Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Rapport 307

Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent

Rapport d'enquête et d'audience publique

Novembre 2014

Québec

La mission

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a pour mission d'éclairer la prise de décision gouvernementale dans une perspective de développement durable, lequel englobe les aspects écologique, social et économique. Pour réaliser sa mission, il informe, enquête et consulte la population sur des projets ou des questions relatives à la qualité de l'environnement et fait rapport de ses constatations et de son analyse au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Organisme assujetti à la *Loi sur le développement durable* (RLRQ, c. D-8.1.1), le BAPE prend en compte les seize principes de la Loi dans ses travaux.

Les valeurs et les pouvoirs

Les commissaires sont soumis aux règles du Code de déontologie des membres du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. Ils adhèrent aux valeurs de respect, d'impartialité, d'équité et de vigilance énoncées dans la Déclaration de valeurs éthiques du Bureau, lesquelles complètent celles de l'administration publique québécoise. De plus, pour réaliser leur mandat, les commissaires disposent des pouvoirs et de l'immunité des commissaires nommés en vertu de la *Loi sur les commissions d'enquête* (RLRQ, c. C-37).

La documentation relative aux travaux de la commission est disponible au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732

Mots clés : BAPE, gaz de schiste, basses-terres du Saint-Laurent, fracturation hydraulique, exploration et exploitation gazière, shale d'Utica.

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2014
ISBN 978-2-550-71810-9 (version imprimée)
ISBN 978-2-550-71811-6 (PDF)

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 28 novembre 2014

Monsieur David Heurtel
Ministre du Développement durable, de l'Environnement
et de la Lutte contre les changements climatiques
Édifice Marie-Guyart, 30e étage
675, boulevard René-Lévesque Est
Québec (Québec) G1R 5V7

Monsieur le Ministre,

Je vous transmets le rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement relativement au projet sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Le mandat d'enquête et d'audience publique, qui a débuté le 31 mars 2014, était sous la présidence de M. Denis Bergeron, avec la participation des commissaires Gisèle Grandbois et John Haemmerli.

L'analyse et les constatations de la commission d'enquête reposent sur les études réalisées sous l'égide du Comité sur l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ainsi que sur la documentation et les renseignements que la commission a recueillis au cours de son enquête. Elles prennent également en considération les préoccupations, les opinions et les suggestions des participants à l'audience publique.

La commission d'enquête a examiné les enjeux de la filière du gaz de schiste dans une perspective de développement durable, afin d'éclairer le gouvernement dans sa réflexion sur cette filière énergétique. À cet égard, elle soumet à l'attention des instances décisionnelles concernées divers éléments devant répondre aux nombreuses exigences que poserait l'éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Le président,



Pierre Baril

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Bureau
d'audiences publiques
sur l'environnement
Québec

Québec, le 28 novembre 2014

Monsieur Pierre Baril
Président
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6

Monsieur le Président,

Pour faire suite au mandat que vous m'avez donné, j'ai le plaisir de vous remettre le rapport d'enquête et d'audience publique de la commission d'enquête sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent.

Je tiens à exprimer mon appréciation aux personnes et aux groupes qui ont contribué aux travaux de la commission en participant aux audiences publiques et en déposant un mémoire. Je remercie également l'ensemble des personnes-ressources pour leur collaboration à ce processus public.

Je souhaiterais également souligner de façon particulière ma reconnaissance à mes collègues, M^{me} Gisèle Grandbois et M. John Haemmerli, qui ont agi à titre de commissaires et qui m'ont assisté dans le cadre de ce mandat, ainsi qu'aux membres de l'équipe d'analystes qui nous ont accompagnés tout au long des travaux de la commission.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le président de la commission d'enquête,



Denis Bergeron

Édifice Lomer-Gouin
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10
Québec (Québec) G1R 6A6
Téléphone : 418 643-7447
(sans frais) : 1 800 463-4732
Télécopieur : 418 643-9474
communication@bape.gouv.qc.ca
www.bape.gouv.qc.ca
twitter.com/BAPE_Quebec

Note au lecteur

L'utilisation des termes shale et schiste dans le rapport

Le terme français « schiste » désigne une roche qui a pour particularité d'avoir un aspect feuilleté. Elle peut être formée de deux façons, que la langue anglaise distingue. Il peut s'agir d'une roche sédimentaire argileuse, que traduit le terme anglais « shale », ou bien d'une roche dite métamorphique, résultant de transformations en profondeur, à fortes pression et température, conditions qui excluraient la présence de méthane. Pour un locuteur anglais, cette dernière est un « schist »[1]. Pour conserver cette distinction, les deux termes étaient utilisés par les géologues au Québec, de même que « gaz de shale »[2]. L'Office québécois de la langue française en déconseille l'emploi et a pris la décision de normaliser le terme « gaz de schiste ». Il rend ainsi son usage obligatoire dans les textes, les documents et l'affichage émanant de l'Administration ainsi que dans les contrats auxquels elle est partie, dans les ouvrages d'enseignement, de formation ou de recherche publiés en français au Québec et approuvés par le ministre de l'Éducation, du Loisir et du Sport[3]. Ressources Naturelles Canada en a également étendu l'usage à la formation d'Utica dans les pages de son site Web consacrées à l'énergie[4].

Cependant, sur le plan géologique, il n'y a pas unanimité sur le vocabulaire à utiliser et le terme « shale » serait pour certains le plus approprié pour traduire précisément les caractéristiques et le mode de formation de certaines roches sédimentaires argileuses comme celles des basses-terres du Saint-Laurent[5]. C'est pourquoi, dans le rapport, la commission d'enquête utilise le terme « gaz de schiste », tel que conseillé par l'Office québécois de la langue française, tout en référant au shale lorsqu'il est question des formations géologiques contenant ce type de gaz, dont le shale d'Utica.

1. BUREAU DE LA TRADUCTION (2014). Shale gas *: gaz de schiste ou gaz de shale?* [en ligne (30 juillet 2014) : www.btb.termiumplus.gc.ca/tpv2guides/guides/chroniq/index-fra.html?lang=fra&lettr=indx_autr8dQoATZpiVCo&page=9tnd58m6bhi4.html].
2. BUREAU DE LA TRADUCTION, TERMIUM PLUS – BANQUE DE DONNÉES TERMINOLOGIQUES ET LINGUISTIQUES DU CANADA (2014). Fiches de recherche des termes *shale* et schiste [en ligne (29 juillet 2014) : www.btb.termiumplus.gc.ca/tpv2alpha/alpha-fra.html?lang=fra&i=1&index=ent&srchtxt=shale&where=vpen_xstandard%3D%27shale%27&dom=SDH&comencdomnsubj.x=12&comencdomnsubj.y=15].
3. GAZETTE OFFICIELLE DU QUÉBEC (2011). I-B27.
4. RESSOURCES NATURELLES CANADA (2014). *Gaz de schiste* [en ligne (29 juillet 2014) : www.rncan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5688].
5. ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL. *Clé d'identification visuelle des roches – Pélite – Roche sédimentaire détritique* [en ligne (30 juillet 2014) : www.groupes.polymtl.ca/glq1100/roches/pelite/pelite.html].

Table des matières

Introduction 1
Le cadre d'analyse 2
Le contexte 3
La Stratégie énergétique 2006-2015 3
Le rapport du commissaire au développement durable 3
La première commission d'enquête du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec 4
L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste 4
La Commission sur les enjeux énergétiques du Québec 6
L'évaluation environnementale stratégique de l'ensemble de la filière des hydrocarbures 7
Le nouveau plan d'action sur les hydrocarbures 7
L'encadrement législatif en vigueur 9
Les obligations de l'industrie relatives au régime minier 10
L'encadrement environnemental 14
La planification et l'aménagement du territoire 15
La protection du territoire agricole 16
Chapitre 1 Le contexte d'insertion 17
1.1 Le territoire et les communautés d'accueil 17
1.2 La géologie régionale 18
Le shale d'Utica 27
Le potentiel gazier du shale d'Utica 28
1.3 Le développement potentiel de l'industrie 37
L'historique de l'industrie 37
Le projet type 38
1.4 Les scénarios de développement 50
Chapitre 2 Les préoccupations et les opinions des participants 57
2.1 L'évaluation environnementale stratégique 57
2.2 L'acceptabilité sociale 59
2.3 La ressource eau 61
Les risques de contamination de l'eau 62
La disponibilité de l'eau 67

2.4 Les changements climatiques et les émissions de GES 69
Les énergies renouvelables 72
2.5 Les communautés d'accueil 73
La qualité de vie 73
La qualité de l'air 75
Le paysage 76
Le récréotourisme 77
Les communautés autochtones 78
2.6 La protection du territoire et des activités agricoles....78
2.7 Les milieux naturels 81
2.8 Les risques technologiques 82
La gestion des risques et les mesures d'urgence 83
2.9 La pertinence socioéconomique 85
Les retombées économiques et les redevances....85
La sécurité énergétique 87
La création d'emplois et la formation de la main-d'œuvre 88
Les externalités environnementales et sociales....89
2.10 L'encadrement réglementaire 90
Le scénario d'aucun développement 90
L'adaptation du cadre réglementaire....91
Les garanties financières et les redevances 93
2.11 La gouvernance et la planification territoriale 95
Chapitre 3 La ressource eau 99
3.1 Les orientations gouvernementales....99
L'encadrement réglementaire 100
3.2 L'approvisionnement en eau de l'industrie 109
La disponibilité de l'eau....109
Les prélèvements en eau actuels 113
La capacité du milieu à répondre aux besoins de l'industrie....116
3.3 La protection de la ressource eau 130
Les intrants de forage et de fracturation et le risque de contamination 130
Le risque de déversement et de contamination 133
3.4 Le risque de contamination associé aux eaux usées gazières....136
La gestion des eaux usées gazières....139
Le traitement des boues de forage 145

3.5 La connaissance du sous-sol et le risque de contamination des eaux souterraines 146
Le risque de migration des gaz et des fluides par les failles 147
L'intégrité des puits 156

Chapitre 4 Les impacts sur les communautés d'accueil 163

4.1 La qualité de l'air 163
La modélisation de la dispersion atmosphérique 163
Les impacts sur la qualité de l'air 165
Les impacts sur les odeurs 168
Les mesures d'atténuation 169
Les effets cumulatifs 172
Les émissions d'oxydes d'azote et les effets sur l'ozone troposphérique 173
Les risques pour la santé 174
Le cadre réglementaire portant sur la gestion des émissions atmosphériques 176

4.2 La circulation routière 181
Les effets d'une augmentation du camionnage 182
L'encadrement et les mesures d'atténuation 183

4.3 Le climat sonore 186
L'impact sonore 187
Le cadre législatif applicable au climat sonore 194

4.4 Le patrimoine paysager et archéologique 196
Les impacts sur le paysage 198
Le cadre législatif portant sur le paysage 204
Les impacts sur les sites archéologiques 206

4.5 La valeur des propriétés 208

4.6 Les communautés autochtones 211
La consultation des communautés autochtones 212
Le cadre législatif applicable aux terres réservées aux autochtones 215

Chapitre 5 Les milieux naturels 217

5.1 Les pertes de milieux boisés 217

5.2 La fragmentation des habitats et ses effets sur la biodiversité 221

5.3 La préservation des habitats naturels et de la biodiversité 224
Les milieux humides et hydriques 227

Chapitre 6 La gestion des risques 231
6.1 Les glissements de terrain 231
La cartographie des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain 232
L'évaluation des risques de glissement de terrain 236
6.2 Les risques technologiques 239
Les scénarios d'accident 240
6.3 Les mesures d'urgence 242
L'assurance responsabilité civile et les risques technologiques 246
Chapitre 7 Les impacts sur l'agriculture et le tourisme 249
7.1 Le portrait des activités agricoles 249
7.2 Les impacts potentiels sur les entreprises agricoles 250
Le rôle et la portée d'une entente-cadre 256
L'impact potentiel sur la valeur des terres 257
7.3 Le tourisme et l'agrotourisme 258
L'agrotourisme 260
Chapitre 8 Les émissions de gaz à effet de serre 265
8.1 Le bilan québécois des émissions de GES 265
Les orientations gouvernementales en matière de lutte contre les changements climatiques 266
Les droits d'émission de gaz à effet de serre 267
8.2 Les émissions de GES liées à l'industrie du gaz de schiste 270
Le potentiel de réchauffement du méthane 270
Les émissions de GES associées aux étapes d'un projet type 271
Le bilan GES de l'industrie du gaz de schiste 274
8.3 Les moyens pour limiter les émissions de GES 276
L'encadrement législatif 276
Les mesures de réduction des GES 278
Chapitre 9 Le contexte de développement de l'industrie du gaz de schiste 281
9.1 Le portrait énergétique du Québec 281
La consommation de gaz naturel au Québec 283
9.2 Le marché du gaz naturel en Amérique du Nord 287
Le gaz naturel liquéfié 289
La structure d'approvisionnement en gaz naturel du Québec 291
9.3 L'industrie du gaz de schiste au Québec 294

9.4 Les scénarios de déploiement de l'industrie 296
9.5 Le prix du gaz naturel 298
Les projections de prix 298
Le prix du gaz naturel vendu au Québec 299
Les effets du taux du change 300
La situation aux États-Unis 301
9.6 La rentabilité estimée de l'exploitation du gaz de schiste au Québec 302
Chapitre 10 Les avantages, les coûts et les externalités pour le Québec 307
10.1 Les redevances 307
Le régime de redevances au Québec 307
Les régimes de redevances dans d'autres juridictions 309
10.2 L'analyse avantages-coûts 314
Les avantages potentiels pour le Québec 314
Les coûts et les externalités potentiels pour le Québec 317
La valeur sociale pour le Québec 323
10.3 Le partage de la rente 326
La notion de rente 327
Le partage de la rente : ce qui se fait ailleurs 329
Le partage de la rente des ressources naturelles au Québec 331
10.4 Les emplois créés ou maintenus 334
10.5 Les retombées potentielles pour les entreprises québécoises 338
Chapitre 11 Les enjeux sociaux 341
11.1 Les impacts sur la cohésion sociale 341
L'équité dans le partage des avantages et des inconvénients 341
Les conflits d'usages et la perte de l'espace 343
La divulgation de l'information 344
L'arrivée des nouveaux travailleurs 345
Les impacts sur les services et le logement 346
La planification de l'implantation de l'industrie 348
11.2 L'acceptabilité sociale 349
L'évolution de l'acceptabilité sociale 351
L'acceptabilité sociale dans la prise de décision 355
11.3 La gestion environnementale et la responsabilité sociale de l'entreprise 356

