans le prix de vente des résidences en fonction des principaux critères suivants : la proximité d'un puits de gaz de schiste, le type d'approvisionnement en eau de la résidence (puits souterrain ou aqueduc), le montant des redevances payées au propriétaire et le niveau d'activité économique de la région. Leurs travaux ont démontré que dans le comté de Washington, entre 2004 et 2009, la valeur des résidences a été positivement affectée par la proximité des sites de forage de gaz de schiste, sauf pour les résidences dont l'approvisionnement en eau provient d'un puits, en raison de la perception de risques associés à la contamination de l'eau potable. L'étude a révélé que cette externalité négative (le risque de contamination de l'eau souterraine alimentant la résidence) pouvait affecter négativement la valeur de la propriété jusqu'à 24 % et éclipser totalement les gains associés au développement rapide de l'économie locale et à l'encaissement de redevances d'exploitation. Selon les auteurs, « ces résultats devraient renforcer l'intérêt des autorités à accroître les interventions réglementaires pour protéger les nappes phréatiques à proximité des activités de fracturation hydraulique et inciter l'industrie à montrer plus de transparence et à adopter des mesures volontaires pour réduire les risques perçus de contamination de l'eau ». Les auteurs concluent également que cet effet négatif sur la valeur nette de ces résidences peut affecter le niveau de taxes foncières perçues par les municipalités et aller jusqu'à entraîner des saisies des propriétés. Les auteurs poursuivent leurs travaux afin de discriminer les externalités qui ne sont pas associées à la contamination de l'eau souterraine (trafic, bruit, qualité de l'air et luminosité).

De cette revue de littérature se dégagent quelques constats généraux :

- De l'avis d'une majorité d'auteurs, le manque de disponibilité de données robustes, particulièrement à l'échelle régionale, rend difficile la détermination des externalités et des interventions réglementaires à privilégier pour les réduire. Des efforts sont entrepris au Québec pour tenter de pallier ce problème (voir l'encadré 27);
- Les données sont difficilement transposables en raison des disparités régionales et des différentes méthodologies utilisées par les auteurs;

- Le fardeau de la preuve est difficile à établir en raison, notamment, de l'importance des enjeux pour les différentes parties prenantes (voir l'encadré 28).

### **Encadré 27 : Eaux souterraines : Approche méthodologique au Québec**

Programme de recherche conjoint de la Commission géologique du Canada, de l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) et du MDDEFP :

Le risque de contamination des eaux souterraines par les activités de l'industrie du gaz de schiste est une des préoccupations sociales principales, surtout dans les régions peuplées, là où les eaux souterraines sont une source d'alimentation en eau essentielle soit pour la population, soit pour les usages agricoles ou industriels. Puisque la décontamination d'un aquifère est difficile, voire impossible, il est essentiel d'évaluer les conditions sous lesquelles se réalisent l'exploration et l'exploitation de la ressource afin de prévenir ou du moins minimiser tout risque de contamination des eaux souterraines. Le consensus actuel dans la littérature récente est que ce risque est principalement relié à des considérations de conception, dont l'intégrité des tubages et des puits, ainsi qu'aux activités en surface, dont la circulation des camions (pour le transport des équipements et des fluides requis), la gestion des résidus (surtout les déblais de forage et les eaux de reflux), le stockage et le traitement de l'eau s'il y a fracturation hydraulique. Il existe également des préoccupations concernant la contamination de l'eau souterraine qui résulterait de la communication potentielle entre les fractures créées lors de la fracturation et les failles et aquifères sus-jacents, ce qui permettrait au méthane et aux fluides de fracturation d'affecter les eaux utilisées pour l'approvisionnement en eau, et ce, même à une certaine distance des forages gaziers. Malgré que la caractérisation des aquifères soit réalisée dans certaines régions, il n'y a actuellement aucune méthodologie pour évaluer le risque ou la vulnérabilité des aquifères vis-à-vis des activités d'exploration de l'industrie des hydrocarbures en grande profondeur.

Le volet du programme de recherche dont il est question ici s'applique au shale d'Utica de la plateforme du Saint-Laurent (Québec), là où une évaluation environnementale stratégique a été mise en place, notamment afin d'évaluer le risque potentiel aux aquifères en regard des activités de l'industrie des gaz de schiste. Cette recherche va décrire l'évolution tectonique et stratigraphique, le régime de contraintes actuelles de la plateforme cambro-ordovicienne du Saint-Laurent ainsi que la stratigraphie interne, la minéralogie et la maturation thermique du shale d'Utica. Ensuite sera discuté le contexte hydrogéologique de la plateforme du Saint-Laurent. Pour terminer, on présentera la méthodologie encadrant cette étude environnementale en se basant sur les données géologiques, géophysiques, géomécaniques, géochimiques et hydrogéologiques.

Cette étude permettra d'élaborer un protocole de recherche ainsi que des outils pour la détermination des zones qui présentent le moins de contraintes pour la production du gaz naturel ainsi que des zones dans lesquelles il pourrait être requis de modifier les pratiques actuelles de l'industrie afin de minimiser les impacts ou les risques pour la ressource que constitue l'eau souterraine. Cette étude sera réalisée à l'échelle locale, à proximité d'un site d'exploration, afin de fournir un exemple d'évaluation du risque relié à l'industrie des gaz de schiste en regard des contraintes géologiques d'une région donnée. La méthodologie développée pourrait servir de base pour l'élaboration d'un

cadre réglementaire visant le développement responsable de l'énergie et des territoires sous permis qui pourrait s'appliquer à d'autres sites ailleurs au Canada (Lavoie et coll. 2013).

### **Encadré 28 : À propos de la difficulté d'établir la preuve**

La petite ville de Pavillion, au Wyoming, s'est récemment retrouvée au cœur d'une controverse à propos de la contamination présumée de puits privés par des activités de fracturation hydraulique dans la région. Selon Fitzgerald (2013), la région se prêtait bien pour vérifier si la présence de méthane dans les puits d'eau potable est attribuable aux activités de fracturation pour la raison suivante : les habitants de la région sont habitués aux activités de forages pétroliers et gaziers qui ont lieu dans la région depuis les années 1960, toutefois plusieurs plaintes de contamination de puits ont été déposées par des résidents à la suite des plus récentes activités de fracturation. Par ailleurs, dans cette région, la nappe phréatique est relativement profonde (243 m [800 pi] sous la surface), alors que le shale où sont effectuées les activités de fracturation est relativement peu profond (jusqu'à 365 m [1 200 pi] sous la surface).

Dès 2008, l'EPA a démarré une enquête pour vérifier la relation entre les désagréments (odeur, goût, qualité de l'eau, etc.) rapportés dans les plaintes des résidents et les activités de fracturation. En 2010, l'EPA a foré deux puits d'observation. L'Agence a mené par la suite quatre rondes d'échantillonnage de puits domestiques et municipaux et d'eau souterraine à différentes profondeurs entre 2009 et avril 2011. Elle a produit un rapport préliminaire des résultats à la fin de l'année 2011 dans lequel elle rapportait la présence de produits chimiques dans la nappe phréatique provenant d'eaux de fracturation. Il s'est ensuivi un vif débat entre les environnementalistes, qui se sont empressés d'en faire la publicité, et les industriels qui ont contesté la validité des résultats. L'United States Geological Survey (USGS), en collaboration avec le ministère de l'Environnement du Wyoming, est alors intervenu dans le débat en analysant de nouveaux échantillons prélevés dans les puits d'observation de l'EPA. Dans son rapport déposé en septembre 2012, l'USGS a discrédité les résultats de l'EPA portant sur la contamination par les eaux de fracturation. L'EPA a par la suite revu ses conclusions et prolongé la période de consultation publique du rapport.

L'auteur de cette expérience tire la conclusion suivante : « Plusieurs leçons ont été tirées de l'expérience de Pavillion, la plus importante étant que l'établissement de la preuve fait appel à des standards élevés et que l'évidence est difficile à déterminer » (Fitzgerald, 2013).

## 3.2. Qualité de l'air

Comme en témoigne le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec, la qualité de l'air est une préoccupation partagée par tous les acteurs de la société (BAPE, 2011). Cette préoccupation porte autant sur l'émission de contaminants dans l'air que sur les émissions de GES. Le présent rapport traite séparément ces deux types d'impacts, car les externalités qui y sont associées sont grandement différentes.

### 3.2.1. Polluants atmosphériques

Le forage, la fracturation hydraulique et les autres activités liées à l'extraction de gaz naturel génèrent différents composés chimiques émis dans l'atmosphère qui peuvent avoir des impacts environnementaux. Le tableau 8 présente les principaux composés ainsi que leurs impacts possibles sur l'environnement.

**Tableau 8 : Émissions atmosphériques issues du forage, de la fracturation hydraulique et des activités d'extraction de gaz naturel (Smith, 2012)**

Composé	Description	Impact environnemental
Méthane (CH <sub>4</sub> )	Composant principal du gaz naturel.	Gaz à effet de serre reconnu.
Oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> )	Formés lors de la combustion des hydrocarbures dans les moteurs de compresseurs et camions ainsi que dans la torchère.	Précurseur d'ozone.
Composés organiques volatils (COV)	Hydrocarbures légers, incluant des composés aromatiques (BTEX), des alcanes et alcanes légers. Présents dans l'eau de reflux. Peuvent être libérés lors de la manipulation et l'entreposage des fluides.	Les COV peuvent transférer de l'eau vers l'atmosphère.
BETEX; benzène, toluène, éthylbenzène et xylène	Composant émis en faibles quantités.	Au-delà de certaines concentrations, peuvent être toxiques aux organismes vivants.
Monoxyde de carbone (CO)	Formé dans la torchère et lors de la combustion incomplète des carburants dans les moteurs.	Au-delà de certaines concentrations, peut être toxique aux organismes

		vivants.
Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	Peut être formé quand des hydrocarbures contenant des traces de soufre sont brûlés.	Composante des pluies acides.
Sulfure d'hydrogène (H <sub>2</sub> S)	Naturellement présent dans certaines formations. Peut être libéré quand les gaz sont émis, fuient ou ne sont pas complètement brûlés.	Les émissions de sulfure d'hydrogène sont faibles lors de la production et l'utilisation du gaz naturel et des travaux associés.

Source : Smith, 2012

### Les impacts des émissions atmosphériques<sup>70</sup>

Dans la littérature scientifique, on distingue trois catégories générales d'impacts liés aux émissions atmosphériques polluantes : les impacts sur la santé humaine, les impacts sur les écosystèmes et les impacts sur l'environnement bâti.

**Impacts sur la santé humaine.** Les effets sur la santé humaine sont relativement bien documentés (McKenzie et coll., 2012; Armendariz, 2009; BAPE, 2011; EPA, 2011; INSPQ, 2007; NYSDEC, 2011). L'exposition à certains types de polluants atmosphériques au-delà de certains seuils et pendant des périodes plus ou moins longues peut causer différentes maladies, des irritations et même entraîner la mort prématurément. Par exemple, McKenzie et coll. (2012) indiquent que les effets d'une exposition au benzène peuvent induire divers types de leucémies, l'anémie et d'autres problèmes sanguins. L'exposition au xylène cause l'irritation des yeux, du nez et de la gorge, de la difficulté à respirer, des fonctions pulmonaires diminuées et des dommages au système nerveux.

L'INSPQ (2007), pour sa part, indique que l'exposition à des PM<sub>2,5µm</sub><sup>71</sup>, à des NO<sub>x</sub> et à de l'ozone entraîne des morts prématurées, des problèmes cardiaques et respiratoires, des activités réduites (absentéisme au travail ou à l'école), des consultations médicales et des visites à l'hôpital plus fréquentes, de même que la prise de médicaments.

**Impacts sur les écosystèmes.** Environnement Canada (2012b) souligne que la pollution atmosphérique peut également avoir des impacts importants sur l'environnement. Les impacts de l'ozone troposphérique sur l'environnement affectent notamment la dégradation des cultures et des forêts. Les NO<sub>x</sub> et le SO<sub>2</sub> peuvent quant à eux causer la corrosion et la souillure des matériaux ainsi que les pluies acides. Bien qu'Environnement Canada reconnaisse que la pollution atmosphérique puisse coûter des millions de dollars par année à la société canadienne, le ministère ne chiffre pas ces coûts.

<sup>70</sup> Il s'agit ici des impacts atmosphériques globaux et non pas ceux spécifiques aux activités d'extraction du gaz naturel, qui seront abordés plus loin.

<sup>71</sup> Particules fines.

D'autres auteurs, notamment Vlachokostas et coll. (2010), Frei et coll. (2012), Fishman et coll. (2010), Avnery et coll. (2011) et Wilkinson et coll. (2012), se sont penchés sur la monétarisation et les effets de l'ozone troposphérique sur les rendements de différentes cultures à travers le monde. Les effets de l'ozone sur les cultures sont nombreux : dégâts visibles au feuillage, réduction de l'ouverture des stomates, ce qui réduit la capture du carbone, la photosynthèse et le gain en biomasse, réduction de la fertilité et réduction de la résistance à la sécheresse (Wilkinson et coll., 2012).

### **Impacts sur l'environnement bâti**

Les principaux polluants atmosphériques impliqués dans la détérioration du cadre bâti sont les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), les PM et l'ozone. Les impacts sur le cadre bâti dépendent de plusieurs facteurs tels que l'humidité, la température, la concentration des polluants atmosphériques et le type de matériaux de construction. La variabilité des matériaux dans l'espace et le temps rend toute comparaison avec diverses études européennes difficile et hasardeuse. De plus, le manque de données fiables sur les dépenses de rénovation liées à la pollution atmosphérique ne permet pas d'avancer des chiffres pertinents pour le Québec. Diverses études européennes ont tout de même démontré que les coûts liés à la dégradation de l'environnement bâti sont négligeables par rapport aux coûts de la pollution atmosphérique en santé (Boden, 1989; Rabl, 1999; Spadaro et Rabl, 2002; Watkiss et coll., 2000).

Les effets de la pollution atmosphérique sur les bâtiments sont également assez bien documentés. La littérature scientifique recense principalement les risques de dommages suivants :

- Corrosion et ternissement des métaux et composantes électriques;
- Érosion et salissure du revêtement des bâtiments;
- Décoloration, érosion et salissure de la peinture;
- Effritement du caoutchouc;
- Détérioration de la toiture;
- Érosion du mortier et du ciment.

### **Les émissions atmosphériques associées au gaz de schiste**

#### ***Rôle important de l'EPA***

Aux États-Unis, l'importante croissance de l'exploitation du gaz de schiste constitue un moyen privilégié de substituer le gaz naturel au charbon pour produire de l'électricité. Comme la combustion du gaz naturel s'avère plus propre que celle du charbon, cette substitution aidera les centrales de production électrique à atteindre les nouveaux standards de qualité de l'air du *Clean Air Act* (*Clean Air Act National Ambient Air Quality Standards*) concernant les composés organiques volatils (COV), l'ozone, les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub>. En vertu du *Clean Air Act*, l'EPA est responsable d'établir les nouvelles normes de performance pour les industries qui contribuent à la pollution de l'air pouvant nuire à la santé ou au bien-être des citoyens. L'EPA est tenue de réviser ces normes tous les huit ans<sup>72</sup> (Clark et coll., 2012; EPA, 2012c).

<sup>72</sup> La dernière révision concernant les COV et le SO<sub>2</sub> date toutefois de 1985.

L'EPA convient que l'industrie du gaz et du pétrole est une source importante de COV reconnus comme d'importants précurseurs de l'ozone troposphérique. Des données recueillies dans le cadre du programme *Natural Gas STAR* (voir l'encadré 29) ont montré que la plus grande part des polluants atmosphériques attribuables à l'exploitation du gaz naturel était générée à l'étape de la fracturation et de la complétion<sup>73</sup>.

« Durant l'étape de reflux (*flowback*) lors de la complétion du puits, les liquides de fracturation, l'eau et le gaz remontent à la surface rapidement et en grande quantité. Le mélange contient un volume important de COV et de méthane, de même que certains contaminants atmosphériques tels que le benzène, l'éthylbenzène et des hexanes. Cette étape dure habituellement entre 3 et 10 jours » (EPA, 2012c).

Selon la même source, des polluants sont également émis par les autres équipements et procédés qui servent à préparer et distribuer le gaz sur le marché.

En avril 2012, l'EPA a adopté de nouveaux amendements à sa réglementation encadrant les émissions de l'industrie gazière. Ces nouveaux amendements seront pleinement en vigueur à partir de 2015. À terme, l'EPA estime qu'entre 190 000 et 290 000 tonnes de COV et entre 12 000 et 20 000 tonnes de polluants atmosphériques dangereux ne seront plus émises dans l'atmosphère annuellement.

L'encadré suivant présente les grandes lignes des derniers amendements apportés aux règlements sur l'air aux États-Unis.

#### **Encadré 29 : Impacts des amendements finaux aux règlements sur l'air pour l'industrie du gaz et pétrole**

En avril 2012, après une vaste consultation publique, l'EPA a publié les nouvelles règles, conformes aux standards de coût/efficacité de l'Agence, afin de réduire les dommages de la pollution de l'air émise par l'industrie du pétrole et du gaz, tout en permettant une production « continue et responsable » de gaz et de pétrole. Les nouvelles règles touchent à quatre volets réglementaires de l'industrie du gaz et pétrole :

- Nouvelles normes d'émission de COV;
- Nouvelles normes d'émission de SO<sub>2</sub>;
- Nouvelles normes d'émission pour les grands émetteurs;
- Nouvelles normes d'émission pour les grands transporteurs/entrepreneurs.

De façon plus spécifique, concernant la fracturation hydraulique pratiquée dans les puits gaziers, l'Agence souligne que « les règles pour la fracturation hydraulique reposent sur des technologies et des pratiques efficaces, éprouvées, utilisées pour la moitié des puits de gaz naturel fracturés aux États-Unis »<sup>74</sup>.

Selon l'EPA, les nouvelles règles offrent suffisamment de temps, de flexibilité et

<sup>73</sup> Étape de la préparation du puits avant la mise en production.

<sup>74</sup> Des informations supplémentaires sur les travaux de l'EPA en lien avec la fracturation hydraulique sont disponibles au lien suivant : <http://www.epa.gov/hydraulicfracture/>.

d'incitatifs économiques pour permettre à l'industrie de satisfaire aux nouvelles normes environnementales tout en demeurant économiquement rentable. Grâce à ces nouvelles règles, l'EPA s'attend à une réduction de 95 % des COV émis par plus de 11 000 nouveaux puits fracturés chaque année. « Cette réduction considérable aura été accomplie grâce à l'utilisation de méthodes éprouvées telles que la complétion verte (*green completion*) pour capturer le gaz naturel qui autrement se serait échappé dans l'atmosphère » (voir l'encadré 33 sur la complétion verte).

Cette pratique a déjà force de loi dans certains États (Wyoming et Colorado) et dans certaines villes, par exemple Fort Worth et Southlake, au Texas.

Toujours selon l'Agence, d'importants bénéfices sont également attendus de la réduction des émissions de COV, d'ozone troposphérique, de benzène et d'autres polluants atmosphériques : l'amélioration de la qualité de l'air et de la santé se traduira par une réduction des risques de cancer, des crises d'asthme, des cas d'hospitalisation et des cas de morts prématurées. Toutefois, l'Agence n'a pas voulu chiffrer ces bénéfices : « L'EPA n'a pas été en mesure de modéliser les estimations des bénéfices pour la santé en raison de l'incertitude à propos des futures localisations des émissions de gaz et de pétrole. Les changements de la qualité de l'air associés aux polluants atmosphériques et aux réductions de COV peuvent varier fortement selon leur localisation » (EPA, 2012c).

Récemment, plusieurs études ont été réalisées afin de déterminer l'importance des émissions de polluants atmosphériques provenant de l'exploitation du gaz de schiste, notamment au Colorado, en Pennsylvanie, au Texas et dans l'État de New York. Un débat a présentement cours aux États-Unis à propos de la mesure des émissions de polluants atmosphériques issues de l'exploitation du gaz du shale de Barnett au Texas (voir l'encadré 30).

- Colborn et coll. (2012) ont évalué la qualité de l'air dans une région rurale dans l'ouest du Colorado où des puits gaziers ont été forés à proximité de résidences. Des échantillons ont été prélevés avant, pendant et après des activités de forage et de fracturation hydraulique des puits. L'analyse des échantillons prélevés sur une base hebdomadaire pendant une période d'un an a révélé que les concentrations d'hydrocarbures autres que le méthane (NMHC)<sup>75</sup> ont culminé pendant la phase initiale du forage et qu'elles n'ont pas augmenté pendant la phase de fracturation hydraulique. Les auteurs ont retracé du chlorure de méthylène<sup>76</sup> dans 73 % des échantillons, souvent dans des concentrations élevées, de même que des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) dans des concentrations inquiétantes. Les auteurs mentionnent également que pour plusieurs des composés chimiques émis dans l'air en même temps que le méthane, il n'existe aucune norme de rejet. Ils concluent leur étude par cette recommandation : « Les impacts environnementaux et sur la santé humaine des NMHC, qui sont des précurseurs de l'ozone, devraient être étudiés davantage étant donné que l'industrie du gaz naturel exploite actuellement des puits à proximité de résidences privées et de terres publiques » (Colborn et coll., 2012).

<sup>75</sup> NMHC : non-methane hydrocarbons.

<sup>76</sup> Solvant toxique non répertorié dans les additifs utilisés pour le forage et la fracturation hydraulique.



- Pour leur part, Petron et coll. (2012) ont utilisé une approche régionale, sur une période de trois ans, afin de mesurer différents ratios de méthane, benzène et autres NMHC provenant de sources fixes et mobiles. Ils ont identifié quatre signatures d'alcane (*alkane signature*) qui confirmaient la présence d'activités liées à l'exploitation du gaz et du pétrole.

Ces deux dernières études insistent sur le besoin de procéder à un meilleur échantillonnage de l'air et de poursuivre les recherches sur la qualité de l'air à proximité des lieux de forage et de fracturation.

- McKenzie et coll. (2012) ont estimé les risques pour la santé des personnes exposées aux émissions atmosphériques provenant de l'exploitation du gaz naturel de source non conventionnelle<sup>77</sup> dans un comté du Colorado. Ils ont utilisé les lignes directrices de l'EPA pour estimer les risques de développer un cancer ou des maladies non cancéreuses à la suite d'une exposition aux hydrocarbures pour deux populations : les résidents habitant à moins d'un demi-mille (0,8 km) d'un puits gazier et ceux habitant à plus d'un demi-mille d'un puits. Les résultats ont démontré un facteur de risque plus élevé de contracter un cancer ou une maladie non cancéreuse pour les personnes résidant à moins d'un demi-mille d'un puits gazier. Les substances les plus susceptibles de causer une maladie sont « les triméthyl benzènes, les xylènes et les hydrocarbures aliphatiques » dans le cas des maladies non cancéreuses et le benzène dans le cas des maladies cancéreuses. Les auteurs concluent en recommandant d'utiliser l'analyse de risque dans les stratégies de prévention en santé et que les « approches de gestion du risque devraient se concentrer sur la réduction des expositions aux émissions pendant la phase de complétion des puits ».
- Armendariz (2009) reconnaît les importantes retombées économiques liées à l'exploitation du shale de Barnett, mais il se soucie également des impacts de cette exploitation sur la qualité de l'air dans la région ainsi que sur le bilan des GES émis dans l'atmosphère. L'objectif de son étude est de dresser « un inventaire des émissions de polluants atmosphériques provenant de l'exploitation du gaz dans la région du shale de Barnett et de déterminer des mesures d'atténuation économiques et efficaces ». Les sources d'émission prises en compte sont les moteurs des foreuses, des compresseurs et des autres équipements servant au forage et à la fracturation, ainsi que les bassins et réservoirs servant à l'entreposage des eaux de fracturation. Les polluants atmosphériques faisant l'objet de son analyse sont les NO<sub>x</sub>, les COV, les GES et autres polluants chimiques toxiques. Pour l'année 2009, Armendariz a estimé la quantité moyenne quotidienne de polluants contribuant au smog, pour les cinq comtés de la région Dallas-Fort Worth, à 96 tonnes par jour, avec une moyenne supérieure de 212 tonnes par jour durant la saison estivale en raison de l'effet de la température sur la volatilité des composés organiques contenus dans les bassins et réservoirs servant à l'entreposage des eaux de fracturation. Par comparaison, l'auteur rapporte que les inventaires fédéraux de ces mêmes polluants atmosphériques émis par l'ensemble des aéroports de la région métropolitaine de Dallas-Fort Worth s'élevaient à 16 tonnes par jour. « Les

---

<sup>77</sup> Impliquant des activités de fracturation.

réservoirs de condensats, suivis de l'échappement des moteurs, se sont révélés être les principaux émetteurs de polluants atmosphériques toxiques. »

- Alvarez et Paranhos (2012) arrivent à peu près aux mêmes constats concernant la région du nord du Texas où se trouve le shale de Barnett. Ils soutiennent que, malgré un niveau appréciable d'incertitude concernant les quantités d'émissions de polluants atmosphériques issues de l'industrie du pétrole et du gaz, les émissions provenant de cette industrie se comparent à celles des autres sources industrielles majeures situées dans des secteurs où leurs activités sont concentrées. Tout comme Armendariz (2009), ils désignent les réservoirs comme étant la principale source émettrice de COV. Ils sont d'avis que les émissions totales de COV et de NO<sub>x</sub> émises par l'industrie du gaz et pétrole dans la région du shale de Barnett équivalent à celles émises par les quelque quatre millions de voitures et de camions qui circulent dans cette même région. Les auteurs concluent que « les impacts de ces émissions sur la qualité de l'air varient selon les conditions locales, mais elles peuvent être importantes, spécialement en région rurale ».
- Kemball-Cook et coll. (2010) ont utilisé trois scénarios de production (limité, modéré et agressif) du gaz de schiste du shale de Haynesville dans le nord-est du Texas et le nord-ouest de la Louisiane pour la période 2009-2020. L'étude a démontré que l'exploitation du gaz de schiste pouvait entraîner une augmentation de certains contaminants atmosphériques dans la région immédiate où a lieu l'exploitation ou même dans des régions voisines. Les résultats ont également démontré que l'exploitation du shale correspondait à une augmentation de l'ozone troposphérique pouvant atteindre 5 ppm et que « l'augmentation de l'ozone attribuable aux émissions du shale de Haynesville peut affecter des régions à l'extérieur du nord-est du Texas et du nord-ouest de la Louisiane en raison du phénomène du transport de l'ozone ».

### **Encadré 30 : Autre débat : le niveau d'émission de polluants atmosphériques provenant de l'exploitation du shale de Barnett (Texas)**

Le débat en cours concerne la mesure des émissions de polluants atmosphériques issues de l'exploitation du gaz du shale de Barnett au Texas. Le débat a commencé avec la publication d'Armendariz (2009), alors professeur à l'université méthodiste du Sud, dans le comté de Dallas, au Texas. Les conclusions de l'auteur, selon lesquelles l'exploitation du shale de Barnett dans huit comtés du Texas avait contribué à augmenter la pollution atmosphérique de l'ordre de 112 tonnes par jour (comparativement à 120 tonnes pour le trafic routier), ont été sévèrement critiquées par l'industrie. À la suite de cette étude, la Commission sur la qualité de l'environnement du Texas a procédé à l'installation de huit chromatographes automatisés à différents endroits sur le shale de Barnett. Ces appareils, au coût de 250 000 \$ l'unité (plus 100 000 \$ en coûts d'exploitation annuels), analysaient automatiquement 46 COV dans chacun des 20 échantillons prélevés quotidiennement par chacun des appareils. Selon les résultats d'analyse publiés dans un site de nouvelles (*newsletter*) administré par des représentants de l'industrie du gaz et du pétrole, aucun des 236 120 échantillons

prélevés par les chromatographes n'a montré des quantités de COV qui dépassaient la limite fixée par l'EPA.

Puis, en 2012, une nouvelle étude publiée par Edouardo Olaguer (2012), chercheur au Centre de recherche avancée de Houston, démontrait à l'aide d'un outil de modélisation conçu par l'auteur que « les torchères et les moteurs à compression utilisés pour l'exploitation du gaz naturel, par exemple, sont d'importantes sources non seulement de NO<sub>x</sub> mais aussi de formaldéhyde, un dangereux polluant atmosphérique et puissant précurseur d'ozone ». L'étude a aussitôt été critiquée par le centre de recherche et d'éducation *Energy in Depth*, dirigé par l'*Independent Petroleum Association of America* (IPAA), qui mentionnait y avoir relevé plusieurs erreurs et omissions. En 2013, Olaguer a répliqué à la critique et a à son tour contesté les résultats provenant des chromatographes de la Commission sur la qualité de l'environnement du Texas, prétextant que le faible nombre d'appareils et leur distribution ne permettaient pas de fournir des données suffisamment fiables. Il s'en est suivi d'autres critiques provenant d'un autre organisme associé à l'industrie gazière (*Barnett Shale Energy Education Council*) ainsi qu'une nouvelle réplique d'Olaguer.

L'étude d'impact en cours de réalisation par le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC, 2011) rapporte les travaux de modélisation des concentrations des polluants atmosphériques présents dans l'air ambiant à proximité des lieux de forage gazier dans le shale de Marcellus. L'encadré 33 présente ces travaux ainsi que les principales conclusions.

**Encadré 31 : Résultats de l'étude d'impact préliminaire réalisée par le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC, 2011) concernant l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste<sup>78</sup>**

L'étude d'impact porte sur une plateforme typique comportant dix puits. Elle a été réalisée avec le modèle AERMOD en employant des procédures de modélisation reconnues par l'EPA. Des données météorologiques issues de six sites différents ont été employées afin de couvrir un vaste éventail de conditions météorologiques. L'étude porte sur trois phases d'activités : le forage des puits, le fractionnement de la roche et la production de gaz.

La grille des points de calculs qui a été employée lors de la modélisation permet d'évaluer les concentrations maximales dans l'air ambiant qui résultent des activités. Les premiers récepteurs (ou points de calculs) ont été localisés à 10 m de la plateforme de forage. Les concentrations les plus élevées se produisent généralement près des sources et diminuent rapidement en s'éloignant de celles-ci. L'effet de sillage des infrastructures présentes sur le site a été pris en compte dans la modélisation.

La majorité des informations sur les sources d'émissions ont été fournies par l'industrie, puis validées et adaptées avant d'être incorporées dans la modélisation. Pour certaines sources, par exemple pour les bassins d'eaux de fracturation, les taux d'émission ont

<sup>78</sup> Le contenu de l'encadré a été réalisé par M. Gilles Boulet, météorologue au MDDEFP.

été estimés par les modélisateurs. L'ensemble des sources présentes sur le site ou à proximité a été pris en compte (génératrices, compresseurs, déshydrateur, torchère, évent, bassins d'eaux de fracturation, etc.). Toutefois, les émissions de particules (PST,  $PM_{2,5}$ ) et de  $NO_x$  reliées à la circulation des camions sur les routes menant au site n'ont pas été prises en compte.

Pour les polluants conventionnels ( $NO_x$ ,  $SO_2$ , PST,  $PM_{10}$ ,  $PM_{2,5}$  et CO), des dépassements des critères d'air ambiant (NAAQS<sup>79</sup>) ont été notés uniquement pour les particules fines ( $PM_{2,5}$ , critère sur 24 heures) lors des phases de forage et de fracturation. Ces dépassements sont relativement importants et se produisent aux récepteurs les plus rapprochés des installations, c'est-à-dire à 20 m de celles-ci. Soulignons que les concentrations de  $PM_{2,5}$  diminuent rapidement lorsqu'on s'éloigne de la plateforme. À une distance de 500 m, on ne constate aucun dépassement du critère d'air ambiant des particules fines sur 24 heures. Ces conclusions demeurent valables si on utilise comme base de comparaison les critères d'air ambiant du MDDEFP plutôt que les NAAQS.

- En plus des contaminants conventionnels, les contaminants suivants émis par les sources de combustion ou par l'évent de puits ont également fait l'objet d'une modélisation :  $H_2S$ , benzène, xylène, toluène, hexane, formaldéhyde, acétaldéhyde, naphthalène et propylène. Les résultats montrent des dépassements des critères d'air ambiant à proximité de la plateforme pour le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ )<sup>80</sup>, le benzène<sup>81</sup> et le formaldéhyde<sup>82</sup>. Le  $H_2S$  est contenu dans le gaz de schiste que l'on retrouve potentiellement dans certaines régions de l'État de New York. Le benzène et le formaldéhyde sont émis lors de la combustion de combustible fossile. Il a été démontré par modélisation que le respect des critères d'air ambiant pour ces trois contaminants pouvait être atteint en rehaussant les cheminées à 9 m ou plus.
- Les émissions atmosphériques des bassins contenant les eaux de fracturation ont également fait l'objet d'une modélisation. À partir d'une liste d'additifs ajoutés à l'eau de fracturation fournie par l'industrie, les contaminants suivants ont été retenus aux fins de la modélisation des bassins : acrylamide, benzène, xylène, éthylène glycol, propylène glycol, peroxodisulfate de diammonium, acide chlorhydrique, glutaraldéhyde, monoéthanolamine, alcool propargylique, méthanol, formaldéhyde et naphta lourd. Les résultats montrent que la gestion centralisée des eaux de fracturation de plusieurs plateformes dans un seul bassin de grandes dimensions se traduit par des concentrations plus élevées dans l'air ambiant. Des dépassements des critères d'air ambiant sont possibles autour de ces bassins de grandes dimensions. Pour les bassins de plus petites dimensions (15 x 45 m), des dépassements des critères d'air ambiant sont aussi possibles, bien que moins prononcés; les contaminants touchés par ces dépassements varient selon la composition exacte de l'eau de fracturation (proportion des différents additifs utilisés). Enfin, les résultats de la modélisation montrent qu'à une distance d'environ 150 m ou plus des bassins de dimensions réduites (15 m x 45 m), les critères d'air ambiant sont respectés pour l'ensemble des contaminants émis (NYSDEC, 2011).

<sup>79</sup> NAAQS : National Ambient Air Quality Standards.

<sup>80</sup> Critère de l'État de NY :  $14 \text{ ug/m}^3$  de  $H_2S$  sur une heure.

<sup>81</sup> Critère annuel :  $0,13 \text{ ug/m}^3$  de benzène (Annual Guideline Concentration du NYSDEC).

<sup>82</sup> Critère annuel :  $0,06 \text{ ug/m}^3$  de formaldéhyde (Annual Guideline Concentration du NYSDEC).

### Les coûts de la pollution atmosphérique

À l'aide de l'outil AQBAT, l'INSPQ (2007) estime que la pollution atmosphérique prise dans son ensemble entraîne des coûts de l'ordre de 10 milliards de dollars par année, par rapport à un scénario de référence. Cette estimation provient d'une évaluation contingente. Elle représente le montant que la société québécoise est prête à payer pour éviter les effets négatifs de la pollution atmosphérique. Cela ne représente donc pas les coûts réels (perte de productivité, hospitalisation, etc.). L'étude ne traite que des PM<sub>2,5</sub>, du NO<sub>2</sub> et de l'ozone et exclut des produits tels que le benzène.

De leur côté, Nam et coll. (2010) estiment qu'une réduction de la pollution atmosphérique pour l'Europe en 2020 de l'ordre de 10 à 40 % créerait un bénéfice net d'une valeur se situant entre 34 et 48 milliards d'euros. Ils estiment que les coûts de la pollution atmosphérique en 2005 représentent environ 3 % de la demande intérieure. L'ozone et les PM<sub>10</sub> sont les seuls polluants couverts par l'étude. Même si elles sont substantielles, ces estimations demeurent partielles et ne représentent pas l'ensemble des coûts liés à la pollution atmosphérique. L'étude est basée sur des données économiques factuelles (coûts d'hospitalisation, perte de productivité, etc.) ainsi que sur des évaluations contingentes, ce qui permet de dresser un portrait un peu plus complet.

Litovitz *et coll.* (2013) ont estimé les quantités d'émissions de polluants atmosphériques conventionnels issues des activités liées à l'exploitation du gaz de schiste en Pennsylvanie. Ils ont mesuré les émissions pour chacune des quatre catégories d'activités suivantes : le transport, le forage et la fracturation, la production et les stations de compression. Le tableau 9 présente les résultats. Ensuite, à l'aide des données publiées par le *National Research Council* des États-Unis en 2010, ils ont estimé les coûts correspondants aux dommages à la santé et à l'environnement (voir le tableau 10). Ils concluent que, même si les quantités de polluants atmosphériques ajoutées par l'extraction du gaz de schiste ne contribuent pas de façon importante à faire augmenter l'inventaire des émissions totales de l'État, elles pourraient s'avérer problématiques dans certains cas; « spécialement dans les comtés qui souffrent déjà d'un niveau élevé d'émissions de polluants atmosphériques, ces nouvelles activités pourraient rendre les standards fédéraux sur la qualité de l'air plus difficiles à atteindre ».

**Tableau 9 : Part relative des émissions de polluants atmosphériques provenant de l'extraction du gaz de schiste en Pennsylvanie (en tonnes métriques ou en %)**

	COV	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2,5</sub>	PM <sub>10</sub>	SO <sub>x</sub>
<b>Gaz de schiste (1)</b>	2 500 – 11 000	17 000 – 28 000	460 – 1 400	460 – 1 400	12 – 540
<b>Émissions totales (2)</b>	720 000	579 000	134 000	322 000	898 000
<b>Proportion (1) / (2)</b>	0,35 – 1,5 %	2,9 – 4,8 %	0,34 – 1,0 %	0,14 – 0,43 %	0,0013 – 0,060 %

Source : Adapté de Litovitz, 2013

**Tableau 10 : Estimation des coûts correspondants aux dommages à la santé et à l'environnement**

Activités	Dommages régionaux totaux	Coûts moyens
Transport	320 000 \$ à 810 000 \$	180 \$ à 460 \$ par puits
Forage et fracturation	2 200 000 \$ à 4 700 000 \$	1 200 \$ à 2 700 \$ par puits
Production	290 000 \$ à 2 700 000 \$	0,27 \$ à 2,60 \$ par Mpc*
Stations de compression	4 400 000 \$ à 24 000 000 \$	4,20 \$ à 23 \$ par Mpc*
<b>TOTAL</b>	7 200 000 \$ à 32 000 000 \$	S.O.**

\*Million de pieds cubes

\*\*Sans objet

Source : Adapté de Litovitz, 2013

**Enjeux pour le Québec**

La qualité de l'air occupe une place importante dans le plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique. Trois études permettront d'estimer des taux d'émission de contaminants atmosphériques de sources fixes et mobiles, leur dispersion dans l'air et leurs impacts sur la santé :

- Étude A1-1 : Évaluation des taux d'émission de contaminants atmosphériques provenant des sources fixes, mobiles et fugitives d'un projet type de gaz de schiste et en fonction des scénarios élaborés qui tiendra compte des activités simultanées;
- Étude A1-2 : Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les sources fixes et mobiles d'un projet type dans un milieu type représentatif des basses-terres du Saint-Laurent et de l'impact de ces contaminants sur la qualité de l'air ambiant;
- Étude S3-1 : Estimation des impacts attendus sur la santé des populations exposées et évaluation de l'importance de ces impacts sur leur qualité de vie.

**Mesures d'atténuation**

Plusieurs auteurs ont proposé différentes mesures de précaution, de prévention ou d'atténuation pour réduire les émissions de polluants atmosphériques.

**Armendariz (2009)**

- Le recours à la notion de complétions vertes (*green completions*) pour capturer les émissions de méthane et les composés organiques volatils;
- Le remplacement progressif des moteurs à combustion des compresseurs par des moteurs électriques;
- Le recouvrement des réservoirs pour contrôler les émissions de composés organiques volatils;
- Le remplacement des valves pneumatiques et des joints d'étanchéité qui présentent des fuites importantes.

### NYSDEC (2011)

- Compte tenu des impacts sur la qualité de l'air, une distance minimale de 500 m devrait séparer les lieux d'exploration ou d'exploitation du gaz de schiste des résidences les plus rapprochées;
- Les mesures de mitigation suivantes devraient être exigées aux promoteurs :
  - utilisation de combustible à faible teneur en soufre,
  - installation de cheminées (de 7 à 10 m de hauteur) pour les principales sources d'émissions sur le site,
  - les bassins contenant les eaux de fracturation ne devraient pas recevoir les eaux provenant de plusieurs plateformes;
- Compte tenu des incertitudes entourant l'exercice de modélisation, il est recommandé qu'une série de mesures de la qualité de l'air soit réalisée autour d'une plateforme typique. Ces mesures serviront notamment à valider les principaux résultats de la modélisation et à évaluer la contribution des différentes sources;
- Il est également recommandé de réaliser une caractérisation exhaustive des émissions d'un bassin typique des eaux de fracturation.

### Alvarez et Paranhos (2012)

- Acquérir de meilleures données sur les émissions de l'industrie du gaz et du pétrole afin d'évaluer à un niveau de confiance suffisant les risques pour la santé et le climat et d'intervenir de façon efficace et efficiente.

### Petron (2012)

- Caractérisation exhaustive de la qualité de l'air ambiant, conditionnelle à l'obtention du permis, dans le but de réduire l'exposition des travailleurs sur le site et de la population avoisinante.

### 3.2.2. Émissions de gaz à effet de serre (GES)

« Les gaz à effet de serre doivent être minimisés tant à leur source de production qu'à travers l'ensemble de la chaîne de l'offre de gaz naturel. Traités de façon inappropriée, ces enjeux pourraient contribuer à ralentir, sinon cesser le développement de cette ressource non conventionnelle » (Agence internationale de l'énergie, 2012).

L'exploitation du gaz de schiste, comme toute activité industrielle, génère son lot de GES, principalement sous forme de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion des moteurs et du brûlage des gaz, mais aussi sous forme de méthane résultant des fuites tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation.

**Note : les émissions sous forme de CO<sub>2</sub> résultant de la combustion des moteurs et du brûlage des gaz sont couvertes par l'étude portant sur le cycle de vie. La présente section porte plus spécifiquement sur les émissions fugitives de méthane tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation.**

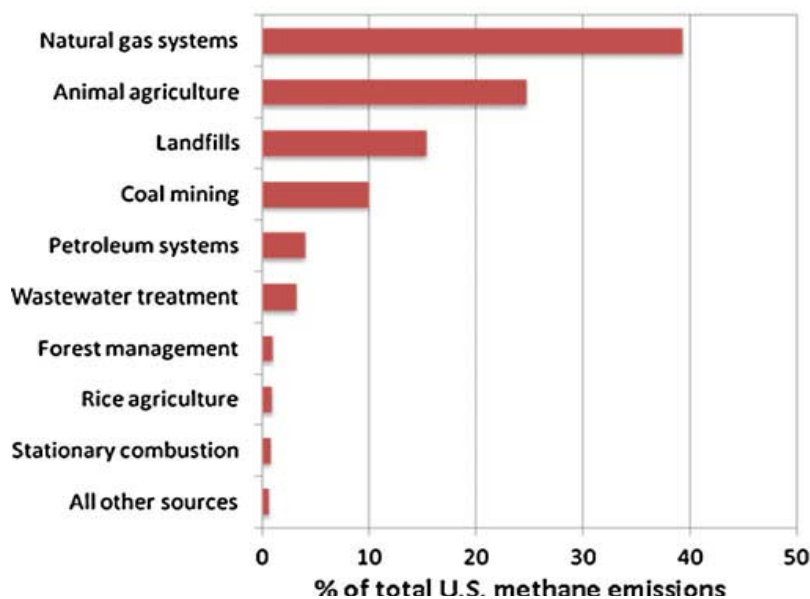
Le méthane (CH<sub>4</sub>) est le principal ingrédient du gaz naturel. Sa combustion est jugée plus propre que celle des autres carburants fossiles, car elle libère moins de CO<sub>2</sub> par unité thermique produite. Toutefois, lorsqu'il s'échappe sans être consommé, le potentiel de réchauffement global (PRG) du méthane est beaucoup plus élevé que celui du CO<sub>2</sub><sup>83</sup>.

Ressources naturelles Canada donne sur son site les valeurs d'émissions suivantes<sup>84</sup> selon la source de carbone :

<b>Charbon</b>	0,093 kg CO <sub>2</sub> / MJ
<b>Coke</b>	0,108 kg CO <sub>2</sub> / MJ
<b>Pétrole lourd</b>	0,078 kg CO <sub>2</sub> / MJ
<b>Gaz naturel</b>	0,056 kg CO <sub>2</sub> / MJ

Comme le démontre la figure 7, les « systèmes de gaz naturel » sont responsables de près de 40 % des émissions totales de méthane aux États-Unis.

**Figure 7 : Comparaison gaz conventionnel / gaz de schiste**



Source : EPA, dans Howarth et coll., 2012

L'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2012) mentionne que, pour une même quantité de gaz, la production de gaz de schiste génère davantage d'émissions de GES que la production de gaz naturel conventionnel. Les deux principales raisons évoquées sont les suivantes :

<sup>83</sup> Selon le rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le PRG du CH<sub>4</sub> est environ 25 fois plus élevé que celui du CO<sub>2</sub> sur un horizon de 100 ans.

<sup>84</sup> Les taux d'émission sont exprimés en kilogrammes de CO<sub>2</sub> émis par unité thermique produite (mégajoule, ou MJ).



- Un plus grand nombre de puits et de fracturations hydrauliques sont nécessaires pour produire un mètre cube de gaz. Ces opérations nécessitent également plus d'énergie (moteurs diesels pour les équipements et le transport, etc.);
- La phase de complétion du puits implique plus de ventilation (*venting*) et de brûlage (*flaring*), et la phase de reflux (*flowback*) suivant la fracturation est plus longue.

Quant à savoir si la production de gaz de schiste contribue ou non au bilan net des émissions de GES, les avis sont partagés. Un important débat entourant cette question a lieu actuellement aux États-Unis (voir l'encadré 32). « Un débat scientifique vigoureux est en cours à propos du niveau d'émission de GES associé à la production de gaz de schiste et il y a de l'incertitude dans les estimations » (Cook, 2013).

Certains défendent la position que, même si la production de gaz de schiste contribue à augmenter les émissions locales de GES, des réductions substantielles peuvent être réalisées lorsqu'il y a substitution du gaz à d'autres combustibles fossiles qui émettent davantage de GES par unité thermique équivalente (Alvarez, 2012; O'Sullivan et Paltsev, 2012; Fulton et coll., 2011). D'autres soutiennent au contraire que l'importance des fuites de méthane tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz de schiste et son PRG élevé ne permettent pas de réaliser des réductions nettes de GES même lorsqu'il est substitué à d'autres sources d'énergie, notamment au diesel pour le transport par camion ou même au charbon pour produire de l'électricité (Howarth et coll., 2012; Wood, 2011). Une étude comparant les analyses de cycle de vie de chacune des filières (Venkatesh et coll., 2011) a conclu que la probabilité qu'une substitution du gaz naturel au charbon pour produire de l'électricité contribue à réduire les émissions de GES était de près de 100 % et que cette probabilité diminuait entre 10 et 35 % lorsque le gaz naturel remplaçait des combustibles fossiles utilisés pour le transport.

### Encadré 32 : Au cœur du débat : la mesure des émissions de GES

Le procédé de fracturation hydraulique utilisé pour l'exploitation du gaz de schiste se déroule en deux étapes principales : la fracturation et le reflux. Lors de l'étape de fracturation, un fluide constitué principalement d'eau et de sable est injecté dans le puits sous une pression suffisante pour fracturer le shale. Lorsque cette opération est terminée, l'étape du reflux commence : une partie du fluide injecté lors de la première étape remonte à la surface. Cette étape dure habituellement de cinq à dix jours. Durant cette étape, le puits a commencé à produire du gaz. « La quantité de gaz produit à cette étape et la façon dont il est traité à sa sortie sont au cœur du débat sur l'intensité des émissions de GES produites par l'exploitation du gaz de schiste » (O'Sullivan et Paltsev, 2012). Toutefois, la plupart des auteurs s'entendent sur le fait que les données sur les quantités de gaz produites (émissions fugitives) demeurent parcellaires et que les différentes méthodologies employées pour les mesurer rendent difficiles les comparaisons.

Les études analysées ont révélé qu'en raison des nombreuses variables pouvant affecter le niveau d'émission *in situ*, il pouvait exister une grande variation des résultats d'un puits à l'autre. Pour faciliter l'agrégation et l'interprétation des données, plusieurs

auteurs estiment un taux de fuite global pour l'ensemble de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz naturel<sup>85</sup>, exprimé en pourcentage du volume de gaz produit pendant toute la durée de vie du puits.

Le tableau 11 présente une compilation de différentes estimations du taux de fuite tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz naturel<sup>86</sup>, exprimé en pourcentage du volume total de gaz produit pendant toute la durée de vie du puits.

**Tableau 11 : Compilation de différentes estimations du taux de fuite tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation de gaz naturel**

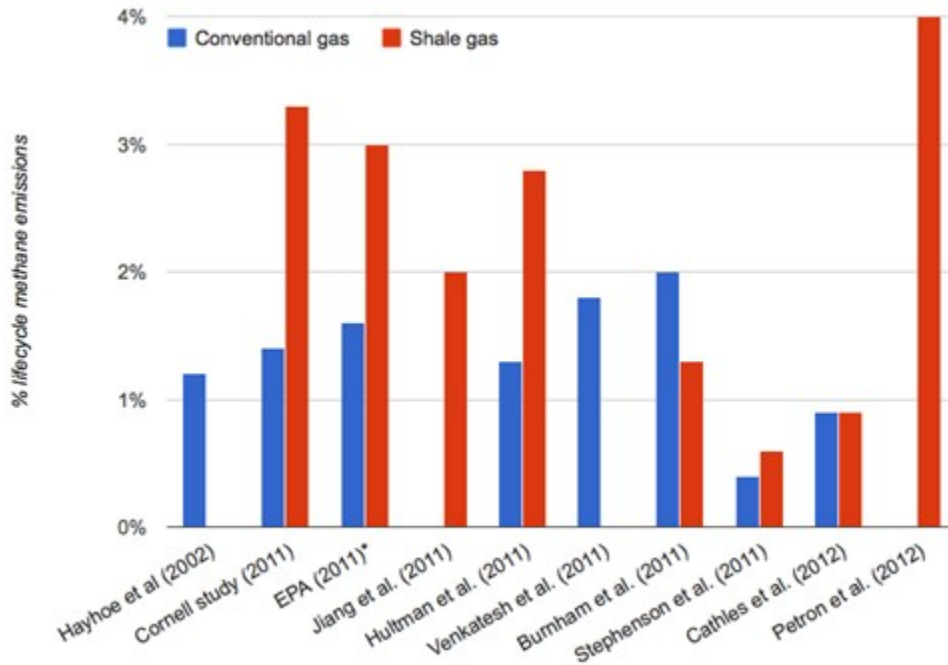
	Taux de fuite moyen	Intervalle (min / max)
Cathles et coll. (2012)	0,9 %	
EPA (2011) [dans Alvarez et coll., 2012]	2,4 %	1,9 à 3,1 %
EPA (2011) [dans Howarth et coll., 2012]	3,0 %	
EPA (2012) [dans The Economist, 2012]	2,2 %	
Howarth et coll. (2012)	5,0 %	1,7 à 7,9 %
Jiang et coll. (2011)	2,0 %	
Logan et coll. (2012)	1,3 %	1,3 à 1,5 %
O'Sullivan et Paltsev (2012)	3,1 %	
Petron et coll. (2012)	4,0 %	

Plusieurs auteurs utilisent comme base de calcul les estimations de l'EPA. La figure 8 compare, selon divers auteurs, les émissions fugitives de méthane provenant de l'extraction du gaz conventionnel à celles provenant de l'extraction du gaz de schiste.

<sup>85</sup> Certains auteurs présentent un taux de fuite moyen pour l'ensemble de la production de gaz naturel, ce qui sous-estime le taux de fuite moyen de gaz naturel de sources non conventionnelles, mais permet de comparer les différentes filières.

<sup>86</sup> Dans la plupart des cas, il s'agit d'un taux de fuite moyen total pour le gaz conventionnel et non conventionnel.

**Figure 8 : Émissions fugitives de méthane provenant de gaz conventionnel et de gaz de schiste**



Source : Peters, 2012

Dans l'édition du 14 juillet 2012 du journal *The Economist*, on peut lire ce qui suit :

« Les émissions de méthane sont difficiles à mesurer; les estimations varient entre 1 % et 8 % de la quantité totale de gaz produite. Si le taux réel s'avère se situer près de la borne supérieure de cet intervalle, il sera difficile de prétendre que le gaz naturel est relativement propre. Une étude de l'Université Cornell réalisée l'an dernier a calculé que, du lieu de production jusqu'au consommateur final, environ 7,9 % de la production totale de gaz de schiste s'échappe dans l'atmosphère, soit deux fois plus que pour le gaz conventionnel. Si c'est le cas, le gaz serait deux fois plus polluant que le charbon ou le pétrole. Toutefois, cette analyse a été fortement critiquée. Une recherche publiée par l'EPA à peu près à la même date établissait ce taux à 2,2 %, ce qui est légèrement supérieur à celui calculé pour le gaz conventionnel. Et ce taux est probablement à la baisse en raison de la méthode de complétion verte (*green completion*) utilisée sur la majorité des nouveaux puits pour éviter la ventilation ou le brûlage du méthane. L'EPA entreprend actuellement la plus grosse étude à être réalisée sur chacun des aspects liés à l'exploration du gaz de schiste, qui sera publiée l'an prochain, ce qui devrait alléger les préoccupations de la population. »

Par ailleurs, on observe une tendance depuis plusieurs années voulant que les fuites de méthane tout au long de la chaîne de production / distribution / consommation diminuent progressivement. Cette tendance devrait se poursuivre en raison de plusieurs facteurs :

- **Facteur économique** : la récupération du gaz et sa réintroduction dans le système de distribution permettent aux entreprises de le vendre plutôt que de le brûler ou « l'éventer ». Des économies substantielles peuvent ainsi en résulter;
- **Facteur technologique** : à mesure que se développe l'industrie, de nouvelles technologies ou nouveaux procédés permettent d'en augmenter l'efficacité à toutes les étapes de production. Deux de ces nouvelles pratiques, de plus en plus utilisées, pourraient grandement contribuer à réduire les fuites au puits, soit la « complétion verte » (*green completion*) et le « piston élévateur » (*plunger lift*) [voir l'encadré 33];
- **Facteur réglementaire** : face au développement soudain de l'industrie du gaz de schiste sur leur territoire, les administrations publiques s'efforcent de mettre à jour leurs outils réglementaires. Alors que l'EPA vise indirectement à réduire les fuites de méthane dans son projet de modification du *Clean Air Act*<sup>87</sup> (Fulton, 2011), le gouvernement de la Colombie-Britannique et celui de l'Alberta avec sa directive 060<sup>88</sup> ciblent directement la réduction des fuites de méthane dans leurs règlements. Par exemple, dans le guide sur le brûlage et la ventilation du gaz (BCOGC, 2011), tous les détenteurs de permis de forage en Colombie-Britannique doivent récupérer le gaz présentant une valeur présente nette positive.

### Encadré 33 : Avancées technologiques

Plusieurs nouvelles technologies sont actuellement testées ou utilisées par l'industrie dans le but de récupérer le maximum de gaz et de réduire les émissions aux différentes étapes de production (NRDC, 2012). Parmi celles-ci, les deux suivantes, promues notamment par l'EPA, seraient particulièrement prometteuses et rentables.

#### **La « complétion verte » (*green completion*)**

Cette technique consiste essentiellement à récupérer tous les résidus de forage solides, liquides et gazeux et à les acheminer dans un réservoir hermétique. Les condensats liquides et gazeux sont ensuite séparés et réintroduits dans le réseau de distribution. Certains États tels que le Wyoming et le Colorado exigent la complétion verte pour les nouveaux forages. Plusieurs entreprises utilisent également ce procédé sur une base volontaire, notamment dans le cadre du programme *Natural Gas STAR* de l'EPA (EPA, 2011).

<sup>87</sup> Le projet de mise à jour du *Clean Air Act* est traité plus en détail dans la section « Polluants atmosphériques ».

<sup>88</sup> Voir la Directive 060: *Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting* (2011) sur le site Web de l'Alberta Energy Regulator, qui remplace l'Energy Resources Conservation Board depuis juin 2013.

**Le « piston élévateur » (*plunger lift*)**

Cet équipement est habituellement installé dans de « vieux » puits lorsque le gaz parvient difficilement ou ne parvient plus à la surface à cause de l'accumulation de liquides dans le puits. Le piston élévateur permet de retirer les liquides et d'assurer le flux du gaz sans que l'opérateur ne soit obligé de ventiler le puits, prolongeant ainsi la durée de vie du puits et la quantité de gaz récupéré (NRDC, 2012). Selon l'EPA, cette technologie permettrait de récupérer plus de 100 000 \$ par puits en moyenne et la période de recouvrement serait de moins d'un an<sup>89</sup> (EPA, 2012b).

Une autre caractéristique des externalités associées aux émissions de GES a ceci de particulier : les émissions locales contribuent de façon globale aux changements climatiques. Ces changements ont des effets inégaux sur les différentes régions de la planète. Les coûts pour la société s'évaluent à l'échelle mondiale et non pas à l'échelle nationale, provinciale ou régionale (GIEC, 2007). Sous l'administration du président Obama, les agences gouvernementales réglementaires aux États-Unis sont invitées à prendre en compte le coût social du carbone dans leurs analyses d'impact réglementaire (voir l'encadré 34).

**Encadré 34 : Le « coût social du carbone » aux États-Unis**

Selon l'OCDE, le coût social du carbone correspond à la valeur présente nette des impacts climatiques pour les 100 prochaines années d'une tonne additionnelle de carbone émise dans l'atmosphère aujourd'hui (Watkiss, 2006).

Avant 2008, les agences et ministères fédéraux aux États-Unis ne tenaient pas compte des émissions de GES dans leurs analyses avantages-coûts. En 2009, un comité interministériel composé de six agences fédérales et de plusieurs bureaux de la Maison-Blanche a convenu d'adopter une méthode unique d'estimation des dommages<sup>90</sup> liés à l'augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> : « le coût social du carbone [CSC] ». La méthode retenue par le comité interministériel estime le CSC à partir de trois modèles d'évaluation intégrés (*integrated assessment models*) des dommages qui tiennent compte des impacts sur le climat, de la croissance économique et des relations entre les deux. Le tableau suivant présente les trois modèles :

Acronyme	Modèles d'évaluation	Auteur
DICE	<i>Dynamic Integrated Climate Economy</i>	William Nordhaus
FUND	<i>Climate Framework for Uncertainty, Negotiation, and Distribution</i>	Richard Tol
PAGE	<i>Policy Analysis for the Greenhouse Effect</i>	Chris Hope

<sup>89</sup> La période de recouvrement calculée par l'EPA varie d'un à neuf mois, selon le coût des installations et le prix du gaz naturel.

<sup>90</sup> Ou, inversement, pour estimer les bénéfices associés à une réduction des émissions.

Depuis 2010, les agences gouvernementales aux États-Unis utilisent les estimations suivantes du coût social du carbone dans leurs évaluations économiques réglementaires : 21 \$ par tonne d'émission de CO<sub>2</sub>, avec une analyse de sensibilité à 5 \$, 35 \$ et 65 \$ la tonne et un taux d'actualisation à 2,5 %, 3 % et 5 %. Le taux moyen (21 \$) est majoré à 24 \$ en 2015 et à 26 \$ en 2020<sup>91</sup>. Cette initiative constitue le premier effort systématique du gouvernement à prendre en compte les émissions de CO<sub>2</sub> dans ses évaluations économiques de règlements (Greenstone et coll., 2011).

Toutefois, les taux suggérés initialement ont fait l'objet de critiques principalement parce qu'ils ne tenaient pas compte des impacts mondiaux et intergénérationnels (Johnson et Hope, 2012).

Malgré les critiques, l'organisme *Resources for the Future* convient que ce type d'outil demeure ce qu'il y a de mieux actuellement et que l'outil pourra être amélioré avec le temps. « Malgré l'incertitude inhérente à ces modèles, ce sont les meilleurs outils disponibles actuellement pour estimer le coût social du carbone » (Griffiths et coll., 2011).

### **Enjeux pour le Québec**

Les externalités associées aux éventuelles émissions nettes de GES provenant de l'exploitation du gaz de schiste au Québec présentent certains aspects particuliers.

- Actuellement, le Québec ne produit pas de gaz naturel. Les émissions fugitives de méthane se limitent essentiellement à celles qui émanent de son réseau de distribution de gaz, des lieux d'enfouissement technique et de certains établissements agricoles. Le développement éventuel de l'industrie du gaz de schiste au Québec risque de détériorer son bilan net de GES.
- Contrairement aux États-Unis, où une large proportion de l'électricité était jusqu'à récemment produite par des centrales fonctionnant au charbon, la substitution du gaz naturel au charbon présente moins d'avantages pour le Québec sur le plan des émissions nettes de GES.
- La prise en compte des récentes orientations et des interventions politiques du gouvernement donne un certain éclairage du contexte politique actuel :
  - Le Québec s'est doté d'un nouveau Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques poursuivant un ambitieux objectif de réduction des émissions de GES de 20 % sous le niveau de 1990 à l'horizon 2020 (voir l'encadré 35);
  - Le nouveau gouvernement a annoncé récemment une nouvelle politique énergétique<sup>92</sup> qui remplacerait l'actuelle stratégie énergétique 2006-2015<sup>93</sup> ou y donnerait suite.

<sup>91</sup> Tous les chiffres sont exprimés en dollars des États-Unis de 2007.

<sup>92</sup> Annoncée dans le Discours sur le budget [Marceau 2013-2014](http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2013-2014/fr/documents/Discours.pdf) :

<sup>93</sup> La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 – L'énergie pour construire le Québec de demain : <http://www.mrn.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>.

**Encadré 35 : Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques**

Le gouvernement du Québec s'est donné l'ambitieux objectif de réduire les émissions de GES en sol québécois de l'ordre de 20 % sous le niveau de 1990 d'ici 2020. Pour y parvenir, le gouvernement s'est donné un plan d'action qui énonce 30 priorités d'intervention. Ces actions prioritaires ciblent la réduction des émissions de GES et l'adaptation aux impacts des changements climatiques. « Elles devraient permettre de réaliser au Québec des réductions de l'ordre de 6,1 Mt sur les 11,7 Mt estimées nécessaires, de 2013 à 2020, pour l'atteinte de la cible de réduction des émissions de GES entièrement en sol québécois » (MDDEFP, 2012c).

L'une des principales mesures du Plan d'action a consisté à mettre en place un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. Aussi, le 14 décembre 2011, le gouvernement du Québec a adopté le Règlement concernant le *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (SPEDE), devenant ainsi, avec la Californie, l'un des deux seuls territoires à s'insérer dans le marché nord-américain du carbone.

Pour la première période de conformité qui se termine le 31 décembre 2014, le SPEDE vise environ 80 établissements dont les émissions annuelles de GES égalent ou excèdent le seuil annuel de 25 000 tonnes métriques en équivalent CO<sub>2</sub>. Ces établissements appartiennent principalement aux secteurs industriels et de l'électricité. Ils recevront une allocation de départ d'un certain nombre d'unités d'émission basé sur leurs émissions historiques et leur niveau de production. À partir de 2015, le nombre d'unités allouées diminuera graduellement d'environ 1 à 2 % chaque année. Ce système flexible « permet aux entreprises d'acheter des droits sur le marché jusqu'à ce qu'elles soient prêtes à procéder à la modernisation ou au remplacement de leurs équipements. Les entreprises les plus performantes et qui auront réussi à réduire de façon substantielle leurs émissions de GES pourront vendre leurs surplus de droits d'émission sur le marché du carbone ».

Le SPEDE permettra également au gouvernement de percevoir des revenus importants<sup>94</sup> provenant de la vente des droits d'émission.

Sources : MDDEFP, 2012c; site Internet du MDDEFP, <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm>.

L'**annexe 5** présente les paramètres et les résultats d'un exercice de modélisation des émissions fugitives de méthane au Québec pour les trois scénarios de production décrits dans l'étude produite par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste<sup>95</sup> (CÉES, 2012).

L'industrie du gaz de schiste, en pleine expansion aux États-Unis, est encore jeune et dynamique. Les avancées technologiques dans ce domaine se succèdent rapidement.

<sup>94</sup> Revenus évalués à près de 2,7 milliards de dollars d'ici 2020.

<sup>95</sup> L'étude est disponible sur le site Web de l'ÉES : <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/documentation/>.

Les nouvelles technologies touchant la réduction des émissions fugitives de méthane offrent souvent un avantage de rentabilité.

Les administrations publiques des provinces de l'Ouest et de certains États des États-Unis adaptent leurs outils réglementaires à l'évolution rapide de ces technologies en dosant les contrôles stricts de réduction des émissions fugitives de méthane basés sur les technologies disponibles, tout en demeurant suffisamment flexibles pour s'adapter à leur évolution rapide.

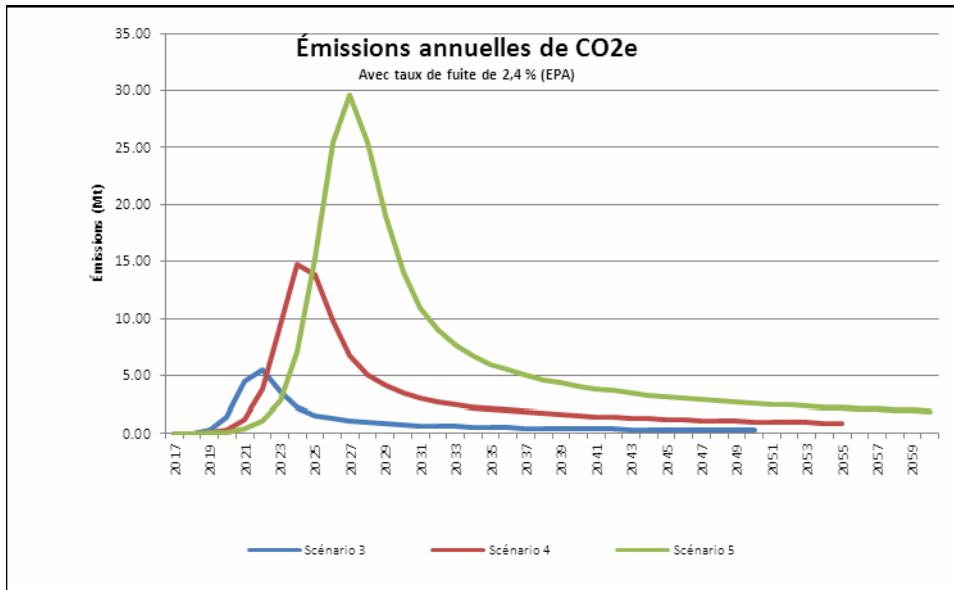
Les émissions de GES ont des impacts planétaires et intergénérationnels. Les outils utilisés pour réduire ces impacts doivent répondre à des impératifs financiers, mais également tenir compte du principe d'équité.

À la lumière des scénarios de développement (voir l'**annexe 5**), on constate que, même à de faibles taux, les émissions fugitives de méthane estimées pourraient générer des quantités substantielles de GES au Québec. Étant donné que ces émissions peuvent difficilement être compensées par la substitution à d'autres sources d'énergie émettant plus de GES, elles risquent de compromettre l'ambitieux objectif du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques de réduire les émissions de GES de 20 % sous le niveau de 1990 à l'horizon 2020.

Ultimement, malgré les débats sur les taux réels d'émission, on peut emprunter la conclusion de Clark et coll. (2012), dans leur étude préparée pour l'*U.S. Department of Energy*, selon laquelle « les bénéfices relatifs du gaz naturel dépendront de la façon dont ils seront ultimement utilisés ». Ici, au Québec, on ne peut pas s'attendre à une substitution notable du gaz naturel, du moins dans le moyen terme, vers d'autres filières présentant proportionnellement plus d'émissions (González et coll., 2013).

L'exercice de modélisation des émissions selon les scénarios de développement du CÉES présenté à l'**annexe 5** permet de faire deux observations notables : sur la base des hypothèses retenues et selon le scénario retenu, les émissions pourraient contribuer grandement à alourdir le bilan de GES du Québec. Toutefois, cette augmentation serait limitée dans le temps à la période de développement de pointe d'une durée de quelques années (voir la figure 9).



Figure 9 : Émissions annuelles de CO<sub>2</sub>

Maintenant, à savoir s'il y a un avantage pour la société québécoise à intégrer les éventuelles émissions issues de l'exploitation du gaz de schiste au marché du carbone<sup>96</sup>, il faut garder en tête le théorème de Coase<sup>97</sup> : les bénéfices attendus de la réglementation doivent demeurer supérieurs aux coûts de transaction.

<sup>96</sup> Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE).

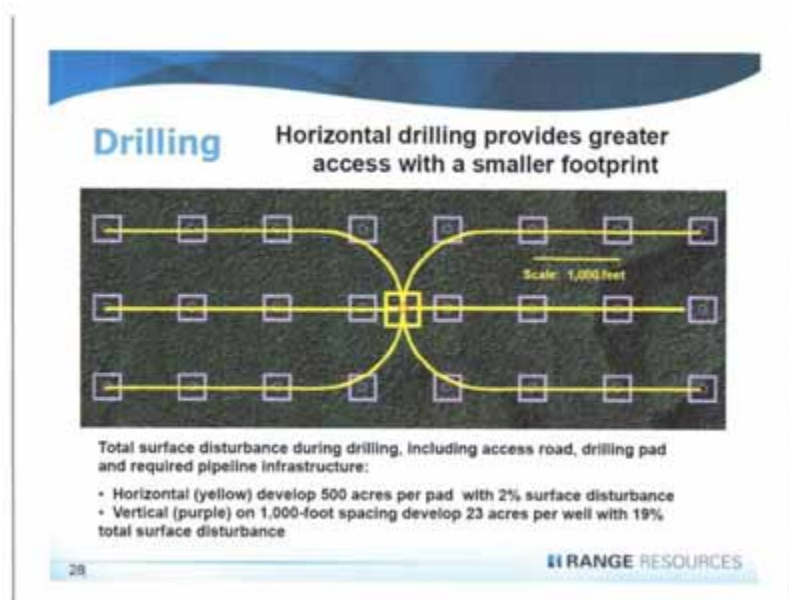
<sup>97</sup> Pour plus de détails, voir la section 1.2.3.

### 3.3. Territoire

#### 3.3.1. Occupation du territoire

Les nouvelles techniques de forage de puits horizontaux directionnels, qui sont devenues la norme dans l'exploitation des shales gaziers, permettent de réduire considérablement l'occupation du sol en surface. La longueur des puits horizontaux<sup>98</sup> et le nombre de puits exploités à partir d'une plateforme unique<sup>99</sup> ne cessent d'augmenter, ce qui permet de drainer d'importants volumes de gaz à partir d'une petite surface.