Chapitre 12 La planification territoriale et l'encadrement de l'industrie.....361
12.1 La planification du territoire et la cohabitation harmonieuse.....361
L'aménagement du territoire.....361
La planification régionale du développement de l'industrie.....363
12.2 Le cadre législatif.....365
Le droit minier et les activités gazières.....365
Les droits d'exploration et les droits des propriétaires de surface.....367
Les distances séparatrices.....369
La protection du territoire et des activités agricoles.....370
L'autorisation environnementale des activités de l'industrie du gaz de schiste.....373
La prise en compte des impacts cumulatifs.....376
Les mécanismes d'information et le suivi.....378
Chapitre 13 Les orientations et les conclusions de la commission d'enquête.....381
13.1 Les enjeux de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.....381
Les impacts potentiels sur la ressource eau.....382
Les impacts potentiels sur les communautés d'accueil.....384
Les impacts potentiels sur l'agriculture et le tourisme.....386
La protection des milieux naturels.....386
Les émissions de gaz à effet de serre.....387
Les risques naturels et technologiques.....388
Les enjeux post-fermeture.....389
Les avantages et les coûts pour le Québec.....389
La ressource gazière et l'industrie.....390
Les enjeux sociaux.....391
La responsabilité sociale des entreprises.....392
La planification intégrée du territoire à l'échelle régionale.....393
L'encadrement législatif.....394
13.2 En conclusion.....395
Annexe 1 Avis et constats.....399
Annexe 2 Les renseignements relatifs au mandat.....451
Annexe 3 La documentation.....475
Annexe 4 Les seize principes du développement durable et leur définition.....513
Bibliographie.....517

Liste des figures et des tableaux

Figure 1 L'utilisation du territoire dans les basses-terres du Saint-Laurent 19

Figure 2 La géologie des basses-terres du Saint-Laurent et les corridors d'exploration pour le gaz de schiste 23

Figure 3 Le profil et la coupe géologique simplifiés des basses-terres du Saint-Laurent 25

Figure 4 La limite supérieure du shale d'Utica 29

Figure 5 L'épaisseur du shale d'Utica 29

Figure 6 Les permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain dans les basses-terres du Saint-Laurent 31

Figure 7 La concentration de gaz et de pétrole dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent 35

Figure 8 Les étapes d'un projet type selon l'ÉES 43

Figure 9 Les courbes de déclin (de production) pour le shale de Barnett 45

Figure 10 La disposition des puits d'une plateforme de forage 45

Figure 11 Les bassins versants du territoire à l'étude et le territoire visé par l'Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs ..... et du fleuve Saint-Laurent 107

Figure 12 La variation spatiale de la valeur du débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ le long des cours d'eau 119

Figure 13 Le ratio du débit prélevé par l'industrie du gaz de schiste sur le débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ avec une seule plateforme de forage par bassin versant (débit des prélèvements de 38,7 l/s) 125

Figure 14 Le ratio du débit prélevé par l'industrie du gaz de schiste sur le débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ avec cinq plateformes de forage par bassin versant (débit des prélèvements de 193,5 l/s) 125

Figure 15 La couverture forestière municipale 219

Figure 16 Les zones potentiellement exposées aux glissements de terrain dans la région visée par l'exploitation du gaz de schiste 233

Figure 17 La répartition des émissions de GES au Québec par secteur d'activité en 2011 266

Figure 18 La consommation énergétique du Québec par forme d'énergie, de 1997 à 2011 282

Figure 19 La consommation énergétique par secteur d'activité au Québec, de 1997 à 2011 283

Figure 20 La consommation de gaz naturel par secteur et le prix, de 1997 à 2013 285

Figure 21 Le prix et la production de gaz naturel et de gaz de schiste aux États-Unis, de 1997 à 2012 288

Figure 22 La production de gaz naturel conventionnel et non conventionnel au Canada, de 1998 à 2013 289

Figure 23 La rente nette, ou la valeur sociale nette, dans le cas où la rente touchée par le gouvernement est supérieure aux nuisances et aux externalités non compensées par les entreprises gazières 328

Tableau 1 Le coût minimum des travaux 11

Tableau 2 Le déploiement des scénarios d'exploitation du gaz de schiste 51

Tableau 3 La superficie et la densité des trois scénarios de développement 52

Tableau 4 La vitesse de déploiement des puits selon les trois scénarios de développement 54

Tableau 5 Les caractéristiques des bassins versants de la région d'étude 113

Tableau 6 Le volume d'eau prélevé (eau de surface et eau souterraine) par secteur d'activité et par bassin versant, en 2011 114

Tableau 7 Les besoins en eau par secteur agricole et par région administrative (m3/an) 115

Tableau 8 Les volumes d'eau annuels maximums requis selon les scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste 116

Tableau 9 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment du forage (sans mesures d'atténuation) 165

Tableau 10 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment de la fracturation hydraulique (sans mesures d'atténuation) 166

Tableau 11 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment de l'extraction du gaz (sans mesures d'atténuation) 167

Tableau 12 Les distances de dépassements des normes et des critères de qualité de l'air au moment du traitement du gaz (sans mesures d'atténuation) 168

Tableau 13 L'estimation du nombre de voyages de camions par puits (aller seulement) 182

Tableau 14 Les niveaux sonores maximums des sources fixes 190

Tableau 15 L'estimation des distances minimales pour atteindre le niveau sonore cible des sources fixes (sans mesures d'atténuation) 191

Tableau 16 Les recommandations administratives du MDDELCC concernant les nuisances relatives au bruit routier 192

Tableau 17 Les superficies de milieux humides protégés pour l'ensemble du Québec et pour les basses-terres du Saint-Laurent 228

Tableau 18 Le portrait du milieu agricole des trois régions à l'étude en 2011 249

Tableau 19 Les cinq productions les plus importantes par région, selon les recettes monétaires en 2011 250

Tableau 20 La valeur moyenne des terres en culture transigées en 2012 257

Tableau 21 Les émissions de GES par puits à chaque étape d'un projet type de gaz de schiste au Québec 272

Tableau 22 Les émissions totales de GES de la filière du gaz de schiste par rapport au bilan des émissions québécoises de 2010 275

Tableau 23 Les émissions de GES par plateforme de forage 277

Tableau 24 Le prix du gaz naturel liquéfié selon les marchés, pour livraison en août 2014 291

Tableau 25 Les paramètres de l'analyse avantages-coûts relatifs aux coûts et aux revenus de l'industrie gazière 303

Tableau 26 Les régimes de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique et au Québec 310

Tableau 27 Les régimes de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Pennsylvanie 312

Tableau 28 Le régime de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Norvège 313

Tableau 29 Les redevances selon les trois scénarios d'exploitation du gaz de schiste – Scénarios avec prix cible, selon l'analyse avantages-coûts 315

Tableau 30 La valeur sociale d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec pour le scénario 3 (en dollars de 2012) 324

Glossaire

Aquifère : Formation géologique saturée en eau, suffisamment perméable pour permettre un écoulement important de l'eau souterraine et son exploitation. Cette définition inclut donc le milieu poreux (roche ou dépôts meubles) et l'eau souterraine (BAPE, 2013).

Boues de forage : Mélange d'eau, d'argile et de certains produits chimiques qui assure notamment la remontée des déblais de forage, maintient les parois du puits et refroidit le trépan tout en le lubrifiant (MDDELCC, 2014).

Complétion de puits : Toutes les étapes nécessaires pour passer d'un forage à un puits producteur de gaz. Cela comprend notamment la perforation du tubage de production et la stimulation du puits (CIRAIG, 2012).

Débit d'étiage $Q_{2,7}$: Débit correspondant à la plus petite moyenne de débit sur sept jours consécutifs de récurrence de deux ans pendant une période d'étiage (MDDELCC, 2014).

Émissions fugitives : Émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles (U.S. EPA, 2010a).

Équivalent CO_2 ou éq. CO_2 : Valeur de référence qui permet d'exprimer en une unité commune les quantités d'émissions de différents gaz à effet de serre et qui est établie par la comparaison de leur potentiel de réchauffement planétaire au cours d'une période donnée à celui du dioxyde de carbone (MDDELCC, 2014).

Essai de production : Opération qui consiste à laisser le gaz naturel ou le pétrole remonter par le puits de façon à en évaluer le potentiel de production et la rentabilité économique. Dans un gisement de schiste, cette étape suit la fracturation (MDDELCC, 2014).

Forage : Action de forer un trou dans une ou plusieurs formations géologiques. Correspond aussi à l'ensemble des techniques permettant de creuser un puits gazier (CIRAIG, 2012).

Formation géologique : Ensemble de strates (couches géologiques) regroupées sur la base de leur nature (lithologie) et de leurs relations spatiales et temporelles (stratigraphie). Les formations sont les unités lithostratigraphiques de base. Elles peuvent être divisées en membres et en bancs ou assemblées en groupes[6].

Fracturation hydraulique : Méthode pour stimuler un puits. Un liquide sous haute pression est injecté dans le forage afin de fracturer la roche et de libérer le gaz (CIRAIG, 2012).

Horizon géologique : Entité la plus mince que l'on peut distinguer dans une séquence stratigraphique (*Dictionnaire des sciences et techniques du pétrole*, 1993). Synonyme de *strate* ou de *couche géologique*.

6. WIKIPÉDIA (2014). *Formation géologique.* [en ligne (17 octobre 2014) : fr.wikipedia.org/wiki/Formation_g%C3%A9ologique].

Ligne des hautes eaux : Ligne qui sert à délimiter le littoral et la rive des lacs et des cours d'eau. Cette dernière se situe à l'endroit où l'on passe d'une prédominance de plantes aquatiques à une prédominance de plantes terrestres, ou, s'il n'y a pas de plantes aquatiques, à l'endroit où les plantes terrestres s'arrêtent en direction du plan d'eau (MDDELCC, 2014).

Nappe : Eau souterraine contenue dans un aquifère. Cette définition exclut le milieu poreux. Il s'agit de l'eau souterraine uniquement (BAPE, 2013).

Perméabilité : Capacité d'un sédiment ou d'une roche à laisser circuler les fluides qui se trouvent dans les pores[7].

Pétrole : Huile minérale naturelle (bitume liquide) accumulée en gisements et utilisée comme source d'énergie (*Le Nouveau Petit Robert*, édition 2002). Traduction du terme *oil* utilisé dans la littérature scientifique anglophone sur les hydrocarbures.

Porosité : Pourcentage de vides par unité de volume dans un sédiment ou dans une roche[8].

Potentiel de réchauffement planétaire ou PRP : Mesure relative de l'effet de réchauffement que l'émission d'un kilogramme d'un gaz à effet de serre a à la surface troposphérique en comparaison avec l'émission d'un kilogramme de dioxyde de carbone pour une période donnée (MDDELCC, 2014).

Stimulation d'un puits : Toute action ou tout ensemble d'actions visant à libérer le gaz emprisonné dans la roche (CIRAIG, 2012).

Unités de mesure particulières et conversions

Mcf ou kpi^3 : Millier (10^3) de pieds cubes.

MMcf ou Mpi^3 : Million (10^6) de pieds cubes (*million cubic feet*).

Bcf ou Gpi^3 : Milliard (10^9) de pieds cubes (*billion cubic feet*).

Tcf ou Tpi^3 : Billion (10^{12}) de pieds cubes (*trillion cubic feet*).

1 m^3 de gaz naturel[9] = 35,301 pi^3

1 kpi^3 de gaz naturel[10] = 28,33 m^3

M$: Million de dollars

G$: Milliard de dollars

7. UNIVERSITÉ LAVAL . *L'eau dans les roches et les sédiments*, notes de cours [en ligne (17 octobre 2014) : www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s3/eau.ds.roches.html].
8. *id.*
9. À pression absolue de 14,73 lb/po^2 et 60°F.
10. À pression absolue de 14,73 lb/po^2 et 60°F.

Liste des sigles et des acronymes

AAC : Analyse avantages-coûts

ACPP : Association canadienne des producteurs pétroliers

ACV : Analyse de cycle de vie

ALÉNA : Accord de libre-échange nord-américain

APGQ : Association pétrolière et gazière du Québec

API : American Petroleum Institute

BAC : Bureau d'assurance du Canada

BAPE : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

BCÉS : Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

CAC : Conseil des académies canadiennes

CÉES : Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

CEHQ : Centre d'expertise hydrique du Québec

CGC : Commission géologique du Canada

CIRAIG : Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services

CPTAQ : Commission de protection du territoire agricole du Québec

CRE : Conseil régional de l'environnement

CRÉ : Conférence régionale des élus

CRRNT : Commission régionale des ressources naturelles et du territoire

ÉES : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

EIA : Energy Information Agency (États-Unis)

EPA : Environmental Protection Agency (États-Unis)

ERPG : Emergency Response Planning Guidelines

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GNL : Gaz naturel liquéfié

GOQ : Gazette officielle du Québec

GRIDD-HEC : Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable de l'Université de Montréal

IDDPNQL : Institut de développement durable des premières nations du Québec et du Labrador

INSPQ : Institut national de santé publique du Québec

LAU : *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*

LET : Lieu d'enfouissement technique

LQE : *Loi sur la qualité de l'environnement*

MAMOT : Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire

MAPAQ : Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec

MCC : Ministère de la Culture et des Communications

MDDELCC : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

MERN : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles

MFFP : Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs

MRC : Municipalités régionales de comté

MSP : Ministère de la Sécurité publique

MSSS : Ministère de la Santé et des Services sociaux

MTQ : Ministère des Transports du Québec

NBC : Norme biologique du Canada

NYMEX : New York Mercantile Exchange

NYSDEC : New York State Department of Environmental Conservation

OBV : Organisme de bassin versant

OER : Objectifs environnementaux de rejet

OMAE : Ouvrages municipaux d'assainissement des eaux

OMS : Organisation mondiale de la Santé

ONÉ : Office national de l'Énergie

PACC : Plan d'action sur les changements climatiques

PACES : Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines

PEHD : Polyéthylène haute densité

PIB : Produit intérieur brut

PME : Petites et moyennes entreprises

PRP : Potentiel de réchauffement planétaire

RIGSVSL : Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent

RLRQ : Recueil des lois et des règlements du Québec

RSE : Responsabilité sociale des entreprises

SIGPEG : Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier

SPEDE : Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec

TCPL : Trans Canada Pipelines Limited

UNESCO : United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization

UPA : Union des producteurs agricoles

UQAM : Université du Québec à Montréal

Introduction

Le 30 janvier 2014, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs de l'époque, M. Yves-François Blanchet, confiait au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), en vertu de l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (c. Q-2), le mandat de faire enquête et de tenir une consultation publique sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Ce mandat d'enquête, qui fait suite aux travaux du Comité sur l'évaluation environnementale stratégique, avait pour objet d'éclairer le gouvernement dans sa réflexion sur cette filière énergétique dans une perspective de développement durable. Le 18 février 2014, le président du BAPE, M. Pierre Baril, formait une commission d'enquête dont le mandat, s'échelonnant sur huit mois, débutait le 31 mars 2014 et dont le rapport devait être déposé au ministre au plus tard le 28 novembre 2014.