**Figure 10 : Forage de puits horizontaux directionnels**



Source : [West Virginia Surface Owners' Rights Organization](http://www.wvso.org)

Selon Clark et coll. (2012), le forage des puits nécessite l'aménagement d'un espace en surface de dimensions suffisantes pour accueillir la foreuse, les étangs et les réservoirs de rétention, l'aire de chargement des camions, l'entreposage des tuyaux et des matériaux, les pompes, la torchère et autres équipements, de même que les bâtiments de contrôle et de services. À cet espace s'ajoute la superficie nécessaire pour l'aménagement des voies d'accès. « En plus du sol perturbé pour la construction d'une plateforme, 3 à 4 acres (1,2 à 1,6 ha) supplémentaires par plateforme sont perturbés pour l'aménagement des chemins d'accès et des aires de services. »

La longueur des puits horizontaux, leur nombre et la superficie occupée par une plateforme dépendent de nombreux facteurs géologiques, topographiques et technologiques. Chaque exploitant possède ses propres façons de faire et chaque site présente ses propres caractéristiques.

<sup>98</sup> Ils peuvent atteindre plusieurs kilomètres.

<sup>99</sup> Certaines plateformes comptent 20 puits horizontaux ou plus.

Le tableau 12 présente quelques superficies moyennes relevées dans la littérature.

**Tableau 12 : Superficie des sites en surface et du sous-sol drainé**

Référence	Superficie occupée par une plateforme	Superficie du sous-sol drainé
Howarth (2011)	2 ha	1,5 km <sup>2</sup>
Entrekin (2011) dans Groat et Grimshaw (2012)	1,5 à 3 ha	
Sweet (2010) dans Groat et Grimshaw (2012)	2,6 ha	2,6 km <sup>2</sup>
Brittingham (2012)	2 à 3 ha	
CIRAIG (2013)	1 ha	3,87 km <sup>2</sup>

Groat (2012) rappelle que, le plus souvent, les forages ont lieu dans des milieux ruraux et impliquent la construction de voies d'accès aux sites de forage. L'aménagement des plateformes et des infrastructures routières peut affecter la qualité des cours d'eau et des lacs par l'accumulation de sédiments entraînés par la pluie. Il y a également des risques de déversement de produits chimiques lors des opérations de forage ou pendant le transport. Selon l'auteur, ces impacts écologiques négatifs ne sont que partiellement mitigés par les règlements contrôlant les activités pétrolières et gazières.

**Bruns et coll.** (2012), de l'Institut de recherche environnementale et en énergie de l'Université Wilkes (Pennsylvanie), ont examiné les impacts potentiels de l'exploitation du gaz de schiste sur la chimie de l'eau et les communautés d'invertébrés dans un certain nombre de sites dans les bassins des rivières Delaware et Susquehanna, dans le nord-ouest de la Pennsylvanie. Les sites ont été sélectionnés de façon à couvrir des zones à faible, moyenne et forte activité d'exploitation. Les auteurs ont utilisé un système d'information géographique pour quantifier le nombre de puits, la longueur des gazoducs et les types d'occupation du territoire pour chacun des bassins versants à l'étude. Les résultats ont révélé que pour la majorité des indicateurs de qualité de l'eau et pour les communautés d'invertébrés étudiées, il y avait peu de corrélation avec l'intensité de l'exploitation et la présence de gazoducs. Les résultats ont démontré une plus forte corrélation avec le type d'occupation du territoire, soit le pourcentage de couvert forestier et agricole.

#### **Estimation des superficies à aménager au Québec**

Le projet type et les scénarios de développement<sup>100</sup> retenus dans le cadre de l'ÉES, élaborés en collaboration avec des entreprises actives dans l'exploration du shale d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent, présentent les caractéristiques suivantes :

<sup>100</sup> Le projet type et les scénarios de développement sont disponibles sur le site Web de l'ÉES : <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/documentation/>.

**Durée de vie d'un puits en production : 25 ans**

**Longueur horizontale des puits :**

- Phase exploration : 900 m
- Phase exploitation : 2 000 m

**Distance entre les puits horizontaux : 300 m**

**Nombre de puits par plateforme :**

- Phase exploration : 2
- Phase exploitation : 6

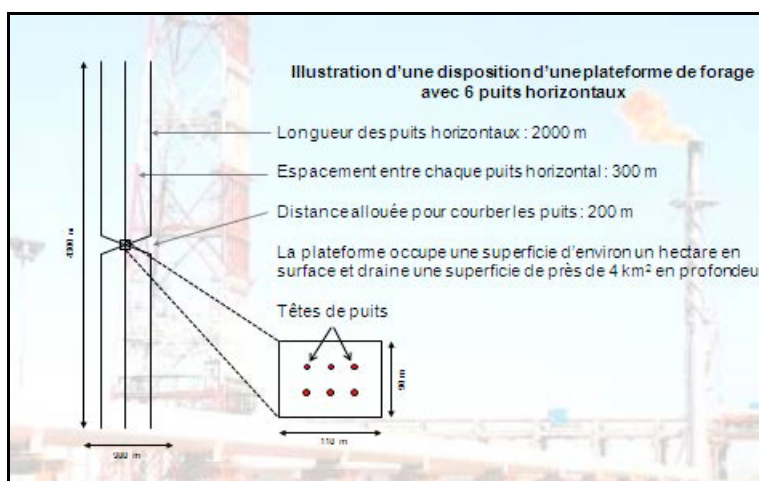
**Superficie des plateformes :**

- Lors du forage et de la complétion : 90 x 110 m (environ un hectare)
- Après réhabilitation : 25 x 25 m

**Distance minimale entre les plateformes :**

- Axe N-O / S-E : 4,3 km
- Axe S-O / N-E : 0,9 km

**Superficie du sous-sol drainée à partir d'une plateforme de 6 puits : 3,87 km<sup>2</sup>**



Source : CÉES, 2012

Les trois scénarios de développement présentent les caractéristiques suivantes :

	<b>Scénario 1</b>	<b>Scénario 2</b>	<b>Scénario 3</b>
Nombre de puits	1 000	3 600	9 000
Nombre de plateformes	167	600	1 500

Le territoire des basses-terres du Saint-Laurent est essentiellement composé de superficies boisées, de terres consacrées à l'agriculture et d'espaces urbanisés<sup>101</sup>. Sur le site Internet de la MRC de Lotbinière, située au cœur du shale d'Utica, on trouve les informations suivantes sur l'occupation des terres sur son territoire :

<sup>101</sup> Les espaces urbanisés incluent les terrains bâtis, les parcs industriels ainsi que les carrières et sablières en dehors des zones urbaines.

Territoire	Pourcentage
Forêt	61 %
Agriculture	34 %
Urbain et infrastructure	4 %
Eau	1 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>

Source : Adapté de [MRC de Lotbinière](#)

Selon différentes sources, les opérations de forage et de complétion peuvent durer entre 25 et 50 jours, en fonction de différents facteurs techniques et géologiques. S'ajoutent quelques jours pour la préparation du terrain et pour sa réhabilitation. Dans ces conditions, la période d'implantation pour une plateforme desservant six puits, telle que décrite dans le projet type, peut durer environ une année. Après cette période, l'espace occupé par la plateforme sera réhabilité et ramené à des dimensions plus modestes (25 x 25 m). En vertu de la période de validité de l'autorisation de la CPTAQ, les plateformes aménagées pour la phase d'implantation devront être réhabilitées au maximum trois ans après le début des travaux.

Le nombre de plateformes qui devront être aménagées au cours des deux années consécutives les plus intenses en vertu de la vitesse de déploiement prévu pour les scénarios de développement sera utilisé pour estimer la superficie totale du territoire perturbé.

Selon un relevé effectué par le *Penn State College Of Agricultural Sciences* à l'été 2011, la moitié des quelque 1 000 plateformes aménagées pour le forage de plus de 3 000 puits dans le shale de Marcellus ont été installées en milieu boisé (Brittingham, 2012).

Dans les basses-terres du Saint-Laurent, on peut penser qu'une plus grande proportion des forages aura lieu sur des sites agricoles puisque les sites forestiers sont vraisemblablement plus difficiles à aménager et à réhabiliter.

Comme il est illustré dans le tableau 13, l'examen des 29 sites de forage d'exploration réalisés dans les basses-terres de 2006 à 2010 semble corroborer cette hypothèse. Cette répartition en pourcentage sera utilisée comme hypothèse de calcul des superficies totales perturbées (voir le tableau 14).

**Tableau 13 : Nombre de plateformes selon les endroits d'implantation**

Territoire	Nombre de puits	Pourcentage
Forêt	10	35 %
Agriculture	16	55 %
Urbain et infrastructure	3	10 %
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>100 %</b>

**Tableau 14 : Nombre de plateformes et superficies perturbées**

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
<b>Phase d'implantation<sup>102</sup></b>			
Forêt (35 %)	41	109	245
Agriculture (55 %)	64	172	385
Urbain et infrastructure (10 %)	12	31	70
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>313</b>	<b>700</b>
<b>Phase de réhabilitation</b>			
Forêt	58	210	525
Agriculture	92	330	825
Urbain et infrastructure	17	60	150
<b>Total</b>	<b>167</b>	<b>600</b>	<b>1 500</b>

**Superficies perturbées (ha)**

<b>Phase d'implantation</b>			
Forêt	41	109	245
Agriculture	64	172	385
Urbain et infrastructure	12	31	70
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>313</b>	<b>700</b>
<b>Phase de réhabilitation</b>			
Forêt	4	13	33
Agriculture	6	21	52
Urbain et infrastructure	1	4	9
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>38</b>	<b>94</b>

À la lumière de ce tableau, on constate que les superficies totales perturbées à long terme (après réhabilitation) varient entre 10 et 94 hectares au total, selon le scénario retenu. Pour ce qui est des superficies perturbées pendant la phase d'implantation, elles sont un peu plus importantes, variant entre 116 et 700 hectares, mais demeurent temporaires.

À cette superficie, il faut ajouter environ 1,5 ha par plateforme pour tenir compte des chemins d'accès (Clark et coll., 2012).

Pour les propriétaires des terres, les coûts éventuels que pourraient représenter la perte de territoire agricole ou forestier exploitable seront éventuellement compensés par les

<sup>102</sup> Le nombre de plateformes correspond au maximum d'implantations prévues sur deux années consécutives.

ententes de gré à gré conclues avec les entreprises détenant des droits gaziers ou leur représentant.

### **Mesures d'atténuation**

Brittingham (2012) propose une série de mesures de mitigation pour réduire la fragmentation associée à l'exploitation du gaz de schiste, notamment :

- Situer les plateformes en terrain agricole plutôt que forestier;
- Maximiser le nombre de puits desservis par plateforme;
- Situer les plateformes à proximité des chemins existants;
- Encourager le partage des infrastructures entre les différentes compagnies exploitant dans le même secteur afin de réduire la perturbation des habitats.

### **3.3.2. Écosystèmes naturels (fragmentation et biodiversité)**

Dans la littérature, les impacts négatifs potentiels de l'exploitation du gaz de schiste sur les écosystèmes naturels les plus documentés sont les risques de fragmentation des habitats et de perte de biodiversité. Ces impacts négatifs potentiels sont davantage associés aux écosystèmes en milieu forestier.

La fragmentation des habitats est habituellement définie comme un processus à l'échelle du paysage qui implique une perte ou un fractionnement d'habitat. Alors que dans le premier cas (perte), il en résulte habituellement une perte de biodiversité, ce n'est pas nécessairement vrai dans le second cas (fractionnement). Fahrig (2003) suggère d'étudier séparément les deux.

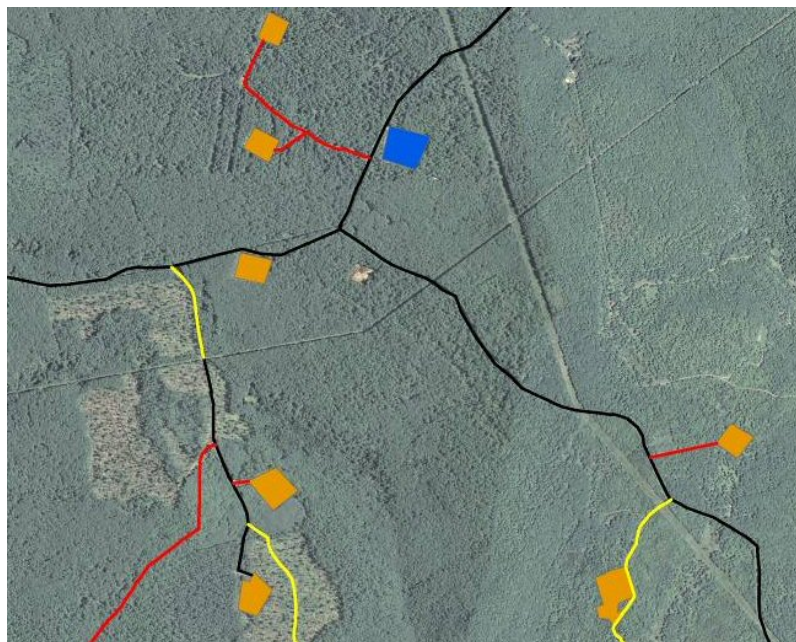
Certaines espèces profiteront de « l'effet de lisière » créé par la fragmentation, alors que d'autres espèces, qui recherchent des habitats en « forêt profonde »<sup>103</sup> (*core forest*), en souffriront (Brittingham, 2012; Fahrig, 2003). De l'avis de ces auteurs, il n'est pas facile de mesurer les impacts de la fragmentation. Les impacts varieront en fonction de la grandeur de la superficie perturbée, de la durée de la perturbation, du type d'ouverture et des espèces présentes (Brittingham, 2012). Des études plus poussées sur les différents habitats des espèces présentes sur un territoire s'avèrent nécessaires pour déterminer si les impacts nets de la fragmentation seront positifs ou négatifs.

Certains auteurs ont également relevé le risque d'introduction de plantes invasives qui s'acclimatent plus facilement dans les habitats fragmentés (Brittingham, 2012; Fahrig, 2003; NYSDEC, 2011).

Dans le cas de l'exploitation du gaz de schiste, les risques de fragmentation et de perte d'habitats surviennent principalement lors de l'aménagement des plateformes, des chemins d'accès et des gazoducs (Brittingham, 2012; Cooley et Donnelly, 2012; NYSDEC, 2011).

---

<sup>103</sup> Définition opérationnelle de la « forêt profonde » : habitat forestier situé à une distance minimale de 100 m de toute ouverture ou lisière non boisée.

**Figure 11 : Paysage forestier fragmenté par l'exploitation gazière**

Source : Brittingham (2012)

Brittingham (2012) a réalisé une étude détaillée de la fragmentation du territoire forestier causée par l'exploitation gazière du shale de Marcellus, en Pennsylvanie. Cette étude s'avérait pertinente en raison de la situation géographique particulière du shale de Marcellus qui se trouve en bonne partie dans la région des grandes forêts du plateau Allegheny. L'augmentation de la fragmentation du territoire favorise un certain nombre d'espèces au détriment d'autres espèces. Les espèces prédatrices profiteraient davantage de la fragmentation du territoire, alors que les espèces dont l'habitat est la forêt dense et profonde seraient négativement affectées. Et c'est habituellement dans ce milieu qu'on retrouve les espèces les plus rares ou menacées.

L'ouverture de chemins favorise également l'accès du territoire aux chasseurs et aux pêcheurs, qui risquent de perturber encore plus ces habitats fragiles.

« Nous risquons de perdre la composition unique des espèces qui caractérisent la forêt de la Pennsylvanie telle quelle est aujourd'hui et nous risquons de perdre plusieurs des espèces dont le statut de conservation est jugé préoccupant pour la Pennsylvanie. »

Selon le CRGRNT (2013a), « l'établissement des plateformes de forage et des infrastructures connexes (chemin, gazoduc, etc.) dans la forêt, qu'elle soit privée ou publique, pose également des défis importants étant donné que cette ressource a fortement diminué au cours des dernières années sur certains pans de territoire dans les trois régions<sup>104</sup> à l'étude. Les travaux qui entraînent une fragmentation de la forêt sont à éviter, car ils perturbent l'équilibre de l'écosystème forestier ».

<sup>104</sup> Les trois régions administratives couvrant la majorité du territoire de l'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent.



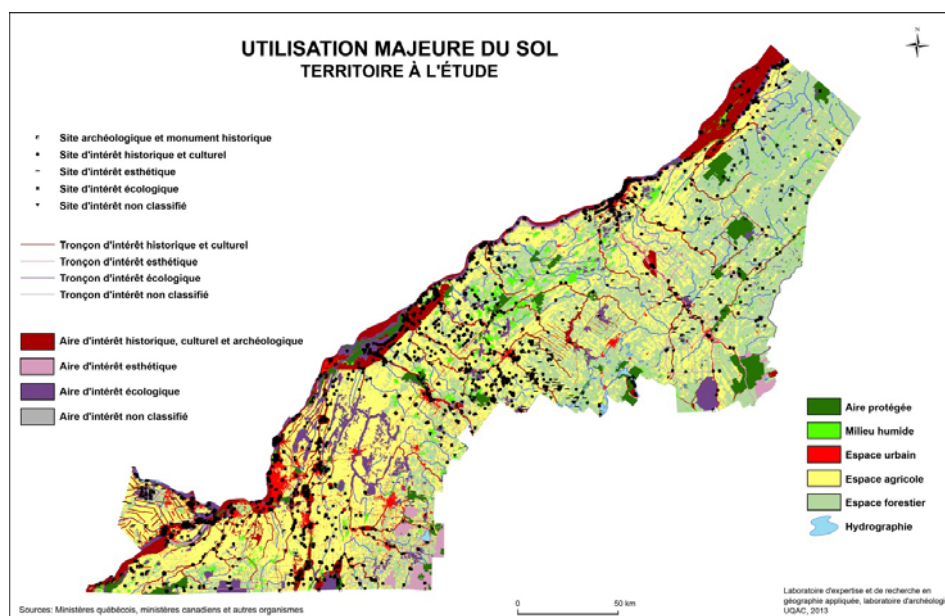
## Enjeux pour le Québec

L'exploitation éventuelle du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait entraîner des externalités touchant les milieux naturels, particulièrement en milieu forestier.

Pour ce qui est de la fragmentation des espaces boisés, Gagnon et coll. (2013) rapportent que l'espace forestier du territoire à l'étude est déjà « majoritairement fragmenté ».

Les externalités pourraient être positives dans le cas de certains habitats et négatives pour d'autres. Les externalités négatives seraient plus susceptibles de se produire lorsque des activités liées au forage et à l'aménagement de routes de services ont lieu à proximité de la « forêt profonde » ou à l'intérieur de celle-ci. La mesure de telles externalités nécessite une bonne connaissance du territoire. À cet effet, les auteurs ont tracé l'inventaire et la cartographie<sup>105</sup> :

- 1- Du réseau d'aires protégées;
- 2- Des territoires régionaux d'intérêt historique, culturel, esthétique et écologique;
- 3- Des parcs et espaces verts municipaux;
- 4- Des plans de conservation;
- 5- De la désignation des terres agricoles dynamiques et du potentiel des sols arables pour l'ensemble du territoire à l'étude.



Source : Gagnon et coll., 2013

<sup>105</sup> Voir l'étude S2-4 sur la page Internet de l'ÉES.

### Mesures d'atténuation

Brittingham (2012) propose une série de mesures de mitigation pour réduire la fragmentation associée à l'exploitation du gaz de schiste, notamment :

- Éviter de situer les plateformes dans les habitats situés en forêt profonde;
- Maximiser le nombre de puits desservis par plateforme;
- Situer les gazoducs à proximité des chemins;
- Encourager le partage des infrastructures entre les différentes compagnies exploitant dans le même secteur afin de réduire la perturbation des habitats;
- Réduire au minimum la largeur des chemins d'accès;
- Éviter de situer les plateformes dans des milieux humides et dans des habitats rares ou fragiles;
- Éviter de déboiser pendant la saison de reproduction (du 15 mai au 15 juillet);
- Restaurer les lieux le plus rapidement possible avec, de préférence, des végétaux indigènes pour réduire l'établissement d'espèces envahissantes;
- Faire l'inventaire des habitats rares ou fragiles et recourir à un biologiste qualifié qui connaît bien la région.

Dans son rapport préliminaire de l'évaluation environnementale générique de l'industrie du gaz et du pétrole du *New York State Department of Environmental Conservation* (NYSDEC, 2011), on ne retrouve qu'une seule recommandation portant sur l'atténuation des impacts sur la faune et la perte d'habitats en milieu forestier.

« Dans le but de poursuivre l'atténuation des impacts négatifs significatifs sur les habitats naturels causés par la fragmentation de la forêt et des pâturages en milieu privés, le ministère propose d'exiger que les surfaces forestières perturbées contiguës de 150 acres [60 hectares] ou plus [...] fassent l'objet d'une évaluation écologique de la part du promoteur et que des propositions de meilleures pratiques de gestion y soient énoncées » (NYSDEC, 2011).

### 3.3.3. Sismicité

Selon le Centre de ressources textuelles et lexicales de France, la sismicité<sup>106</sup> se définit comme le degré de fréquence et d'intensité des séismes sur un territoire. L'expression « sismicité induite » fait référence aux activités sismiques d'origine anthropogénique telles que celles provoquées par l'injection de liquides sous pression dans le sol.

Pour mesurer la magnitude des séismes, on utilise le plus souvent l'*échelle de Richter*. Il s'agit d'une mesure graduée qui permet d'évaluer l'énergie libérée par un séisme. L'échelle, logarithmique, est habituellement graduée en neuf degrés (voir le tableau 15).

<sup>106</sup> Ou « séismicité », selon certains auteurs.

**Tableau 15 : Description des neuf degrés d'impacts de l'échelle de Richter**

Magnitude	Impacts typiques
Moins de 2	Micro tremblement de terre, non ressenti.
De 2 à 2,9	Généralement non ressenti, mais détecté par les sismographes.
De 3 à 3,9	Souvent ressenti, mais causant très peu de dommages.
De 4 à 4,9	Objets secoués à l'intérieur des maisons, bruits de chocs, dommages importants.
De 5 à 5,9	Dommages majeurs à des édifices mal conçus dans des zones meubles. Légers dommages aux édifices bien construits.
De 6 à 6,9	Destructeur dans des zones jusqu'à 180 kilomètres de l'épicentre.
De 7 à 7,9	Dommages sévères dans des zones plus vastes.
De 8 à 8,9	Dommages sérieux dans des zones à des centaines de kilomètres de l'épicentre.
9 et +	Dommages très sérieux dans des zones à des centaines de kilomètres de l'épicentre.

Source : [meteo-world.com](http://meteo-world.com)

Depuis quelques années, plusieurs événements sismiques, la plupart de faible magnitude, ont été associés à la fracturation hydraulique et à l'injection de liquides dans le cadre d'activités d'exploitation du gaz de schiste. Ces événements, jugés « anormaux », ont soulevé l'inquiétude dans les populations à proximité des lieux de forage (Davies et coll. 2012; Holland, 2011 ; Shapiro et coll., 2007).

GRIDD (2013), qui réfère à des événements survenus dans différentes régions où on procède à des forages d'exploration ou d'exploitation du gaz de schiste, notamment en Colombie-Britannique, au Royaume-Uni et en Pologne, souligne la préoccupation de la population québécoise concernant les risques sismiques associés à ces activités. L'auteur mentionne que « ces externalités négatives dans différentes régions ont laissé des marques négatives dans la perception des populations dans les différentes régions étudiées. Ces perceptions sont d'autant plus vives qu'elles touchent les éléments essentiels de la qualité de vie des individus (innocuité et qualité de l'eau et sécurité). Au Québec, la diffusion de la connaissance de ces accidents survenus à l'étranger a contribué à alimenter la méfiance de la population québécoise, et ce, d'autant plus que le développement du gaz de schiste au Québec est prévu dans des régions habitées » (GRIDD, 2013).

Le risque d'augmentation de la sismicité induite par la fracturation hydraulique et par l'injection de fluides dans les formations géologiques profondes est-il réel?

Comme le démontre le tableau 16, les impacts potentiels seront différents selon la technologie utilisée. Ainsi, dans son rapport sur la sismicité induite par des activités de production d'énergie, le *National Research Council* des États-Unis (2012) attribue un seul événement sismique à la fracturation hydraulique. Par comparaison, les injections de liquides pour la récupération du gaz ou du pétrole et pour la disposition des eaux usées seraient responsables de 36 événements sismiques d'une magnitude potentielle maximale supérieure à celle observée pour la fracturation hydraulique.

**Tableau 16 : Événements sismiques historiques causés ou présumés<sup>107</sup> causés par l'usage de différentes technologies liées à la production d'énergie aux États-Unis**

Technologie	Nombre de projets <sup>108</sup>	Nombre d'événements	Magnitude maximum
Récupération secondaire de gaz et de pétrole	108 000	18	4,9
Récupération tertiaire de gaz et de pétrole	13 000	Inconnu	Inconnue
Fracturation hydraulique pour le gaz et le pétrole	35 000	1	2,8
Disposition des eaux usées dans des puits	30 000	8	4,8

Source : Adapté de NRC, 2012

### **Fracturation hydraulique**

Au Royaume-Uni, deux événements sismiques de magnitude de 1,5 et 2,3  $M_l$ <sup>109</sup>, survenus lors d'activités de fracturation hydraulique de puits gaziers, ont exacerbé les inquiétudes de la population et ont entraîné un moratoire temporaire non officiel.

Dans la foulée de ces événements, la Royal Society et la Royal Academy of Engineering ont procédé, en 2012, à une étude conjointe sur les risques associés à la fracturation hydraulique au Royaume-Uni. Concernant les risques associés à la sismicité, les auteurs rapportent qu'un consensus se dégage de la communauté scientifique selon lequel la sismicité induite par la fracturation hydraulique « ne dépassera pas 3  $M_l$  – elle sera ressentie par peu de gens et aura peu d'impacts, voire aucun impact à la surface » (Royal Society, 2012).

À la suite de la détection d'activités sismiques anormales entre avril 2009 et décembre 2011 dans le bassin de la rivière Horn, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, la Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique (*British Columbia Oil & Gas Commission*) a entrepris une enquête pour en connaître la cause. Les critères (ou questions) de Davis et Frolich ont été utilisés pour vérifier l'origine des activités sismiques (pour en savoir plus sur ces critères, voir l'encadré 36). L'enquête a conclu que les événements sismiques observés durant cette période dans cette région isolée ont effectivement été causés par l'injection de fluides lors de la fracturation hydraulique près de failles préexistantes.

Récemment, la Commission a entrepris une seconde étude plus exhaustive en collaboration avec l'Université de Colombie-Britannique afin d'examiner en détail les facteurs tels que la durée, la magnitude, les impacts et les méthodes de contrôle des événements sismiques (BCOGC, 2012).

<sup>107</sup> Dans plusieurs cas, la cause de l'événement sismique ne peut être liée à l'activité humaine avec certitude.

<sup>108</sup> Le nombre de projets correspond au nombre de puits actuellement actifs, alors que le nombre d'événements couvre une période de plusieurs années.

<sup>109</sup>  $M_l$  pour « magnitude locale », selon l'échelle de Richter.

**Encadré 36 : La fracturation hydraulique est-elle à l'origine de secousses sismiques observées dans la formation Eola dans l'Oklahoma?**

Davis et Frolich<sup>110</sup> (1993, dans Holland, 2011) ont formulé sept critères (questions) pour aider à déterminer si des secousses sismiques peuvent être causées par l'injection sous pression de fluides dans des formations géologiques. Holland (2011) a appliqué ces questions aux activités de fracturation hydraulique pratiquée dans la formation Eola dans l'Oklahoma.

*Question 1 : Est-ce que des secousses comparables se sont produites dans la région dans le passé?*

*Réponse : Oui. Plusieurs séismes ont été détectés dans la région avant la période des premières fracturations hydrauliques.*

*Question 2 : Y a-t-il une corrélation évidente entre l'injection et la sismicité observée dans le comté récemment?*

*Réponse : Oui.*

*Question 3 : Est-ce que les épencentres étaient situés à moins de 5 km des forages?*

*Réponse : Oui, pour la grande majorité des séismes.*

*Question 4 : Est-ce que les séismes se produisent à des profondeurs comparables à celle des injections sous pression?*

*Réponse : Oui, pour la grande majorité des séismes.*

*Question 5 : Y a-t-il présence de structures géologiques pouvant favoriser la migration des liquides injectés vers les sites propices aux séismes?*

*Réponse : Oui, il existe un tel réseau de failles verticales dans la formation Eola.*

*Question 6 : Est-ce que les différences de pression des liquides injectés au fond des puits sont suffisantes pour provoquer des séismes?*

*Réponse : Oui.*

*Question 7 : Est-ce que les différences de pression des liquides injectés au centre des puits (« hypocentral locations ») sont suffisantes pour provoquer des séismes?*

*Réponse : L'information n'est pas disponible.*

Avec cinq réponses positives et deux réponses incertaines, est-ce suffisant pour déterminer si l'injection sous pression de fluides dans le sol peut causer des secousses sismiques? Inspiré des conclusions de Davis et Frolich, Holland a posé le verdict suivant : actuellement, il n'est pas possible de prédire les effets de l'injection de liquides sous pression sur la sismicité d'un territoire avec une certitude absolue.

<sup>110</sup> Les critères (questions) de Davis et Frolich (1993, dans Holland, 2011) sont encore régulièrement utilisés pour déterminer l'origine des secousses sismiques, notamment par la Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique (BCOGC, 2012).

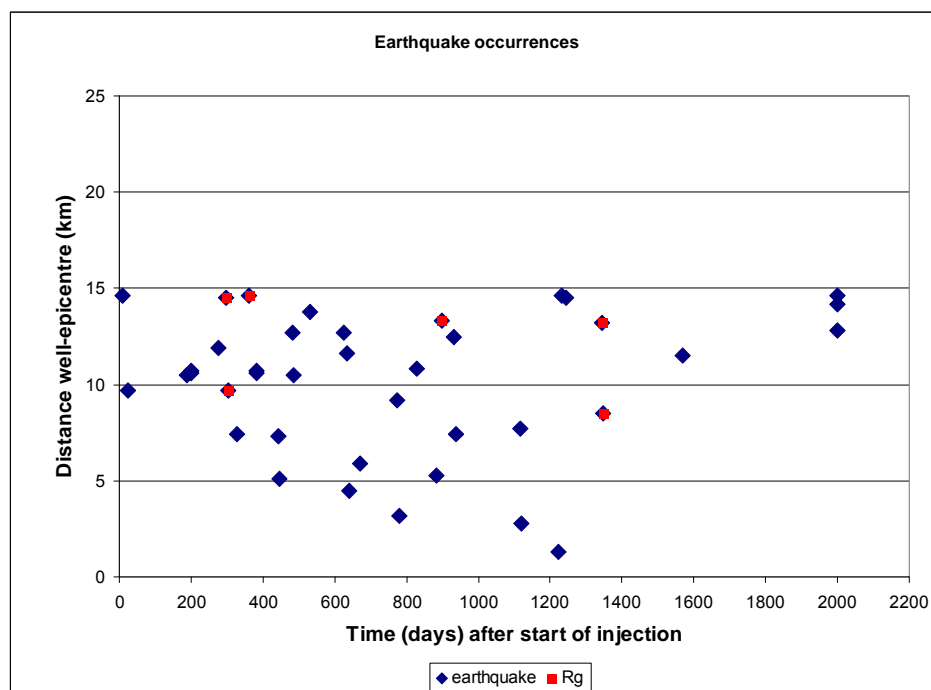
L'incertitude proviendrait essentiellement de la méconnaissance et de la complexité des mécanismes physiques de l'activité sismique, de la position des failles et de leur réaction aux stress et de la composition des liquides de fracturation (Holland, 2011).

Au Québec, selon Ressources naturelles Canada (dans MDDEP, 2010), l'énergie introduite dans le massif rocheux lors de la fracturation hydraulique est trop petite pour engendrer des effets sismiques importants.

« La probabilité de tremblement de terre dans les basses-terres causé par l'injection de liquide sous pression serait faible et la magnitude serait également faible. Les opérations de forage ne représenteraient pas de risque de tremblement de terre ».

Dans une présentation faite au CÉES et au Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCÉS) au printemps dernier (Kirkwood et coll., 2013), la directrice générale de la Commission géologique du Canada (CGC) a également démontré l'absence de lien entre les activités de fracturation hydraulique et l'activité sismique historique dans le sud du Québec. Après avoir examiné les enregistrements sismiques dans les basses-terres du Saint-Laurent, la CGC conclut que « les données de 2006-2010 ne suggèrent aucun lien, les intervalles de temps entre injection et secousses sont trop longs tout comme la distance entre épicerne et forage fracturé. La majorité des tremblements de terre sont trop profonds. Seuls les losanges rouges sont de faibles profondeurs (moins de 5 km). Cependant, le réseau de sismographes aurait besoin d'être densifié pour augmenter la précision de localisation des épicerne (actuellement 7 km) » (Kirkwood et coll., 2013). Ces informations sont illustrées dans la figure 12.

**Figure 12 : Analyse des cas historiques de tremblements de terre par rapport à la fracturation hydraulique – sud du Québec**



Source : Lamontagne et coll., 2012

Même son de cloche du côté de Lamontagne et coll. (2012), qui ont analysé en détail un événement sismique de magnitude 3,5 survenu dans la région de Laurier-Station (dans les basses-terres du Saint-Laurent) en juillet 2010, période au cours de laquelle des activités de forage et de fracturation ont eu lieu. Les auteurs en sont venus à la conclusion suivante : « Notre étude démontre que le tremblement de terre n'est pas relié au réservoir de gaz naturel près de la surface ou à la fracturation hydraulique du gaz de schiste pratiquée dans la région » (Lamontagne et coll., 2012).

Les experts reconnaissent qu'il est souvent difficile d'établir des liens directs entre les événements sismiques et les activités de fracturation, et qu'il est encore plus difficile de prévoir ces événements. « Le nombre de tremblements de terre selon l'historique régional et les incertitudes quant à la localisation des hypocentres font en sorte qu'il est impossible de déterminer à un degré de confiance suffisant si ces tremblements de terre sont induits par la fracturation hydraulique » (Holland, 2011).

### ***Injection de fluides***

Shapiro et coll. (2007) ont démontré que l'injection de fluides dans les formations géologiques profondes peut causer des microsecousses et que le risque augmente avec les quantités de liquides injectées, les pressions exercées et l'activité tectonique du site. Cette pratique n'est pas encore utilisée au Québec. Toutefois, une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec pourrait rendre cette option plus intéressante pour les entreprises exploitantes. L'encadré 37 présente plus en détail cet enjeu pour le Québec.

### **Encadré 37 : L'élimination des eaux usées dans des formations géologiques profondes au Québec**

En décembre 2012, le Service de l'aménagement et des eaux souterraines de la Direction des politiques de l'eau du MDDEFP, dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique, s'est penché sur cet enjeu (étude E4-3). Les paragraphes suivants présentent ses principales conclusions et recommandations.

L'élimination des eaux usées associées à la production d'hydrocarbures par injection dans des formations géologiques profondes est une pratique courante dans plusieurs États américains, ainsi qu'en Alberta et en Colombie-Britannique. Elle est l'objet d'un encadrement strict par des règlements et des directives. Au Québec, jusqu'à présent, il n'y a pas de règlement ou de directive qui encadre cette pratique. De plus, son acceptabilité sociale n'a pas encore été évaluée. Il ne serait pas surprenant que l'industrie demande l'autorisation d'appliquer cette méthode d'élimination ici au Québec.

En conséquence, comme il s'agit d'une pratique très courante aux États-Unis et dans quelques provinces canadiennes, on peut envisager l'acceptation de cette pratique ici au Québec. Toutefois, son autorisation devra être bien encadrée par une directive qui pourrait s'inspirer des directives et des règlements appliqués dans les autres provinces du Canada et aux États-Unis. De plus, l'acceptabilité sociale de cette pratique devra être prise en considération.