Cette commission s'insérait dans une démarche plus vaste, amorcée en 2009 avec un premier mandat confié au BAPE sur cette question. Le rapport qui en a découlé proposait alors une évaluation environnementale stratégique visant à combler, entre autres, les lacunes observées sur la connaissance des effets et des techniques de ce mode d'exploration. De nombreuses études ont été produites sur différents sujets en lien avec ce thème. Mieux outillé grâce à ce nouveau savoir, le gouvernement a choisi de confier le présent mandat de consultation au BAPE, permettant ainsi à la population de formuler son opinion à la lumière de faits nouveaux.

L'audience publique s'est déroulée en deux parties. La première partie s'est tenue à Saint-Hyacinthe et, simultanément, en visioconférence à Bécancour et à Saint-Agapit, du 31 mars au 17 avril 2014. Afin de permettre la meilleure compréhension possible des études commandées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, la commission a orienté les travaux de la première partie de l'audience en fonction de certains thèmes. Chacune des séances commençait par une ou plusieurs présentations et une période de questions du public suivait en fonction de ces thèmes.

La deuxième partie de l'audience, qui s'est déroulée du 2 au 18 juin 2014, a permis aux participants d'exprimer leur opinion au cours des onze séances qui se sont tenues à Saint-Hyacinthe, Bécancour et Saint-Agapit. La commission d'enquête a reçu 127 mémoires, dont 84 ont été présentés lors des séances publiques, alors que 8 présentations verbales ont été faites devant la commission.

La commission d'enquête a réalisé une mission en Pennsylvanie du 7 au 11 juillet 2014. À cette occasion, les membres de la commission ont rencontré des représentants de l'Office of Oil and Gas Management du Department of Environmental Protection, l'autorité gouvernementale qui régit les activités d'exploration et d'exploitation des compagnies gazières dans cet État. La commission a également rencontré des représentants de la Southwestern Energy, avec qui elle a pu échanger et qui lui ont permis de visiter certains sites reliés aux activités de cette entreprise.

La commission s'est également entretenue avec le président du Pennsylvania Environmental Council, qui participe au débat entourant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans cet État.

Le cadre d'analyse

La commission d'enquête du BAPE a mené son analyse et a rédigé son rapport à partir des renseignements contenus dans les études de l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur les gaz de schiste. La commission s'est également basée sur l'information et sur la documentation recueillies au cours de l'audience publique ainsi que sur ses propres recherches.

Elle a porté une attention particulière à l'intégration éventuelle des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste dans le milieu naturel et humain que représentent les basses-terres du Saint-Laurent. Les principes énoncés et définis à l'article 6 de la *Loi sur le développement durable* (RLRQ, c. D-8.1.1), lesquels doivent orienter les actions du gouvernement du Québec, ont été pris en compte dans l'analyse.

La commission d'enquête a pour mandat d'examiner et d'analyser les enjeux que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent dans le but de formuler des constats et des avis afin d'éclairer le gouvernement dans sa réflexion sur cette filière énergétique. Un constat porte sur une observation, alors qu'un avis traduit l'opinion de la commission d'enquête. Sans présumer du déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, la commission d'enquête a examiné les enjeux, les mesures d'atténuation possibles et les propositions d'encadrement législatif qui ont fait l'objet des études de l'ÉES et des mémoires déposés à l'audience publique.

Le contexte

Cette mise en situation illustre le contexte dans lequel s'inscrit le mandat de la commission sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent.

La Stratégie énergétique 2006-2015

En 2006, le gouvernement du Québec adoptait la Stratégie énergétique 2006-2015, *L'énergie pour construire le Québec de demain*.

Les priorités d'action définies dans cette stratégie portant sur les hydrocarbures visent à mettre en valeur les ressources pétrolières et gazières du Québec en réunissant toutes les conditions nécessaires, à diversifier les sources d'approvisionnement de gaz naturel et à favoriser des approvisionnements sûrs et à prix concurrentiels en produits pétroliers raffinés (MRN, 2006, p. 80).

Cette stratégie met en exergue la dépendance du Québec quant à son approvisionnement en gaz naturel, lequel provient de l'Ouest canadien, et la possibilité de profiter d'un accès privilégié au marché du gaz naturel liquéfié. Elle désigne nommément une superficie qui comprend la Gaspésie et les basses-terres du Saint-Laurent ainsi que le golfe et l'estuaire du fleuve comme étant la partie du Québec la plus propice à la présence de pétrole et de gaz naturel (*ibid.*, p. 84).

Le rapport du commissaire au développement durable

D'octobre 2010 à janvier 2011, le commissaire au développement durable, qui relève du Vérificateur général du Québec, effectuait une vérification portant sur la gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste.

Le *Rapport du commissaire au développement durable 2010-2011*[11] fait état de dysfonctionnements quant à l'encadrement exercé par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune et par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs sur les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. Le commissaire au développement durable met en relief l'arrimage non démontré avec les priorités d'action et les planifications territoriales, la mise en place tardive de mécanismes gouvernementaux de participation des citoyens, la démonstration insuffisante des bénéfices pour la société québécoise, les mesures réglementaires qui réduisent les

11. VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU QUÉBEC (2011). *Rapport du commissaire au développement durable*, [en ligne (4 août 2014) :www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2010-2011-CDD/fr_Rapport2010-2011-CDD.pdf.]

débours des entreprises, les contrôles pratiquement inexistants sur les travaux statutaires et les contrôles insuffisants exercés par les ministères[12].

> Les interventions du MRNF et du MDDEP prennent très peu en compte les principes de développement durable de même que les recommandations faites en 2009 sur le secteur minier. Ces interventions n'assurent pas que le développement du gaz de schiste s'effectue de façon durable, notamment parce qu'elles ne permettent pas l'atteinte d'un juste équilibre entre les intérêts de la société québécoise, des communautés locales et de l'industrie13.

Les deux ministères ont confirmé leur adhésion aux recommandations du commissaire au développement durable[14].

La première commission d'enquête du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec

En février 2011, la commission du BAPE déposait son rapport au terme des travaux découlant de son mandat d'enquête et d'audience publique sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec.

La commission constatait que, pour certaines questions fondamentales, les réponses étaient partielles ou inexistantes. Pour y suppléer, elle proposait la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique. La commission considérait qu'il était essentiel que le Québec se dote d'une évaluation rigoureuse sur les avantages et sur les inconvénients de l'exploitation de la ressource gazière afin de répondre aux principales questions portant sur les effets potentiels de son développement (BAPE, 2011, rapport n^{o} 273, p. 223, 226, 245 et 246).

L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste

En mai 2011, le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs de l'époque donnait suite au rapport et faisait connaître le mandat initial du comité responsable de l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Composé d'un président et de dix membres nommés par le ministre, ce comité était soutenu par le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques du Ministère. Il avait pour mandat de préparer le devis de l'ÉES et de veiller à sa réalisation, en fonction des objectifs proposés dans le rapport de la commission, soit :

12. *ibid.*, p. 3-3.
13. *id.*
14. *ibid.*, p. 3-32.

– l'évaluation économique établissant la pertinence socioéconomique de l'exploitation de la ressource gazière et les conditions assurant une maximalisation des revenus de l'État ;

– l'évaluation des impacts et des risques environnementaux et la définition de seuils d'acceptabilité et des méthodes de mitigation appropriées ;

– la préparation d'une réglementation encadrant l'évaluation environnementale des projets d'exploration et d'exploitation gazière et leur réalisation, applicable à la vallée du Saint-Laurent et, si possible, ailleurs au Québec ;

– l'évaluation de la pertinence de mettre en place des observatoires scientifiques afin d'acquérir en continu des connaissances et d'assurer une mise à jour évolutive de la réglementation.

Deux documents étaient attendus du Comité sur l'évaluation environnementale stratégique (CÉES), l'un portant sur l'ÉES, pour fournir des réponses aux questions et aux enjeux traités, et l'autre servant à bonifier le cadre législatif en vigueur concernant les activités de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières au Québec.

Des modifications au mandat initial de l'ÉES

Les travaux du CÉES se sont amorcés à l'automne 2011 avec la diffusion publique d'un plan de réalisation préliminaire pour se conclure le 15 janvier 2014, avec le dépôt de son rapport synthèse. Le plan de réalisation préliminaire a fait l'objet d'une consultation publique dans les régions ciblées et le plan de réalisation définitif de la démarche d'évaluation stratégique, qui a guidé les travaux du Comité, a été rendu public en avril 2012.

En avril 2012, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs élargissait le mandat du Comité par l'ajout de toute étude requise pour évaluer les impacts environnementaux et sociaux de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières en milieu terrestre au Québec. En février 2013, le ministre confirmait au CÉES sur le gaz de schiste qu'il mandaterait le BAPE pour réaliser une consultation élargie s'appuyant sur les résultats de l'ÉES et spécifiait dans sa lettre que la filière du pétrole n'était pas visée par cette consultation (PR3.1, p. 1, 277 et 278).

Le comité a participé à plusieurs missions, visites et rencontres, notamment auprès de représentants municipaux, d'agriculteurs, de regroupements de citoyens, d'entreprises et de scientifiques. Il a également effectué des visites dans les régions où l'industrie était présente, autant aux États-Unis qu'au Canada, et a participé à plusieurs forums et conférences en lien avec son mandat.

Le comité avait prévu mettre en place quatre comités miroirs, composés de représentants d'organismes non gouvernementaux, de l'industrie, du milieu municipal et de la société civile pour échanger sur la démarche de l'ÉES. Une première rencontre a eu lieu en septembre 2012, à Drummondville. Considérant la décision ministérielle annoncée au comité en février 2013 de confier au BAPE un mandat de consultation sur la base des résultats de l'ÉES, le Comité décidait de ne plus se prévaloir de ce moyen de consultation (PR3.1, p. 4).

Les 73 études résultant du plan du Comité ont été regroupées sous différents thèmes, dont la participation publique, le développement d'un projet type, l'élaboration de scénarios de développement de l'industrie, les enjeux touchant l'eau et l'air, les gaz à effet de serre et les risques naturels et technologiques. Elles ont aussi traité de l'évaluation des enjeux sociaux, notamment de l'affectation du territoire et de la compatibilité des usages, des impacts sociaux, de la santé et des risques psychosociaux ainsi que de la gouvernance de l'industrie, de ses retombées et de ses activités. Ont également fait l'objet d'études la place de la filière du gaz de schiste dans les orientations gouvernementales, l'analyse avantages-coûts, les retombées économiques, la gestion de la rente, le cadre institutionnel et la structure de l'industrie, de même que la législation encadrant les projets d'exploration et d'exploitation gazière. La mise en place d'observatoires scientifiques visant à recueillir et à analyser des données sur l'impact environnemental, social et économique de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste a fait l'objet d'un volet du rapport synthèse.

La Commission sur les enjeux énergétiques du Québec

En février 2014, la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec déposait son rapport, *Maîtriser notre avenir énergétique*. Son mandat consistait d'abord à dresser un portrait de l'approvisionnement, de la production, de la mise en valeur et de la consommation des différentes formes d'énergie. La commission devait aussi analyser les enjeux qui y sont associés en tenant compte, notamment, des expériences réalisées à l'extérieur du Québec et mener une vaste consultation dans toutes les régions du Québec auprès des citoyens et des groupes désirant s'exprimer sur les questions liées à l'énergie. Divers sujets ont fait l'objet d'échanges, comme l'accessibilité des différentes formes d'énergie, la fiabilité des approvisionnements, l'acceptabilité sociale ainsi que les impacts environnementaux de l'exploitation, du transport et de la distribution des ressources énergétiques (MRN, 2014, p. 39).

À propos de la possibilité que le Québec exploite les ressources pétrolières et gazières se trouvant sur son territoire, la Commission sur les enjeux énergétiques s'interrogeait quant à la pertinence d'aller de l'avant dans le développement de ces ressources, en

mettant notamment en relief l'évolution des techniques utilisées et la méconnaissance de la qualité et de la quantité des gisements sur le territoire (*ibid.*, p. 46, 47 et 148).

Elle notait que la hausse de production de gaz naturel aux États-Unis a fait chuter le prix de cette ressource à un point tel que les gisements les plus rentables sont ceux qui, contrairement au shale d'Utica en territoire québécois, contiennent une part significative d'hydrocarbures liquides comme le pétrole et le propane. Elle retenait aussi que le régime de propriété du sous-sol en vigueur aux États-Unis a favorisé l'acceptabilité sociale de cette industrie. Les propriétaires privés y récoltent des revenus substantiels alors qu'au Québec la ressource est une propriété collective. La Commission sur les enjeux énergétiques observait également qu'au Québec, l'opposition à l'industrie du gaz de schiste est en partie alimentée par l'absence de cadre législatif qui permettrait la protection de l'environnement dans les territoires visés (*ibid.*, p. 148 et 149).

Selon la Commission sur les enjeux énergétiques, l'abondance du gaz naturel en Amérique du Nord devrait permettre de maintenir les prix à des niveaux relativement peu élevés à court et à moyen terme. Ainsi, le Québec n'aurait pas besoin d'exploiter son gaz de schiste pour garantir sa sécurité d'approvisionnement. Pour celle-ci, la décision d'explorer et d'exploiter les ressources en hydrocarbures fossiles doit reposer sur des critères strictement sociaux, économiques et industriels, dans le respect des principes de développement durable et ne pas être confondue avec une politique énergétique (p. 167).

L'évaluation environnementale stratégique de l'ensemble de la filière des hydrocarbures

En mai 2014, peu de temps après le début des travaux de la commission, le gouvernement du Québec annonçait la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique de l'ensemble de la filière des hydrocarbures qui mènerait à une révision globale et à une modernisation de l'encadrement législatif et réglementaire de cette filière[15] et au dépôt d'un projet de loi sur les hydrocarbures en 2015.

Le nouveau plan d'action sur les hydrocarbures

La Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec présentait six orientations et priorités d'actions, dont la nécessité de renforcer la sécurité des approvisionnements en pétrole et en gaz du Québec et de les diversifier, notamment

15. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (2014). *Hydrocarbures – Une approche globale, cohérente, intégrée et rigoureuse pour le développement responsable de la filière des hydrocarbures*, [En ligne (4 août 2014) : mern.gouv.qc.ca/presse/communiques-detail.jsp?id=10560].

en mettant en valeur le potentiel de son sous-sol (MRN, 2006, p. xiv). En mai 2014, le gouvernement a déposé un document intitulé *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures*, qui présente sa vision amendée du développement de la filière du gaz de schiste. Il y exprime son soutien continu à l'extraction des hydrocarbures du sous-sol québécois. Il mentionne toutefois que l'extraction ne se ferait que si les populations touchées étaient bien informées et consultées, que si leur sécurité était assurée et que si elles manifestaient leur appui à l'égard des projets d'exploration et d'exploitation. Le gouvernement y propose aussi d'encadrer et de contrôler les activités d'exploitation dans la mesure où il recevrait la confirmation du potentiel des gisements, de leur rentabilité économique et de l'application des meilleures pratiques (Gouvernement du Québec, 2014, p. 2).