Enfin, le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (chapitre M-13.1, r. 1) du MRN comportant certaines dispositions relatives à l'injection de fluides dans des puits, il y aurait lieu d'obtenir un avis juridique pour déterminer si ces dispositions peuvent interférer avec l'assujettissement à un certificat d'autorisation des activités d'injection des eaux usées associées à la production d'hydrocarbures » (MDDEFP, 2012b).

#### **Mesures d'atténuation**

L'observation et l'analyse des événements passés et récents ont contribué grandement à l'avancement de la connaissance du phénomène et de ses causes. Selon Shapiro et coll. (2007), on sait maintenant que la distribution et la magnitude des microséismes dépendent notamment de la pression exercée lors de l'injection, de la surface du réservoir, de la diffusion hydraulique (hydraulic diffusivity) ainsi que du système de fractures localement en place. Les auteurs sont persuadés que leurs travaux permettront de déterminer quels facteurs sont les plus susceptibles de provoquer des événements sismiques induits et que « notre modélisation pourra être utilisée pour optimiser l'aménagement des sites d'injection et ainsi réduire les risques d'événements sismiques ».

La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique (BCOGC, 2012) et la Royal Society (2012) du Royaume-Uni, qui ont tous les deux établi un lien quasi certain entre les activités de fracturation hydraulique et des événements sismiques, ont cerné un certain nombre de mesures visant à réduire les impacts possibles de cette activité sismique induite.



Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique :

- Production de rapports d'événements sismiques;
- Établissement d'une procédure de consultation et d'émission d'avis;
- Étude des relations entre les paramètres de la fracturation hydraulique et l'activité sismique;
- Amélioration de la précision des sismographes.

Royal Society du Royaume-Uni :

- Procéder à un inventaire national des failles et des zones de stress dans les shales;
- Établir un programme de surveillance de la sismicité avant, pendant et après des activités de fracturation;
- Instaurer un système de contrôle (traffic light monitoring systems) permettant un arrêt rapide des opérations en cas de détection de sismicité induite à partir d'une magnitude minimale;
- Mettre en place par les autorités responsables une réglementation portant sur la sismicité induite;
- Établir une base de données nationale des caractéristiques des lieux de forage en lien avec les failles et les stress.

Les auteurs du rapport du National Research Council (Conseil national de recherche) des États-Unis sur le potentiel de sismicité induite par les technologies utilisées pour la production d'énergie (NRC, 2012) soutiennent que la capacité de prédiction de la sismicité liée à un projet spécifique de développement énergétique repose à la fois sur le recours à la modélisation théorique, la disponibilité de données « terrain » et l'emploi de méthodes statistiques. Toutefois, les auteurs constatent que les techniques de modélisation par ordinateur actuelles ne peuvent pas complètement cerner la complexité des formations rocheuses en raison principalement du manque de connaissance sur la position et les caractéristiques des failles et sur la forme et les dimensions des réservoirs d'où sont extraits ou injectés les fluides. Leurs recommandations portent essentiellement sur l'augmentation des efforts de recherche, notamment dans les secteurs suivants :

- La collecte de données microsismiques de qualité sur les caractéristiques des failles et des fractures dans les formations rocheuses ainsi que sur les variations de pression et de température;
- L'instrumentation des procédés d'extraction;
- L'évaluation des risques;
- La modélisation et la simulation dans le but d'améliorer la prédiction du nombre d'événements et de leur ampleur;
- L'acquisition d'une meilleure connaissance des caractéristiques des réservoirs;
- La modélisation d'événements sismiques induits par des activités de capture et d'entreposage à grande échelle de CO<sub>2</sub>.

De l'avis des spécialistes, bien que les risques soient réels, il demeure difficile d'en déterminer l'origine et les impacts potentiels (BCOGC, 2012; Holland, 2011; NRC, 2012).

Les principales observations qui émergent du rapport du Conseil national de recherche (NRC, 2012) résument bien les enjeux liés à la sismicité qui pourraient faire l'objet de débats au Québec :

- Le procédé de fracturation hydraulique tel qu'il est utilisé pour l'extraction du gaz de schiste ne pose pas beaucoup de risque d'induire des événements sismiques;
- L'injection de grandes quantités d'eau dans des réservoirs souterrains pose un réel risque d'induire des événements sismiques, mais très peu de cas ont été suffisamment documentés au cours des dernières décennies malgré le grand nombre d'occurrences;
- La capture et l'entreposage du carbone, en raison des volumes importants de fluides injectés que cela implique, représentent un risque substantiel d'induire des événements sismiques d'envergure.

### 3.3.4. Radioactivité

Les eaux de reflux (flowback water) qui remontent à la surface à la suite des activités de fracturation hydraulique ne contiennent pas seulement les substances ajoutées à l'eau lors de l'injection initiale sous pression. Elles peuvent également contenir des substances présentes naturellement dans le shale telles que des hydrocarbures, des sels, des minéraux et du matériel radioactif présent naturellement (NORM)<sup>111</sup>. Les NORM peuvent se retrouver à des taux variables dans différentes formations géologiques ainsi que dans les matériaux (roches, eaux, boues, saumures) et équipements (tuyaux) extraits lors de forages gaziers ou pétroliers (Clark et coll., 2012).

La détection de boues de rejets présentant des taux de radioactivité « préoccupants » dans des puits dans la mer du Nord et au Texas dans les années 1980 a suscité de l'inquiétude chez les autorités publiques aux États-Unis et en Europe relativement à la santé des travailleurs et du public en général. Les États de New York (en 1990) et de Pennsylvanie (en 1994) ont alors procédé à une enquête sommaire pour mesurer les taux de radioactivité sur un nombre limité de sites gaziers et pétroliers. Dans les deux cas, aucune contamination radioactive<sup>112</sup> n'a été détectée. En 1999, le New York State Department of Environmental Conservation (ministère de la Protection de l'environnement)<sup>113</sup> a mené une étude plus poussée sur la présence et la concentration de NORM sur son territoire. Une centaine d'échantillons ont été prélevés sur 74 sites de forage gaziers ou pétroliers, répartis dans une douzaine de comtés susceptibles de contenir des NORM. Chaque échantillon a été analysé en fonction de la présence de 10 isotopes et comparé à la concentration naturelle moyenne de radium.

L'étude conclut que, bien que certains matériaux extraits de forages gaziers ou pétroliers présentent de faibles concentrations de radioactivité, celles-ci ne représentent pas une menace pour la santé publique et l'environnement. Les effets cumulatifs possibles liés à l'entreposage, l'usage, ou le recyclage de ces matériaux seraient également sans danger (NYSDEC, 1999).

<sup>111</sup> NORM : *Naturally-Occurring Radioactive Materials*.

<sup>112</sup> Définie comme deux fois le niveau de radioactivité normal du sol.

<sup>113</sup> En collaboration avec le Bureau of Pesticides and Radiation et la Division des ressources minérales.

Rowan et Kraemer (2012), de l'USGS, ont analysé une vingtaine d'échantillons provenant de 11 puits gaziers dans le Dévonien et dans le Marcellus en Pennsylvanie. L'analyse des échantillons a révélé des teneurs en radon (voir l'encadré 38) variant de 1 à 79 picocuries par litre d'air (pCi/L). Selon les auteurs, les teneurs sont indépendantes de la pression et de la profondeur et sont directement en lien avec la teneur locale de la formation géologique. Une autre étude réalisée par l'USGS (2012) conclut qu'il n'y a pas de différence importante entre le contenu en radon des puits horizontaux et verticaux en Pennsylvanie.

Une étude réalisée en 2013 par l'Université de la Virginie-Occidentale pour le compte du ministère de la Protection de l'environnement de la Virginie-Occidentale (WVDEP, 2013), dans laquelle ont notamment été mesurés différents paramètres de 15 puits horizontaux forés dans le shale de Marcellus, a permis de conclure que les niveaux de radioactivité mesurés ne constituaient pas une menace pour la santé. « Finalement, l'étude démontre que l'exposition au matériel radiologique sur la plateforme ou près des structures centrales se situe à l'intérieur des limites acceptables » (WVDEP, 2013).

### Encadré 38 : Le radon

Le radon est un gaz radioactif inodore, incolore et invisible. Il provient de la dégradation de l'uranium<sup>114</sup> présent naturellement dans le sol (EPA, 2013; Santé Canada, 2009). Mesuré habituellement en becquerel (Bq) ou en curie (Ci), on le retrouve dans l'eau et dans l'air dans des concentrations variables. « Comme il est plus lourd que l'air, le radon a tendance à se concentrer dans les parties les plus basses et les moins ventilées comme dans les sous-sols des habitations » (INSPQ, 2004). Selon le NYSDEC, le radon est le seul nucléide radioactif présent dans le shale de Marcellus qui pourrait représenter un danger pour la santé humaine (NYSDEC, 2011).

Selon le ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS), le radon serait responsable de 10 % des décès par cancer du poumon au Canada et au Québec. « Étant un gaz, le radon pénètre dans les poumons avec l'air que l'on respire. Lorsqu'il se désintègre, le radon engendre des produits que l'on appelle descendants ou produits de filiation. Ceux-ci se lient aux particules dans l'air et peuvent ensuite se fixer aux bronches. Ces produits de filiation de courte durée de vie émettent eux-mêmes un rayonnement ionisant appelé « particules alpha » lorsqu'ils se désintègrent. Ce rayonnement peut endommager les cellules bronchiques. » L'EPA (2013) estime qu'environ 20 000 personnes décèdent chaque année aux États-Unis d'un cancer du poumon relié à la présence de radon et, selon l'Agence, « le cancer du poumon est le seul effet connu de l'exposition au radon présent dans l'air sur la santé humaine » (EPA, 2013).

<sup>114</sup> De façon plus précise, le radon provient de la dégradation du radium qui provient de la dégradation de l'uranium.

Le taux de concentration de radon dans l'air est rarement réglementé. La plupart des administrations publiques proposent plutôt des lignes directrices qui recommandent de prendre des mesures correctrices lorsque les concentrations dépassent un certain seuil. Le gouvernement du Canada a révisé sa directive en 2007 et a ramené le seuil<sup>115</sup> à 200 Bq par mètre cube d'air. Aux États-Unis, ce seuil a été fixé par l'EPA à 4 picocuries par litre d'air, ce qui correspond à 148 Bq par mètre cube d'air (EPA, 2013).

Selon Santé Canada (2009), le radon présent dans l'eau n'est pas dangereux pour la santé des personnes ou des animaux qui la consomment. Toutefois, le radon dissous dans l'eau se dégage facilement et peut s'ajouter à la concentration de radon présent dans l'air. « De nombreux auteurs (Cothorn, 1987; UNSCEAR, 1988; Life Systems Inc., 1991; EPA, 1991) ont établi un facteur de transfert eau-à-air de  $10^{-4}$  pour une maison type, ce qui veut dire qu'une concentration de radon de 1 000 Bq/L dans l'eau potable ferait augmenter la concentration de radon dans l'air intérieur de 100 Bq/m<sup>3</sup> en moyenne » (Santé Canada, 2009). Aussi, Santé Canada utilise un seuil de concentration de radon dans l'eau de 2 000 Bq/L (Santé Canada, 2012). Au-dessus de ce seuil, l'organisme recommande de « prendre des mesures visant à limiter la migration du radon dans l'eau potable vers l'air intérieur ».

Au Québec, les concentrations naturelles de radon dans l'air ne constitueraient pas une menace pour la santé. D'après la Commission géologique du Canada, « les caractères minéralogiques et chimiques du shale d'Utica en font une source de gaz propre, avec peu de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, et ne contenant que peu à aucun matériel radioactif ou autres métaux nocifs » (Lavoie, 2010). Il est reconnu que le shale de Marcellus connaît un taux de radioactivité naturelle nettement supérieur aux autres shales aux États-Unis (Sperger et coll., 2012).

En comparant les caractéristiques du shale d'Utica aux autres shales, le MDDEP (2010) a conclu dans son rapport déposé au BAPE que « les niveaux de radioactivité observés dans les échantillons des États de Pennsylvanie, de New York et du Texas se sont révélés non importants et ne présentent aucun risque pour la sécurité publique ». Le rapport mentionnait également un faible risque de contamination pour les travailleurs sur les sites de forage.

Une étude<sup>116</sup> menée par le groupe de recherche universitaire Geotop analyse notamment les concentrations de radon dans une centaine d'échantillons d'eau prélevés dans des puits situés sur les basses-terres du Saint-Laurent. Les résultats préliminaires révèlent que la situation ne serait pas préoccupante puisqu'aucun des échantillons prélevés et analysés ne contenait une concentration en radon dissous dans l'eau supérieure au seuil recommandé par Santé Canada (voir l'encadré 40) et, par conséquent, ne justifierait pas la prise de mesures d'atténuation.

Une seconde étude menée par le Centre de recherche industrielle du Québec (CRIQ, 2013) procède à des analyses physico-chimiques du shale d'Utica dans les basses-terres. Les résultats, attendus à fin de l'automne 2013, permettront de déterminer les concentrations des principaux radionucléides présents dans les échantillons.

<sup>115</sup> Le seuil était de 800 becquerels avant la révision.

<sup>116</sup> L'étude sera disponible sur le site de l'ÉES à l'automne 2013.

### **Mesures d'atténuation**

Les méthodes d'atténuation des concentrations de radon dans l'air demeurent relativement simples et peu coûteuses. La ventilation des espaces restreints et le colmatage des fissures sont les plus souvent recommandés (NYSDEC, 2011; Santé Canada, 2009). Pour leur part, les auteurs préoccupés par les risques de concentration de radionucléides dont la demi-vie est plus longue que celle du radon recommandent de caractériser les sites d'entreposage de boues et de résidus de forage provenant des shales (Sperger et coll., 2012; White, 2012).

En résumé, selon la majorité des auteurs, les risques associés à la radioactivité liée à l'exploitation du gaz de schiste sont relativement faibles pour la population, les travailleurs et l'environnement en raison de la faible concentration de NORM à proximité ou non des sites de forage. L'accumulation de radon (de source naturelle) dans des espaces confinés représenterait le plus grand risque d'exposition pour les propriétaires de puits d'eau potable et les travailleurs sur les sites de forage. Toutefois, selon d'autres auteurs, la possibilité d'accumulation et de concentration de radionucléides dans des aires d'entreposage de boues ou de résidus de forage pourrait également représenter un certain risque, advenant un développement à grande échelle.

#### **3.3.5. Réhabilitation des sites et fermeture définitive des puits**

L'exploitation à grande échelle du gaz de schiste est une activité industrielle récente et on n'en connaît pas encore toutes les étapes de production tout au long de la durée de vie économique d'un puits. Les études démontrent que la production des puits de gaz de schiste décline plus rapidement que celle des puits de gaz naturels conventionnels. Lorsqu'un puits cesse de produire de façon économique, « le puits est rempli de ciment pour prévenir les fuites de gaz dans l'air et la surface est réhabilitée dans un état identique à celui précédant le forage ou selon les conditions convenues avec le propriétaire des lieux » (Clark et coll. 2012).

En fait, la réhabilitation des sites et la fermeture des puits se réalisent en deux étapes distinctes (CIRAIG, 2012; Mitchell et Casman, 2011).

La première se fait après le forage et la complétion et consiste à enlever le gravier et les infrastructures temporaires requises pour les travaux et à remettre en place le sol végétal, sauf sur une petite surface immédiatement à proximité de la tête de puits. S'il s'agit d'un site en zone forestière, une éventuelle plantation d'arbres ne se fera que lors de la fermeture définitive du puits.

La superficie du site est réduite et réaménagée lorsque les puits sont en production. On ne conserve que l'espace nécessaire aux travaux d'inspection et d'entretien.

**Figure 13 : Tête de puits standard**

Photo du BCÉS

La seconde remise en état du site inclut l'enlèvement de la tête de puits et des routes et se fait lors de la fermeture définitive du puits (voir la figure 13). Cette phase comprend la fermeture définitive des puits qui ne sont plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus importants.

Au Québec, la fermeture définitive des puits est régie par la section IV du chapitre III (article 61) du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (CIRAIG, 2012).

### La réhabilitation des sites

#### ***Rôle de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ)***

Les projets de forage en zone agricole doivent obtenir de la CPTAQ une « autorisation d'utilisation du territoire à une fin autre que l'agriculture ». L'autorisation, habituellement valide pour deux ou trois ans, est conditionnelle à l'obtention d'une résolution de la municipalité autorisant la réalisation du projet sur son territoire. La tenue de rencontres publiques peut être exigée si une demande est formulée à cet effet. Des mesures d'atténuation et l'obligation de remettre les lieux en état sont également exigées. « En octobre 2010, 29 décisions de ce genre avaient été rendues concernant l'industrie du gaz de schiste, sans aucun refus » (CRCDE, 2012<sup>117</sup>). Dans une analyse récente du groupe de recherche SAGE (2013) portant sur le rôle potentiel de la CPTAQ à l'égard de l'industrie du gaz de schiste, les auteurs ont recensé, entre janvier 2002 et juin 2013, 58 demandes de forage ou de maintien de puits de la part de neuf compagnies gazières. La CPTAQ a accordé des autorisations dans 57 cas. Les auteurs mentionnent toutefois que plusieurs projets de forage ayant reçu une autorisation de la CPTAQ n'ont jamais été réalisés.

<sup>117</sup> Voir l'étude L2-1 sur le site de l'ÉES : [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/02/Rapport-etude-L2-1\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/02/Rapport-etude-L2-1_UL.pdf).

Lors de la fermeture définitive d'un site de forage en zone agricole, la CPTAQ exige la remise en état finale des lieux. Le gravier, le tablier, les clôtures et la tête de puits doivent être retirés. Les bassins de rétention doivent être démantelés, de même que l'unité de traitement des gaz, s'il y a lieu, ainsi que toute infrastructure connexe. La CPTAQ peut également procéder à des inspections et émettre des ordonnances pour s'assurer du respect des conditions exigées dans ses décisions (SAGE, 2013).

### La fermeture définitive des puits

Les principales externalités appréhendées dans cette section sont celles liées à la fermeture définitive des puits ou à leur abandon. En fait, différentes terminologies sont utilisées pour décrire différentes situations liées à la fermeture définitive des puits. Le tableau 17 décrit brièvement les principales terminologies abordées dans cette section.

**Tableau 17 : Différentes terminologies utilisées pour décrire l'état de fermeture d'un puits**

Type de puits	Source (exemples)
Inactif	Texas
Fermé temporairement	Québec, Californie
Fermé définitivement	Alberta
Abandonné	Nouveau-Brunswick, Pennsylvanie
Orphelin	Québec, Californie Texas, Pennsylvanie

### **Le problème des puits orphelins**

Un puits de gaz ou de pétrole orphelin est défini comme un puits inactif depuis une période déterminée<sup>118</sup> et dont le propriétaire, connu ou inconnu, ne peut en assumer la responsabilité légale et financière.

Selon la RailRoad Commission du Texas, responsable de la gestion des puits orphelins de l'État, « la pollution de la nappe phréatique est la plus grande menace posée par les puits orphelins » (TRRC, 2013). Les puits abandonnés peuvent servir de conduits amenant des hydrocarbures pétroliers ou gaziers du sous-sol vers la surface. La Commission juge essentiel de colmater hermétiquement ces puits afin de prévenir la contamination des aquifères et des eaux de surface.

Aux États-Unis, les droits appartiennent aux propriétaires du terrain et les redevances de production leur sont versées directement. Lorsque le puits cesse de produire de façon économique, le site est réhabilité conformément aux clauses contractuelles qui lient le propriétaire à l'exploitant, puis « le puits est abandonné au propriétaire des droits de surface » (Clark et coll., 2012).

<sup>118</sup> Entre six mois et un an dans la plupart des administrations publiques.

Au Canada, les principaux enjeux des externalités négatives potentielles liées aux éventuels puits orphelins sont bien décrits par Turcza et Doucet (2004), de l'Université de l'Alberta :

« Dans l'industrie du gaz et pétrole, les propriétaires de puits sont responsables de la fermeture définitive du puits et de la réhabilitation du site. [...] En pratique, la plupart des puits changent de propriétaires plusieurs fois au cours de leur vie économique. Dans plusieurs cas, les propriétaires finaux n'ont pas les ressources financières suffisantes pour procéder à la fermeture définitive du puits de façon adéquate. L'entreprise déclare alors faillite, laissant la responsabilité de la fermeture du puits et de la réhabilitation du site au gouvernement provincial. Le nombre croissant de puits abandonnés dans la province menace de créer un sérieux problème associé aux puits orphelins. Toutefois, avec les bons incitatifs et une réglementation appropriée, le gouvernement de l'Alberta peut minimiser les risques que les entreprises abandonnent les puits de façon inadéquate. Il est important que l'industrie du gaz et du pétrole développe ses propres solutions à ce problème de puits orphelins. L'innovation technologique et l'adoption de nouvelles méthodes de production peuvent réduire le nombre de puits abandonnés ou fermés tout en augmentant la rentabilité de l'industrie » (Turcza et Doucet, 2004).

Pour se prémunir contre le problème de puits orphelins, la majorité des États américains et des provinces canadiennes utilisent conjointement la réglementation, l'administration d'un fonds dédié<sup>119</sup> ainsi que des garanties financières. « Pratiquement tous les États exigent des entreprises de mettre des fonds en réserve afin de fermer leurs puits de façon convenable » (OGAP, 2005).

Selon l'agence gouvernementale américaine Interstate Oil and Gas Compact Commission<sup>120</sup> (IOGCC), la majorité des États américains ont inauguré des programmes pour déterminer et prévenir les puits orphelins. Les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick ont également adopté (ou prévoient adopter) des outils réglementaires et financiers pour gérer les risques associés aux puits orphelins.

## Quelques exemples

### ***Pennsylvanie***

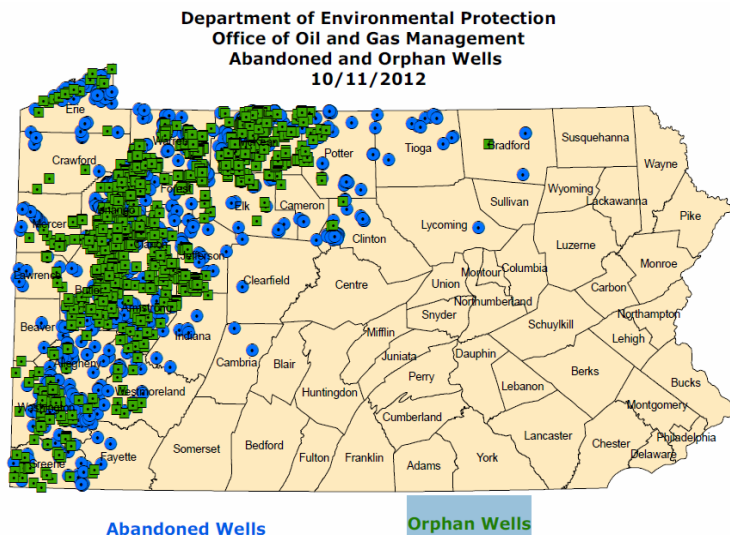
Le ministère de la Protection de l'environnement de la Pennsylvanie tient à jour sur son site Internet un inventaire détaillé<sup>121</sup> des quelque 12 000 puits abandonnés et orphelins sur son territoire. L'inventaire répertorie notamment, pour chaque puits, la région, le comté, la municipalité, le statut (actif, bouché, abandonné, etc.), le type (pétrole, gaz, indéterminé, etc.), la longitude et la latitude, etc.

<sup>119</sup> Habituellement financé par les entreprises responsables des forages.

<sup>120</sup> Interstate Oil and Gas Compact Commission: <http://www.iogcc.org/about-us>.

<sup>121</sup> Inventaire détaillé des puits sur le site Internet du ministère de la Protection de l'environnement de la Pennsylvanie : [http://www.depreportingservices.state.pa.us/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?/Oil\\_Gas/Abandonned\\_Orphan\\_Web](http://www.depreportingservices.state.pa.us/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?/Oil_Gas/Abandonned_Orphan_Web).





En 1984, le gouvernement de la Pennsylvanie a instauré un fonds<sup>122</sup> afin de colmater les puits abandonnés ou orphelins pour lesquels il n'était pas possible d'identifier une partie responsable. La loi sur le pétrole et le gaz, révisée en 2012, exige le paiement d'une surcharge sur les demandes de permis de 200 \$ pour un puits gazier, de 100 \$ pour un puits pétrolier et de 50 \$ pour un puits abandonné.

La procédure se résume comme suit :

« Lorsqu'un puits enregistré n'a pas été en exploitation depuis un an ou s'il a un statut de " puits inactif ", il est considéré comme abandonné et l'exploitant doit obturer le puits (plug the well). Lorsqu'aucune partie responsable du puits abandonné ou orphelin n'a pu être identifiée, le puits est obturé en utilisant l'argent des surcharges de l'*Abandoned and Orphaned Well Plugging Fund* en vertu du *Well Plugging Program* » (PDEP, 2012).

Mitchell et Casman (2011), de l'Université Carnegie Mellon, en Pennsylvanie, ont examiné les incitatifs fiscaux et le cadre réglementaire appliqués à la fermeture définitive des puits en Pennsylvanie. Ils ont noté que les dépôts en garantie exigés des exploitants lors du forage de puits, soit 2 500 \$ par puits ou 25 000 \$ pour une couverture globale en 2011, étaient identiques aux montants exigés en 1984, et ce, malgré une clause réglementaire permettant d'indexer les montants tous les deux ans. Les auteurs ont également estimé que ces montants n'étaient pas suffisants pour couvrir les coûts de fermeture des puits et de restauration des sites qui se situent entre 100 000 et 700 000 \$. « L'insuffisance de la couverture est encore plus marquante du fait que plusieurs exploitants prévoient forer des milliers de puits » (Mitchell et Casman, 2011). En conclusion, les auteurs proposent de laisser tomber la couverture générale et de recourir à un mélange de mécanismes financiers complémentaires : les dépôts en garantie, les surcharges avant forage et les « severance taxes ». L'introduction de ces mécanismes plus tôt dans la vie économique du puits permet une meilleure couverture des coûts à long terme. Par ailleurs, en comparant les trois mécanismes, les auteurs ont trouvé que la perception des montants directement à partir des revenus de l'entreprise

<sup>122</sup> The Abandoned and Orphaned Well Plugging Fund.

pendant les années de production les plus lucratives avait le moins d'incidence sur le taux de rendement interne du capital de l'entreprise.

### **Texas**

Tout comme la Pennsylvanie, le Texas possède un inventaire détaillé des puits orphelins sur son territoire. Dans cet État également, un puits est déclaré orphelin après une période d'inactivité de 12 mois et lorsque son propriétaire est jugé « délinquant » pour la même période.

C'est la *Railroad Commission* du Texas (TRRC) qui a la responsabilité d'administrer l'*Orphan Well Reduction Program* et de gérer l'*Oil Field Cleanup Fund*. Ce fonds est financé principalement à partir des droits et pénalités versés par les entreprises gazières et pétrolières. « Le programme de fermeture de puits de la TRRC a permis de réduire le total de puits orphelins de l'État de près de 17 000 en 2003 à moins de 8 000 en 2009 » (TRRC, 2013).

Depuis 2006, en vertu de dispositions réglementaires administrées par la TRRC, le propriétaire des droits de surface ou un exploitant peut acquérir un puits orphelin et en assumer l'entière responsabilité. Après avoir colmaté le puits conformément aux directives en vigueur<sup>123</sup>, l'acquéreur du puits peut réclamer le remboursement d'une partie des coûts. La TRRC rembourse le propriétaire des droits de surface jusqu'à concurrence de 50 % du moindre des montants suivants : les coûts admissibles déclarés ou le coût moyen de fermeture d'un puits similaire dans la même région, fermé depuis moins de 24 mois (TRRC, 2013).

### **Californie**

En Californie, depuis 1976, c'est la *Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources* (CDOGGR) qui a la responsabilité de gérer les puits orphelins ou abandonnés sur son territoire. Cette division administre deux programmes distincts. Le premier concerne les puits orphelins et le second, les puits « en arrêt ».

#### **Puits orphelins**

En Californie, un puits est considéré orphelin lorsqu'il est abandonné et n'a aucun exploitant ou propriétaire solvable. La CDOGGR tient à jour un inventaire détaillé de ces puits et dispose d'un budget annuel d'un million de dollars pour les fermer définitivement. Tout comme la Railroad Commission au Texas, la CDOGGR administre un programme d'adoption de ces puits orphelins (*Adopt a well*). La liste des puits admissibles à ce programme est disponible en format Excel<sup>124</sup>. Ce programme permet à un exploitant de « tester » un puits orphelin pendant une période de 90 jours sans en assumer la responsabilité légale. Si le test s'avère positif, l'exploitant peut adopter le puits en signant une entente et en déposant une garantie financière. Il devient alors propriétaire et responsable à part entière du puits. Si le test s'avère négatif, l'exploitant se retire sans signer d'entente, sans déposer de garantie financière et sans assumer aucune responsabilité de fermer définitivement le puits. De 1977 à 2010, la CDOGGR a colmaté 1 307 puits pour un total de 23,7 millions de dollars (CDC, 2013).

<sup>123</sup> Notamment en transigeant avec une entreprise de béton reconnue.

<sup>124</sup> Voir [ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/orphan/Current\\_Orphan\\_List.xlsx](ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/orphan/Current_Orphan_List.xlsx).

**Puits « en arrêt » (idle well)**

La loi californienne sur la conservation du pétrole et du gaz utilise l'expression *idle well* pour désigner un puits « en arrêt ». Un puits « en arrêt » désigne tout puits qui n'a pas produit de pétrole ou de gaz naturel ou qui n'a pas été utilisé pour l'injection pendant six mois consécutifs d'une période d'exploitation continue au cours des cinq dernières années ou plus (CDOGGR, 2012). Le programme vise à encourager les exploitants à remettre les puits en exploitation ou de les fermer définitivement. En vertu de ce programme, l'exploitant doit choisir entre :

- Payer un tarif annuel basé sur la durée de la période d'arrêt (100 \$ pour 5 ans, 250 \$ pour 10 ans et 500 \$ pour 15 ans et plus);
- Ouvrir un compte en fiducie (*escrow account*) d'un montant de 5 000 \$ par puits, au rythme de 500 \$ par année;
- Déposer une garantie financière au montant de 5 000 \$ par puits.

Le détenteur d'un puits « en arrêt » est également tenu de vérifier régulièrement que le puits ne cause aucun dommage à la nappe phréatique et aux réservoirs gaziers ou pétroliers (CDOGGR, 2012).

**Alberta**

En Alberta, la fermeture définitive des puits est soumise aux exigences de la directive 020 : *Well Abandonment*<sup>125</sup>, approuvée par l'ERCB<sup>126</sup> en juin 2010. La directive couvre les cas de fermeture routiniers (conformes aux exigences de la directive) et non routiniers (nécessitent l'approbation de l'ERCB avant d'entreprendre les travaux).

La gestion des sites orphelins est sous la responsabilité partagée des trois organismes : Energy Resources Conservation Board (ERCB), *Alberta Environment and Sustainable Resource Development* (AESRD) et *Orphan Wells Association* (OWA). Ce dernier organisme, sous l'autorité légale de l'ERCB, agit à titre de bras financier indépendant. Son financement provient essentiellement des sommes perçues par l'ERCB auprès de l'industrie<sup>127</sup> par l'entremise de l'*Orphan Fund* (OWA, 2013).

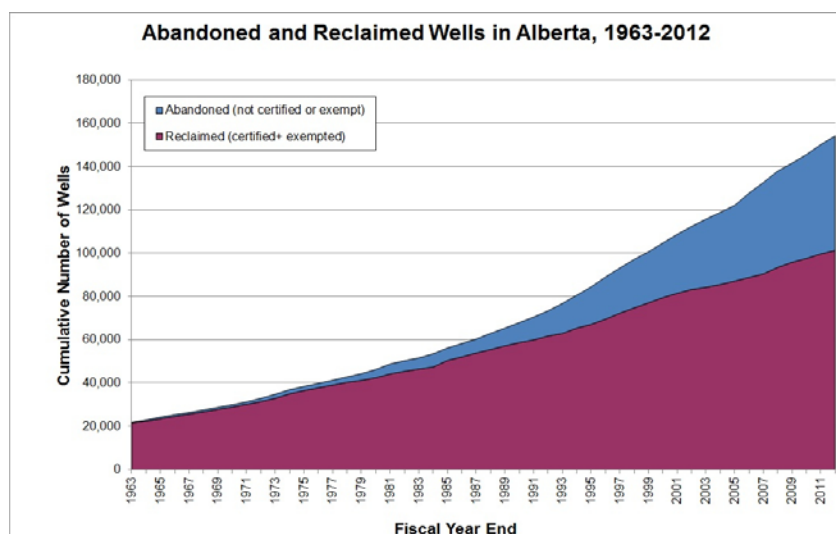
L'AESRD a publié sur son site Internet un indicateur (voir la figure 14) comparant le nombre de puits fermés dans les règles de l'art (certifiés conformes) et le nombre de puits abandonnés non certifiés, depuis 1963 jusqu'en 2012. « L'indicateur montre que le nombre de puits réhabilités certifiés progresse à un rythme beaucoup plus lent que celui du nombre de puits abandonnés. Il en résulte une croissance du nombre de puits non réhabilités » (AESRD, 2013).

<sup>125</sup> Voir <http://www.aer.ca/documents/directives/Directive020.pdf>.

<sup>126</sup> L'ERCB a été remplacé par « Alberta Energy Regulator (AER) » en juin 2013, mais la directive est demeurée inchangée.

<sup>127</sup> Principalement sous forme de tarifs et de cotisations annuelles.

Figure 14 : Fermeture de puits



Source : AESRD

### Nouveau-Brunswick

Après avoir tenu une large consultation publique, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a publié, en février 2013, les règles adressées à l'industrie pour une « gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel » (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013). La règle 10.3 (voir l'encadré 39) prévoit une augmentation de la garantie financière actuelle relative à la fermeture d'un puits. Le document ne fait toutefois pas mention de la recommandation de « mettre en place un fonds relatif aux puits de pétrole et de gaz naturel abandonnés », telle que proposée dans le document de consultation (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2012).

### Encadré 39 : Augmentation de la garantie financière relative à la fermeture d'un puits au Nouveau-Brunswick

« La Province exige actuellement que les exploitants de pétrole et gaz lui versent une garantie financière à partir de laquelle elle peut percevoir des fonds advenant le cas où le puits de pétrole ou de gaz ne serait pas colmaté ou fermé comme il se doit. Le montant exigé pour la garantie relative à la fermeture d'un puits de pétrole ou de gaz individuel sera augmenté et sera fixé à 50 000 \$ par puits.

La garantie doit se présenter sous l'une des formes suivantes : a) un dépôt en espèces; b) une obligation négociable, cédée par écrit à la Province du Nouveau-Brunswick; c) un crédit documentaire ou une lettre de crédit non révoqués émis par une institution approuvée par l'organisme de réglementation et négociable uniquement par ce dernier; d) une obligation émise par une société de cautionnement autorisée à exercer ses activités dans la province.

La garantie sera remise au propriétaire d'un puits dans les situations suivantes : a) si l'organisme de réglementation refuse une demande d'obtention de permis de forage; b) si le propriétaire du puits cède un permis de forage à un autre exploitant et que la

garantie nécessaire est versée par le nouvel exploitant; c) si le propriétaire du puits le ferme conformément aux exigences fixées par l'organisme de réglementation » (Gouvernement du Nouveau-Brunswick, 2013).

### **Mesures d'atténuation**

Gouvernement du Nouveau-Brunswick (2013)

- Tenue d'un inventaire à jour des puits et de leur état;
- Adoption d'une bonne réglementation et d'une bonne application réglementaire;
- Utilisation de mécanismes et de programmes financiers adaptés.

Mitchell et Casman (2011)

- Pour minimiser les risques environnementaux et financiers associés aux puits orphelins, les auteurs suggèrent d'utiliser une combinaison d'instruments financiers générant des montants proportionnels aux coûts réels de fermeture des puits anticipés, financés par les entreprises pendant la période de rentabilité.

### 3.4. Externalités « sociales »

***Dans le sens où les externalités négatives représentent un coût pour la société<sup>128</sup>, on pourrait à la limite considérer l'ensemble des externalités comme des externalités sociales. Cependant, aux fins du présent exercice, la catégorie « externalités sociales » désigne les externalités négatives qui affectent la qualité de vie des personnes et des communautés locales, en particulier les externalités négatives liées au transport, au bruit, à la santé<sup>129</sup> et la sécurité publiques et aux perturbations sociales.***

#### 3.4.1. Transport

Un travail extensif de recherche sur les externalités du transport routier a été réalisé au cours des dernières décennies, notamment en Europe, aux États-Unis et au Canada. Les différentes externalités documentées concernant le transport sont principalement liées à la congestion routière, aux dommages aux infrastructures routières, aux risques d'accident (incluant le transport de matières dangereuses) et au bruit. De plus, il a été prouvé que ces externalités interagissent entre elles. Par exemple, la congestion influence le niveau de pollution atmosphérique, le risque d'accident et le bruit. Une intervention visant à corriger une externalité aura une incidence sur d'autres externalités (Calthrop, 1998; Sétra, 2010; Santos et coll., 2010).

La fracturation hydraulique génère une importante augmentation du trafic lourd dans les régions où la production du gaz de schiste a lieu (Cooley et Donnelly, 2012; Dybing et Tolliver, 2012; NYSDEC, 2011). Les matériaux et les équipements, le sable, les produits chimiques, l'eau potable et les eaux de reflux sont généralement transportés par camion lourd. Selon différents auteurs et différents scénarios, chaque puits horizontal nécessiterait entre 2 000 et 4 000 voyages. Ces voyages seraient concentrés sur une période relativement courte, soit les 50 premiers jours du développement du puits. Le forage successif de plusieurs puits sur une même plateforme peut cependant prolonger la période de forage sur plusieurs mois, voire plus d'une année. Cette augmentation du trafic lourd risque de générer un certain nombre d'externalités que devront supporter les résidents et les communautés locales concernés. Les principales externalités qui sont citées sont la congestion et les embouteillages, les dommages aux infrastructures routières, les risques d'accident, la pollution de l'air et le bruit<sup>130</sup>.

<sup>128</sup> Pour plus de détails, voir l'explication du concept d'externalités au chapitre 1.

<sup>129</sup> Certains impacts directs sur la santé humaine ont été pris en compte dans les sections portant sur les externalités liées à la qualité de l'eau et de l'air, au transport et au bruit : risques toxicologiques, risques, de contamination, risques d'accident, etc.

<sup>130</sup> Les externalités associées à la pollution de l'air ont été traitées dans la section sur la qualité de l'air et celles spécifiques au bruit seront traitées dans une prochaine section.

**Externalités liées au transport routier****Congestion et embouteillage**

Dans une version préliminaire de son évaluation environnementale générique de l'industrie du gaz et du pétrole, le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC, 2011) a analysé les impacts potentiels du développement de cette industrie sur les réseaux de transport (routes, rails, aéroports, etc.) de la région.

Le NYSDEC a estimé les impacts potentiels sur le transport routier selon le nombre de voyages de camions lourds et légers, en fonction des différents scénarios (voir le tableau 18). Les scénarios distinguent le nombre de voyages aller-retour selon le type de forage (vertical et horizontal), le stade<sup>131</sup> de développement des puits et des plateformes, la région, etc.

**Tableau 18 : Nombre de voyages (aller seulement) de camions lourds et légers, par activité, en période d'intense activité<sup>132</sup>**

Activités	Camions lourds	Camions légers
Construction et installation	25	90
Installation de la foreuse	75	140
Forage	30	70
Fracturation	146	72
Aménagement de la plateforme	34	50
Divers	0	85
<b>TOTAL</b>	<b>310</b>	<b>507</b>

Source : All Consulting, 2010, dans NYSDEC, 2011

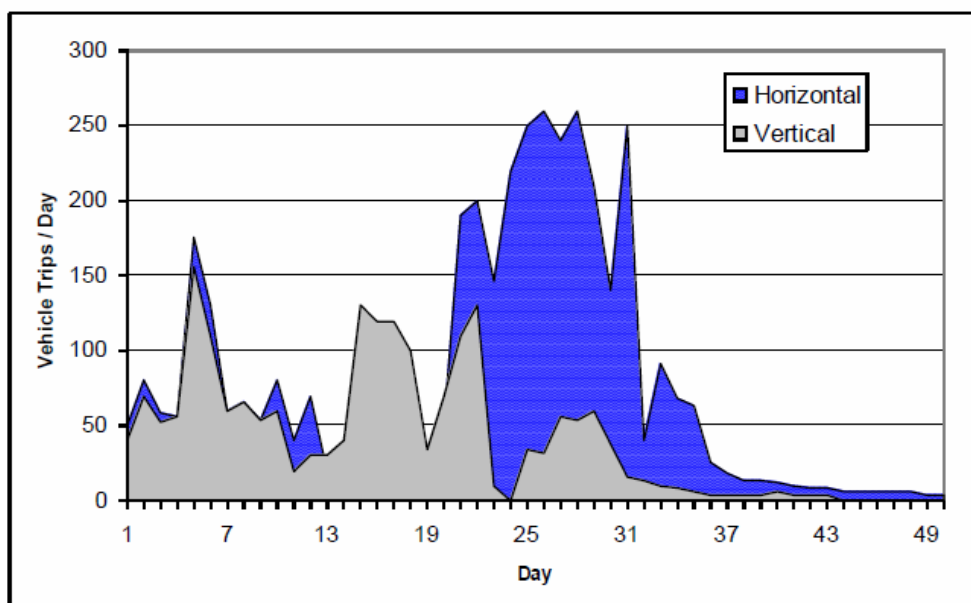
Les scénarios tiennent également compte du nombre de puits par plateforme et de la distribution du trafic dans le temps. Par exemple, comme l'illustre la figure 15, le nombre de voyages de camions lourds requis est beaucoup plus important pour les puits horizontaux que pour les puits verticaux (Dutton et Blankenship, 2010, dans NYSDEC, 2011).

<sup>131</sup> Par exemple, l'eau est acheminée au puits par camion au stade d'implantation, et par pipeline au stade d'exploitation intensive.

<sup>132</sup> Dans ce scénario, l'eau est acheminée au puits par pipeline.

### Figure 15 : Nombre de voyages aller-retour quotidiens pour chaque type de puits

Figure 6.21 - Estimated Round-Trip Daily Heavy and Light Truck Traffic, by Well Type - Single Well (New August 2011)



Source : NYSDEC, 2011

Le NYSDEC (2011) mentionne également qu'une exploitation intensive du shale va générer une augmentation des emplois directs et indirects dans la région, ce qui se traduira par une augmentation supplémentaire du trafic local.

Klaiber (2012) a utilisé la méthode des prix hédoniques pour estimer la possibilité de perte de valeur des résidences des propriétaires<sup>133</sup> situés dans la zone d'exploitation du shale de Marcellus (Pennsylvanie) en raison de préoccupations touchant la congestion routière et la santé (Osborn et coll., 2011, dans Klaiber, 2012). Les résultats montrent effectivement une perte de valeur de 3 à 7 % pour les résidences sises à proximité des lieux de forage.

Dybing et Tolliver (2012) ont examiné les impacts de l'exploration et de l'exploitation du shale de Bakken sur les routes locales dans l'ouest de l'État du Dakota du Nord. Ils ont estimé, dans un premier temps, le nombre de voyages de camions lourds requis pour le forage d'un puits horizontal. Le tableau 19 présente le décompte pour les principales catégories de matériel.

<sup>133</sup> Propriétaires qui ne détiennent pas de droits de propriété de la ressource gazière.



**Tableau 19 : Mouvements de camions par puits (shale de Bakken, Dakota du Nord)**

Matériel	Nombre de camions	Direction
Eau douce	400	Entrées
Eaux usée	200	Sorties
Sable	80	Entrées
Réservoirs / citernes	100	Entrées / Sorties
Équipements de forage	50	Entrées / Sorties
Boues de forage	50	Entrées
Produits chimiques	4	Entrées
Ciment	15	Entrées
Tuyaux	10	Entrées
Gravier / pierre	80	Entrées
Carburant	7	Entrées
Pompes	15	Entrées / Sorties
Foreuse	1	Entrées / Sorties
<b>Total (une direction)</b>	<b>1 012</b>	
<b>Total (aller et retour)</b>	<b>2 024</b>	

Source : Adapté de Dybing et Tolliver (2012)

Au Québec, étant donné la proximité et la disponibilité de l'eau douce, il est peu probable que celle-ci soit transportée par camion. Si on soustrait les 800 voyages aller-retour d'eau douce et qu'on transpose le nombre de voyages pour les autres catégories de matériels, chaque puits horizontal foré dans les basses-terres au Québec générerait 1 224 voyages de camion. Le tableau 20 présente les résultats obtenus pour chacun des trois scénarios de développement retenus par le Comité de l'ÉES.

**Tableau 20 : Estimation du nombre de voyages de camion pour chaque scénario**

Scénario	Nombre d'années	Nombre de puits (total)	Nombre de puits (maximum annuel)	Nombre de voyages (maximum annuel)
3	10	1 000	350	428 400
4	15	3 600	1 100	1 346 400
5	20	9 000	2 100	2 570 400

#### **Dommmages aux infrastructures routières**

Les dommages et les coûts de réparation des routes sont principalement imputables aux véhicules lourds (Santos, 2010). Les dommages anticipés aux infrastructures routières se limitent essentiellement aux routes régionales ou locales, qui ne sont pas conçues pour recevoir un trafic lourd soutenu. Une firme d'ingénierie a évalué les risques de dommages causés par le passage de 1 000 camions supplémentaires sur différentes catégories de routes en Pennsylvanie. Ils seraient négligeables (5 %) pour une route

principale (*state road*), relativement peu élevés pour une route de comté (20 %) et très élevés pour les routes de campagne (NYSDEC, 2011).

Les dommages pressentis aux infrastructures routières concernent principalement les routes secondaires aux abords des plateformes. Ils peuvent être plus ou moins importants, selon l'intensité du trafic lourd et l'état des routes. Pour ces raisons, il s'avère difficile d'estimer les coûts de réparation ou de remplacement des infrastructures routières (Santos, 2010).

Bai et coll. (2009) estiment que le coût associé à la dégradation des infrastructures attribuable au camionnage serait approximativement de 0,02 \$/mile (0,0125 \$/km) parcouru. Hajek et coll. (1998) ont estimé pour leur part que, pour le sud de l'Ontario, ces coûts variaient entre 0,004 \$ et 0,46 \$ par kilomètre de route parcouru, selon le type de route.

L'étude du NYSDEC (2011) souligne que la majorité des impacts sur le réseau routier surviendrait sur le réseau local près des puits. Toutefois, des coûts spécifiques ne peuvent pas être estimés puisqu'ils dépendent notamment du nombre de puits, de leur localisation et de leur densité, des routes empruntées, du volume routier, des conditions initiales des routes et des spécifications précises des routes. L'étude présente tout de même des coûts pour la réparation de ponts à partir d'un échantillon de 147 ponts et viaducs : les coûts de remplacement varient entre 100 000 \$ et 24 millions de dollars (M\$), pour une moyenne de 1,5 M\$ par pont, selon le type de réparation, et les coûts d'entretien varient entre 70 000 \$ et 1,9 M\$ par mille (1,6 km). L'étude indique que le coût de mise à niveau d'une route secondaire pour qu'elle puisse accueillir des camions pourrait atteindre 625 000 \$ par kilomètre de voies.

Selon Cooley et Donnelly (2012), l'augmentation du trafic lourd peut contribuer à l'usure prématurée des routes locales et à accroître les risques de contamination de l'eau lors de déversements accidentels. De plus, la construction de nouveaux chemins pour desservir les plateformes dans des zones rurales augmente la fragmentation des habitats naturels et la perturbation des écosystèmes<sup>134</sup>.

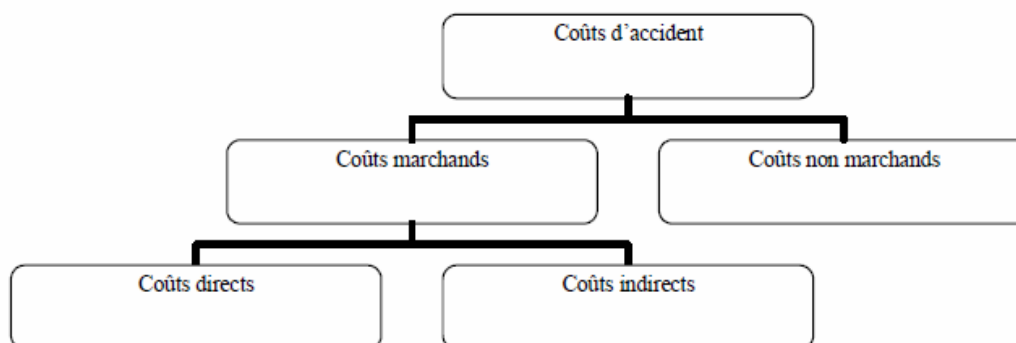
### **Risques d'accident**

Les organismes publics responsables du transport routier compilent d'importantes quantités de statistiques afin d'établir la valeur monétaire des externalités liées aux accidents. Ces externalités peuvent prendre plusieurs formes. Palma et Zaouali (2007) proposent la classification illustrée à la figure 16.

---

<sup>134</sup> Ces aspects seront également abordés dans une prochaine section.

Figure 16 : Les coûts socio-économiques des accidents



Source : Palma et Zaouali (2007)

**Les coûts marchands directs** sont associés aux coûts médicaux (soins médicaux, premiers secours, aide à domicile, services de transport sanitaire, etc.), aux coûts matériels (dommages causés aux véhicules, à l'environnement, aux biens publics, etc.) et aux frais généraux (frais de police, d'administration, de justice, etc.).

**Les coûts marchands indirects** sont liés à une perte de production des personnes tuées, des personnes blessées et des personnes emprisonnées.

**Les coûts non marchands** sont les coûts liés au préjudice moral, au préjudice esthétique, au préjudice d'agrément, etc.

La monétisation de ces différents coûts peut être problématique. Comme le soulignent Verhoef et coll. (1996), l'évaluation des coûts associés aux dommages matériels, aux soins de santé, à la perte de productivité et aux frais administratifs est un exercice relativement standard. Mais il en va autrement lorsqu'on tente de mesurer la souffrance, la peine et le stress que subissent les victimes et leurs proches. Par exemple, quelle valeur donne-t-on à une vie humaine? La réponse n'est pas simple, mais demeure essentielle aux administrateurs publics soucieux d'affecter les fonds publics de façon optimale (voir l'encadré 40).

« En effet, la mesure la plus importante et la plus controversée est la valeur d'une vie sauvée ou le coût d'une vie perdue » (Verhoef et coll., 1996).

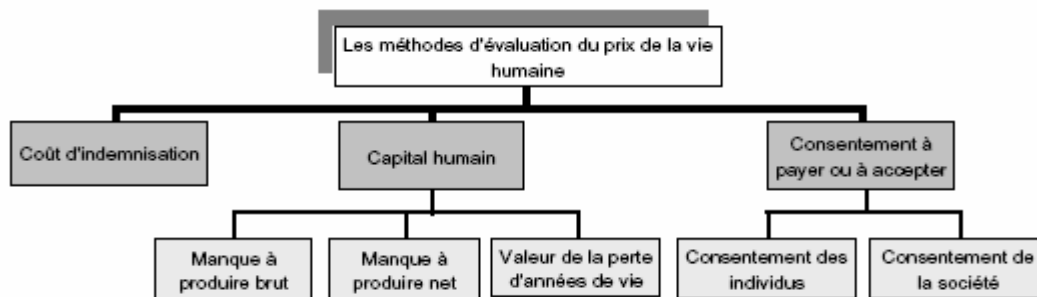
#### Encadré 40 : La valeur statistique d'une vie humaine

Depuis longtemps, les économistes tentent, de plusieurs façons, de mesurer la valeur statistique d'une vie humaine (VSVH). Ce champ de recherche, quoique controversé en raison de l'émotivité qu'il suscite, demeure essentiel dans une perspective d'optimisation des décisions gouvernementales. L'administration publique doit gérer de nombreux risques (santé, transports, environnement, etc.), mais dispose de ressources limitées. Les gouvernements doivent intervenir le plus efficacement possible pour

réduire ces risques en affectant les ressources de la meilleure façon possible. Pour ce faire, ils doivent prendre en compte<sup>135</sup> la valeur que la société est prête à payer pour la sauvegarde d'une vie humaine. Le grand nombre d'études sur le sujet témoigne de l'importance de cette question.

Pour des raisons d'éthique et pour éviter de discriminer en raison de l'âge (voir le cas de l'EPA<sup>136</sup>), du statut social ou du revenu d'une personne, la valeur statistique de la vie humaine n'est pas la valeur d'une personne en particulier, mais une valeur *théorique* qui uniformise la valeur de la vie humaine afin de comparer entre eux des projets ou des politiques de portée sociale. Plusieurs approches sont utilisées pour estimer la VSVH. L'approche basée sur le « capital humain », qui mesure la valeur d'une vie humaine à partir de sa contribution au bien-être de la société, bien que simple d'application, s'est attiré nombre de critiques (référence : <http://neumann.hec.ca/gestiondesrisques/10-07.pdf>).

Comme le démontre la figure ci-dessous, il existe de nombreuses méthodes d'évaluation de la valeur statistique de la vie humaine.



Source : Boiteux, 2001

L'approche QALY (*quality-adjusted life-year*) est l'une des plus importantes méthodes employées pour évaluer la VSVH dans les domaines de la médecine et de la santé publique. Les méthodes utilisant la « disposition à payer » sont plus souvent utilisées dans les domaines de l'environnement et des transports<sup>137</sup> (Hammit, 2002; Lebeau, 2006).

Les méta-analyses, qui appliquent une procédure statistique sur un ensemble d'études dans le but de les intégrer, de les synthétiser et d'en retirer une meilleure information, se prêtent bien à ce genre d'exercice. Le tableau suivant présente une liste de différents auteurs qui ont estimé la VSVH à l'aide de méta-analyses :

<sup>135</sup> Par exemple dans des analyses avantages-coûts.

<sup>136</sup> Une controverse est survenue lorsque l'EPA, dans une analyse avantages-coûts, a attribué une valeur à la vie des personnes âgées inférieure de 37 % à celle des personnes plus jeunes. L'approche a suscité de vives réactions de la part des organismes et associations de personnes âgées. L'EPA a par la suite corrigé son analyse et annoncé publiquement qu'elle ne considérerait d'aucune façon que la valeur de la vie des personnes âgées était différente de celle des personnes des autres groupes d'âge.

<sup>137</sup> Elle est notamment recommandée par Transports Canada dans le Guide de l'analyse avantages-coûts.

Auteurs	Année	Études analysées
Liu <sup>et coll.</sup>	1997	17
Miller	2000	68
Bowland et Beghin	2001	33
Mrozek et Taylor	2002	33
Viscusi et Aldy	2003	50
Blaeij et coll.	2003	30
Lebeau	2006	37

Source : compilation maison tirée de Lebeau, 2006

À défaut de disposer d'une étude spécifique au Québec, il est possible de transposer les résultats d'autres études réalisées sur le continent nord-américain au cours des dernières années. Résultats pour les trois principales sources :

- Lanoie et Dionne (pour l'INSPQ).....5,0 M\$ (CAD 2004)
- Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada .....6,4 M\$ (CAD 2007)
- Lebeau (moyenne de 11 agences fédérales [É.-U. et Canada])....4,6 M\$  
(USD 2000)

Dans une étude produite par le Centre interuniversitaire de recherche sur les réseaux d'entreprise, la logistique et le transport (CIRRELT), Dionne et Lebeau (2010) concluent que « lorsque les problèmes méthodologiques sont bien pris en compte, la valeur (statistique d'une vie humaine) devrait se situer entre cinq et six millions de dollars de 2000 ».

Selon la dernière mise à jour de son *Guide de l'analyse avantages-coûts des projets publics en transport* (MTQ, 2013), le ministère des Transports du Québec utilise certains paramètres pour évaluer les coûts statistiques de l'insécurité routière<sup>138</sup> dans ses analyses (voir le tableau 21).

**Tableau 21 : Coût moyen par victime (valeur pour l'année 2011)**

Décès	3 483 711 \$
Blessés graves	870 928 \$
Blessés légers	130 577 \$

Les études portant sur les risques d'accident liés à l'augmentation de la circulation, en particulier le trafic lourd, attribuable à l'exploitation du gaz de schiste ne sont pas légion.

<sup>138</sup> Coûts basés sur la méthode de l'*International Road Assessment Programme*.

Selon Santos et coll. (2010), les externalités liées aux accidents surviennent lorsqu'un véhicule de plus sur la route augmente la probabilité que d'autres usagers de la route soient impliqués dans un accident. Cependant, même s'il est possible de croire qu'une quantité plus importante de véhicules augmente la probabilité qu'un accident survienne, des phénomènes compensatoires s'activent avec l'augmentation du nombre de véhicules : les automobilistes réduisent leur vitesse et sont plus attentifs à leur environnement. Santos et coll. relèvent que ces phénomènes réduisent la probabilité qu'un accident survienne, de sorte qu'ils ne devraient pas être considérés comme des externalités positives puisqu'ils entraînent des coûts eux-mêmes : ralentissement de la circulation automobile. Selon les auteurs, il demeure très difficile d'estimer la valeur monétaire des externalités liées aux accidents.

Selon le GRIDD (2013), quelques études signaleraient une augmentation des accidents routiers (morts, blessures, dommages) causés par la circulation des véhicules lourds utilisés pour l'exploitation du gaz de schiste. « Les poids lourds transportant les différents matériaux nécessaires aux sites de gaz de schiste ont été à l'origine de plusieurs incidents et accidents ».

Selon le *National Research Council* (NRC, 2010), l'industrie du gaz naturel aux États-Unis comptait en 2007 pour les deux tiers des blessures fatales et non fatales survenues lors de l'exploitation et du transport des ressources naturelles extraites du sol (pétrole, gaz et mines), chiffres en nette progression par rapport au début des années 2000.

Le tableau 22 montre que la distribution du gaz naturel est responsable de la majorité des blessures fatales et non fatales et de plus de la moitié de la valeur des dommages causés à la propriété attribuables au transport par pipeline et gazoduc.

**Tableau 22 : Nombre annuel moyen d'incidents sérieux et dommages à la propriété associés au transport par pipeline et gazoduc, de 2002 à 2006 aux États-Unis**

	<b>Accidents mortels</b>	<b>Accidents avec blessures</b>	<b>Dommages à la propriété</b>
Produits pétroliers	1,6	5,0	8 729 000 \$
Gaz naturel - transmission	1,0	4,6	81 019 000 \$
Gaz naturel - collecte	0,0	1,0	40 875 000 \$
Gaz naturel - distribution	13,8	41,6	129 317 000 \$
<b>TOTAL</b>	<b>16,4</b>	<b>52,2</b>	<b>349 940 000 \$</b>

Source : Adapté de NRC, 2010

Pour le gaz naturel, ces chiffres correspondent à 0,72 accident mortel, à 2,30 accidents avec blessures sérieuses et à 12 \$ de dommages à la propriété par milliard de pieds cubes<sup>139</sup>. Toutefois, les auteurs du rapport considèrent que la majorité de ces coûts ne

<sup>139</sup> Un milliard de pieds cubes (trillion cubic feet ou Tcf en anglais) équivaut à 1012 pieds cubes.

sont pas des externalités puisqu'ils sont liés à un exercice normal de la profession (NRC, 2010).

### Quelques pistes de solution

- Certains États tels que New York et l'Ohio (ODNR, 2012; Randall, 2011) obligent ou encouragent la signature d'ententes routières (*road use agreement*) entre les entreprises exploitantes et les gouvernements locaux afin de compenser les coûts d'entretien routier supplémentaires occasionnés par l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste.

À titre d'exemple, le gouvernement de l'Ohio a adopté en juin 2012 une nouvelle loi qui inclut une disposition encourageant les exploitants de puits horizontaux à signer une entente sur l'entretien des routes<sup>140</sup> avec les gouvernements locaux gestionnaires du territoire où ils désirent forer un puits. Même si l'entente n'est pas conditionnelle à la délivrance du permis, le gouvernement de l'Ohio espère que cette disposition « va accroître la coopération entre les autorités locales et les exploitants de puits qui utiliseront leurs routes » (ODNR, 2012).

- On a vu dans le chapitre 1 que la majorité des États américains prélèvent une « taxe d'indemnité » (*severance tax*) pour couvrir différents coûts (inspection, dommages environnementaux, réfection des routes et des ponts, etc.) liés à l'extraction des ressources naturelles (PBPC, 2009). Le produit de la taxe est affecté en partie « aux instances régionales et locales dans le but de compenser les externalités négatives et dommages aux routes liés aux activités d'exploration et d'exploitation » (Sauvé, 2012). La valeur de ces taxes d'indemnité varie en fonction de différents critères. Pour la plupart des États, elle s'établit entre 5 et 10 % de la valeur de la production de la ressource. Selon Kinnaman (2010a), le niveau de la taxe d'indemnité devrait correspondre au coût marginal social d'extraction du gaz, ce qui inciterait les entreprises à extraire la quantité de gaz correspondant à l'optimum social. « Comme bénéfice supplémentaire, les revenus générés par la taxe d'indemnité pourront servir à réduire les taxes sur le revenu ».
- La Pennsylvanie a instauré un « tarif de forage » (*drilling impact fee*) pour suppléer à l'absence d'une « taxe d'indemnité » sur son territoire. Une partie du produit est réservé aux municipalités (compensation et adaptation), une partie sert à compenser les impacts à l'échelle de l'État et une partie sert à financer des initiatives de protection et de conservation de milieux naturels. L'État dispose également d'un mécanisme de compensation pour les dommages aux routes. « C'est un système qui permet aux municipalités de proposer à l'État d'inscrire, sur une liste ou dans un registre, des routes relevant de leur compétence qui connaissent un trafic routier excessif, ou pour lesquelles on prévoit un tel trafic. Cette inscription oblige tout utilisateur à l'obtention d'un permis de l'État pour transporter sur les routes visées des charges données. L'obtention de ce permis est soumise à la conclusion d'une entente d'entretien avec la municipalité, au dépôt d'une garantie d'exécution et à une inspection de l'état de la route » (Sauvé, 2012).

<sup>140</sup> *Road Use Maintenance Agreement.*

- L'État de New York prévoit réaliser ou exiger des enquêtes de trafic dans les régions où les opérations seront les plus concentrées afin de prendre les mesures de mitigation appropriées, et adapter les programmes de taxes (les *severance taxes*, par exemple) en conséquence (NYSDEC, 2011).
- La nouvelle directive sur le transport routier (*Oil and Gas Road Regulation*), préparée par la Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique, est entrée en vigueur en juin 2013 conformément à l'article 111 (2) de la Loi sur les activités pétrolières et gazières (*Oil and Gas Activities Act*). En vertu de cette directive, tous les chemins construits, modifiés ou utilisés pour des activités liées au gaz et au pétrole font maintenant l'objet d'une attention spéciale. Des normes réglementaires couvriront principalement les aspects environnementaux et de sécurité. La directive prévoit le recours à des sanctions administratives pour les contrevenants. La directive sera valide tant sur le territoire public que sur le territoire privé (BCOGC, 2013).
- Le ministère des Transports de la Virginie-Occidentale a créé en 2003 un fonds spécifique, le *Coal Resource Transportation Fund*. Il y recueille les sommes perçues auprès des entreprises exploitant le charbon et les utilise pour l'entretien, la réparation et l'amélioration des routes et des ponts relevant de sa compétence. Les agents du ministère des Transports ont récemment proposé que les entreprises d'exploitation du gaz naturel déposent un certificat d'une valeur de 25 000 \$ à 100 000 \$ pour chaque mille de route de gravier construit à des fins d'exploitation des ressources (WVDT, 2013).
- Après avoir constaté que l'exploitation soudaine du gaz de schiste pouvait avoir de sérieux impacts sur les municipalités qui n'avaient pas de règlement spécifique sur le transport routier, un certain nombre de municipalités de la Pennsylvanie, de la Virginie-Occidentale et de l'Arkansas ont engagé collectivement des firmes de génie-conseil afin de partager les coûts encourus pour réaliser des études et préparer de tels règlements. Les bénéfices attendus de cette initiative font plus que compenser pour les dépenses supplémentaires encourues par les municipalités pour réparer et solidifier les chemins publics qu'elles administrent (Randall, 2011).
- Selon Santos et coll. (2010), d'un point de vue d'intervention publique, il est préférable de prendre en compte les risques d'accidents supplémentaires en raison des gains publics appréciables susceptibles d'être réalisés. Selon les auteurs, des systèmes d'assurances *pay-as-you-drive* (PAYD), couplés à des programmes d'inspection des véhicules et de contrôle de vitesse, permettraient de réduire substantiellement les externalités liées aux distances parcourues, comme les accidents, la détérioration des infrastructures, le bruit et la pollution atmosphérique.

À la lumière de ces initiatives, on constate qu'il existe une panoplie d'instruments réglementaires, de mécanismes financiers et de programmes visant à réduire les impacts sur le transport routier ou servant à compenser les coûts supplémentaires générés par l'exploitation soudaine du gaz de schiste.



Toutefois, ces initiatives ne seront pas suffisantes sans une planification appropriée de la part des instances gouvernementales. Le ministère des Transports de l'État de New York (NYSDOT) estime que les revenus actuels perçus par l'État pour compenser les dommages aux routes ne sont pas suffisants. Les coûts se répercuteront davantage sur les routes secondaires, peu adaptées au trafic lourd. Or, ce sont souvent les instances locales qui ont la responsabilité d'entretenir et de réparer ces routes secondaires. Barth (2012) rapporte que les coûts d'entretien des routes projetés pour les cinq prochaines années, pour trois des dix comtés du Texas surplombant le shale d'Eagle Ford, sont estimés à 500 millions de dollars, soit trois fois plus que le montant estimé avant le boom gazier. « Et ça ne comprend pas les millions de dollars supplémentaires que devront dépenser les administrations des comtés pour réparer les chemins sous leur responsabilité » (Barth, 2012).

Au Québec, à part une mesure prévue dans le budget 2011-2012 (voir l'encadré 41), il existe peu de mécanismes de financement à l'échelle locale pour compenser une augmentation soudaine des coûts d'entretien routier. La réglementation existante semble offrir peu de protection à ce sujet et, selon la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE, 2012), il n'y aurait pas beaucoup de planification à cet égard.

#### **Encadré 41 : Budget 2011-2012 : compensation financière pour les municipalités**

Dans le budget 2011-2012, le gouvernement du Québec a prévu une mesure de compensation pour les municipalités qui accueilleront des activités de forage sur leur territoire. « Le gouvernement désire cependant s'assurer que si l'ensemble de la population profite de l'exploitation du gaz de schiste, les municipalités qui pourraient en subir certains inconvénients en retireront également un bénéfice » (ministère des Finances, 2011). Une compensation de 100 000 \$, pour chaque puits de gaz de schiste exploité sur le territoire d'une municipalité, sera versée de manière dégressive sur dix ans à compter du début de la phase d'exploitation :

- 25 000 \$ l'année du début de l'exploitation commerciale du puits;
- 15 000 \$ la seconde année d'exploitation;
- 10 000 \$ la troisième année;
- 8 000 \$ la quatrième année;
- 7 000 \$ par année pour les six années suivantes.

Le Ministère prévoit récupérer ces montants auprès des exploitants. « Le gouvernement établira, le moment venu, le moyen par lequel ces compensations seront financées par l'industrie gazière ».

### **3.4.2. Bruit**

Selon l'article 1 de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q, c. Q-2), un son est considéré comme un contaminant et, dans le cas de sources fixes, il est régi par des

normes précises selon le milieu récepteur et le moment de la journée. Souvent, ce sont les municipalités qui réglementent et interviennent dans les cas de pollution par le bruit (BAPE, 2011).

L'Organisation mondiale de la santé (OMS) définit le bruit comme étant un son indésirable qui produit une gêne chez l'individu (BAPE, 2011).

Plusieurs études portant sur le bruit ont été réalisées en Europe. Dans son livre vert sur la politique future de lutte contre le bruit, la Commission européenne désigne le bruit dans l'environnement comme « l'un des principaux problèmes d'environnement qui se posent en Europe » (CE, 2002).

Selon une autre source européenne (Maibach et coll., 2008), le bruit serait, après la pollution de l'air, la seconde préoccupation en importance pour la population. La circulation routière constitue la source principale de bruit (Palma, 2007). Toutefois, plus le niveau sonore ambiant est élevé, moins l'ajout d'une nouvelle source aura d'effets perçus (Maibach et coll., 2008; Ricci, 1999). Le niveau sonore dépend de la vitesse de circulation. En dessous de 60 km/h, c'est le bruit du moteur, tandis qu'au-dessus de 60 km/h, c'est le bruit du roulement (contact entre les roues et la chaussée) qui prédomine (Sétra, 2010).

« L'Organisation mondiale de la santé a établi des valeurs guides pour le bruit dans les collectivités en fonction des types de milieu. Dans les zones résidentielles, elle préconise de limiter le bruit extérieur pendant la journée et la soirée à 55 dB(A)<sup>141</sup> et à 45 dB(A) pendant la nuit » (BAPE, 2011).

D'après une enquête de l'INRETS<sup>142</sup> (dans Palma, 2007), plus du quart de la population des centres-villes en Europe est exposé dans la journée à un niveau de bruit supérieur ou égal 65 dB(A), alors qu'en zone rurale, seulement 3,5 % de la population se trouve au-dessus de ce seuil.

Le bruit entraîne deux types d'externalités : des nuisances et la perte de santé. Les nuisances [bruits de plus de 60 dB(A)] correspondent à la perte de jouissance d'une activité de détente (perturbation du repos et du sommeil), à de l'inconfort et à de la douleur. La perte de santé [bruits de plus de 85 dB(A)] peut se manifester de différentes façons : détérioration de l'ouïe, augmentation du rythme cardiaque, hausse de la pression sanguine, changements hormonaux, pertes de sommeil, fatigue, dépression, etc. (BAPE, 2011; Maibach et coll., 2008; Palma et Zaouali, 2007; Sétra, 2010).

La gêne liée au bruit dépend à la fois de l'intensité du bruit en question, qui peut être forte ou faible, continue ou variable, grave ou aiguë, et de sa fréquence, c'est-à-dire en nombre de périodes ou de cycles par seconde.

Cette « complexité » du son, couplée au niveau de perception et de tolérance variable d'un individu à un autre, rend difficile l'évaluation des externalités. Quelques auteurs se

<sup>141</sup> Le dB(A), ou « décibel A », est une unité de mesure logarithmique pondérée par une unité du niveau de pression acoustique (A) pour traduire la perception des sons par l'oreille humaine.

<sup>142</sup> L'Institut national de recherche sur les transports et leur sécurité (INRETS) a été fusionné avec le Laboratoire central des ponts et chaussées (LCPC) pour devenir l'Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR).

sont quand même livrés à ce difficile exercice à l'aide de différentes méthodes d'évaluation.

### **La mesure des externalités liées au bruit**

Comme l'indique le tableau 23, Maibach et coll. (2008) ont estimé la valeur des externalités en calculant le coût marginal du bruit en euro (2002) par kilomètre parcouru.