Dans ce plan d'action, le gouvernement fait état de l'existence de « préoccupations relatives à la proximité des puits d'eau potable et des sites de forage et à la contamination des eaux souterraines ». Il y annonce le dépôt du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*[16] (RLRQ, c. Q-2, r. 35.2), qui établit les distances minimales à respecter entre les plateformes de forage et les points de prélèvement d'eau et qui définit des normes pour encadrer les activités d'exploration. Par ailleurs, le gouvernement souligne qu'il a prolongé l'application de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* (L.Q. 2011, c. 13) dans le but de poursuivre la réflexion concernant une éventuelle exploitation du gaz de schiste (*ibid.*, p. 5 et 6).

Pour permettre au Québec de se doter « d'une vision globale et cohérente du développement des activités d'exploration et d'exploitation », le plan d'action du gouvernement insiste sur la poursuite de l'acquisition de connaissances (*ibid.*, p. 6). Pour ce faire, il s'appuiera sur le présent rapport que le BAPE déposera au ministre de l'Environnement, du Développement durable et de la Lutte contre les changements climatiques à la fin de novembre 2014 ainsi que sur une évaluation environnementale stratégique d'ensemble sur les hydrocarbures, qui devrait débuter vers la fin de 2014 et se conclure à l'automne 2015 (*ibid.*, p. 10).

Parmi les thèmes que cette évaluation environnementale stratégique aborderait, notons la capacité d'accueil du milieu, le partage des redevances avec les communautés locales, les mesures de surveillance et de suivi environnemental des activités ainsi que le mode de gouvernance visant à susciter l'adhésion des communautés. Au terme de cet exercice de réflexion et d'amélioration des connaissances, le gouvernement souhaite déposer une loi spécifiquement applicable aux hydrocarbures. Le dépôt de cette loi constituerait l'occasion de réviser le régime

16. Ce règlement est entré en vigueur le 14 août 2014.

de redevances de même que le partage des retombées économiques avec les communautés touchées (*ibid.*, p. 16).

Comme il l'a fait dans la Stratégie énergétique 2006-2015, le gouvernement manifeste, dans son plan d'action sur les hydrocarbures, une préoccupation quant à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du Québec. Il estime notamment que certains grands projets d'investissement pourraient ne pas voir le jour parce qu'il existe présentement une incertitude relative aux volumes de gaz disponibles pour les consommateurs actuels et futurs du Québec, et ce, en raison de la congestion sur la partie ontarienne du réseau de gazoduc (*ibid.*, p. 17 et 18).

En juillet 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles demandait un avis à la Régie de l'énergie afin qu'elle établisse les capacités d'approvisionnement et de transport de gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et à long terme et qu'elle étudie les options qui lui permettraient de répondre à la demande de gaz naturel, en évaluant l'incidence sur les consommateurs sur les plans de la tarification et de la fiabilité[17]. L'avis de la Régie n'avait pas été publié au moment du dépôt du présent rapport.

L'encadrement législatif en vigueur

Au Québec, deux ministères se partagent la majorité des responsabilités liées à l'encadrement des activités de l'industrie du gaz de schiste. Cet encadrement exige une multitude de permis et d'autorisations qu'administrent le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).

Ce dernier est notamment responsable de l'application de la *Loi sur les mines* (RLRQ, c. M-13.1) et du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (RLRQ, c. M-13.1, r. 1). Conséquemment, il veille à la gestion des droits d'usage et de propriété des ressources énergétiques et doit, de manière générale, être un facilitateur de l'exploration gazière et pétrolière[18]. Ce ministère est aussi responsable de l'élaboration et de la mise en œuvre de la stratégie énergétique du gouvernement du Québec.

Les principales responsabilités du MDDELCC découlent de l'application de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et de ses règlements. Par conséquent, il encadre le forage

17. Lettre du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles à la Régie de l'énergie [en ligne (29 septembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-B-0001-Demande-Dem-2014_07_11.pdf].

18. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Principe du droit minier québécois* [en ligne (30 septembre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/publications/enligne/mines/claim/principedroit.asp].

et la fracturation dans le shale, notamment. Il supervise aussi les prélèvements d'eau ainsi que la gestion des eaux usées et des boues de forage. Il réglemente la gestion des matières résiduelles, la qualité de l'air, les émissions de gaz à effet de serre ainsi que l'usage des torchères et la construction de gazoducs.

Les obligations de l'industrie relatives au régime minier

Selon le MERN, le régime minier québécois a été pensé de manière à favoriser la mise en œuvre des ressources minérales sous réserve du respect des autres possibilités d'usage du territoire. De manière générale, l'obtention d'un droit de recherche exclusif de substance minérale est ouvert à tous sur la base du principe du « premier arrivé ». Ce droit d'exploration qui, dans le cas du gaz naturel, correspond au permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, est transférable à une autre personne sans égard au propriétaire du terrain en surface, et ce, parce que les ressources du sous-sol appartiennent à l'État québécois. S'il respecte les conditions édictées, le détenteur de ce permis de recherche pourra éventuellement obtenir le droit d'exploiter ses découvertes[19] (PR3.1, p. 65). L'article 166 de la *Loi sur les mines* introduit une exception à l'attribution des droits relatifs au pétrole et au gaz naturel. Il précise que, pour les parties du territoire ne faisant pas déjà l'objet d'un tel permis, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles procédera à l'avenir par adjudication (par vente aux enchères) pour l'octroi des permis de recherche de pétrole de gaz naturel et de réservoir souterrain (M. Pascal Perron, MERN, DT10, p. 12).

De leur côté, les propriétaires de terrains de surface ne tireraient aucun gain financier en retour de l'extraction du gaz naturel provenant du sous-sol de leur propriété. Seul l'État, propriétaire du sous-sol, peut percevoir des redevances liées aux volumes de gaz produit. Les propriétaires de terrains peuvent toutefois négocier de gré à gré avec le détenteur du permis une compensation financière en cas de perte d'usage ou d'occurrence de frais (PR3.1, p. 65). Pour exercer son droit d'accès au territoire pour lequel il a reçu un permis de recherche, le détenteur doit obtenir, 30 jours avant le début des travaux, l'autorisation écrite du propriétaire du terrain. Il peut aussi convenir avec ce dernier que l'achat d'un bien ou d'un droit réel représente la meilleure option. L'expropriation n'est possible qu'au moment des travaux d'exploitation du gaz naturel et doit être préalablement autorisée par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (DQ31.1, p. 1).

Le permis de recherche est valide pour une période initiale de cinq ans et ne le demeure que si le titulaire engage des dépenses pour réaliser des travaux annuels ou verse un

19. *id.*

certain montant au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles. Cette somme est équivalente au coût minimum des travaux d'exploration que le titulaire doit s'engager à réaliser (tableau 1).

Tableau 1 Le coût minimum des travaux[1]

1re année	50 $/km^2 ou	3 000 $
2e année	100 $/km^2 ou	6 000 $
3e année	150 $/km^2 ou	9 000 $
4e année	200 $/km^2 ou	12 000 $
5e année	250 $/km^2 ou	15 000 $
Année du renouvellement	250 $/km^2 ou	20 000 $

Note 1 : Le plus élevé des deux montants s'applique.

Source : *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, art. 67.

Les travaux d'exploration peuvent prendre la forme de forages ou d'études géologiques ou géophysiques. L'article 177 de la *Loi sur les mines* oblige le détenteur à déposer un rapport annuel qui décrit les travaux réalisés et qui comprend un état des dépenses. Au terme de la période de validité du permis, une synthèse doit accompagner le rapport annuel. Celle-ci présente, entre autres, le sommaire des travaux des cinq années précédentes ainsi qu'une description de l'ensemble des nouvelles connaissances d'ordres géologique, géochimique et géophysique ayant été acquises sur le territoire visé.

Cette obligation est suspendue depuis juin 2011 en vertu de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*. Sans imposer un arrêt des activités d'exploration gazière, la Loi exempte, en vertu de son article 3, les titulaires de permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain de l'obligation de finaliser « les travaux requis en vertu de la *Loi sur les mines* ». Cette exemption devait prendre fin le 13 juin 2014, date jusqu'à laquelle la période de validité des permis était suspendue. En juin 2014, l'adoption de la *Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières* et d'autres dispositions législatives ont permis son application jusqu'à une date déterminée par le gouvernement (L.Q. 2014, c. 6).

Pour obtenir un permis de recherche, l'entreprise gazière (l'adjudicataire) doit d'abord remettre au ministre un programme de travaux validé par un géologue ou par un ingénieur géologue. Ce programme doit inclure les renseignements géologiques et géophysiques que le requérant détient. Ce dernier doit aussi produire une déclaration

démontrant qu'il dispose des capacités techniques et financières nécessaires à la réalisation des travaux et acquitter des frais de 3 000 $.

Avant de démarrer des études géophysiques, le titulaire du permis de recherche doit obtenir du MERN un permis de levé géophysique. Ces travaux permettent de « déterminer si les conditions géologiques sont propices à la recherche […] de gaz naturel[20] ». L'article 2 du Règlement précise que cette demande de permis doit inclure une description de la nature des travaux et de leurs objectifs, un échéancier, une carte qui les localise et un paiement de droits de 1 000 $.

Selon les articles 15 à 17 du Règlement, la poursuite de l'exploration par forage nécessite l'obtention d'un permis de forage au moins 30 jours avant le début de telles activités. Outre le paiement des droits de 4 300 $ exigibles, le demandeur doit fournir une carte, un programme de forage certifié par un ingénieur, une prévision géologique, une garantie d'exécution équivalente à 10 % (minimum de 5 000 $, maximum de 150 000 $) du coût estimé des travaux ainsi qu'une copie d'une police d'assurance responsabilité civile de 1 000 000 $.

Le Règlement précise plusieurs exigences, comme les distances séparatrices entre les infrastructures et certaines zones sensibles. D'autres exigences portent sur les propriétés du tubage et de la cimentation, les caractéristiques du système anti-éruption, un rapport de suivi de forage ainsi que l'élimination des boues de forage en conformité avec la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements. Le Règlement oblige le titulaire à prélever des échantillons de débris de forage et à les remettre au ministre. Il doit aussi informer ce dernier si, à la suite du forage, il récupère de l'eau, du gaz ou du pétrole.

Pour passer à l'étape de la fracturation hydraulique, le détenteur d'un permis de forage doit présenter une demande de permis de complétion de puits. Elle doit être accompagnée de quatre éléments principaux : un programme de complétion certifié par un ingénieur qualifié, une description des unités géologiques traversées, un programme d'évaluation du puits certifié par l'ingénieur de forage et le paiement de droits de 2 500 $. Avant de procéder à des modifications de paramètres de complétion d'un puits, le détenteur d'un permis de complétion doit présenter au ministre une demande de permis de modification de puits et y joindre un paiement de 2 000 $. Cette demande contient les mêmes renseignements que ceux figurant sur la demande de permis de complétion[21].

20. *Loi sur les mines,* art. 157.

21. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* art. 49, alinéa 3.

Le titulaire d'un permis de recherche qui procède à des travaux exploratoires dans du shale peut mener une période d'essai qui ne doit pas dépasser un an[22]. Le gaz extrait durant cette période, brûlé ou utilisé par l'industrie à des fins de chauffage et de production d'électricité, n'est soumis à aucune redevance (art. 204 de la *Loi sur les mines*). La combustion à l'air libre nécessite le recours à une torchère qu'on ne peut installer sans avoir obtenu une autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques délivrée en vertu de l'article 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

Le régime de redevances mis en place par l'État ne s'applique que si, après une période d'essai, l'entreprise décide de procéder à l'exploitation du gaz naturel. Pour ce faire, elle doit d'abord obtenir un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel[23]. La demande doit inclure l'information suivante : une description technique des caractéristiques du gisement, un résumé des travaux d'exploration effectués antérieurement à la demande, un programme de développement et d'aménagement du gisement ainsi qu'une estimation de la réserve recouvrable et un exposé sur la façon dont cette estimation est calculée[24]. Une demande de bail coûte 5 000 $ à l'entreprise qui la dépose[25]. À ce coût initial s'ajoutent des frais annuels de 350 $/km^2. La superficie du bail ne peut pas être de moins de 2 km^2 ou de plus de 20 km^2 [26]. Le bail couvre une période initiale de vingt ans et le ministre peut le renouveler jusqu'à trois fois pour des périodes de dix ans[27].

La redevance que l'entreprise doit verser au gouvernement du Québec représente un certain pourcentage de la valeur du gaz au puits. Ce pourcentage varie en fonction du volume moyen extrait des puits compris dans la superficie du bail selon le Règlement. L'article 204 de la *Loi sur les mines* précise que ces renseignements sont inclus dans un rapport mensuel transmis au ministre.

Lorsqu'il juge qu'il est temps de fermer un puits, le détenteur d'un permis doit déposer une demande au ministre. La fermeture peut être temporaire (frais de 2 000 $) ou définitive (frais de 2 600 $). Dans un cas comme dans l'autre, et malgré certaines différences en ce qui concerne les exigences techniques, le puits doit être clairement localisé et « doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou des gaz hors du puits[28] ». Le titulaire d'un permis de forage doit maintenir en vigueur la garantie d'exécution et la police d'assurance responsabilité civile jusqu'à ce que le puits

22. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* art. 71.
23. *Loi sur les mines,* art. 193 et suivants.
24. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* art. 86.
25. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* art. 82, alinéa 5.
26. *Loi sur les mines,* art. 195.
27. *Loi sur les mines*, art. 199.
28. *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrain,* art. 60 et 61.

visé soit déclaré définitivement fermé par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, après consultation auprès du ministre de l'Environnement, du Développement durable et de la Lutte contre les changements climatiques.

L'encadrement environnemental

Depuis juin 2011, tous les travaux de forage autorisés en vertu de la *Loi sur les mines* et destinés à rechercher ou à exploiter du gaz naturel dans le shale et toute opération de fracturation destinée à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel[29] sont assujettis à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Les titulaires de certificats d'autorisation doivent transmettre au MDDELCC, tous les trois mois, certains renseignements en vertu de l'application du *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers* (RLRQ, c. Q-2, r. 47.1). Ce règlement s'applique également à toute personne physique ou morale qui, depuis 2004, a réalisé ce genre de travaux sans détenir de certificat d'autorisation, et ce, même si l'obtention de ce certificat n'était pas nécessaire avant 2011.

L'article 3 du règlement mentionne que l'octroi d'un certificat d'autorisation s'inscrit dans une perspective de surveillance continue de l'environnement. De plus, il précise que les renseignements compilés permettront l'acquisition de connaissances scientifiques et techniques relatives aux forages et à la fracturation ainsi qu'une évaluation de leurs conséquences possibles sur la santé humaine et sur l'environnement. L'information recueillie doit aussi favoriser le développement de techniques, de méthodes et de pratiques sécuritaires pour l'environnement. Les renseignements exigés doivent être transmis aux intervalles prescrits et sans égard à leur confidentialité, sous peine que soit imposée une sanction administrative ou une amende.

Rendues publiques en juillet 2014, « les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière visent à encadrer les travaux de forage autorisés en vertu de la *Loi sur les mines* et destinés à rechercher du gaz ou du pétrole, ainsi que les opérations de fracturation destinées à rechercher du gaz ou du pétrole[30] ». Elles sont également appelées à jouer un rôle de soutien à l'application du *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers*. Finalement, elles incluent des exigences relatives à la

29. *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, art. 2, alinéas 6a et 6b.

30. MDDELCC. 2014, p. 1.

fermeture définitive d'un site d'exploration et aux activités de remise en état des lieux et de réhabilitation du terrain[31].

Les lignes directrices précisent les balises pour qu'un promoteur puisse obtenir un certificat d'autorisation relatif à l'extraction du gaz de schiste. Les autres autorisations requises en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* s'y trouvent aussi énumérées. De plus, les lignes directrices clarifient la nature des données scientifiques et techniques que devraient fournir les promoteurs durant la réalisation de leurs projets. Lorsqu'elles ne relèvent pas de lois et de règlements en vigueur au Québec, les exigences se fondent sur le cadre légal applicable à d'autres secteurs industriels qui présentent des impacts semblables ou sur celui relatif à l'industrie gazière ou pétrolière ailleurs qu'au Québec. D'autres exigences s'appuient sur les principes de prévention et de précaution de la *Loi sur le développement durable* lorsqu'il manque de connaissances ou que l'enjeu environnemental est estimé trop important[32].

La planification et l'aménagement du territoire

Au Québec, la planification du territoire et l'encadrement des activités qui s'y déroulent relèvent de plusieurs organisations. Depuis plusieurs années, le gouvernement a poursuivi des efforts de valorisation de la gouvernance territoriale et a confié de nouvelles responsabilités aux municipalités et aux institutions régionales. En vertu de leur proximité avec les citoyens, ces dernières sont considérées comme étant les plus aptes à assurer l'aménagement et le développement du territoire, y compris la préservation de l'environnement ainsi que la gestion des matières recyclables et des cours d'eau (PR3.1, p. 172).

En plus des municipalités, cinq entités régionales se partagent diverses fonctions[33]. Les municipalités régionales de comté (MRC) s'occupent, entre autres, du schéma d'aménagement et de développement, du plan de développement de la zone agricole et du schéma de couverture de risques en sécurité incendie. Les conférences régionales des élus élaborent notamment des plans quinquennaux de développement régional. La production des plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire échoit aux commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire. Les conseils régionaux de l'environnement proposent les moyens et les stratégies à mettre en œuvre pour régler les problèmes environnementaux à l'échelle de leur territoire. En ce qui concerne les bassins de leur zone hydrographique, les organismes de bassins versants sollicitent la participation de la population pour produire le plan directeur de l'eau (*id.*).

31. *ibid*., p. 1 et 2.
32. *ibid.*, p. v.
33. Au moment de la réalisation de l'Évaluation environnementale stratégique.

La protection du territoire agricole

La zone agricole permanente couvre près de 75 % du territoire visé par un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec (PR3.1, p. 12). Par conséquent, les entreprises qui souhaitent y mener des activités d'exploration ou d'exploitation gazière doivent, au préalable, obtenir une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ). Sa mission consiste à garantir, pour les générations futures, un territoire propice à l'exercice et au développement des activités agricoles (PR3.7.7, p. 3). Pour ce faire, elle se charge de l'application de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (RLRQ, c. P-41.1). Cette loi précise que seule la CPTAQ peut autoriser une entreprise à utiliser une partie du territoire agricole à d'autres fins que l'agriculture (art. 26) ou à enlever du sol arable (art. 70). Il en va de même pour la coupe d'arbres dans une érablière ou pour son usage à d'autres fins que la récolte de sève (art. 27) (DB38, p. 8).

Pour rendre une décision, la CPTAQ considère l'intérêt général et les caractéristiques des régions (art. 12). Par exemple, elle peut rejeter une demande d'autorisation si elle estime qu'il existe, en dehors de la zone agricole, un espace plus approprié à la réalisation des activités visées par la demande (art. 61.1). Elle a aussi recours aux critères de l'article 62 de la Loi, dont le potentiel agricole du lot visé et des lots avoisinants, la disponibilité d'autres emplacements, l'homogénéité de la communauté et de l'exploitation agricole, l'effet de l'activité prévue sur les ressources eau et sol normalement disponibles pour l'agriculture ainsi que sur le développement économique de la région (DB38, p. 11 à 15).

Une entreprise qui souhaite obtenir une autorisation de la CPTAQ doit déposer la demande auprès de la municipalité en cause. Celle-ci l'étudie en se basant sur les critères énoncés à l'article 62 de la Loi et elle évalue si la demande respecte son règlement de zonage et les mesures de contrôle intérimaire en vigueur. En général, la municipalité achemine la demande à la CPTAQ si elle est jugée conforme en vertu de l'article 58.5 de la Loi. Lorsque la demande vise des activités de l'industrie gazière, l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* rend toutefois inopérante cette disposition de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (PR3.7.9, p. 25). En ce qui a trait aux activités de l'industrie du gaz de schiste, les municipalités disposent de pouvoirs limités à l'égard des demandes d'autorisation relatives à l'usage de la zone agricole à des fins autres qu'agricoles. Elles peuvent néanmoins s'appuyer sur la bonne connaissance de leur propre territoire pour transmettre à la CPTAQ toute information jugée essentielle à l'analyse de la demande, notamment celle sur la présence d'autres espaces disponibles à l'extérieur de la zone agricole (*ibid.*, p. 26).

Chapitre 1 Le contexte d'insertion

Dans le présent chapitre, la commission présente brièvement le territoire des basses-terres du Saint-Laurent visé par l'exploitation du gaz de schiste, le contexte géologique, l'évaluation du potentiel gazier du shale d'Utica ainsi que le projet type et les scénarios de développement retenus aux fins de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES).

1.1 Le territoire et les communautés d'accueil

Le shale d'Utica, la couche rocheuse visée par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste, occupe près de 16 000 km^2 dans les basses-terres du Saint-Laurent. Pour l'essentiel, il s'étend sur le territoire des régions administratives de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches. Ces régions couvrent respectivement 11 111 km^2, 6 900 km^2 et 15 073 km^2, pour un total 34 672 km^2. C'est à cette échelle que l'ÉES présente un état des lieux des communautés d'accueil, afin d'en établir la connaissance initiale (figure 1). Ces trois régions comptent 2,1 millions d'habitants répartis dans 30 MRC, dont deux villes, Lévis et Longueuil. Douze d'entre elles seulement, dont huit en Montérégie, sont situées entièrement au-dessus du shale d'Utica. Onze le sont partiellement et sept aucunement. Une mince bande de territoire recèlerait aussi un certain potentiel gazier sur la rive nord du Saint-Laurent. Toutefois, en raison du regroupement des données par région administrative, la rive nord a été exclue de cette description et de l'ÉES (PR3.1, p. 12 ; PR3.7.10, p. 13 et 15 ; PR3.7.5, p. 14 et 15).

À elle seule, la région de la Montérégie accueille plus des deux tiers de la population du territoire, soit 1 470 252 habitants, pour une densité de 132,3 habitants/km^2. Sept des dix villes les plus populeuses de la zone d'intérêt s'y trouvent soit, par ordre d'importance, Longueuil, Saint-Jean-sur-Richelieu, Brossard, Granby, Saint-Hyacinthe, Châteauguay et Boucherville. Deux sont situées dans le Centre-du-Québec (Drummondville et Victoriaville) et une en Chaudière-Appalaches (Lévis) (PR3.7.5, p. 41 et 49). Le Centre-du-Québec compte 235 005 habitants, soit 34,0 habitants/km^2, et la Chaudière-Appalaches, 408 188 habitants, soit 27,1 habitants/km^2 (*ibid.*, p. 56, 57, 62 et 63).

De 2006 à 2012, la population de la Montérégie a augmenté à un rythme annuel moyen de 1 %, ce qui la place au sixième rang des régions du Québec et légèrement au-dessus de la moyenne provinciale de 0,9 %. Durant la même période, le nombre d'habitants du Centre-du-Québec a augmenté de 0,7 % et celui de la Chaudière-Appalaches, de 0,5 % (ISQ, 2013, p. 50). Des données compilées durant le deuxième trimestre de 2014 montrent que les trois régions affichent un taux de chômage inférieur

à la moyenne québécoise de 7,9 %. Il s'établissait à 5,3 % pour la Chaudière-Appalaches, à 6,3 % pour le Centre-du-Québec et à 7,0 % pour la Montérégie. Les taux d'emploi de la Chaudière-Appalaches (65,2 %) et de la Montérégie (63,4 %) surpassent la moyenne québécoise (59,6 %), alors que ce taux se situe sous la moyenne, dans le cas du Centre-du-Québec (57,6 %)[34].

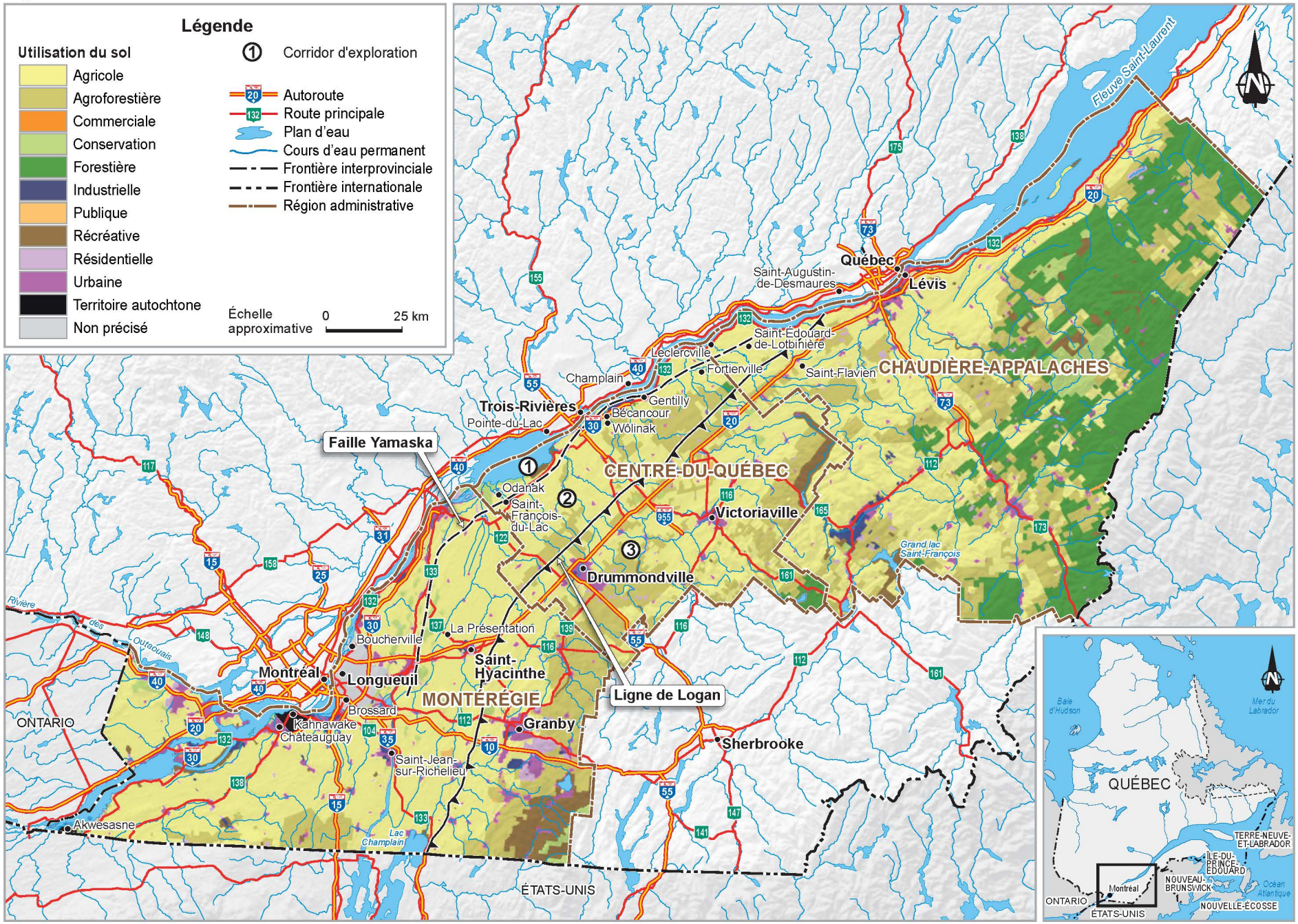
Entre Lévis et Longueuil, les deux villes de plus de 100 000 habitants qui constituent les extrémités nord-est et sud-ouest de la zone d'intérêt, près de 75 % du territoire fait partie de la zone agricole permanente, caractérisée par des usages agricoles (43 % du territoire et 15 878 exploitations agricoles) et forestiers d'importance. Une bonne part de cette zone est constituée d'érablières et de sols qui présentent un potentiel agricole élevé (PR3.1, p. 12). La Montérégie (1,1 G$), la Chaudière-Appalaches (501 M$) et le Centre-du-Québec (388 M$) comptent pour 56 % de l'ensemble du Québec en ce qui a trait au PIB que génèrent les entreprises agricoles et y occupent les trois premiers rangs des régions administratives.

1.2 La géologie régionale

Reposant sur le Bouclier canadien, bordées au nord par le massif des Laurentides et au sud par les Appalaches, les basses-terres du Saint-Laurent sont constituées de roches sédimentaires de près de 3 000 m d'épaisseur, formées il y a de 500 à 430 millions d'années, en bordure d'un océan né de la séparation d'anciennes plaques continentales. Elles résultent de l'accumulation de couches successives de fines particules minérales, les sédiments, apportés par les cours d'eau qui alimentaient cet océan, et de la matière organique liée à ces sédiments ainsi que des restes des micro-organismes marins (DB2, p. 5, 9 et 10 ; Thériault, 2012, p. 4).

34. INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (2014). *Taux d'activité, d'emploi et de chômage, données désaisonnalisées par région administrative, Québec, 3e trimestre 2013 au 3e trimestre 2014 [*en ligne (3 novembre 2014) : www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/travail-remuneration/population-active-chomage/statistiques-regionales/ra_taux_trim.htm].

Figure 1 L'utilisation du territoire dans les basses-terres du Saint-Laurent



Sources : adaptée de PR3.7.5, figures 3, 4 et 5 ; BAPE, rapport 273, figures 1 et 5.