**Tableau 23 : Coût marginal du bruit par km / véhicule parcouru (centimes d'euro de 2002)**

	Time of day	Urban	Suburban	Rural
Car	Day	0.76 (0.76 – 1.85)	0.12 (0.04 – 0.12)	0.01 (0.01 – 0.014)
	Night	1.39 (1.39 – 3.37)	0.22 (0.08 – 0.22)	0.03 (0.01 – 0.03)
MC	Day	1.53 (1.53 – 3.70)	0.24 (0.09 – 0.24)	0.03 (0.01 – 0.03)
	Night	2.78 (2.78 – 6.74)	0.44 (0.16 – 0.44)	0.05 (0.02 – 0.05)
Bus	Day	3.81 (3.81 – 9.25)	0.59 (0.21 – 0.59)	0.07 (0.03 – 0.07)
	Night	6.95 (6.95 – 16.84)	1.10 (0.39 – 1.10)	0.13 (0.06 – 0.13)
LGV	Day	3.81 (3.81 – 9.25)	0.59 (0.21 – 0.59)	0.07 (0.03 – 0.07)
	Night	6.95 (6.95 – 16.84)	1.10 (0.39 – 1.10)	0.13 (0.06 – 0.13)
HGV	Day	7.01 (7.01 – 17.00)	1.10 (0.39 – 1.10)	0.13 (0.06 – 0.13)
	Night	12.78 (12.78-30.98)	2.00 (0.72 – 2.00)	0.23 (0.11 – 0.23)

MC : motorcycle; LGV : large goods vehicle; HGV : heavy goods vehicle

Source : Adapté de Maibach et coll., 2008

Le coût marginal du bruit varie de façon importante (CE, 2002; Maibach et coll., 2008) :

- Selon qu'il est produit le jour ou la nuit;
- Selon la densité de la population : urbaine, suburbaine ou rurale;
- Selon le type de véhicule.

Certains auteurs ont tenté d'estimer, à l'aide de différentes méthodes, la valeur des externalités associées au bruit de la circulation routière exprimées en pourcentage du PIB ou en valeur par décibel, par personne, par année.

Palma et Zaouali (2007) ont compilé les résultats d'études estimant la valeur des externalités liées au bruit du transport en pourcentage du PIB au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Europe. Le tableau 24 présente les auteurs, les résultats et la méthode utilisée. La valeur moyenne affiche 0,4 % du PIB pour l'ensemble des études.

Tableau 24 : Le coût du bruit en % du PIB

Pays	Source	Méthode	% PIB
Royaume-Uni	Bouladon, 1991 *		0,5
	Tinch report, 1995 ***	PH+ MC	0,31
<b>Etats Unis</b>			
	Kanafani, 1983 ***	synthèse	0,06-0,12
	Bouladon, 1991 *		0,1
	the going rate, 1992 *		0,2
<b>Europe</b>			
France	Hanson et Marckman, 1992 ***	PH	0,4
	compte transport idf, 1998 **	CE	0,3
	rapport CADAS, 1998 **	PH	0,39
	IWW/INFRAS, 2000 **	CD	0,61
Suisse	Jeanrenaud, 1993 *	PH	0,3
Allemagne	Weinberger, 1992 *	MC	1,4
Suède	Hanson et Marckman, 1992 *	PH	0,4
Finlande	Himanen et al, 1992 *	DP	0,3
PH: prix hédoniste, MC: méthode contingente, CE: coût d'évitement, CD: coût dommage, DP: dépense de protection			

\* Cité par Quinet (1994), \*\* Cité par CNTV (2001), \*\*\* Cité par Navrud (2002)

Hamende et Hermesse (dans Palma et Zaouli, 2007) ont utilisé la méthode des prix hédonistes pour évaluer le coût externe des nuisances sonores en Belgique. Ils démontrent qu'un véhicule-kilomètre supplémentaire effectué aux heures creuses engendre un coût du bruit supérieur à celui des heures de pointe. Ceci s'explique par le fait que le niveau sonore pour un véhicule-kilomètre est beaucoup plus perceptible durant les heures creuses puisque le trafic est moins important durant cette période de la journée.

Saelensminde (1999) a utilisé la méthode contingente pour évaluer le coût du bruit dans une région de la Norvège. Il a obtenu une valeur 72 euros/dB(A)/pers/an. Dans une étude française, Lambert et coll. (2001) montrent que le consentement à payer pour réduire le bruit sur les routes est de l'ordre de 7 euros/dB(A)/pers/an.

En ce qui concerne le bruit émis par des activités de forage, Broomfield (2012) estime que chaque plateforme de forage (à raison de 10 puits par plateforme) nécessite de 800 à 2 500 jours d'activités qui génèrent du bruit, que ce soit pour la préparation du site, la construction des chemins d'accès, les activités de forage ou la fracturation hydraulique. Broomfield conclut que « ces niveaux de bruit devront être prudemment contrôlés pour éviter les risques à la santé de la population » (Broomfield, 2012).

## Quelques pistes de solution

### **Mesures d'atténuation du bruit associé aux travaux de forage et de fracturation hydraulique**

Dans le cas des mesures visant à réduire le bruit à la source, Allard et Perron (dans BAPE, 2011) suggèrent le confinement des génératrices à l'intérieur d'une enceinte et la disposition de la foreuse sur le site de manière à diriger la propagation du bruit dans le sens opposé des habitations. Le recours à des pratiques de construction et des modalités d'opération qui minimisent le bruit sont également suggérés par les auteurs. La disposition en andains des sols excavés servirait à atténuer le bruit et la fracturation hydraulique ne serait effectuée que le jour. Enfin, en dernier recours, un écran antibruit pourrait être installé. Selon le *Bureau of Oil and Gas Management* du ministère de la Protection de l'environnement de la *Pennsylvanie*, les écrans antibruit mis en place autour des sites d'exploration dans le shale de Marcellus se sont avérés très efficaces. Une étude spécifique sur les impacts du bruit lors de forages gaziers au Texas réalisée par une entreprise de consultants en acoustique (Behrens, 2006) arrive à des conclusions semblables (voir l'encadré 42). Toutefois, l'évaluation des coûts de ces différentes mesures d'atténuation n'est pas disponible.

### **Encadré 42 : Impacts sonores de forages et mesures de mitigation au Texas**

Une entreprise de consultation spécialisée dans le domaine de l'acoustique, Behrens and Associates, a été mandatée en 2006 par le *Forth Worth Gas Well Task Force* pour réaliser une étude sur la mesure des impacts sonores des forages dans les environs de la ville de Forth Worth. L'entreprise a d'abord mesuré les niveaux de bruit ambiant avant forage pour trois projets de puits. Des mesures de bruit ont ensuite été prises pour les trois puits à chacune des différentes phases de forage, à tous les 100 pieds jusqu'à 1 000 pieds, dans les quatre directions. Le niveau de bruit mesuré à 200 pieds s'établissait en moyenne entre 71 et 79 dB(A). L'entreprise a par la suite examiné l'effet de différentes mesures de mitigation. Ses travaux concluent que le niveau de bruit peut être réduit à un niveau jugé acceptable s'il ne dépasse pas le niveau de bruit ambiant par plus de 5 dB(A) pendant le jour et par plus de 3 dB(A) pendant la nuit, et ce, à 200 pieds du lieu des opérations. Ce niveau peut être atteint si l'exploitant utilise un équipement adéquat et en bonne condition, un système de contrôle du niveau de bruit, un tapis de forage ou une barrière acoustique sous-structurelle ainsi qu'un écran mural temporaire. De meilleurs résultats peuvent être atteints avec l'installation de tuyaux d'échappement plus performants, d'écrans muraux plus élevés et une orientation optimale des équipements qui génèrent du bruit (Behrens, 2006).

Dans le cas du trafic routier, la protection contre le bruit s'avère coûteuse lorsque les ménages doivent installer des fenêtres à double vitrage et que les municipalités doivent installer des murs antibruit (Parry et coll., 2007; Santos et coll., 2010).

Table 1: Comparison of pollution and noise cost estimates in the INFRAS and UNITE studies

Values	INFRAS		UNITE	
	Light Vehicle	Heavy Vehicle	Light Vehicle	Heavy Vehicle
<b>Average costs</b>	€/1,000 Tm-Km		€/1,000 Vehicle-Km	
Air Pollution	69.1	24.2	15.0	22.8
Global Warming	62.3 <sup>(1)</sup>	13.0 <sup>(1)</sup>	13.4	15.8
Nature and landscape	11.4	2.6	N. A.	N. A.
Noise	20.4	2.9	N.A.	N.A.
<b>Marginal costs</b>	€/1,000 Tm-Km		€/1,000 Vehicle-Km	
Air Pollution	15 - 100	33.5	N. A.	N. A.
Global Warming	8.2 - 57.4	1.8 - 12.8	N. A.	N. A.
Nature and landscape	10.9	0.8	N. A.	N. A.
Noise	2.4 - 307	0.25 - 32	N. A.	N. A.

<sup>(1)</sup> Global warming costs have been calculated with the shadow value of 140 €/Tm-CO<sub>2</sub>.  
N.A.: Not Available.

Source: INFRAS/IWW (2004) and Betancor and Nombela (2003)

Source : Ubeda et coll., 2006

Le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC, 2011) mentionne que, bien que la réduction de la vitesse des camions serait une manière de réduire le bruit, une réduction minimale de 16 km/h (10 miles/heure) doit être réalisée afin qu'il y ait une différence sonore notable. Par ailleurs, selon la même source, la restriction du trafic lourd sur certaines routes ou certains tronçons de route risquerait de simplement déplacer le problème de bruit sur d'autres routes ou tronçons de route.

### L'intervention réglementaire

L'Alberta et le Colorado font office de leaders en matière de réglementation du bruit associé aux travaux de forage et de fracturation hydraulique (DeGagne et Burke, 2008). La directive de l'Alberta (voir l'encadré 43, point A) et le règlement du Colorado (voir l'encadré 43, point B) poursuivent essentiellement le même objectif : produire un encadrement réglementaire du bruit efficace et économiquement réalisable.

### Encadré 43 : La directive de l'Alberta et le règlement du Colorado sur le bruit

#### A) La directive de l'Alberta

La directive 038 de l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB, 2007) de l'Alberta, intitulée *Noise Control*, a été révisée en 2007. Établie par un comité formé d'universitaires, de représentants de l'industrie et du gouvernement ainsi que de citoyens, la directive établit les normes de bruit à respecter pour les exploitants relevant de la compétence de l'ERCB. La directive s'applique à la majorité des projets impliquant la production de gaz naturel, de pétrole ou de charbon en Alberta.

L'objectif de la directive 038 est de fournir des normes d'émission de bruit qui sont clairement définies, qui répondent à des standards techniques reconnus et dont l'application demeure réaliste. La directive met l'accent sur la qualité de vie de la population vivant à proximité des lieux de forages.

Les principes directeurs de la directive sont les suivants :

- Niveaux de bruit mesurés au point d'impact et auprès des résidents susceptibles d'en subir les impacts;
- Utilisation d'une échelle de bruits adaptée aux fréquences perçues par l'oreille humaine;
- Limitation des augmentations du niveau de bruit à un maximum de 5 dB(A) au-dessus du niveau de bruit ambiant;
- Prise en compte des effets cumulatifs du bruit.

### B) Le règlement du Colorado

Au Colorado, les obligations réglementaires concernant le bruit provenant des activités de forage, de complétion et de production de gaz et de pétrole sont énoncées dans la réglementation sur le bruit administrée par la *Colorado Oil and Gas Conservation Commission* (COGCC, 2005). L'objectif du règlement est de déterminer les sources de bruit reliées aux activités d'extraction de gaz et de pétrole qui peuvent indisposer les propriétaires avoisinants et d'instaurer des mesures de réduction techniquement et économiquement atteignables qui permettent de respecter les niveaux de bruit en vigueur. Les principes directeurs du règlement sont les suivants :

- Les niveaux de bruit sont mesurés à des distances fixes par rapport aux sources;
- Une échelle pondérée du bruit est utilisée pour déterminer les seuils;
- Comme l'illustre le tableau suivant, les seuils maximums de bruit varient selon le zonage.

#### Seuils maximums de bruit selon le zonage au Colorado

Zonage	Jour (de 7 h à 19 h)	Nuit (de 19 h à 7 h)
Résidentiel, agricole et rural	55 db(A)	50 db(A)
Commercial	60 db(A)	55 db(A)
Industriel léger	70 db(A)	65 db(A)
Industriel	80 db(A)	75 db(A)

Source : Adapté de DeGagne et Burke, 2008

### Enjeux pour le Québec

Advenant un dépassement des critères de sa note d'instructions 98-01 constaté à la suite d'une inspection, le MDDEFP demanderait à l'entreprise « de corriger la situation à la source, dans la mesure du possible, ou de recourir à des mesures d'atténuation et de réaliser, après la mise en place des mesures correctrices, une étude démontrant le respect des niveaux sonores » (DQ17.1, p. 1). De plus, selon le Ministère, « un programme de suivi du climat sonore pourrait être requis selon l'impact sonore attendu du projet ou des activités sur le milieu environnant » *[ibid.]* (BAPE, 2011).

Le document technique du ministère des Ressources naturelles et de la Faune indique que le bruit généré par les activités de forage équivaut à 40 dB(A)<sup>143</sup> à une distance de 1,5 km du lieu de forage. Ainsi, pour respecter les critères de la note d'instructions 98-01 sur le bruit du MDDEFP, les sites, sans mesures d'atténuation, devraient se situer à environ 1,5 km des zones résidentielles. Soulignons que le niveau de bruit serait de 64 dB(A) à une distance de 90 m, soit environ la distance entre un puits et une habitation fixée par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Aussi, des mesures d'atténuation devront vraisemblablement être mises en place par les entreprises lorsque les sites d'exploration se situent à proximité des lieux habités. « Il est donc probable que, sans la mise en place de mesures d'atténuation adéquates, les niveaux de bruit dépassent certains seuils » (BAPE, 2011).

Deux études portant sur le bruit sont présentement en cours, dans le cadre de l'ÉES :

- Une évaluation qualitative d'études réalisées sur l'impact sonore des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste;
- Une étude sur la modélisation de l'impact sonore associé à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.

En résumé :

- Le bruit est une externalité importante, mais les activités de forage et de fracturation y contribueraient de façon marginale, sauf en milieu rural;
- Il faut distinguer le bruit généré à la source et le bruit généré par une augmentation du trafic routier;
- À la lumière des exemples, les externalités générées par le bruit des activités de forage gazier et de fracturation pourraient être internalisées par une réglementation adéquate qui tient compte du moment dans la journée, de la durée, de l'intensité et de la proximité de la population;
- Il y a peu d'études portant sur les coûts des mesures de mitigation.

---

<sup>143</sup> Cette valeur de 40 dB(A) à une distance de 1,5 km des installations correspond également à la limite de bruit nocturne imposée par la réglementation de l'Alberta (*Directive 038: Noise Control*, p. 7) et de la Colombie-Britannique (*British Columbia Noise Control Best Practices Guideline*, p. 5).



### 3.4.3. Santé et sécurité publiques et perturbations sociales

« En plus des préoccupations concernant les impacts sur les ressources en eau, des préoccupations sociales et économiques associées au développement rapide de l'industrie dans les régions rurales, telles que la santé des travailleurs et la sécurité des communautés, sont également présentes » (Cooley et Donnelly, 2012).

Selon Cook (2013), de l'*Australian Council of Learned Academies*, les études disponibles à l'étranger portant sur les impacts de la production de gaz de schiste laissent supposer que les risques pour la santé humaine sont faibles, ce qui a été corroboré par les données colligées à l'échelle nationale. L'auteur recommande toutefois de ne pas ignorer cet enjeu, car la collecte de données dans les secteurs les plus fortement peuplés pourrait permettre de cerner certaines zones plus sensibles.

À l'exception des taxes d'indemnité ou de fonds couvrant les externalités sociales dans leur ensemble, il existe peu d'exemples dans la littérature de mécanismes d'internalisation spécifiques à ce type d'externalités. Au Colorado cependant, la loi permet aux municipalités, par l'entremise de protocoles d'ententes, d'imposer des exigences supplémentaires à celles relatives à l'obtention d'un permis de forage. L'encadré 44 présente ce mécanisme plus en détail.

#### **Encadré 44 : Protocoles d'entente entre la municipalité d'Erie (Colorado) et deux entreprises de forage gazier**

Conformément à la loi en vigueur au Colorado, c'est la Commission du pétrole et du gaz (Oil & Gas Commission) qui détermine les conditions rattachées à la délivrance des permis de forage. Toutefois, les instances locales et régionales peuvent imposer des conditions supplémentaires qui vont au-delà de celles fixées par la Commission. Le conseil d'administration de la municipalité d'Erie s'est prévalu de cette disposition pour signer en 2012 des protocoles d'entente avec deux importantes entreprises de forage en activité sur son territoire. En vertu de ces protocoles, les entreprises s'engagent à adopter de meilleures pratiques de gestion (*best management practices*) et à prendre des mesures supplémentaires de protection de la santé et de la sécurité publiques pour répondre aux préoccupations exprimées par les instances municipales. Ces engagements sont par la suite ajoutés aux conditions rattachées à l'obtention du permis délivré par la Commission.

Parmi ces conditions, on retrouve notamment les suivantes :

- Éloigner le plus possible les équipements et le site du forage des lieux habités;
- Aviser les résidents dans un rayon de 0,8 km des travaux de forage et de fracturation à venir;
- Rendre accessibles sur Internet les informations sur la planification et l'état d'avancement des travaux, incluant la gestion du trafic, la réhabilitation des sites, etc.;
- Utiliser certains équipements plus sécuritaires ou réduisant les nuisances pour les résidents;
- Interdire l'usage de certains produits chimiques.

Selon Kern (2012), ces protocoles ont permis de lever le moratoire temporaire en vigueur depuis six mois sur le territoire de la municipalité et « pourront servir de modèles pour de futures ententes entre municipalités et entreprises œuvrant dans le domaine de l'énergie ».

Au Québec, l'avis de l'INSPQ (2013), qui a analysé 22 nouvelles études dans le cadre d'une mise à jour de ses travaux sur le sujet, va dans le même sens : « L'examen de la littérature récente nous amène à constater qu'il n'y a pas eu beaucoup de données scientifiques nouvelles portant sur l'impact sur la santé humaine des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ».

Malgré cette pénurie de données, l'INSPQ reconnaît toutefois que l'effet *boomtown* (ville champignon) associé aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste est susceptible de causer des impacts importants sur la qualité de vie et la santé sociale et psychologique des résidents vivant à proximité d'un site de forage ou d'une route empruntée par les travailleurs.

L'incidence des villes champignons variera selon le profil de la communauté d'accueil, les infrastructures, les services offerts et le niveau de préparation des autorités. « La pénurie de logements, l'augmentation du prix des biens et des services et l'augmentation des tensions et des conflits ont été constatées dans plusieurs cas étudiés. À leur tour, les nuisances et les effets sociaux peuvent occasionner du stress, de l'anxiété, de l'angoisse, des sentiments de perte de confiance et de perte de contrôle ».

Les principaux constats de l'INSPQ sont les suivants :

- Les principaux types d'incidents aux États-Unis et au Canada susceptibles de menacer la santé de la population sont les explosions, les incendies, les fuites et les déversements de matières dangereuses;
- La grande majorité des accidents survenus tout au long du processus d'exploration et de production du gaz seraient dus à des erreurs humaines, à de la négligence et à des défaillances matérielles;
- Les travailleurs, la population avoisinante et les premiers répondants sont les sujets les plus à risque de subir des préjudices sérieux lors de déversements et de fuites de matières dangereuses;
- Le transport de matières dangereuses comporte des risques particuliers aux différentes phases du transport;
- L'encadrement de l'industrie et le resserrement de la législation seraient les mesures les plus efficaces pour réduire la fréquence des événements environnementaux;
- Les mesures d'urgence et la surveillance demeurent des aspects de la gestion du risque à bien considérer, un des défis étant de favoriser la collaboration entre l'industrie gazière et les principaux organismes publics concernés;
- Le manque de connaissances concernant des substances dangereuses limite la possibilité d'évaluer le niveau d'exposition et les risques pour la santé des travailleurs et de la population environnante.

Le Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires a produit deux études documentaires (CRGRNT, 2013a et 2013b) portant sur les éventuels impacts sociaux que pourrait avoir l'exploitation du gaz de schiste au Québec (études S3-5 et S3-6). La première étude mentionne que la venue des projets liés au gaz de schiste sur le territoire des basses-terres risque « de créer des incohérences dans l'aménagement du territoire et des tensions entre les acteurs du milieu ». Les auteurs cernent notamment les enjeux territoriaux suivants :

- Risques accrus pour certains types d'exploitation agricole (biologique, agrotourisme, etc.) plus sensibles à la proximité d'activités industrielles;
- Conflits potentiels entre les usages récréatifs et touristiques et les activités liées au gaz de schiste;
- Risque de perte de valeur immobilière et transfert de richesse;
- Impacts positifs et négatifs d'une croissance rapide de la démographie et de l'économie locales (prix des loyers, disponibilité des services sociaux, etc.);
- Risque de perturber les mécanismes de planification et d'intervention à l'échelle locale et régionale;
- Risque de conflits entre les différents groupes d'acteurs locaux et régionaux et de perte de cohésion sociale.

Les auteurs de l'étude relèvent deux facteurs majeurs qui influencent l'apparition d'impacts et de conflits d'usage :

- La taille et le dynamisme de la communauté, de même que les valeurs véhiculées par les acteurs. Par exemple, « une concentration plus importante d'activités liées au gaz de schiste dans les territoires dévitalisés dans le but d'éviter des conflits d'usage soulève des questions de justice environnementale », soit des injustices sociales dans la distribution spatiale de la qualité de l'environnement;
- L'intensité (volume d'activité, rythme de développement et impacts cumulatifs) des activités liées au gaz de schiste sur le territoire.

La seconde étude documentaire du CRGRNT (2013b) porte sur les impacts sociaux que pourraient avoir les infrastructures gazières, en l'occurrence les gazoducs, sur les collectivités locales en lien avec l'exploitation et le transport du gaz de schiste. Les auteurs signalent l'importance de prendre en compte, dès le début des travaux, les réalités du milieu et la planification existante sur le territoire avant d'arrêter le tracé des gazoducs. Ils relèvent également la limitation du droit de propriété privée, le manque de communication entre le promoteur et la population et des compensations financières insuffisantes comme sources possibles de conflits et de stress pour différentes catégories d'acteurs.

Les auteurs déterminent plusieurs impacts cumulatifs possibles sur les communautés à proximité des sites où auront lieu ces activités, notamment une hausse des activités commerciales, de l'emploi ainsi que des revenus des particuliers et des municipalités, une diversification de l'économie locale, l'étalement urbain, la pénurie de logements et l'augmentation du loyer, la surcharge des services et l'inflation. « En somme, les communautés doivent être préparées non seulement pour mieux tirer profit des opportunités offertes par le développement du gaz de schiste sur leur territoire, mais aussi pour en atténuer les impacts. »

### **Mesures d'atténuation**

#### CRGRNT (2013a)

- Planification des territoires compatibles avec le développement du gaz de schiste à l'aide des outils de planification et mécanismes de participation existants, incluant la mise en place de dispositifs de participation du public pour inclure les intérêts des parties concernées;
- Mise en place de mécanismes de suivi des impacts permettant de mesurer les conséquences après la mise en œuvre du projet, de vérifier si le promoteur respecte ses engagements, de confirmer les impacts prédits, de détecter des impacts sociaux non prévus et d'appliquer des actions correctives.

#### CRGRNT (2013b)

- Planification du tracé des gazoducs et intégration dans un plan d'aménagement du territoire plus large, avec la participation des milieux locaux;
- Prise en compte des impacts cumulatifs pour évaluer adéquatement les impacts sociaux engendrés par les gazoducs et adopter des mesures appropriées.

#### INSPQ (2013)

- Investiguer et caractériser chaque population concernée au moment opportun.

#### Kern (2012)

- Encourager la signature de protocoles d'entente entre les instances locales et les entreprises gazières exploitantes.

De l'avis des experts, les risques pour la santé, la sécurité et le bien-être des communautés associés à l'exploitation du gaz de schiste seraient en général plutôt faibles, mais il est recommandé de ne pas ignorer cet enjeu, notamment à l'échelle locale et régionale, où certaines zones pourraient être plus particulièrement sensibles aux impacts cumulatifs.

À l'exception des taxes d'indemnité en usage dans plusieurs États américains, il existe peu d'exemples dans la littérature de mécanismes d'internalisation spécifiques à ce type d'externalités touchant les communautés. Le modèle des protocoles d'entente en usage au Colorado offre toutefois un exemple intéressant de mécanisme d'intervention à l'échelle locale.

## CONCLUSION

L'exploitation du gaz de schiste au Québec pourrait se concrétiser si les conditions gagnantes sont réunies : présence de réserves économiquement exploitables suffisantes, acceptabilité sociale, volonté politique affirmée et conjoncture économique favorable. Toutefois, les méthodes d'exploitation actuelles, en particulier la fracturation hydraulique, peuvent causer certains impacts environnementaux, sociaux et économiques indésirables. À la lumière des expériences vécues ailleurs, certains de ces impacts, pressentis ou réels, ne font pas toujours l'objet des meilleures pratiques dans l'industrie, ne sont pas toujours encadrés par une réglementation adéquate et ne sont pas toujours pris en compte par les marchés. Il y a alors présence d'externalités.

Après avoir présenté le cadre théorique des externalités, la présente étude établit quelles sont les principales externalités susceptibles de se produire au Québec. Elle formule ensuite une opinion sur les possibilités de les mesurer ou de les prendre en compte, et présente les principaux instruments ou principales méthodes en usage ici ou ailleurs permettant de les internaliser.

Les conclusions de Cook et coll. (2013) concernant les impacts environnementaux et sociaux possibles liés à une éventuelle exploitation du gaz de schiste en Australie paraissent en tous points transposables à la situation qui prévaut au Québec. « Plusieurs de ces impacts sont possibles, mais, pour la majorité d'entre eux, la probabilité de se réaliser est faible et lorsqu'ils sont effectivement réels, sauf dans le cas des impacts sur les écosystèmes, il existe généralement des mesures qui peuvent être prises pour les atténuer. Malgré tout, il est important que l'industrie du gaz de schiste prenne l'entière responsabilité des impacts négatifs possibles sur le paysage, les sols, la flore, la faune, les eaux souterraines et de surface, l'atmosphère et la santé humaine, de manière à répondre aux préoccupations de la population ».

L'analyse détaillée des différentes catégories d'externalités a permis de déterminer les principaux enjeux qui se dessinent au Québec concernant l'exploitation éventuelle du gaz de schiste. Les risques de contamination de l'eau potable et des nappes phréatiques demeurent au premier plan des préoccupations de la population et des gestionnaires publics. Malgré l'abondance des études et des informations disponibles, les auteurs reconnaissent quasi unanimement la nécessité de poursuivre l'acquisition de connaissances, particulièrement à l'échelle locale. Les externalités liées au transport, soit principalement les problèmes de trafic (congestion) et les dommages causés aux infrastructures routières, sont également importantes, mais plus facilement mesurables. Il existe une panoplie d'instruments réglementaires, de mécanismes financiers et de programmes à la disposition des gestionnaires publics pour résoudre cet enjeu. Les taxes d'indemnisation (*severance taxes*) sont abondamment utilisées aux États-Unis. Toutefois, au Québec, il ne semble pas exister de mécanismes de compensation à l'échelle locale pour compenser ce type d'externalités.

Dans le cas des externalités liées à la fermeture définitive des puits, les deux constats suivants s'imposent : 1) une bonne réglementation déterminant les règles et procédures de fermeture s'avère essentielle, mais n'est pas suffisante pour régler le problème des puits abandonnés ou orphelins, en raison notamment des risques de

déresponsabilisation des propriétaires<sup>144</sup> des puits et des problèmes que cela peut entraîner à long terme; 2) les montants exigés en garantie pour la fermeture adéquate des puits sont souvent nettement insuffisants et ces garanties doivent être sécurisées pendant la période de rentabilité de l'exploitation.

Les externalités associées à l'émission de GES pourraient s'avérer importantes, selon l'intensité de l'éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec. Elles pourraient rendre plus difficile l'atteinte de réduction des émissions prévues au Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, car contrairement à la situation aux États-Unis, le Québec ne pourrait pas bénéficier de la substitution du gaz vers une autre filière qui émet davantage de GES. Toutefois, selon les scénarios de développement prévus, ces émissions seraient limitées dans le temps à la période de forte intensité de l'exploitation.

---

<sup>144</sup> Les exploitants se désintéressent plus rapidement des puits lorsqu'ils ne sont plus rentables économiquement.

## ANNEXE 1

### MATRICE DES EXTERNALITÉS DE RESSOURCES FOR THE FUTURE – 2012

(Extrait)

#### 1. Site Development and Drilling Preparation

Activity	Intermediate Impacts					
	Groundwater	Surface Water	Soil Quality	Air Quality	Habitat Disruption	Community Disruption
Clearing of land/construction of roads, well pads, pipelines, other infrastructure		Stormwater flows	Stormwater flows	Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>	Habitat fragmentation	Industrial landscape
		Invasive species			Invasive species	Light pollution
						Noise pollution
On-road vehicle activity		Stormwater flows		Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>	Other	Noise pollution Road congestion / accidents
Off-road vehicle activity		Stormwater flows		Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>	Other	Noise pollution

2

#### 2. Drilling Activities

Activity	Intermediate Impacts					
	Groundwater	Surface Water	Soil Quality	Air Quality	Habitat Disruption	Community Disruption
Drilling	Drilling fluids /	Drilling fluids	Drilling	Conventio		Industrial

equipment operation at surface	cuttings	/ cuttings	fluids / cuttings	nal air pollutants and CO <sub>2</sub>		landscape
						Light pollution
						Noise pollution
Drilling of vertical and lateral wellbore	Methane	Drilling fluids / cuttings		Methane		
	Drilling fluids / cuttings					
	Intrusion of saline-formation water into fresh groundwater					
Casing and cementing	Methane	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Methane		
	Drilling fluids / cuttings					
	Intrusion of saline-formation water into fresh groundwater					
On-road and off-road vehicle activity		Stormwater flows		Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>	Other	Noise pollution
						Road congestion / accidents
Use of surface water and groundwater	Freshwater withdrawals	Freshwater withdrawals			Freshwater withdrawals	
		Invasive species			Invasive species	
Venting of methane				Methane		
				Hydrogen		



				sulfide		
<b>Flaring of methane</b>				Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>		Industrial landscape
				Methane		
				Hydrogen sulfide		
<b>Storage of drilling fluids at surface</b>	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Volatile organic compounds	Drilling fluids / cuttings	Industrial landscape
<b>Disposal of drilling fluids, drill solids, cuttings</b>	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Volatile organic compounds	Drilling fluids / cuttings	

6. Other Activities

Activity	Intermediate Impacts					
	Groundwater	Surface Water	Soil Quality	Air Quality	Habitat Disruption	Community Disruption
<b>Shutting-in</b>	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>		
	Fracturing fluids	Fracturing fluids	Fracturing fluids	Methane		
	Flowback / produced water	Flowback / produced water	Flowback / produced water			
	Intrusion of saline-formation					

	water into fresh groundwater					
<b>Plugging and abandonment</b>	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>	Habitat fragmentation	Industrial landscape
	Fracturing fluids	Fracturing fluids	Fracturing fluids	Methane		
	Flowback / produced water	Flowback / produced water	Flowback / produced water			
	Intrusion of saline-formation water into fresh groundwater					
<b>Workovers</b>	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Drilling fluids / cuttings	Conventional air pollutants and CO <sub>2</sub>		
	Flowback / produced water	Flowback/p roduced water	Flowback / produced water	Methane		
	Intrusion of saline-formation water into fresh groundwater			Hydrogen sulfide		
<b>Downstream activities (e.g., pipelines)</b>				Methane		Odor

## ANNEXE 2

### MATRICE DES EXTERNALITÉS DE L'UNION EUROPÉENNE – 2012

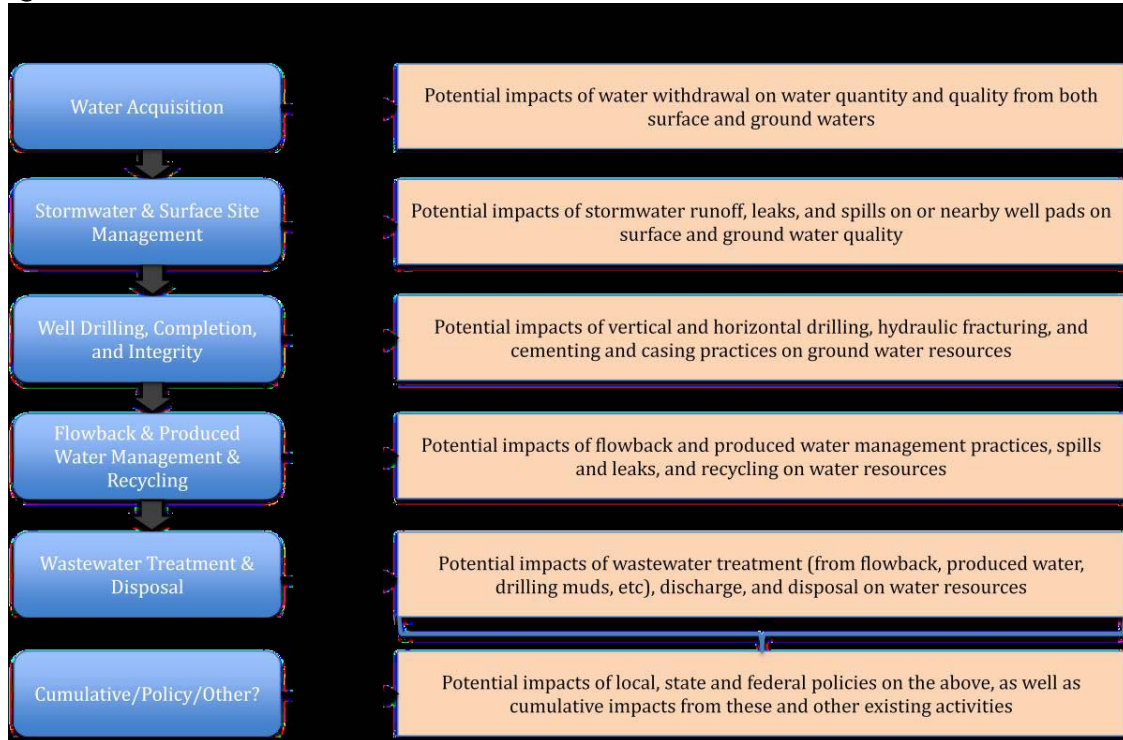
Table ES1: Summary of preliminary risk assessment