La figure 2 représente la répartition spatiale des différentes couches sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent. La figure 3 illustre un profil type et une coupe géologique simplifiée de cette succession rocheuse et la place qu'y occupe le shale d'Utica.

Certaines conditions doivent être réunies pour qu'il y ait formation de gaz ou de pétrole dans les roches sédimentaires. Une quantité suffisante de matière organique doit s'y être accumulée et y avoir été enfouie rapidement. L'absence d'oxygène résultant de l'enfouissement crée un milieu favorable à l'action des bactéries responsables de la transformation de la matière organique en hydrocarbures ; on parle alors de dégradation biochimique de la matière organique. L'empilement des couches crée ensuite une augmentation des pressions et une hausse de la température qui permet une seconde dégradation, thermique cette fois, des hydrocarbures. Les sédiments qui contenaient la matière organique sont progressivement transformés en roches sédimentaires et les hydrocarbures formés lors de la dégradation biochimique se complexifient pour devenir du pétrole et du gaz. Plusieurs bassins sédimentaires sont d'ailleurs exploités à la fois pour le pétrole et le gaz. Les profondeurs d'enfouissement favorables à la formation du pétrole et du gaz sont généralement comprises entre 1 000 m et 4 000 m. Au-delà de 4 000 m, il n'y aurait ni pétrole ni gaz dans les formations rocheuses[35].

La roche dans laquelle se forment les hydrocarbures se nomme « roche-mère ». Dans le cas des gisements dits conventionnels, les hydrocarbures ont généralement migré de la roche-mère vers une roche poreuse, appelée « roche-réservoir », apte à accueillir le gaz ou le pétrole, à le conserver et à le libérer dans un puits sous l'effet des pressions existantes. Dans le cas des gisements dits non-conventionnels, comme celui du shale d'Utica, l'extraction du gaz ou du pétrole se fait directement à partir de la roche-mère. Des opérations de stimulation des couches rocheuses, telle la fracturation hydraulique, sont alors utilisées pour libérer les hydrocarbures[36].

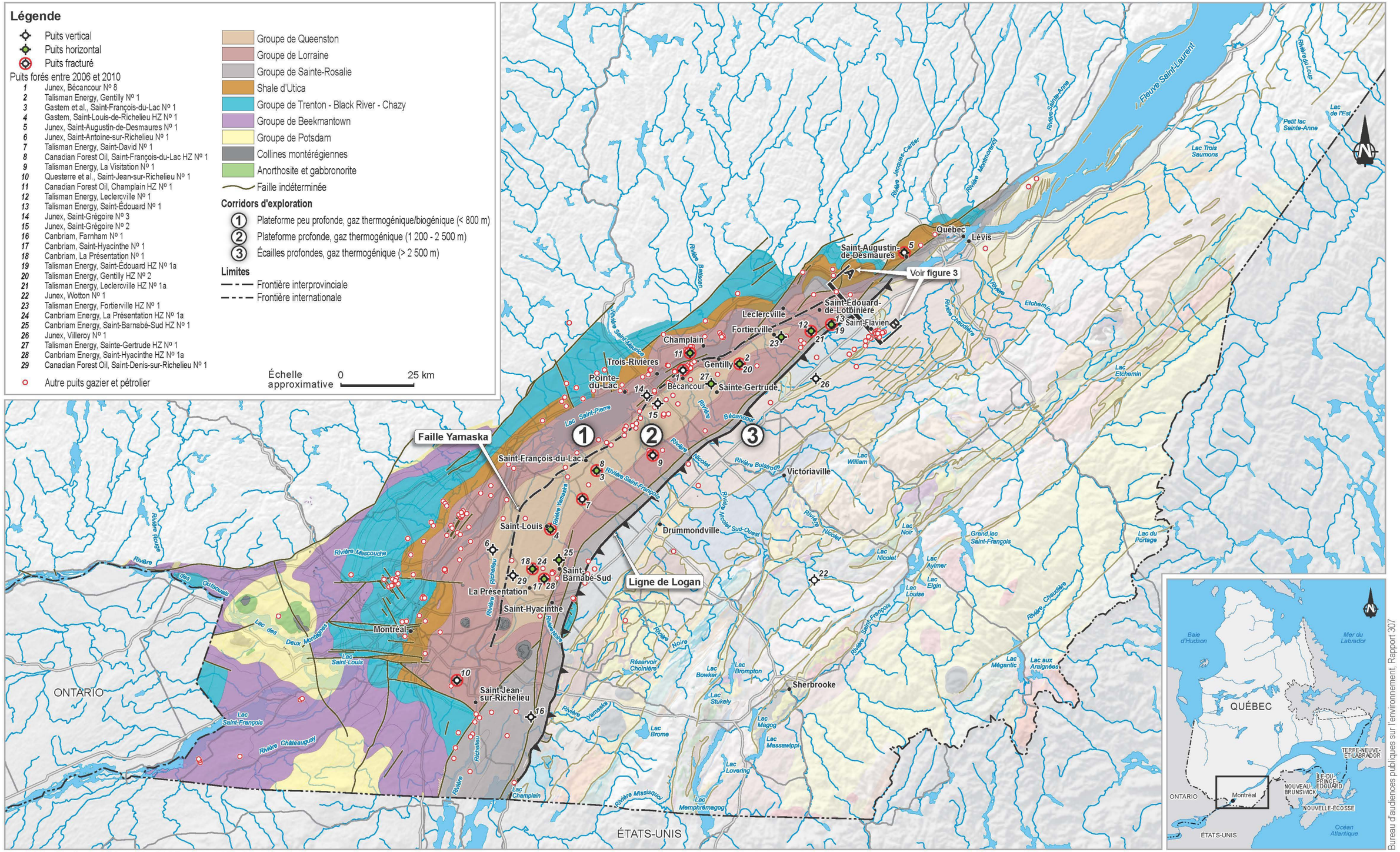
Au-dessus du bassin sédimentaire des basses-terres se trouvent des sédiments beaucoup plus récents dans l'histoire géologique. Ce sont des dépôts glaciaires et fluvioglaciaires, constitués de sable et de gravier, dans lesquels peut circuler l'eau souterraine[37]. Ils sont, pour la presque totalité du territoire des basses-terres, recouverts d'argile marine datant de l'ère quaternaire et déposée par l'ancienne mer de Champlain (BAPE, 2011, rapport n° 273, p. 18).

35. UNIVERSITÉ LAVAL . *Planète Terre. Cours d'introduction aux sciences de la terre* [en ligne (29 juillet 2014) : www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s3/combustibles.fossiles.html].

36. *id*.

37. Dans les basses-terres du Saint-Laurent, l'eau souterraine circule généralement dans les premiers mètres de roc fracturé sous les dépôts glaciaires et fluvioglaciaires ou dans ces dépôts.

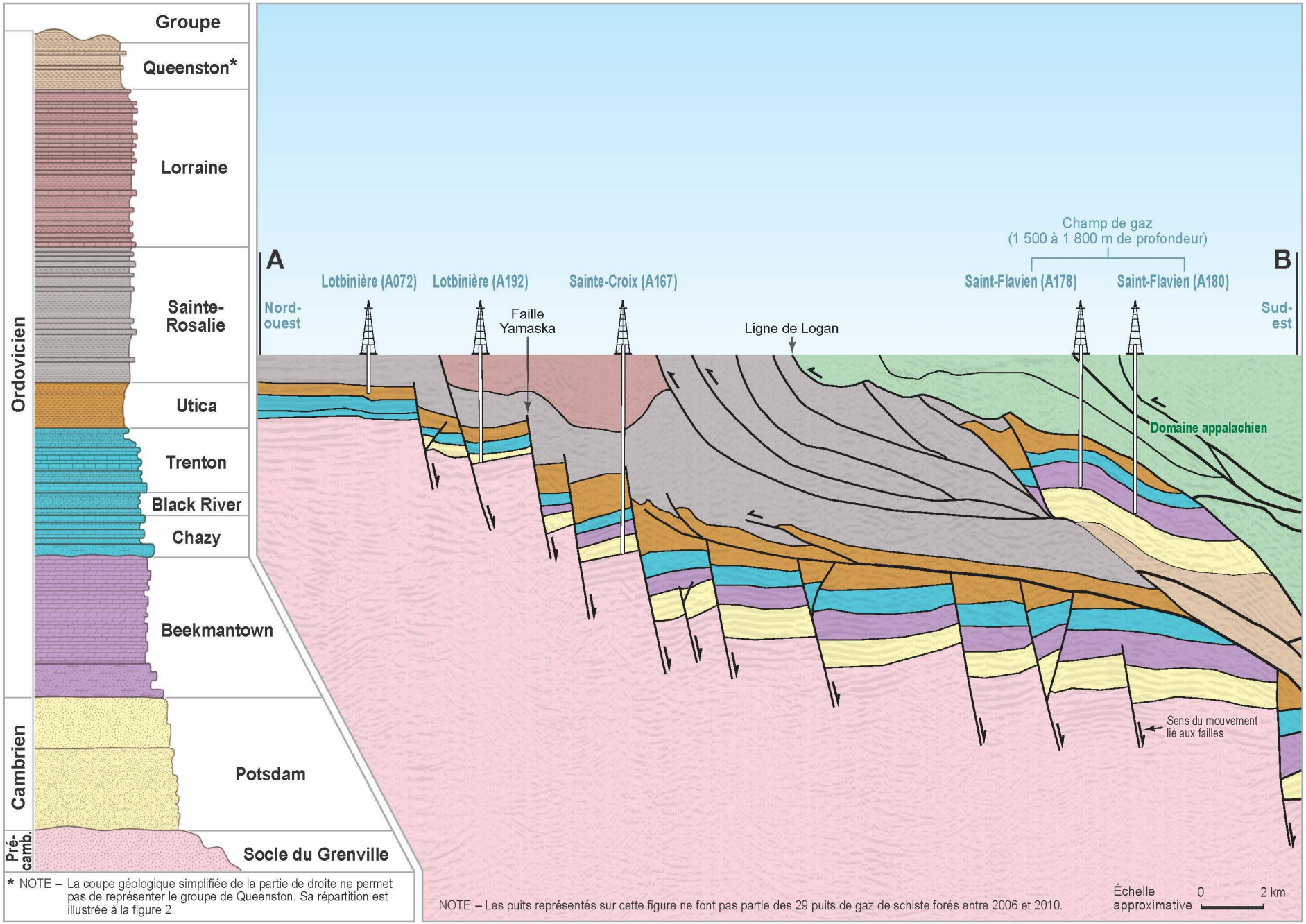
Figure 2 La géologie des basses-terres du Saint-Laurent et les corridors d'exploration pour le gaz de schiste



Sources : adaptée de DB2, p. 18 ; BAPE, rapport 273, figure 5.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Figure 3 Le profil et la coupe géologique simplifiés des basses-terres du Saint-Laurent



Sources : adaptée de PR3.1, figure 2.9 ; DB2, p. 20 ; BAPE, rapport 273, figure 4 ; Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier [en ligne (6 août 2014) : http://sigpeg.mrn.gouv.qc.ca/gpg/classes/igpg?langue=F].

Le shale d'Utica

Le shale est une roche sédimentaire essentiellement argileuse à grains fins, peu poreuse et peu perméable, qui contient, en proportion variable, d'autres minéraux, tels que le quartz et la calcite, qui déterminent si le shale est propice à la fracturation (c'est-à-dire s'il a la propriété de pouvoir se casser en de multiples fragments). Le shale d'Utica n'est pas homogène. Il a été subdivisé en deux formations géologiques distinctes, soit l'Utica inférieur et l'Utica supérieur, ce dernier présentant plus de potentiel gazier (*id.* ; PR3.5.1, p. 34).

Les données géologiques montrent que la plateforme des basses-terres du Saint-Laurent n'est pas homogène sur le plan structural, mais qu'elle est segmentée en plusieurs blocs restreints en dimension (M. Robert Thériault, MERN, DT1, p. 24). De fait, la profondeur du groupe d'Utica, qui augmente du nord-ouest vers le sud-est, est en partie contrôlée par les structures majeures qui façonnent les basses-terres du Saint-Laurent. Les géologues et les sociétés gazières y ont défini trois grands corridors d'exploration (figure 2). Le premier, situé de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, couvre une superficie de 3 600 km^2. Le shale d'Utica y affleure localement le long de la rive nord pour atteindre une profondeur maximale de 800 m à la faille de Yamaska. Sa faible épaisseur en limiterait le potentiel gazier (Thériault, 2012, p. 16).

Le deuxième corridor, situé entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan, couvre 5 000 km^2. Dans celui-ci, la portion supérieure de la formation d'Utica se trouve généralement à une profondeur de 1 200 à 2 500 m et le potentiel gazier y serait le plus intéressant (*id*.).

Enfin, le troisième corridor s'étend de la ligne de Logan vers les Appalaches et couvre 7 200 km^2. Le shale d'Utica autochtone[38] s'y trouverait à une profondeur de plus de 2 500 m, mais des bouleversements auraient pu en faire remonter localement des sections. La présence du shale autochtone et son potentiel en gaz y seraient pour l'instant spéculatifs, mais d'intérêt (PR3.6.2, p. 25 ; Thériault, 2012, p. 16). Les figures 4 et 5 illustrent la profondeur et l'épaisseur du shale d'Utica sur le territoire à l'étude.

Le shale d'Utica serait plus ancien et plus épais que ses équivalents nord-américains. Il serait cependant moins poreux et contiendrait moins de matière organique, sauf dans les écailles situées à l'est de la ligne de Logan. Son faible contenu en argile le rendrait propice à la fracturation. À l'inverse, le shale de Lorraine, qui le surplombe, contiendrait plus de gaz, mais son plus grand contenu en argile et sa faible perméabilité y

38. C'est-à-dire dans la succession des couches mises en place localement et peu perturbées (PR3.6.2, p. 16).

limiteraient le potentiel de fracturation et de récupération du gaz (PR3.5.1, p. 50 à 52 et ALL Consulting, 2012, p. 39).

Du reste, la formation d'Utica serait parsemée de failles naturelles ayant plissé et fracturé la roche. Ces discontinuités peuvent être utiles pour la transmission du gaz, mais seraient plutôt contraignantes sur le plan de la protection des aquifères (ALL Consulting, 2012, p. 38). Entièrement couvert par des permis d'exploration (figure 6), situé près des marchés et des réseaux de distribution de gaz existants, le shale d'Utica se trouve cependant sous une zone relativement densément peuplée et développée, contrairement à plusieurs autres sites d'exploitation en Amérique du Nord.

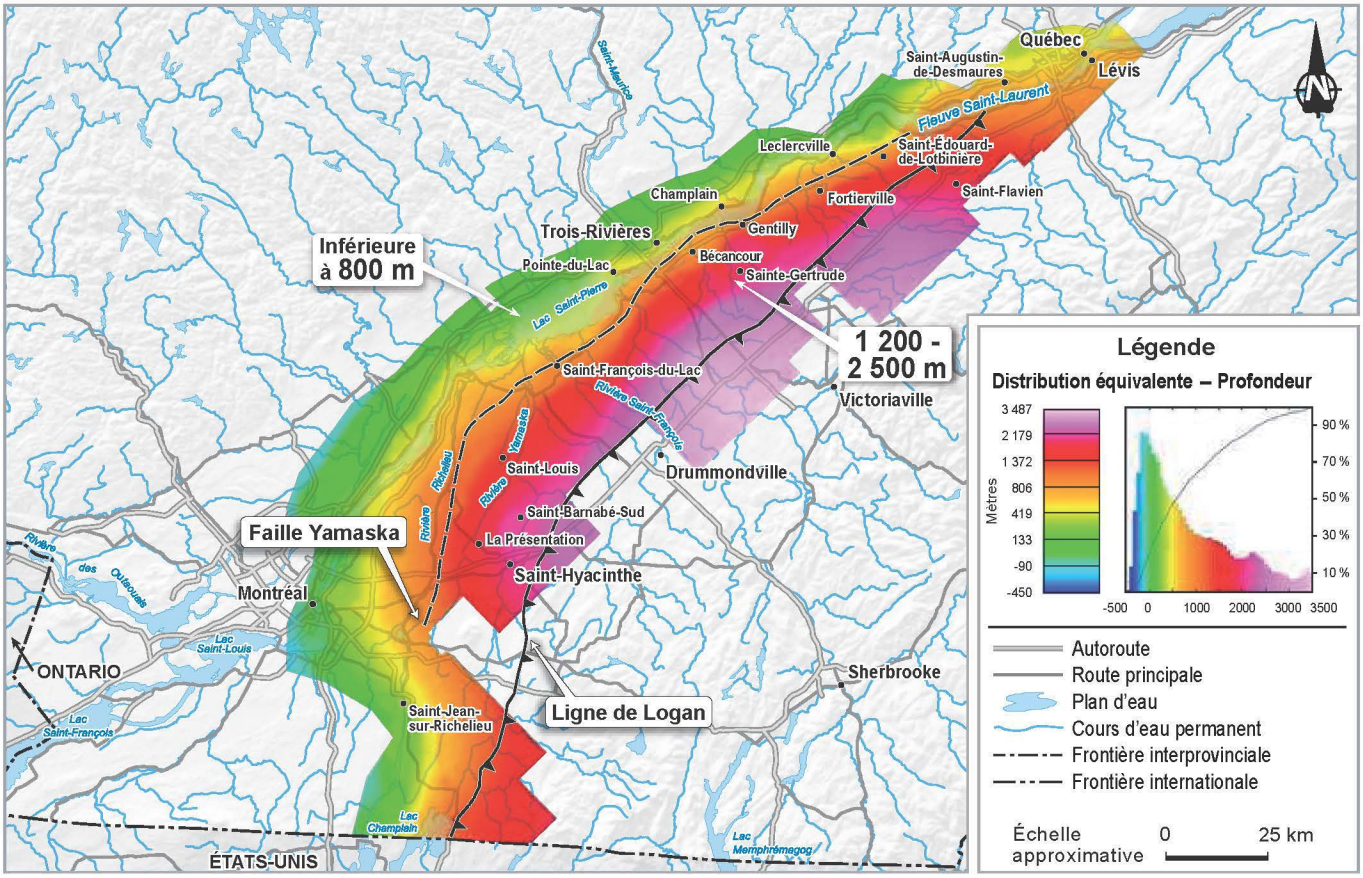
Le potentiel gazier du shale d'Utica

Dans le domaine du gaz et du pétrole, des méthodes éprouvées existent pour estimer les volumes de gaz en place ainsi que les volumes techniquement et économiquement récupérables sur un territoire. Ces méthodes reposent sur une connaissance minimale de la ressource et sur le calcul des probabilités (PR3.5.3, p. 11). Au Québec, les travaux d'exploration n'ont pas encore permis de préciser le potentiel d'extraction gazier du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent, en raison du faible nombre de puits forés au regard de la superficie couverte (PR3.5.3, p. 12).

De 2007 à 2011, l'industrie gazière a produit plusieurs estimations des volumes de gaz pouvant être extraits du shale d'Utica. Elle a procédé à partir de données provenant de bassins similaires aux États-Unis ou au Canada, de même qu'à partir des analyses effectuées par les entreprises engagées dans l'exploration des basses-terres du Saint-Laurent (PR3.5.1, p. 56).

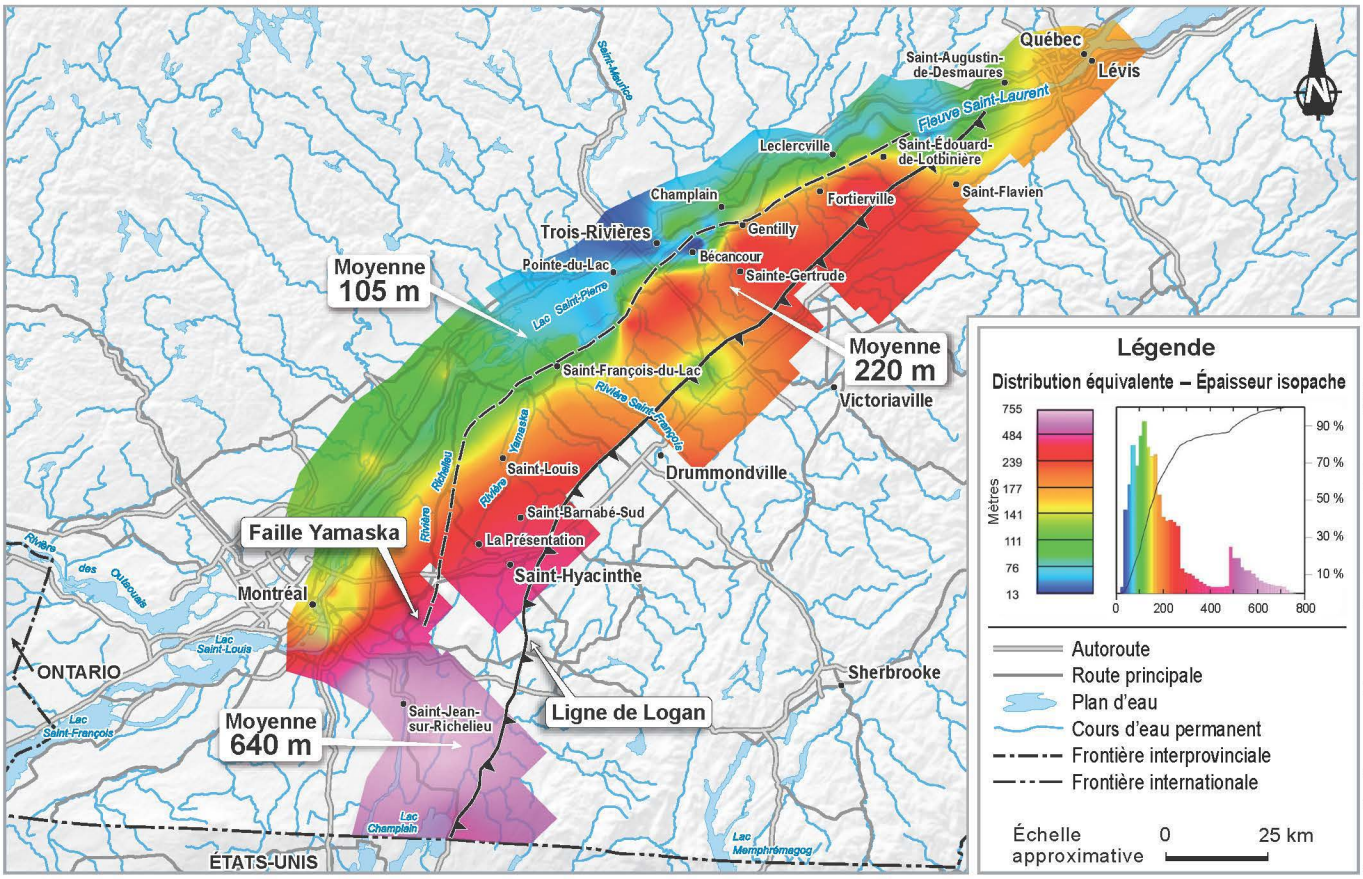
Les évaluations obtenues sont parcellaires, sujettes à des incertitudes importantes. Elles varient beaucoup, tant en ce qui concerne l'ampleur des réserves en place que pour le potentiel de récupération de cette ressource (les volumes techniquement récupérables) (PR3.5.1, p 57 à 74 ; PR3.5.3, p. 12). Les auteurs de l'étude *Potentiel en gaz naturel dans le groupe d'Utica, Québec* n'avaient pas accès à des données de production ou encore à des connaissances suffisantes des caractéristiques des couches sédimentaires. Néanmoins, ils ont pu procéder à une évaluation qualitative du potentiel gazier à partir des données accessibles sur la disponibilité et sur l'accès à la ressource ainsi que des variations géographiques des caractéristiques du groupe d'Utica (PR3.5.1, p. 70 et 71).

Figure 4 La limite supérieure du shale d'Utica



Sources : adaptée de DB2, p. 25 ; BAPE, rapport 273, figure 6.

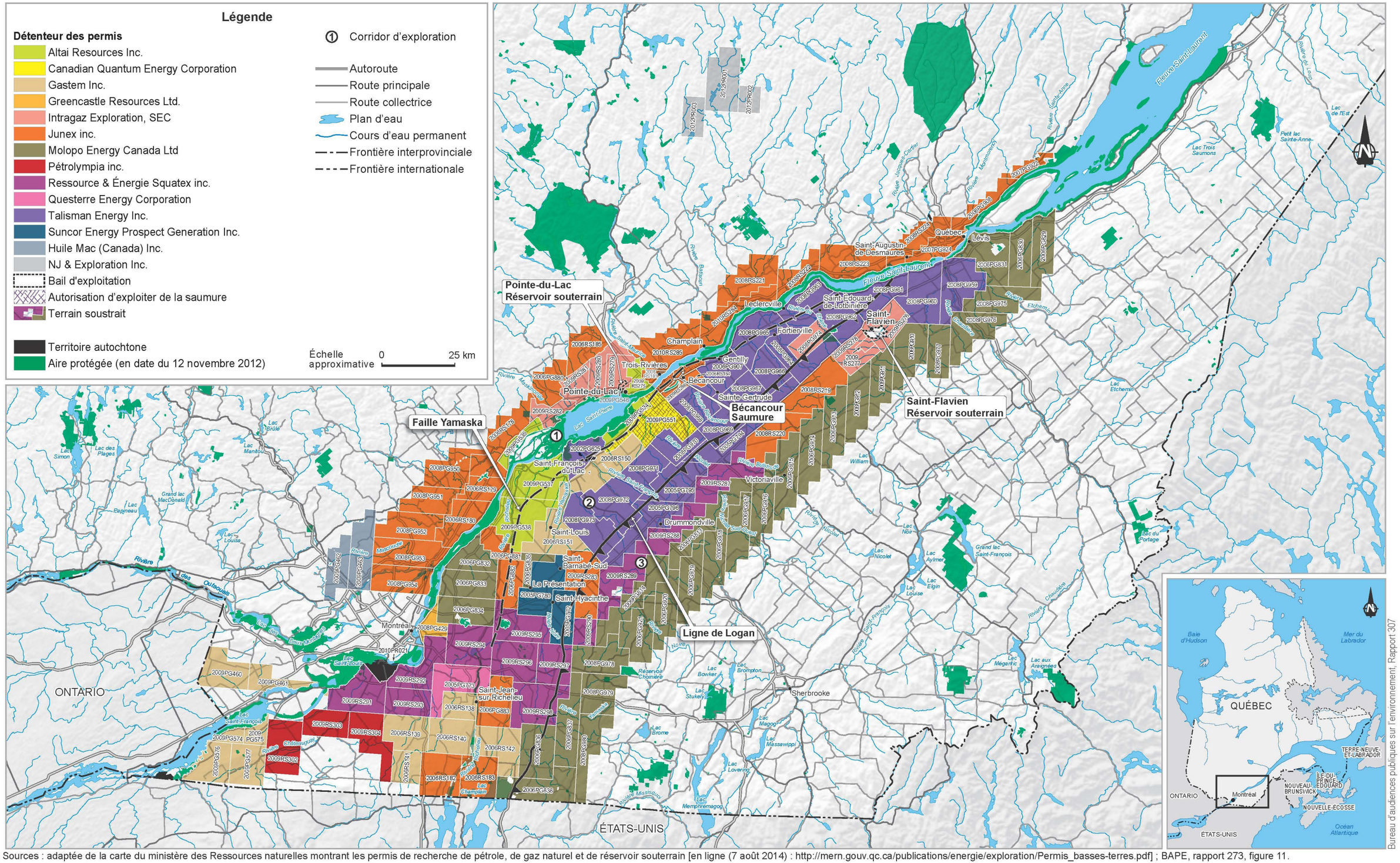
Figure 5 L'épaisseur du shale d'Utica



Sources : adaptée de DB2, p. 27 ; BAPE, rapport 273, figure 6.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Figure 6 Les permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain dans les basses-terres du Saint-Laurent



Sources : adaptée de la carte du ministère des Ressources naturelles montrant les permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain [en ligne (7 août 2014) : http://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/Permis_basses-terres.pdf] ; BAPE, rapport 273, figure 11.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Selon cette étude, le shale d'Utica contiendrait un volume potentiel de gaz en place de l'ordre de 100 à 300 Tpi^3 de gaz[39], dont de 22 à 47 Tpi^3 pourraient être techniquement récupérés, en considérant des facteurs de récupération de 15 % à 20 % (PR3.5.1, p. 76). Cette estimation se comparerait aux valeurs inférieures des volumes techniquement récupérables dans les shales de Barnett (26 Tpi^3), de Haynesville (34 Tpi^3) et de Montney (49 Tpi^3), trois endroits où l'exploitation du gaz de schiste a cours depuis plusieurs années (PR3.5.1, p. 73). Cette évaluation pourrait être revue à la hausse comme à la baisse à la lumière de nouvelles connaissances (PR3.5.3, p. 12).

La Commission géologique du Canada (CGC) a déposé, en juin 2014, une évaluation du potentiel en hydrocarbures liquides et gazeux du shale d'Utica. Elle se base sur les mêmes indicateurs géographiques et géochimiques que ceux employés dans l'ÉES, mais utilise une modélisation plus étoffée de la porosité du shale et des différentes phases sous lesquelles les hydrocarbures se trouvent[40]. Le volume potentiel de gaz en place y est estimé à 186 Tpi^3, avec une incertitude couvrant un intervalle de 117 Tpi^3 à 287 Tpi^3, un résultat très similaire à celui obtenu dans le cadre de l'ÉES.