Project phase							
Environmen-tal aspect	Site identification and preparation	Well design, drilling casing cementing	Fracturing	Well completion	Production	Abandonment and post-abandonment	Overall rating
Individual site							
<b>Groundwater contamination</b>	Not applicable	Low	<b>Moderate-High</b>	<b>High</b>	<b>Moderate-High</b>	Not classifiable	<b>High</b>
<b>Surface water contamination</b>	Low	Moderate	<b>Moderate-High</b>	<b>High</b>	Low	Not applicable	<b>High</b>
<b>Water resources</b>	Not applicable	Not applicable	Moderate	Not applicable	Moderate	Not applicable	Moderate
<b>Release to air</b>	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Low	Moderate
<b>Land take</b>	Moderate	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Moderate	Not classifiable	Moderate
<b>Risk to biodiversity</b>	Not classifiable	Low	Low	Low	Moderate	Not classifiable	Moderate
<b>Noise impacts</b>	Low	Moderate	Moderate	Not classif.	Low	Not applicable	<b>Moderate-High</b>
<b>Visual impact</b>	Low	Low	Low	Not applicable	Low	Low-Moderate	Low-Moderate
<b>Seismicity</b>	Not applicable	Not applicable	Moderate	Low	Not applicable	Not applicable	Low-Moderate
<b>Traffic</b>	Low	Low	Moderate	Low	Low	Not applicable	Moderate
Cumulative							
<b>Groundwater contamination</b>	Not applicable	Low	<b>Moderate-High</b>	<b>High</b>	<b>High</b>	Not classifiable	<b>High</b>
<b>Surface water contamination</b>	Moderate	Moderate	<b>Moderate-High</b>	<b>High</b>	Moderate	Not applicable	<b>High</b>
<b>Water resources</b>	Not applicable	Not applicable	<b>High</b>	Not applicable	<b>High</b>	Not applicable	<b>High</b>
<b>Release to air</b>	Low	<b>High</b>	<b>High</b>	<b>High</b>	<b>High</b>	Low	<b>High</b>
<b>Land take</b>	<b>Very high</b>	Not applicable	Not applicable	Not applicable	<b>High</b>	Not classifiable	<b>High</b>
<b>Risk to biodiversity</b>	Not classifiable	Low	Moderate	Moderate	<b>High</b>	Not classifiable	<b>High</b>
<b>Noise impacts</b>	Low	<b>High</b>	Moderate	Not classif.	Low	Not applicable	<b>High</b>
<b>Visual impact</b>	Moderate	Moderate	Moderate	Not applicable	Low	Low-Moderate	Moderate
<b>Seismicity</b>	Not applicable	Not applicable	Moderate	Low	Not applicable	Not applicable	Low
<b>Traffic</b>	Low	Low	Moderate	Low	Low	Not applicable	<b>High</b>

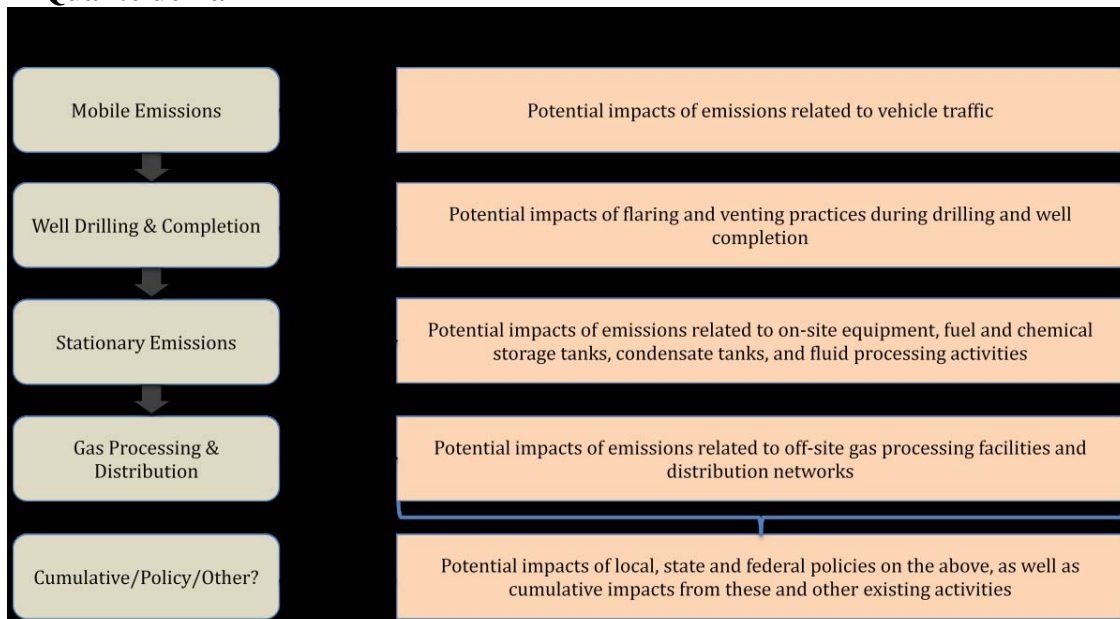
### ANNEXE 3

## MATRICE DES EXTERNALITÉS DU PROGRAMME DES NATIONS UNIES POUR L'ENVIRONNEMENT (PNUE) – 2012

### Qualité de l'eau



### Qualité de l'air



## ANNEXE 4

## Exemple de la valeur économique totale appliquée à la biodiversité

	USE VALUE			NON-USE VALUE
<b>CATEGORIES</b>	<b>Direct use value</b> Consumptive, nonconsumptive	<b>Indirect use value</b>	<b>Option value</b>	<b>Existence value</b>  Bequest value (for future generations)
<b>EXAMPLES FOR BIODIVERSITY</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hunting</li> <li>• Fishing</li> <li>• Timber harvesting</li> <li>• Harvesting of nontimber forest products</li> <li>• Harvesting of biomass</li> <li>• Recreation</li> </ul>	<p>Watershed protection (erosion control, local flood reduction, regulation of streamflows, storm protection)</p> <p>Ecological processes (fixing and cycling of nutrients, soil formation, circulation and cleansing of air and water, climate regulation, carbon fixing, global life support)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Genetic resources</li> <li>• Old-growth forest (irreversibilities!)</li> </ul>	Charismatic megafauna (whales, great apes, etc.)
<b>COMMONLY USED VALUATION METHODS</b>	Change in productivity, costbased approaches, hedonic prices, travel cost, stated preference methods	Change in productivity, costbased approaches, stated preference methods	Change in productivity, cost-based approaches, stated preference methods	Stated preference methods

Source : PNUE (2005)

## ANNEXE 5

### Exercice :

### Estimation des émissions fugitives de méthane au Québec pour les trois scénarios de développement

Les émissions fugitives annuelles de méthane ont été estimées pour les trois scénarios de production décrits dans l'étude produite par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste<sup>145</sup> (CÉES, 2012). Le tableau suivant présente les principales hypothèses sous-jacentes.

	EUR <sup>146</sup> (Gpi <sup>3</sup> )	Déploiement	Début du déploiement	Durée de vie	Nombre de puits
<b>Scénario 3</b>	3,0	Sur 10 ans	2015	25 ans	1 000
<b>Scénario 4</b>	2,75	Sur 15 ans	2015	25 ans	3 600
<b>Scénario 5</b>	2,5	Sur 20 ans	2015	25 ans	9 000

Les autres principaux paramètres et hypothèses retenus pour procéder à l'estimation des émissions fugitives annuelles de méthane pour les trois scénarios de production sont les suivants :

- Le potentiel de réchauffement global (PRG) est l'unité de mesure de l'effet d'un GES sur le réchauffement climatique par rapport à celui du CO<sub>2</sub>. Le PRG du CO<sub>2</sub> est équivalent à 1 sur une période de 100 ans. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat a établi le PRG/100 ans du méthane à 25 (GIEC, 2007). Une tonne de méthane libérée dans l'atmosphère correspond donc à une émission de 25 tonnes de CO<sub>2</sub>.
- Le poids du méthane<sup>147</sup> est égal à 0,668 kg/m<sup>3</sup> à pression (101,325 kPa) et température (20 °C) normale.
- Pour transformer la quantité totale estimée de gaz produit (EUR), exprimée en pieds cubes, on utilise le facteur de conversion : un mètre cube = 35,31466672 pi<sup>3</sup> (González, 2012).
- On utilise comme base de calcul le taux de fuite estimé par l'EPA, soit 2,4 % de la production totale estimée et on procède à une analyse de sensibilité avec des taux de 1 % et 4 %.

<sup>145</sup> L'étude est disponible sur le site Web de l'ÉES : <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/documentation/>.

<sup>146</sup> L'EUR (Estimated Ultimate Recovery) correspond à la production globale cumulée d'un puits pour la durée de sa vie utile. L'EUR est exprimé en milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>).

<sup>147</sup> Les données proviennent du site suivant : [http://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d\\_158.html](http://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html).

### Vitesse de déploiement des puits pour les trois scénarios de développement

Année	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
2015	1	0	1
2016	4	3	1
2017	25	9	5
2018	121	31	13
2019	349	105	36
2020	348	324	98
2021	121	779	258
2022	25	1 097	638
2023	4	779	1 349
2024	2	324	2 101
2025		105	2 100
2026		31	1 349
2027		9	638
2028		2	258
2029		2	98
2030			36
2031			13
2032			5
2033			2
2034			1
<b>Total</b>	<b>1 000</b>	<b>3 600</b>	<b>9 000</b>

- Selon Hugues (2013), le taux de déclin des puits individuels pour la majorité des shales en exploitation oscille entre 79 % et 95 % après les 36 premiers mois et, dans plusieurs cas, dépasse 50 % la première année.
- La vitesse de déploiement de même que la courbe de déclin servant à estimer la production annuelle des puits sont tirées des travaux de González et Khater (2012). Elles représentent des valeurs semblables à celles retrouvées dans les shales en exploitation.

### Résultats

Sur la base des hypothèses retenues, on observe dans le premier graphique que l'exploitation éventuelle du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent aurait un effet important sur le bilan de carbone du Québec à moyen terme.

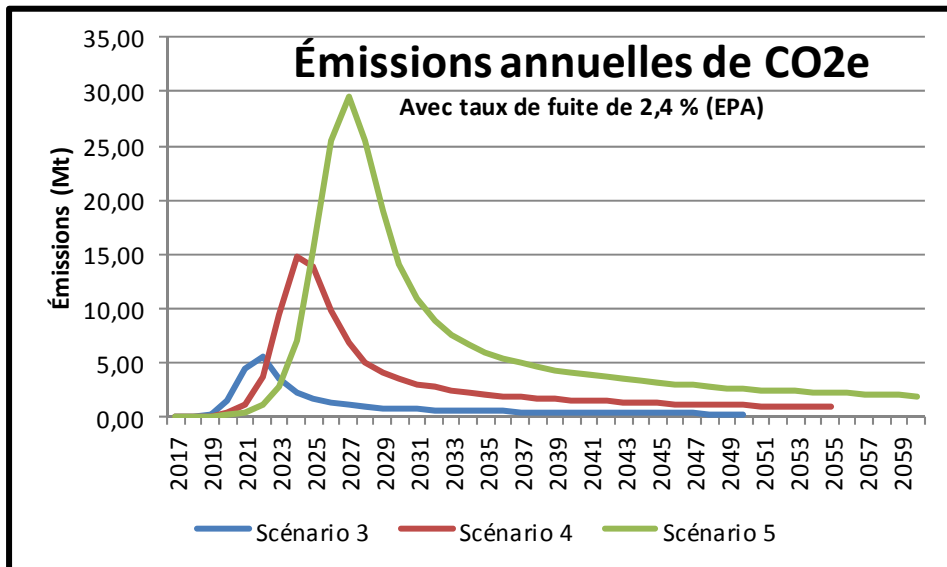
Les émissions fugitives de CO<sub>2</sub> culmineraient à 5,48 mégatonnes éq. CO<sub>2</sub> en 2022 dans le troisième scénario, à 14,77 dans le quatrième scénario, et à 29,61 dans le cinquième scénario. On remarque, dans les graphiques qui suivent, que les émissions annuelles diminuent rapidement, en raison de la courbe de déclin de forme exponentielle.

À titre de comparaison, le bilan de GES au Québec s'élève à 81,8 Mt éq. CO<sub>2</sub> en 2009 et les émissions de méthane représentent 10,6 % de ce total (MDDEP, 2011).

Le second graphique illustre la grande sensibilité des émissions au taux d'émissions fugitives utilisé. En appliquant différents taux proposés dans la littérature (voir le texte précédent) au scénario 3, les émissions culmineraient en 2022 à :

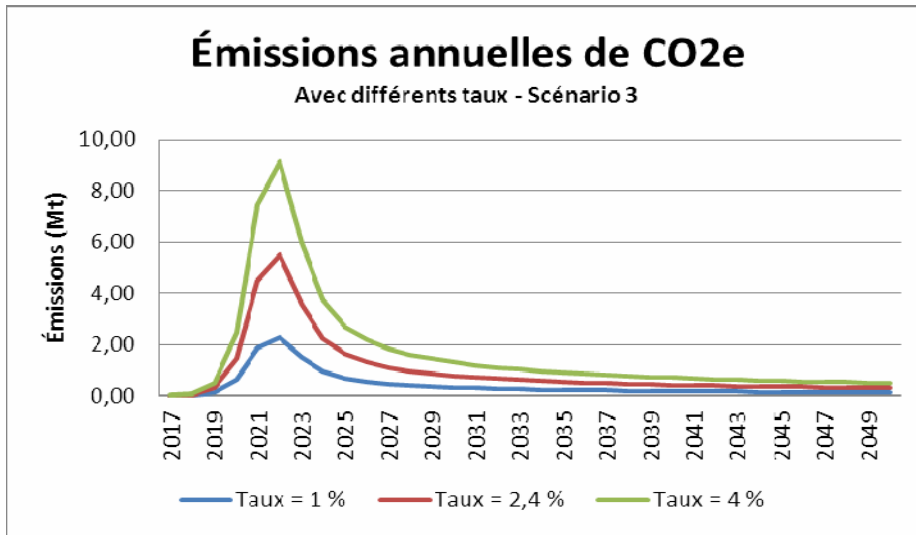
	Taux = 1 %	Taux = 2,4 %	Taux = 4 %
Émissions annuelles en Mt	2,28	5,48	9,14

Graphique 1





Graphique 2



## BIBLIOGRAPHIE

- Agence internationale de l'énergie (AIE). 2012. *World Energy Outlook 2012 - Golden Rules for a Golden Age of Gas*. En ligne. 150 p. <[http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012\\_GoldenRulesReport.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf)>. Consulté en décembre 2012.
- Alberta Environment and Sustainable Resource Development (AESRD). 2013. *Oil and Gas Well Reclamation*. En ligne. <<http://environment.alberta.ca/02862.html>>. Consulté en aout 2013.
- Alberta Environment. 2006. *Alberta Environment Summary Report on 2004 NPRI Air Emissions*. En ligne. 95 p. <<http://environment.gov.ab.ca/info/library/7758.pdf>>. Consulté en juillet 2012.
- All Consulting. 2012. *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources*. En ligne. 229 p. <<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ModernPracticesHFCanadianResources.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- Alvarez, Ramón, et coll. 2012. « *Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure* ». Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS). En ligne. 6 p. <<http://www.pnas.org/content/early/2012/04/02/1202407109.full.pdf+html>>. Consulté en mai 2013.
- Alvarez, Ramón, et Elizabeth Paranhos. 2012. *Air Pollution Issues Associated with Natural Gas and Oil Operations*. Air & Waste Management Association. En ligne. 4 p. <<http://www.edf.org/sites/default/files/AWMA-EM-airPollutionFromOilAndGas.pdf>>. Consulté en janvier 2012.
- Armendariz, Al. 2009. *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*. Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University (for Ramón Alvarez, EDF). En ligne. 45 p. <[http://www.edf.org/sites/default/files/9235\\_Barnett\\_Shale\\_Report.pdf](http://www.edf.org/sites/default/files/9235_Barnett_Shale_Report.pdf)>. Consulté en juillet 2012.
- American Petroleum Institute (API). 2011. *Overview of Industry Guidance /Best Practices on Hydraulic Fracturing (HF)*. En ligne. 3 p. <<https://skydrive.live.com/view.aspx?cid=AFE37658020A450B&resid=AFE37658020A450B%21189&app=WordPdf&authkey=%21AjUvCvflc8BdNWQ>>. Consulté en juin 2013.
- Avnery, S., D. L. Mauzerall, J. Liu et L. W. Horowitz, L.W. 2011. « *Global crop yield reductions due to surface ozone exposure: 1. Year 2000 crop production losses and economic damage* ». Atmospheric Environment, volume 45, p. 2284-2296.
- Babcock, M. W., J. L. Bunch, J. Sanderson et J. Witt. 2003. *Economic impacts of railroad abandonment on Kansas communities – Report No. KS-03-4. Final Report*.

- Department of Transportation – Kansas. En ligne. 175 p. <<http://www.ksdot.org/burrrail/rail/publications/Impact2003.pdf>>. Consulté en juin 2013.
- Bai, Y., W. Hou, S. D. Schrock, C. Liu, U. Firman et T. E. Mulinazzi. 2009. *Estimating Highway Pavement Damage Costs Attributed to Truck Traffic*. En ligne. 180 p. <<http://www.iri.ku.edu/publications/HighwayDamageCosts.pdf>>. Consulté en mai 2013.
- Barth, J. M. 2012. *The Economic Impact of Shale Gas Development : Can New York Learn from Texas?* En ligne. 3 p. <<http://www.scribd.com/doc/93169057/Shale-Gas-Texas-Impacts>>.
- Baumol, William. 1972. « *On Taxation and the Control of Externalities* ». The American Economic Review, volume 62, numéro 3, p. 307-322.
- Behrens and Associates. 2006. *Gas Well Drilling Noise Impact and Mitigation Study*. Hawthorne, Californie. En ligne. 30 p. <<http://pstrust.org/docs/GasWellDrillingNoiseImpactandMitigationStudy.pdf>>. Consulté en mai 2013.
- Bernard, Jean-Thomas. 2010. « *Valeur et impact économique du gaz de schiste au Québec* ». L'Actualité économique, revue d'analyse économique, vol. 86, n° 4.
- Berta, Nathalie. 2008. *Le concept d'externalité de l'économie externe à « l'interaction directe » : quelques problèmes de définition*. En ligne. 24 p. <<http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/27/06/72/PDF/R08025.pdf>>.
- Boden, H. 1989. Approaches in modeling the impact of air pollution-induced material degradation. En ligne. 58 p. <<http://www.iiasa.ac.at/Admin/PUB/Documents/WP-89-104.pdf>>. Consulté en juillet 2012.
- Boiteux, Marcel. 2001. *Transports : choix des investissements et coût des nuisances*. En ligne. <<http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/014000434/0000.pdf>>. Consulté en février 2013.
- British Columbia Oil & Gas Commission (BCOGC). 2012. *Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin*. En ligne. 29 p. <[www.bcoqc.ca/node/8046/download](http://www.bcoqc.ca/node/8046/download)>. Consulté en juin 2013.
- British Columbia Oil & Gas Commission (BCOGC). 2011. *Flaring and venting reduction guideline*. En ligne. 71 p. <[http://www.bcoqc.ca/sites/default/files/documentation/manuals-pipelines-and-facilities-guidelines-resource-conservation-guidelines-flaring-forms/flaring20and20venting20reduction20guideline20october20release\\_1.pdf](http://www.bcoqc.ca/sites/default/files/documentation/manuals-pipelines-and-facilities-guidelines-resource-conservation-guidelines-flaring-forms/flaring20and20venting20reduction20guideline20october20release_1.pdf)>. Consulté en août 2013.
- Brittingham, Margaret. 2012. *Marcellus Shale Field Guide. Habitat fragmentation*. Penn State College of Agricultural Sciences. En ligne.

<[http://www.marcellusfieldguide.org/index.php/guide/ecological\\_concepts/habitat\\_fragmentation/](http://www.marcellusfieldguide.org/index.php/guide/ecological_concepts/habitat_fragmentation/)>. Consulté en janvier 2013.

Broomfield, Mark. 2012. *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*. Direction générale de l'environnement de la Commission européenne. En ligne. 292 p.

<<http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf>>. Consulté en février 2013.

Bruns, Dale, et coll. 2012. *Potential Impacts of Marcellus Shale Gas Development on Water Chemistry and Macroinvertebrate Community Composition in Northeastern Pennsylvania: An Analysis of Summertime Trends*. Institute for Energy and Environmental Research, Wilkes University.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). 2011. *Commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*. Rapport 273. En ligne.

<<http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf>>. Consulté en juillet 2012.

California Department of Conservation (CDC). 2013. *Oil, Gas & Geothermal - Idle and Orphan Well Program*. En ligne.

<[http://www.conservation.ca.gov/dog/idle\\_well/Pages/idle\\_well.aspx](http://www.conservation.ca.gov/dog/idle_well/Pages/idle_well.aspx)>. Consulté en juillet 2013.

California Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources (CDOGGR). 2012. *California Laws for Conservation of Petroleum & Gas (CLCPG)*. En ligne. 120 p.

<<ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/laws/PRC01.pdf>>. Consulté en juillet 2013.

Calthrop, E., et S. Proost. 1998. « *Road Transport Externalities – Interaction between Theory and Empirical Research* ». *Environmental and Resource Economics*, 11(3-4), p. 335-348.

Carlaw, K. I., et R. G. Lipsey. 2002. « *Externalities, Technological Complementarities and Sustained Economic Growth* ». *Research Policy*, vol. 31, n° 8-9, p. 1305-1315.

Carson, R. T. et coll. 1992. *A Contingent Valuation Study of Lost Passive Use Values Resulting From the Exxon Valdez Oil Spill*. En ligne. 125 p. <[http://mpra.ub.uni-muenchen.de/6984/1/MPRA\\_paper\\_6984.pdf](http://mpra.ub.uni-muenchen.de/6984/1/MPRA_paper_6984.pdf)>. Consulté en janvier 2013.

Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG). 2012. *Description d'un projet type de gaz de schiste selon les phases d'exploration, de développement, d'exploitation et de fermeture et suivi*. En ligne. 61 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Rapport-etude-M-2\\_CIRAIG.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Rapport-etude-M-2_CIRAIG.pdf)>.

Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT). 2013a. *Les modifications dans les usages du territoire*. Étude S3-5

réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Université du Québec en Outaouais, 94 p.

Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires (CRGRNT). 2013b. *Description et documentation des impacts sociaux que pourraient avoir les infrastructures gazières sur les collectivités locales en lien avec l'exploitation et le transport du gaz de schiste*. Étude S3-6 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Université du Québec en Outaouais, 74 p.

Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE). 2013. *Élaboration de propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec*. Étude L3-1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Université Laval, 42 p.

Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE). 2012a. *Analyse comparative des législations encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste en vigueur dans d'autres provinces et États – Sommaire*. Étude L1-1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Université Laval, 38 p.

Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE). 2012b. *Description des champs d'intervention de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste*. Étude L2-1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, Université Laval, 59 p.

Clark, Corrie, et coll. 2012. *Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production: Technology, Impacts, and Policy*. Argonne National Laboratory. En ligne. 20 p. <[http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/10/Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production.pdf](http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2012/10/Hydraulic_Fracturing_and_Shale_Gas_Production.pdf)>. Consulté en décembre 2012.

Cleary, Eilish. 2012. *Recommandations du médecin-hygiéniste en chef sur l'exploitation du gaz de schiste au Nouveau-Brunswick*. Ministère de la Santé du Nouveau-Brunswick. En ligne. 91 p. <<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Departments/h-s/pdf/fr/MilieuxSains/RecommandationsSurLexploitationDuGazDeSchiste.pdf>>. Consulté en janvier 2013.

Colborn, T., C. Kwiatkowski, K. Schultz et M. Bachran. 2011. « *Natural Gas Operations from a Public Health Perspective* ». *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal*, vol. 17, n° 5, P. 1039-1056.

Colborn, T., K. Schultz, L. Herrick et C. Kwiatkowski. 2012 (à paraître). « *An Exploratory Study of Air Quality Near Natural Gas Operations* ». *Human and Ecological Risk Assessment: An International Journal*.

Colombie-Britannique (Ministry of Healthy Living and Sport). 2009. *2005 British Columbia Emissions Inventory of Criteria Air Contaminants*. En ligne. 50 p.

<[http://www.bcairquality.ca/reports/pdfs/2005\\_emissions\\_inventory.pdf](http://www.bcairquality.ca/reports/pdfs/2005_emissions_inventory.pdf)>. Consulté en juillet 2012.

Colorado Oil and Gas Conservation Commission (COGCC). 2005. *Aesthetic and Noise Control Regulations*. En ligne. 5 p. <[http://www.oil-gas.state.co.us/RR\\_docs/Polices/Noise%20Rules1220.pdf](http://www.oil-gas.state.co.us/RR_docs/Polices/Noise%20Rules1220.pdf)>. Consulté en juillet 2013.

Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES). 2012. *L'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent : scénarios de développement. Version finale*. En ligne. 36 p. <<http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/12/Rapport-etude-P-1-CEES.pdf>>. Consulté en décembre 2012.

Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES). 2012b. *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*. En ligne. 84 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/03/plan-realisation-final\\_avril-2012.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/03/plan-realisation-final_avril-2012.pdf)>. Consulté en janvier 2013.

Commissariat général au développement durable (CGDD). 2010. *Donner une valeur à l'environnement : la monétarisation, un exercice délicat mais nécessaire*. Collection « La Revue » du Service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable. En ligne. 88 p. <[http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id\\_article=20127](http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=20127)>. Consulté en février 2013.

Commission des Communautés européennes (CCE). 2007. *Livre vert sur les instruments fondés sur le marché en faveur de l'environnement et des objectifs politiques connexes*. En ligne. 19 p. <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0140:FIN:FR:PDF>>. Consulté en février 2013.

Communautés européennes (CE). 2002. *Directive du parlement européen et du conseil du 25 juin 2002 relative à l'évaluation et à la gestion du bruit dans l'environnement*. En ligne. <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2002:189:0012:0012:FR:PDF>>. Consulté en avril 2013.

Considine, Timothy, Robert Watson et Seth Blumsack. 2011. *The Pennsylvania Marcellus Natural Gas Industry: Status, Economic Impacts and Future Potential*. Pennsylvania State University. En ligne. 68 p. <<http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2011/07/Final-2011-PA-Marcellus-Economic-Impacts.pdf>>. Consulté en décembre 2012.

Cook, P., V. Beck, D. Brereton, R. Clark, B. Fisher, S. Kentish, J. Toomey et J. Williams. 2013. *Engineering Energy: Unconventional Gas Production*. Report for the Australian Council of Learned Academies. En ligne. 252 p. <<http://www.acola.org.au/PDF/SAF06FINAL/Final%20Report%20Engineering%20Energy%20June%202013.pdf>>. Consulté en août 2013.

- Cooley, Heather, et Kristina Donnelly. 2012. *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction*. Pacific Institute. En ligne. 35 p. <[http://www.pacinst.org/reports/fracking/full\\_report.pdf](http://www.pacinst.org/reports/fracking/full_report.pdf)>. Consulté en mars 2013.
- Cyr, J.-F., M. Saint-Pierre et G. Gangbazo, G. 2013. *Identification des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent qui ne peuvent fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie. Version préliminaire*. Non publié.
- David, G., J. B. Herrenschmidt, E. Mirault et A. Thomassin. 2007. *Valeur sociale et économique des récifs coralliens du Pacifique insulaire*. Institut de recherche pour le développement. En ligne. 49 p. <[http://www.crisponline.net/Portals/1/PDF/C1A4\\_Manuel\\_socio\\_FR.pdf](http://www.crisponline.net/Portals/1/PDF/C1A4_Manuel_socio_FR.pdf)>. Consulté en juillet 2012.
- Davies, R. J., et coll. 2012. *Hydraulic fractures, how far do they go?* Marine and Petroleum Geology, vol. 37, no 1, p. 1-6.
- DeGagne, David, et Donald Burke. 2008. *Noise Considerations in the Development of Coalbed Methane*. En ligne. 18 p. <<http://www.noisesolutions.com/uploads/images/Noise%20Considerations%20in%20the%20Development%20of%20Coalbed%20Methane.pdf>>. Consulté en mai 2013.
- Delisle, P. 1996. « *Circulation routière et nuisances environnementales. Quelle place pour l'analyse économique* ». Revue de l'OFCE, no 59, p. 135-166.
- DieselNet. 2009. *Emission Standards, European Union – Heavy-Duty Diesel Truck and Bus Engines*. En ligne. <<http://www.dieselnet.com/standards/eu/hd.php>>. Consulté en juillet 2012.
- Dionne, Georges, et Martin Lebeau. 2010. *Le calcul de la valeur statistique d'une vie humaine*. Centre interuniversitaire de recherche sur les réseaux d'entreprise, la logistique et le transport (CIRRELT). En ligne. 61 p. <<https://www.cirrelt.ca/DocumentsTravail/CIRRELT-2010-48.pdf>>. Consulté en avril 2013.
- Dorsett, Melanie. 2010. « *Exxon Valdez Oil Spill Continued Effects On The Alaskan Economy* ». *Colonial Academic Alliance Undergraduate Research Journal*, vol. 1, article 7. En ligne. 17 p. <<http://digitalarchive.gsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1020&context=caaurj>>. Consulté en février 2013.
- Duchaine, Yves, et coll. 2012. *Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec*. Université Laval. En ligne. 85 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1\\_a\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1_a_UL.pdf)>. Consulté en janvier 2013.
- Dybing, Alan, et Denver Tolliver. 2012. *Managing the Impacts of Bakken Oil Exploration on North Dakota Roadways*. Webinaire de la North Dakota State University. En ligne. <<http://www.cvent.com/events/webinar-managing-the-impacts-of-bakken-oil-exploration-on-north-dakota-roadways/event-summary->

[2a4f1155fcb44211bc134f3854e34dfe.aspx?i=801c5f4f-c0f1-4873-ad12-bb6165332eb6](http://2a4f1155fcb44211bc134f3854e34dfe.aspx?i=801c5f4f-c0f1-4873-ad12-bb6165332eb6)>. Consulté en décembre 2012.

Earthworks' Oil & Gas Accountability Project (OGAP). 2005. *Oil and Gas at Your Door? A Landowner's Guide to Oil and Gas Development*. En ligne. 235 p. <<http://www.earthworksaction.org/files/publications/LOguide2005book.pdf>>. Consulté en février 2013.

*Energy Resources Conservation Board* (ERCB). 2007. *Directive 038: Noise Control*. En ligne. 56 p. <<http://www.noisesolutions.com/uploads/images/pages/resources/pdfs/Directive%20038.pdf>>. Consulté en juillet 2013.

Environmental Protection Agency (EPA). 2013. *Why is radon the public health risk that it is?* En ligne. <<http://www.epa.gov/radon/aboutus.html>>. Consulté en juin 2013.

Environmental Protection Agency (EPA). 2012a. *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners: Installing Plunger Lift Systems in Gas Wells*. En ligne. 14 p. <[http://epa.gov/gasstar/documents/ll\\_plungerlift.pdf](http://epa.gov/gasstar/documents/ll_plungerlift.pdf)>. Consulté en janvier 2013.

Environmental Protection Agency (EPA). 2012b. *Overview of Final Amendments to Air Regulations for Oil and Natural Gas Industry – Fact Sheet*. En ligne. 8 p. <<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417fs.pdf>>. Consulté en août 2013.

Environmental Protection Agency (EPA). 2012c. *Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources – Progress Report*. En ligne. 278 p. <<http://www.epa.gov/hfstudy/pdfs/hf-report20121214.pdf>>. Consulté en janvier 2013.

Environmental Protection Agency (EPA). 2011. *Proposed Amendments to Air Regulations for the Oil and Natural Gas Industry – Fact Sheet*. En ligne. 8 p. <<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20110728factsheet.pdf>>. Consulté en février 2013.

Environnement Canada. 2012a. *Émissions de polluants atmosphériques à l'échelle nationale*. En ligne. <<http://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=en&n=E79F4C12-1>>. Consulté en juillet 2012.

Environnement Canada. 2012b. *L'air, l'environnement et l'économie*. En ligne. <<http://www.ec.gc.ca/Air/default.asp?lang=En&n=FB272709-1>>. Consulté en juillet 2012.

Epstein, P. R., et coll. 2011. « *Full Cost Accounting for the Life Cycle of Coal* ». *Ecological Economics Reviews*, vol. 1219, p. 73-98.

Fahrig, Lenore. 2003. « *Effects of Habitat Fragmentation on Biodiversity* ». *Annual Review of Ecology, Evolution, and Systematics*, vol. 34, p. 487-515.



- Fromm, Oliver. 2000. « Ecological Structure and Functions of Biodiversity as Elements of Its Total Economic Value ». *Environmental and Resource Economics*, vol. 16, p. 303-238
- Fulton, M. et coll. 2011. *Comparing Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas and Coal*. Worldwatch Institute/Deutsche Bank. En ligne. <<http://www.worldwatch.org/natural-gas-sustainable-energy>>. Consulté en janvier 2013.
- Fitzgerald, Timothy. 2013. « *Frackonomics: Some Economics of Hydraulic Fracturing* ». *Case Western Reserve Law Review*, vol. 63, no 4, p. 1336-1362. En ligne. <<http://law.case.edu/journals/LawReview/Documents/63CaseWResLRev4.11.Article.Fitzgerald.pdf>>. Consulté en juillet 2013.
- Gagnon, Christiane, et coll. 2013. *Inventaire territorial des régions québécoises ayant un potentiel d'exploitation de gaz de schiste*. Université du Québec à Chicoutimi. En ligne. 557 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-S2-4\\_UQAC.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-S2-4_UQAC.pdf)>.
- Gangbazo, Georges. 2012. *Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement juridique*. Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Étude préliminaire non publiée. 38 p.
- González, Patrick, et coll. 2013. *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*. Non publié. 76 p.
- González, Patrick. 2012. *Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec*. Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie. Université Laval. En ligne. 48 p. <<https://depot.erudit.org/bitstream/003583dd/1/CREATE2012-1.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- González, Patrick et Khater, Mario. 2012. Scénario économique pour un puits de l'Utica. Université Laval. Non publié.
- Gosman, Sara, et coll. 2012. *Hydraulic Fracturing in the Great Lakes Basin: The State of Play in Michigan and Ohio*. National Wildlife Federation et University of Michigan Law School. En ligne. 39 p. <[http://www.nwf.org/~media/PDFs/Regional/Great-Lakes/Hydraulic\\_Fracturing\\_Great\\_Lakes\\_Basin\\_Report.pdf?dmc=1&ts=20130129T0935437191](http://www.nwf.org/~media/PDFs/Regional/Great-Lakes/Hydraulic_Fracturing_Great_Lakes_Basin_Report.pdf?dmc=1&ts=20130129T0935437191)>. Consulté en janvier 2013.
- Gouvernement du Nouveau-Brunswick. 2013. Gestion environnementale responsable des activités liées au pétrole et au gaz naturel au Nouveau-Brunswick – Règles pour l'industrie. En ligne. 117 p. <<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/ReglespourIndustrie.pdf>>. Consulté en juillet 2013.

- Gouvernement du Nouveau-Brunswick. 2012a. *Partage des recettes tirées des redevances provenant des activités gazières au Nouveau-Brunswick – Un document de discussion*. Groupe de travail sur le gaz naturel du Nouveau-Brunswick. En ligne. 9 p. <<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/Partagedesrecettes.pdf>>. Consulté en mars 2013.
- Gouvernement du Nouveau-Brunswick. 2012b. *Gestion environnementale responsable des activités gazières et pétrolières au Nouveau-Brunswick – Recommandations soumises aux fins de discussion publique*. Groupe de travail sur le gaz naturel du Nouveau-Brunswick. En ligne. 64 p. <<http://www2.gnb.ca/content/dam/gnb/Corporate/pdf/ShaleGas/fr/Recommandationsdiscussion.pdf>>. Consulté en janvier 2013.
- Greenstone, Michael, Elizabeth Kopits et Ann Wolverton. 2011. *Estimating the Social Cost of Carbon for Use in U.S. Federal Rulemakings: A Summary and Interpretation*. Massachusetts Institute of Technology. En ligne. 35 p. <<http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2011-006.pdf>>. Consulté en mai 2013.
- Greenstone, Michael, et Adam Looney. 2012. *Paying Too Much for Energy? The True Costs of Our Energy Choices*. MIT. En ligne. 34 p. <<http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2012-002.pdf>>. Consulté en juillet 2013.
- Griffiths, Charles, et coll. 2011. Estimating the “Social Cost of Carbon” for Regulatory Impact Analysis. Resources for the Future (RFF). En ligne. 2 p. <<http://www.rff.org/Publications/WPC/Pages/Estimating-the-Social-Cost-of-Carbon-for-Regulatory-Impact-Analysis.aspx>>. Consulté en mai 2013.
- Groat, C. G., et T. W. Grimshaw. 2012. *Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development*. En ligne. 414 p. <[http://cewc.colostate.edu/wp-content/uploads/2012/02/ei\\_shale\\_gas\\_regulation120215.pdf](http://cewc.colostate.edu/wp-content/uploads/2012/02/ei_shale_gas_regulation120215.pdf)>. Consulté en mai 2013.
- Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat (GIEC). 2007. *Climate Change 2007 – The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC. En ligne. 1007 p. <[http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4\\_wg1\\_full\\_report.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4_wg1_full_report.pdf)>. Consulté en janvier 2013.
- Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable (GRIDD). 2013. Impacts sociaux et responsabilité sociale. Document synthèse. Hautes études commerciales. En ligne. 34 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/01/Rapport-etude-S4-4\\_GRIDD.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/01/Rapport-etude-S4-4_GRIDD.pdf)>. Consulté en août 2013.
- Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale (SAGE). 2013. *Analyse du rôle potentiel de la CPTAQ à l’égard de*

*l'industrie du gaz de schiste comme mode de régulation des conflits d'usages.*  
Université de Sherbrooke. Version préliminaire non publiée. 142 p.

Hajek, J. J., S. L. Tiche et B. G. Hutchinson. 1998. « *Allocation of Pavement Damage Due to Trucks Using a Marginal Cost Method* ». Transportation Research Record 1613, Paper No. 98-1283.

Hautes études commerciales (HEC). 2009. *Séance 9 – L'estimation des dommages environnementaux*. En ligne. 41 p. <[zonecours.hec.ca/documents/H2009-1-1934211.Theme9\\_evaluationenvironnementale.ppt](http://zonecours.hec.ca/documents/H2009-1-1934211.Theme9_evaluationenvironnementale.ppt)>. Consulté en février 2013.

Hayden, Gregory. 1989. *Survey of Methodologies for Valuing Externalities and Public Goods*. University of Nebraska. En ligne. 53 p. <[http://yosemite.epa.gov/ee/epa/eam.nsf/vwAN/EE-0263-01.pdf/\\$file/EE-0263-01.pdf](http://yosemite.epa.gov/ee/epa/eam.nsf/vwAN/EE-0263-01.pdf/$file/EE-0263-01.pdf)>. Consulté en juillet 2012.

Holland, Austin. 2011. *Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field*. Oklahoma Geological Survey. En ligne. 31 p. <<http://thinkprogress.org/wp-content/uploads/2011/11/Fracking-quake.pdf?mobile=nc>>. Consulté en janvier 2013.

Howarth, Robert, Renee Santoro et Anthony Ingraffea. 2012. « *Venting and Leaking of Methane from Shale Gas Development: Response to Cathles et al* ». Dans *Climatic Change*. En ligne. 13 p. <[http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarthetal2012\\_Final.pdf](http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Howarthetal2012_Final.pdf)>. Consulté en janvier 2013.

Howarth, Robert, Renee Santoro et Anthony Ingraffea. 2011. « *Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations* ». *Climatic Change*, vol. 106, no 4, p. 679-690. En ligne. <<http://www.sustainablefuture.cornell.edu/news/attachments/Howarth-EtAl-2011.pdf>>. Consulté en janvier 2013.

Hughes, J. David. 2013. *Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance?* Post Carbon Institute. En ligne. 178 p. <<http://www.postcarbon.org/reports/DBD-report-FINAL.pdf>>. Consulté en avril 2013.

Institut national de santé publique du Québec (INSPQ). 2013. *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique – Résumé préliminaire*. Direction de la santé environnementale et de la toxicologie. 6 p.

Institut national de santé publique du Québec (INSPQ). 2007. *Estimation des impacts sanitaires de la pollution atmosphérique au Québec : Essai d'utilisation du Air Quality Benefits Assessment Tool (AQBAT)*. En ligne. 70 p. <[http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/817\\_ImpactsSanitairesPollutionAtmos.pdf](http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/817_ImpactsSanitairesPollutionAtmos.pdf)>. Consulté en juillet 2012.

Institut national de santé publique du Québec (INSPQ). 2004. *Le radon au Québec – Évaluation du risque à la santé et analyse critique des stratégies d'intervention*. En

- ligne. 191 p. <[http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/352-Radon\\_Rapport.pdf](http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/352-Radon_Rapport.pdf)>. Consulté en juin 2013.
- Jackson, Robert, et coll. 2013. « *Increased Stray Gas Abundance in a Subset of Drinking Water Wells Near Marcellus Shale Gas Extraction*. Proceedings of the National Academy of sciences of the United State of America (PNAS), Early Edition, 6 p.
- Johnson, Laurie, et Chris Hope. 2012. « *The Social Cost of Carbon in U.S. Regulatory Impact Analyses : an Introduction and Critique* ». Journal of Environmental Studies and Sciences, vol. 2, no 2, p. 205-221.
- Johnston, A. 2011. « *Facing Up to Social Cost. The Real Meaning of Corporate Social Responsibility* ». Griffith Law Review, vol. 20, no 1, p. 221-244.
- Kelly, D. B. 2011. « *Strategic Spillovers* ». Columbia Law Review, vol. 111, no 8, p. 1642-1720
- Kemball-Cook, S., et coll. 2010. « *Ozone Impacts of Natural Gas Development in the Haynesville Shale* ». Environmental Science and Technology, vol. 44, p. 9357-9363.
- Keppler, Jan Horst. 2007. *Theory and Measurement of Externalities*. Université Paris-Dauphine. En ligne. 14 p. <[http://www.ifd.dauphine.fr/fileadmin/mediatheque/recherche\\_et\\_valo/FDD/Theory\\_and\\_Measurement\\_of\\_Externalities.pdf](http://www.ifd.dauphine.fr/fileadmin/mediatheque/recherche_et_valo/FDD/Theory_and_Measurement_of_Externalities.pdf)>. Consulté en décembre 2012.
- Kern, Penelope. 2012. « *Colorado Wrestles with Fracking Rules* ». *The Energy Report*, septembre 2012. En ligne. <<http://www.theenergyreport.com/pub/na/colorado-wrestles-with-fracking-rules>>. Consulté en septembre 2013.
- Kinnaman, Thomas C. 2010. *Estimating Willingness to Pay for River Amenities and Safety Measures Associated with Shale Gas Extraction*. Bucknell University. En ligne. 32 p. <[http://digitalcommons.bucknell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1001&context=fac\\_publications](http://digitalcommons.bucknell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1001&context=fac_publications)>.
- Kinnaman, Thomas C. 2010a. *The Economic Impact of Shale Gas Extraction: A Review of Existing Studies*. Bucknell University. En ligne. 24 p. <[http://digitalcommons.bucknell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1004&context=fac\\_publications](http://digitalcommons.bucknell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1004&context=fac_publications)>. Consulté en janvier 2013.
- Kirkwood, Donna, Denis Lavoie et Christine Rivard. 2013. *Activités de recherche sur les gaz de shale à la Commission géologique du Canada*. Ressources naturelles Canada, 20 p.
- Klaiber, Allen. 2012. *Measuring the Economic Impact of Shale Oil Exploration on Housing Value in Pennsylvania*. Association of Environmental and Resources Economists (AERE). En ligne. <<http://www.webmeets.com/AERE/2012/Prog/viewpaper.asp?pid=78>>. Consulté en février 2013.

- Klaiber, Allen, et Sathya Gopalakrishnan. 2012. *The Impact of Shale Exploration on Housing Values in Pennsylvania*. Document présenté lors de l'assemblée annuelle de l'Agricultural & Applied Economics Association, Seattle, Washington. En ligne. 31 p. <[http://ageconsearch.umn.edu/bitstream/124368/2/Klaiber\\_Gopalakrishnan\\_AAEA.pdf](http://ageconsearch.umn.edu/bitstream/124368/2/Klaiber_Gopalakrishnan_AAEA.pdf)>.
- Kressel, Timothy, et coll. 2012. *Shallow Groundwater Quality and Geochemistry in the Fayetteville Shale Gas-Production Area, North-Central Arkansas, 2011*. U.S. Geological Survey (USGS). En ligne. 42 p. <<http://pubs.usgs.gov/sir/2012/5273/sir2012-5273.pdf>>. Consulté en janvier 2013.
- Lamontagne, M., P. Keating, A. Bent, V. Peci et J. Drysdale. 2012. « *The 23 July 2010 mN 4.1 Laurier-Station, Quebec, Earthquake: A Midcrustal Tectonic Earthquake Occurrence Unrelated to Nearby Underground Natural Gas Storage* ». *Seismological Research Letters*, vol. 83, p. 921-932.
- Lapierre, Louis. 2012. *La voie de l'avenir*. Université de Moncton. 50 p.
- Lavoie, Denis, et coll. 2013. « *The Utica Shale and Gas Play in Southern Quebec: Geological and Hydrogeological Synthesis and Methodological Approaches to Groundwater Risk Evaluation* ». Version préliminaire. *International Journal Of Coal Geology*, 56 p.
- Lavoie, Denis. 2010. *Présentation relative au shale d'Utica – Contexte géologique*. Commission géologique du Canada. 25 p.
- Lepori, Sara. 2011. « *Marcellus Shale: The Case for Severance Taxes* ». *CaRDI Reports*. Community & Regional Development Institute. Université Cornell, vol. 14, p. 16-17.
- Lévêque, François. 2000. *La réglementation des externalités*. CERNA – Centre d'économie industrielle. École nationale supérieure des mines de Paris. En ligne. 17 p. <<http://www.cerna.ensmp.fr/Documents/FL-GrenobleJuil2000.pdf>>. Consulté en février 2013.
- Litovitz, Aviva, et coll. 2013. « *Estimation of Regional Air-Quality Damages from Marcellus Shale Natural Gas Extraction in Pennsylvania* ». *Environmental Research Letters*, vol. 8. En ligne. 8 p. <[http://iopscience.iop.org/1748-9326/8/1/014017/pdf/1748-9326\\_8\\_1\\_014017.pdf](http://iopscience.iop.org/1748-9326/8/1/014017/pdf/1748-9326_8_1_014017.pdf)>. Consulté en juillet 2013.
- Logan, J., et coll. 2012. *Natural Gas and the Transformation of the U.S. Energy Sector: Electricity*. Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA). National Renewable Energy Laboratory. En ligne. 255 p. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/55538.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- Maibach, M., C. Schrever, D. Sutter, H.P. Van Essen, B.H. Boon, R. Smokers, A. Schrotten et C. Doll. 2008. *Handbook on Estimation of External Costs in the Transport Sector*. En ligne. 336 p.

<[http://ec.europa.eu/transport/sustainable/doc/2008\\_costs\\_handbook.pdf](http://ec.europa.eu/transport/sustainable/doc/2008_costs_handbook.pdf)>. Consulté en juin 2012.

Mann, S., et H. Wustemann. 2008. « *Multifunctionality and a New Focus on Externalities* ». *The Journal of Socio-Economics*, vol. 37, p. 293-307.

McKenzie, L. M., et coll. 2012. « *Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources* ». *Science of the Total Environment*, p. 79-87. En ligne.  
<<http://cogcc.state.co.us/library/setbackstakeholdergroup/Presentations/Health%20Risk%20Assessment%20of%20Air%20Emissions%20From%20Unconventional%20Natural%20Gas%20-%20HMcKenzie2012.pdf>>. Consulté en août 2013.

McKenzie, L., R. Witter et J. Adgate. 2011. *Screening Level Human Health Risk Assessment for Battlement Mesa Health Impact Assessment*. Colorado School of Public Health. En ligne. 156 p. <[http://www.garfield-county.com/public-health/documents/19\\_HIA\\_2nd\\_draft\\_appendix-d.pdf](http://www.garfield-county.com/public-health/documents/19_HIA_2nd_draft_appendix-d.pdf)>. Consulté en avril 2013.

McKittrick, R. 2011. « *A Simple State-contingent Pricing Rule for Complex Intertemporal Externalities* ». *Energy Economics*, vol. 33, p. 111-120.

MDDEFP. 2012a. *Élaboration de différents scénarios de gestion des eaux de reflux et évaluation de leurs coûts selon le niveau de production des eaux de reflux et leur qualité, leur réutilisation possible, leur acheminement et leur élimination*. En ligne. 7 p. <[http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-E4-1\\_MDDEFP.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2013/03/Rapport-etude-E4-1_MDDEFP.pdf)>. Consulté en juin 2013.

MDDEFP. 2012b. *Analyse des impacts environnementaux et des risques de sismicité induite reliés au stockage des eaux de reflux dans des formations géologiques profondes au Québec. Le cas échéant, détermination des obligations réglementaires en matière d'études, de méthodes et de suivis pour l'autorisation d'un tel projet si cette pratique pouvait se faire de façon sécuritaire au Québec*. Service de l'aménagement et des eaux souterraines de la Direction des politiques de l'eau. 4 p.

MDDEFP. 2012c. *Le Québec en action vert 2020 – Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques. Phase I*. En ligne. 66 p. <[http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/plan\\_action/pacc2020.pdf](http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/plan_action/pacc2020.pdf)>. Consulté en février 2013.

MDDEP. 2011. *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2009 et leur évolution depuis 1990*. Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère. En ligne. 20 p. <<http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/ges/2009/inventaire1990-2009.pdf>>. Consulté en janvier 2013.

MDDEP. 2010. *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent*. Mémoire présenté au BAPE. En ligne. 57 p. <[http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz\\_de\\_schiste/documents/DB1.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB1.pdf)>. Consulté en juillet 2013.

- MDDEP. 2002. *L'eau au Québec : une ressource à protéger*. En ligne. <<http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/inter.htm>>. Consulté en juillet 2012.
- Meyer, Peter. 2001. *Glossary of Research Economics*. En ligne. <<http://economics.about.com/cs/economicsglossary/g/externality.htm>>. Consulté en février 2013.
- Ministère de l'Économie et des Finances (MÉF). 2013. *Le portail de l'économie et des finances*. France. En ligne. <<http://www.economie.gouv.fr/facileco/arthur-pigou>>. Consulté en septembre 2013.
- Ministère des Finances du Québec. 2011. *Un régime de redevances juste et concurrentiel pour une exploitation responsable des gaz de schiste – Budget 2011-2012*. En ligne. 52 p. <<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>>. Consulté en juillet 2012.
- Ministère des Transports du Québec (MTQ). 2013. *Guide de l'analyse avantages-coûts des projets publics en transport*. En ligne. 21 p. <[http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/centre\\_affaire/analyse\\_avantages\\_couts\\_projets\\_publics/GuideAnalyseMTQ\\_1juin2013.pdf](http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/centre_affaire/analyse_avantages_couts_projets_publics/GuideAnalyseMTQ_1juin2013.pdf)>. Consulté en avril 2013.
- Ministère des Transports du Québec (MTQ). 2001. *Vers un plan de transport de la Montérégie*. En ligne. <[http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/regions/monte\\_regie\\_est/plan.pdf](http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/regions/monte_regie_est/plan.pdf)>. En ligne. 21 p. Consulté en avril 2013.
- Mitchell, A. L. et E. A. Casman. 2011. « *Economic Incentives and Regulatory Framework for Shale Gas Well Site Reclamation in Pennsylvania* ». *Environmental Science & Technology*, vol. 45, p. 9506-9514.
- Muehlenbachs, L., E. Spiller et C. Timmins. 2012. *Shale Gas Development and Property Values: Differences Across Drinking Water Sources*. National Bureau of Economic Research Working Paper 18390. Cambridge. 38 p.
- Nam, K.-M., N. E. Selin, J. M. Reilly et S. Paltsev. 2010. « *Measuring welfare loss caused by air pollution in Europe: A CGE analysis* ». *Energy Policy*, vol. 38, p. 5059-5071.
- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). 1993. *Report of the NOAA Panel on Contingent Valuation*. *Federal Register*, vol. 58, no 10, US, p. 4601-4614.
- National Research Council (NRC). 2012. *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. En ligne. 240 p. <[https://pangea.stanford.edu/researchgroups/scits/sites/default/files/NRC\\_Induced%20Seismicity%20Potential\(1\).pdf](https://pangea.stanford.edu/researchgroups/scits/sites/default/files/NRC_Induced%20Seismicity%20Potential(1).pdf)>. Consulté en juin 2013.
- Natural Resources Defense Council (NRDC). 2012. *Leaking Profits – The U.S. Oil and Gas Industry Can Reduce Pollution, Conserve Resources, and Make Money by*

- Preventing Methane Waste*. En ligne. 68 p.  
<<http://www.nrdc.org/energy/files/Leaking-Profits-Report.pdf>>. Consulté en janvier 2013.
- New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC). 2011. *Revised Draft – Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining – Regulatory Program*. En ligne. 1537 p.  
<<http://www.dec.ny.gov/data/dmn/rdsgeisfull0911.pdf>>. Consulté en janvier 2013.
- New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC). 1999. *An Investigation of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM) in Oil and Gas Wells in New York State*. Bureau of Radiation and Hazardous Site Management. En ligne. 86 p. <<http://www.dec.ny.gov/chemical/23473.html>>. Consulté en avril 2013.
- New York State Department of Transport (NYSDOT). 2011 *Draft Discussion Paper – Transportation Impacts of Potential Marcellus Shale Gas Development*. En ligne. 19 p. <<http://catskillcitizens.org/learnmore/Transportation-Impacts-Paper-LEAKED%5B1%5D.pdf>>. Consulté en juin 2012.
- New York Water Environment Association (NYWEA). 2011. *Protection of Surface Waters Associated with Shale Gas Drilling and Related Support Sites*. En ligne. 8 p. <<http://nywea.org/gac/HFSCProtSurfaceWaters.pdf>>. Consulté en novembre 2012.
- Nicot, J. P., et B. R. Scanlon. 2012. « *Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S.* ». *Environmental Science & Technology*, vol. 46, no 6, p. 3580-3586.
- OCDE (Organisation de coopération et de développement économique). 2013. *The OECD Glossary of Statistical Terms*. En ligne.  
<<http://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3215>>. Consulté en avril 2013.
- OCDE (Organisation de coopération et de développement économique). 2004. *The Use of Economic Instruments in Environmental Policy: Opportunities and Challenges. United Nations Environment Programme (PNUÉ)*. En ligne. 121 p.  
<<http://www.unpei.org/PDF/policyinterventions-programmedev/Use-Economic-Instruments-Env-Policy.pdf>>. Consulté en février 2013.
- OCDE (Organisation de coopération et de développement économique). 1993. *Système de comptabilité nationale, 1993 – Glossaire*. En ligne. 63 p.  
<<http://www.oecd.org/fr/std/comptesnationaux/2674307.pdf>>. Consulté en février 2013.
- Ohio Department of Natural Resources (ODNR). 2012. *Best Management Practices and Recommendations for Oil and Gas Activities on State of Ohio Lands*. En ligne. 89 p.  
<<https://skydrive.live.com/view.aspx?cid=AFE37658020A450B&resid=AFE37658020A450B%21174&app=WordPdf&authkey=%21AjUvCvflc8BdNWQ>>. Consulté en août 2013.



- Olaguer, Edouardo. 2012. « *The potential near-source ozone impacts of upstream oil and gas industry emissions* ». *Journal of the Air and Waste Management Association*, vol. 62, no 8, p. 966-977.
- OMB (United States Office of Management and Budget). 1996. *Economic Analysis of Federal Regulations Under Executive Order 12866*. En ligne. <[http://www.whitehouse.gov/omb/inforeg\\_riaguide](http://www.whitehouse.gov/omb/inforeg_riaguide)>. Consulté en janvier 2013.
- Orphan Wells Association (OWA). 2013. *Annual Report 2012-2013*. Alberta. En ligne. 53 p. <<http://www.orphanwell.ca/OWA%202012-13%20Ann%20Rpt%20Final.pdf>>. Consulté en juillet 2013
- Osborn, S. G., A. Vengosh, N. R. Warner et R. B. Jackson. 2011. « *Methane Contamination of Drinking Water Accompanying Gas-Well Drilling and Hydraulic Fracturing* ». *Proceedings of the National Academy of Science (PNAS)*, vol. 108, no 20, p. 8172-8176.
- O'Sullivan, Francis, et Sergey Paltsev. 2012. « *Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions* ». *Environmental Research Letters*, vol. 7, no 4, 7 p.
- Pagiola, S., K. Von Ritter et J. Bishop. 2004. « *Assessing the Economic Value of Ecosystem Conservation* ». *Environment Department Paper No. 101*. En ligne. <[http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2004/12/08/000012009\\_20041208104054/Rendered/PDF/308870PAPER0EDP0101010Valuation.pdf](http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2004/12/08/000012009_20041208104054/Rendered/PDF/308870PAPER0EDP0101010Valuation.pdf)>. Consulté en mai 2012.
- Palma, A., et N. Zaouali. 2007. *Monétarisation des externalités de transport : un état de l'art*. En ligne. 37 p. <<http://www3.u-cergy.fr/thema/repec/2007-08.pdf>>. Consulté en juin 2012.
- Pennsylvania Budget and Policy Center (PBPC). 2009. *Responsible Growth – Protecting the Public Interest with a Natural Gas Severance Tax*. En ligne. 41 p. <<http://pennbpc.org/sites/pennbpc.org/files/Responsible%20Growth%20-%20PA%20Severance%20Tax.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP). 2012. *Abandoned and Orphan Oil and Gas Wells and The Well Plugging Program*. En ligne. 2 p. <<http://www.elibrary.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Document-91715/8000-FS-DEP1670.pdf>>. Consulté en juillet 2013.
- Peters, Chris. 2012. *Fugitive emissions from shale gas: our Q&A*. En ligne. <<http://www.carbonbrief.org/blog/2012/05/qa-on-fugitive-emissions-from-fracking>>. Consulté en mai 2013.
- Pétron, G., et coll. 2012. « *Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado Front Range: a Pilot Study* ». *Journal of Geophysical Research : Atmospheres*, vol. 117, no D4, 19 p.

- Plottu, E., et B. Plottu. 2007. « *The concept of Total Economic Value of environment : A reconsideration within a hierarchical rationality* ». *Ecological Economics*, vol. 61, no 1, p. 52-61.
- Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE). 2011. *Why environmental externalities matter to institutional investors*. En ligne. 16 p. <[http://www.unpri.org/viewer/?file=files/6728\\_ES\\_report\\_environmental\\_externalities.pdf](http://www.unpri.org/viewer/?file=files/6728_ES_report_environmental_externalities.pdf)>. Consulté en décembre 2012.
- Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE). 2005. *An Exploration of Tools and Methodologies for Valuation of Biodiversity and Biodiversity resources and Functions*. En ligne. 72 p. <<http://www.cbd.int/doc/publications/cbd-ts-28.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE). 2004. *Rapport de synthèse de l'évaluation des écosystèmes pour le millénaire*. En ligne. 59 p. <<http://www.unep.org/maweb/documents/document.447.aspx.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- Rabl, A. 1999. *Air Pollution and Buildings: An Estimation of Damage Costs in France*. En ligne. 22 p. <<http://www-cep.ensmp.fr/francais/themes/impact/pdf/Rabl1999a.pdf>>. Consulté en juillet 2012.
- Rahm, B. G., S. J. Riha, D. Yoxtheimer, E. Boyer, D. Carder, K. Davis et S. Belmecheri. 2012. *Environmental Water and Air Quality Issues Associated with Shale Gas Development in the Northeast*. Marcellus Shale Multi-State Academic Research Conference Position Paper. En ligne. 12 p. <<http://wri.eas.cornell.edu/MSARC%20Env%20H2O%20Air%20Group%20Revised%20071012.pdf>>.
- Rahm, B. G., et S. J. Riha. 2012. « *Toward Strategic Management of Shale Gas Development : Regional, Collective Impacts on Water Resources* ». *Environmental Science & Policy*, vol. 17, p. 12-23.
- Randall, C. J. 2011. *Hammer Down: A Guide to Protecting Local Roads Impacted by Shale Gas Drilling*. En ligne. 12 p. <[http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/2011\\_applications/exhibits\\_11-162-LNG/81\\_Marcellus\\_Randall\\_Hammer\\_Down.pdf](http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/authorizations/2011_applications/exhibits_11-162-LNG/81_Marcellus_Randall_Hammer_Down.pdf)>. Consulté en juin 2012.
- Resources for the Future (RFF). 2012. *Managing the Risks of Shale Gas – Identifying a Pathway toward Responsible Development – How the Burdens Created from Shale Gas Development Impact Health, Markets, Ecosystems, and Quality of Life*. En ligne. 38 p. <[http://www.rff.org/documents/events/seminars/111114\\_managing\\_the\\_risks\\_of\\_shale\\_gas/rff\\_shale\\_gas\\_risk\\_matrices.pdf](http://www.rff.org/documents/events/seminars/111114_managing_the_risks_of_shale_gas/rff_shale_gas_risk_matrices.pdf)>. Consulté en décembre 2012.
- Ricci, A., et R. Friedrich. 1999. *Calculating Transport Environmental Costs – Final Report of the Expert Advisors to the High Level Group on Infrastructure Charging*

- (Working Group 2). En ligne. <<http://ec.europa.eu/transport/infrastructure/doc/env-cost.pdf>>. Consulté en juin 2012.
- Riha, S., et B. G. Rahm. 2010. « *Framework for Assessing Water Resource Impacts from Shale Gas Drilling* ». *Working Paper Series – A Comprehensive Economic Impact Analysis of Natural Gas Extraction in the Marcellus Shale*. En ligne. 8 p. <[http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus\\_Riha\\_Rahm.pdf](http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/marcellus/Marcellus_Riha_Rahm.pdf)>. Consulté en juillet 2012.
- Rowan, E. L., et T. F. Kraemer. 2012. *Radon-222 Content of Natural Gas Samples from Upper and Middle Devonian Sandstone and Shale Reservoirs in Pennsylvania: Preliminary Data*. US Geological Survey. En ligne. 9 p. <<http://pubs.usgs.gov/of/2012/1159/ofr2012-1159.pdf>>. Consulté en juin 2013.
- Royal Society and The Royal Academy of Engineering. 2012. *Shale Gas Extraction in the UK: A Review of Hydraulic Fracturing*. En ligne. 76 p. <[http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal\\_Society\\_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf](http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf)>. Consulté en juin 2013.
- Rueter, Frederick, et Phillip Kushner. 1960. *Economic Incentives for Land Use Control – The Relationship between Property Rights and Externalities*. En ligne. 53 p. <[http://yosemite.epa.gov/ee/epa/erm.nsf/vwAN/EE-0041-02.pdf/\\$file/EE-0041-02.pdf](http://yosemite.epa.gov/ee/epa/erm.nsf/vwAN/EE-0041-02.pdf/$file/EE-0041-02.pdf)>. Consulté en février 2012.
- Saelensminde, K. 1999. « *Stated choice valuation of urban traffic air pollution and noise* ». *Transportation Research Part D*, vol.4, no 1, p. 13-27.
- Sandmo, Agnar. 2011. « *Atmospheric Externalities and Environmental Taxation* ». *Energy Economics*, vol. 33, p. S4-S12.
- Santé Canada. 2009. *Lignes directrices sur le radon du gouvernement du Canada*. En ligne. <[http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/radiation/radon/guidelines\\_lignes\\_directrice-fra.php](http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/radiation/radon/guidelines_lignes_directrice-fra.php)>. Consulté en juillet 2013.
- Santé Canada. 2012. *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada – Tableau sommaire*. En ligne. <[http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/alt\\_formats/pdf/pubs/water-eau/2012-sum\\_guide-res\\_recom/2012-sum\\_guide-res\\_recom-fra.pdf](http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/alt_formats/pdf/pubs/water-eau/2012-sum_guide-res_recom/2012-sum_guide-res_recom-fra.pdf)>. Consulté en juillet 2013.
- Santos, G., H. Behrendt, L. Maconi, T. Shirvani et A. Teytelboym. 2010. « *Part I: Externalities and Economic Policies in Road Transport* ». *Research in Transportation Economics*, vol. 28, no 1, p. 2-45.
- Sauvé, Claude. 2012. *Partage et utilisation de la rente*. Non publié. 70 p.
- Schilling, M., et L. Chiang. 2011. « *The effect of Natural Resources on a Sustainable Development Policy: The Approach of Non-Sustainable Externalities* ». *Energy Policy*, vol. 39, no 2, p. 990-998.

- Schleisner, L. 2000. « *Comparison of Methodologies for Externality Assessment* ». *Energy Policy*, vol. 28, no 15, p. 1127-1136.
- Service d'études sur les transports, les routes et leurs aménagements (Sétra). 2010. *Monétarisation des externalités environnementales*. En ligne. 148 p. <<http://www.setra.equipement.gouv.fr/IMG/pdf/1017wXRapportXmonetarisationXexternalitesXenvironnementales.pdf>>. Consulté en juillet 2012.
- Shapiro, S. A., C. Dinske et J. Kummerow. 2007. « *Probability of a Given-Magnitude Earthquake Induced by a Fluid Injection* ». *Geophysical Research Letters*, vol. 34, no 22, 5 p.
- Simard, Georges, et Roger Des Rosiers. 1979. *Qualité des eaux souterraines au Québec*. Service des eaux souterraines, Ministère des Ressources naturelles. 160 p.
- Smith, Trevor. 2012. *Special Section: Energy. Environmental Considerations of Shale Gas Development*. American Institute of Chemical Engineers. En ligne. 7 p. <<http://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20120853.pdf>>.
- Soderholm, P., et T. Sundqvist. 2003. « *Pricing Environmental Externalities in the Power Sector: Ethical Limits and Implications for Social Choice* ». *Ecological Economics*, vol. 46, no 3, p. 333-350.
- Spadaro, J. V., et A. Rabl. 2002. « *Air Pollution Damage Estimates : the Cost per Kg of Pollutant* ». *International Journal of Risk Assessment and Management*, vol. 3, no 1, p. 75-98.
- Spash, Clive L. 2013. « *The Shallow or the Deep Ecological Economics Movement?* ». *Ecological Economics*, vol. 93, p. 351-362.
- Spash, Clive L. 2007a. « *Deliberative monetary valuation (DMV): Issues in combining economic and political processes to value environmental change* ». *Ecological Economics*, vol. 63, p. 690-699. En ligne. <[http://clivespash.org/2007\\_Spash\\_EcolEcon\\_DMV\\_final.pdf](http://clivespash.org/2007_Spash_EcolEcon_DMV_final.pdf)>. Consulté en août 2013.
- Spash, Clive L. 2007b. *Deliberative Monetary Valuation (DMV) in Theory*. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO). En ligne. 36 p. <<http://www.csiro.au/files/files/pewj.pdf>>. Consulté en août 2013.
- Sperger, C., K. Cook et K. Klemow. 2012. *Does Marcellus Shale Pose a Radioactivity Risk?* Institute for Energy and Environmental Research of Northeastern Pennsylvania. En ligne. <<http://energy.wilkes.edu/pages/184.asp>>. Consulté en juillet 2013.
- Stezaly, A., A. Wyrma, M. Pluta, J. Zysk et B. Sliz. 2009. « *Externalities of Energy Production : the Hot Issue* ». *World Futures: The Journal of Global Education*, vol. 65, no 5-6, p. 406-416.

- Sumi, Lisa. 2012. *Breaking All The Rules: The Crisis in Oil & Gas Regulatory Enforcement*. Earthworks' Oil & Gas Accountability Project. En ligne. 124 p. <<http://www.earthworksaction.org/files/publications/FINAL-US-enforcement-sm.pdf>>. Consulté en avril 2013.
- Texas Railroad Commission (TRRC). 2013. Well plugging. Information concerning orphan wells, well plugging and approved cementers. En ligne. <<http://www.rrc.state.tx.us/environmental/plugging/index.php>>. Consulté en juillet 2013.
- Templet, P. H. 1995. « *Grazing the commons: an empirical analysis of externalities, subsidies and sustainability* ». *Ecological Economics*, vol. 12, n- 2, p. 141-159.
- Turcza, Anna, et Joseph Doucet. 2004. *The Effectiveness of Alberta's Solutions to the Orphan Well Problem*. En ligne. 18 p. <<http://www.business.ualberta.ca/Centres/CABREE/NaturalResources/~media/business/Centres/CABREE/Documents/NaturalResources/LandUse/OrphanPaperCorrected.ashx>>. Consulté en juillet 2013.
- Ubeda, S., J. Faulin, F. Lera et J. M. Pintor. 2006. *Assessment of Environmental Costs in Road Freight Transport in Spain*. En ligne. 6 p. <<http://www.imac.unavarra.es/webXimac/pages/investigacion/proyectosXinvestigacion/ETMOL/documentos/PaperXLRN06.pdf>>. Consulté en mai 2012.
- Van den Bergh, J. 2010. « *Externality of Sustainability Economics?* » *Ecological Economics*, vol. 69, no 11, p. 2047-2052.
- Venkatesh, Aranya, et coll. 2011. « *Uncertainty in Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from United States Natural Gas End-Uses and its Effects on Policy* ». *Environmental Science and Technology*, vol. 45, no 19, p. 8182–8189.
- Verhoef, E., P. Nijkamp et P. Rietveld. 1996. « *The trade-off between efficiency, effectiveness, and social feasibility of regulating road transport externalities* ». *Transportation Planning and Technology*, vol. 19, no 3-4, p. 247-263.
- Vérificateur général du Québec (VGQ). 2011. « *Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2010-2011. Rapport du commissaire au développement durable.* » <[http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr\\_publications/fr\\_rapport-annuel/fr\\_2010-2011-CDD/fr\\_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf](http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2010-2011-CDD/fr_Rapport2010-2011-CDD-Chap03.pdf)>. Consulté en mai 2012.
- Watkiss, Paul. 2006. *The Social Cost of Carbon*. Paul Watkiss Associates, Royaume-Uni. Forum global de l'OCDE sur le développement durable. En ligne. 9 p. <<http://www.oecd.org/env/cc/37321411.pdf>>.
- Watkiss, P., N. Eyre, M. Holland, A. Rabl et N. Short. 2000. *Impacts of Air Pollution on Building Materials*. En ligne. 12 p. <[http://arirabl.org/Publications\\_files/Buildings-PollAtmos.pdf](http://arirabl.org/Publications_files/Buildings-PollAtmos.pdf)>. Consulté en juillet 2012.

- Weinstein, Bernard L., et Terry L. Clower. 2009. *Potential Economic and Fiscal Impacts from Natural Gas Production in Broome County, New York*. En ligne. 18 p. <<http://www.gobroomecounty.com/files/countyexec/Marcellus-Broome%20County-Preliminary%20Report%20for%20distribution%207-27-09.pdf>>. Consulté en décembre 2012.
- West Virginia Department of Environmental Protection (WVDEP). 2013. *Safety of Centralized Large Pits and Impoundments Used in the Drilling of Horizontal Natural Gas Well*. En ligne. 4 p. <<http://www.dep.wv.gov/oil-and-gas/Horizontal-Permits/legislativestudies/Documents/FINAL%20OOG%20Pits%20and%20Impoundments%20Report.pdf>>. Consulté en août 2013.
- Wilkinson, S., G. Mills, R. Illidge et W.J. Davies. 2012. « How is ozone pollution *reducing our food supply?* ». *Journal of Experimental Botany*, vol. 63, no 2, p. 527-536.
- Williams, Colin, et Andrew Millington. 2004. « *The diverse and contested meanings of sustainable development* ». *The Geographical Journal*, vol. 170, no 2, p. 99-104.
- Wood, Ruth, et coll. 2011. *Shale Gas: a Provisional Assessment of Climate Change and Environmental Impacts*. Tyndall Centre for Climate Change Research. University of Manchester. En ligne. 87 p. <[http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop\\_shale\\_gas\\_report\\_final.pdf](http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf)>. Consulté en décembre 2012.