La CGC évalue également la présence d'hydrocarbures liquides à 2,3 milliards de barils (l'intervalle varie de 0,78 à 5,24) (figure 7) (Chen *et al.,* 2014, p. 24). Elle s'abstient toutefois de fournir une estimation des ressources techniquement et économiquement récupérables, de sorte qu'il n'existerait pas encore de données indépendantes ou officielles à cet égard. Si tel était le cas, « cette évaluation [serait] appelée à évoluer à mesure que les techniques de production s'améliorent et que la connaissance du bassin se raffine » (PR3.5.1, p. 56).

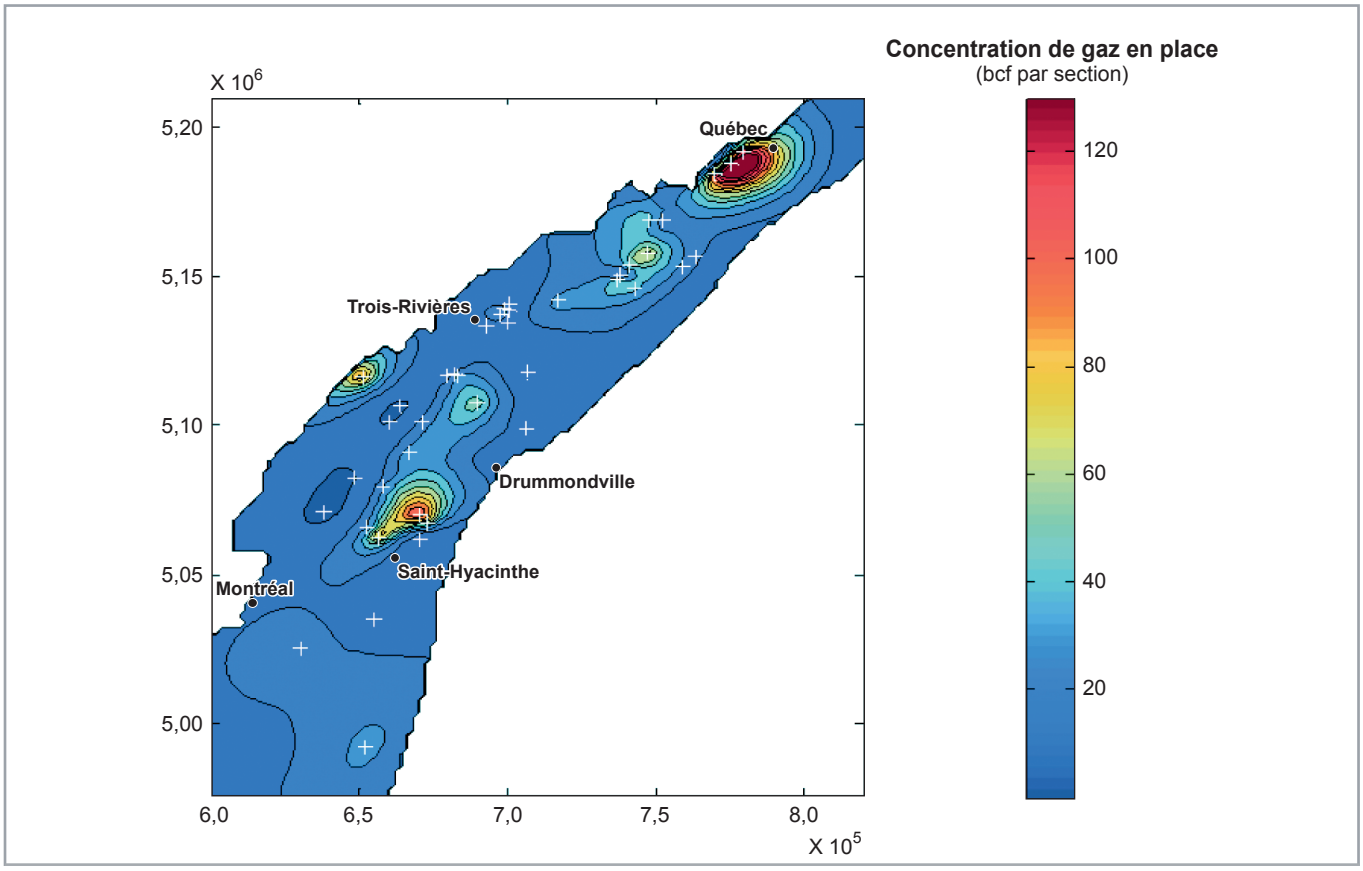
Le meilleur potentiel se retrouverait dans le corridor 2 (figures 4 et 5), où les volumes extractibles, compris entre 14 et 27,5 Tpi^3, seraient environ trois fois plus élevés que ceux des corridors 1 et 3 (PR3.5.3, p 12). La section de ce corridor située entre Québec et Bécancour serait la plus intéressante pour l'industrie (PR3.5.1, p. 34). C'est également là que se trouverait la plus grande partie du pétrole (Chen *et al.,* 2014, p. 25).

- *La commission d'enquête constate qu'entre 22 et 47 Tpi^3 de gaz pourraient être techniquement récupérés du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. L'évaluation de ce potentiel est caractérisée par une grande incertitude.*

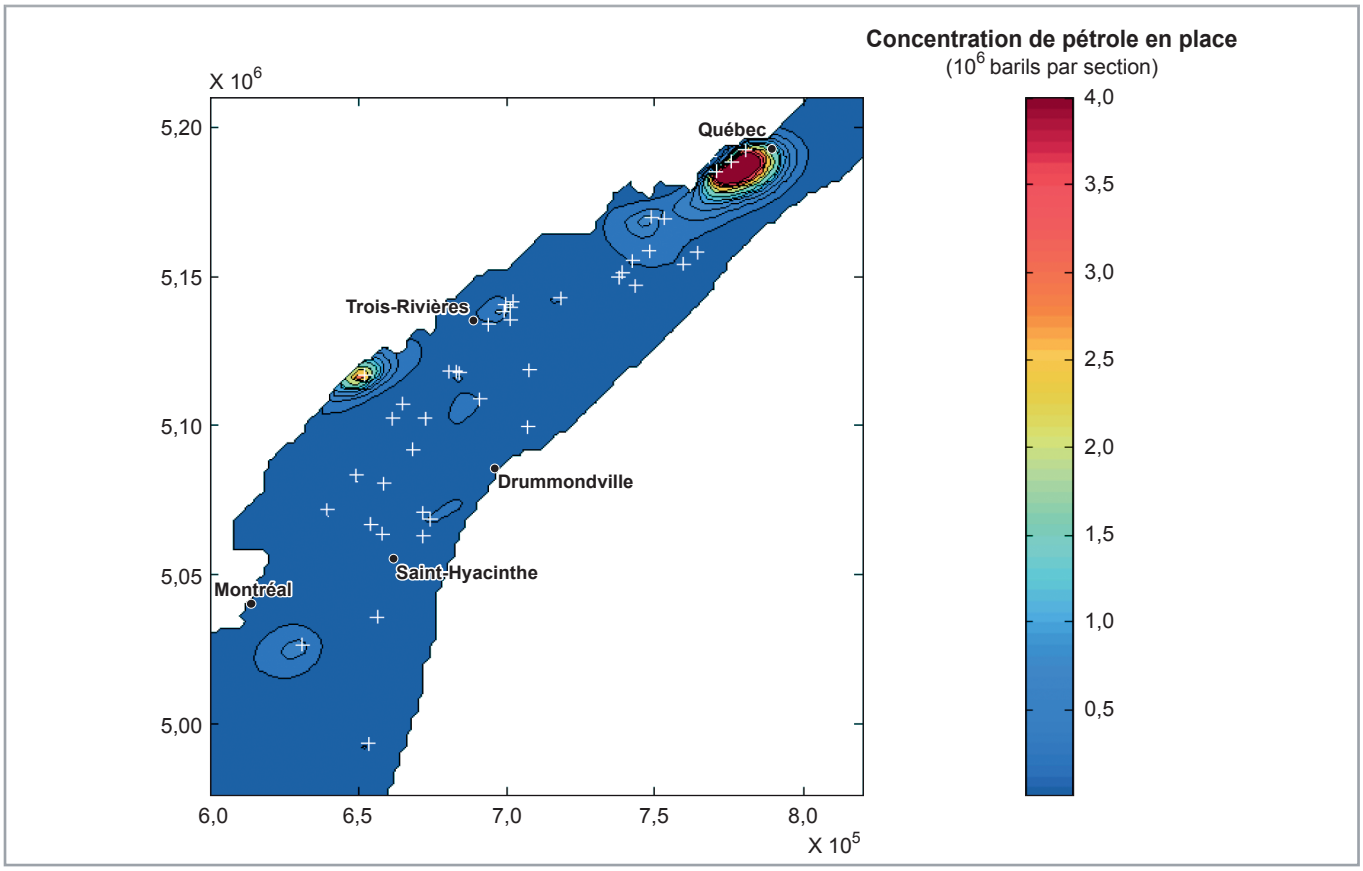
39. Selon l'Évaluation environnementale stratégique, un seul Tpi^3 correspondrait à cinq années de consommation totale (résidentielle, commerciale et industrielle) au Québec (PR3.5.2, p 9).

40. Forme libre, adsorbée ou en solution, dans la roche ou dans la matière organique.

Figure 7 La concentration de gaz et de pétrole dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent



Source : adaptée de la figure 23 de *Geological Characteristics and Petroleum Resource Assessment of Utica Shale, Quebec, Canada* [en ligne (8 juillet 2014) : http://ftp2.cits.rncan.gc.ca/pub/geott/ess_pubs/293/293793/of_7606.pdf].



Source : adaptée de la figure 17 de *Geological Characteristics and Petroleum Resource Assessment of Utica Shale, Quebec, Canada* [en ligne (8 juillet 2014) : http://ftp2.cits.rncan.gc.ca/pub/geott/ess_pubs/293/293793/of_7606.pdf].

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

1.3 Le développement potentiel de l'industrie

L'historique de l'industrie

L'exploration du pétrole et du gaz au Québec aurait débuté en 1860. Un grand total de 677 puits d'exploration ou d'exploitation pétrolière et gazière auraient été forés depuis dans les basses-terres du Saint-Laurent, dont ceux destinés à l'exploration du gaz de schiste. Selon le Système d'information géoscientifique pétrolier et gazier du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 280 d'entre eux visaient les gisements des couches rocheuses situées sous les dépôts meubles. Les autres ciblaient le gaz naturel dans les dépôts meubles à faible profondeur. Les périodes les plus actives en matière d'exploration auraient été de 1955 à 1960, avec un total de 60 puits forés, puis de 2005 à 2010, pour un total de 34 puits forés dont 29 ciblaient le shale d'Utica (PR3.1, p. 34 ; PR3.11, p. 1 et 2).

Ces derniers, forés de 2006 à 2010, comprenaient dix-huit puits verticaux et onze puits horizontaux[41] (figure 2). Le forage de 28 de ces puits aurait été mené à terme. Le 29e, le no A-280 de Junex, situé dans le corridor 3, n'aurait pas été terminé (PR3.1, p. 25). Vingt-et-un puits étaient situés dans le corridor 2 et neuf d'entre eux dans la partie présentant le plus grand potentiel (PR3.7.6, p. 10). Dix-huit puits ont été fracturés, soit onze puits verticaux et sept puits horizontaux (DQ26.1, p. 2).

Dix-sept puits étaient situés en milieu agricole, sept en milieu forestier et cinq en milieu industriel. À certains égards, les avantages de l'un constitueraient les inconvénients de l'autre. Par exemple, le milieu agricole, contrairement au milieu forestier, se caractérise par la présence de chemins d'accès courts, ce qui diminue les coûts associés à leur construction ou à leur renforcement. Toutefois, les sites y seraient plus près des résidences, alors qu'en milieu forestier, la distance et les écrans boisés atténueraient les problèmes de voisinage. Le choix des sites résulterait également de stratégies des entreprises au regard de l'opposition suscitée par leurs projets (PR3.7.6, p. 6 à 8 et 10).

Il existe peu d'information sur les puits forés et fermés avant 1950. La période de 1950 à 1970 est mieux documentée, mais l'information demeure sporadique. Selon une revue des pratiques présentée dans le cadre de l'ÉES, les années 1970 marquent l'utilisation de pratiques normalisées et constantes, caractéristiques d'une industrie plus mature. La conception des puits construits à partir de cette époque serait bien documentée. Les coffrages, au nombre de deux ou trois, seraient généralement cimentés avec du ciment

41. Les onze forages horizontaux avaient, en moyenne, 1 000 m de longueur, de 828 m à 1 444 m (M. Frédéric Dubé, MERN, DT14, p. 9).

classifié par l'American Petroleum Institute (API)[42]. Les puits seraient fermés avec le coffrage en place en utilisant le ciment et les bouchons mécaniques, et ce, depuis 1979, conformément aux normes de l'API (PR3.11, p. 54 et 55 ; DB1, p. 8).

Des 29 puits forés de 2006 à 2010, un seul a été fermé définitivement (A278, de Junex, à Wotton). Il présentait un débit à l'évent de 0,03 m^3/j en mars 2014. Pour les 28 autres, les travaux d'obturation et de fermeture n'ont pas été réalisés. Dix-huit d'entre eux présenteraient un débit ou une pression mesurée à la sortie de l'évent du tubage de surface indiquant la présence de gaz. Les débits iraient de quelques litres par jour à environ 14 m^3/jour[43] (M. Frédéric Dubé, MERN, DT14, p. 11 ; DB59). À la fin de 2013, 14 entreprises se partageaient les permis de recherche de gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent (figure 6).

Le projet type

Afin d'assurer une évaluation cohérente des enjeux relatifs au développement éventuel de l'industrie, le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste (CÉES) a convenu de fournir aux experts responsables des diverses études une base d'information commune en définissant un projet type, des zones de développement correspondant aux trois corridors déjà décrits ainsi que des scénarios de développement.

Le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) de l'École Polytechnique de Montréal a défini un modèle type de puits et un projet type à partir de données de l'industrie. Il les a recueillies auprès des entreprises ayant foré les 29 puits au Québec ou de celles actives ailleurs en Amérique du Nord, lorsque l'information n'était pas disponible. Le projet type reflète également le contexte réglementaire qui prévalait à l'époque de ces forages. En l'état des connaissances actuelles, le projet type serait, selon le CÉES, le portrait le plus réaliste possible de ce que pourrait être un projet de gaz de schiste pour une entreprise gazière œuvrant au Québec, de l'obtention du droit d'explorer et d'exploiter à la fermeture complète d'un puits et à la remise en état du site (M. Robert Joly, CÉES, DT1, p. 10 ; M^{me} Gabrielle Van Durme, CIRAIG, DT1, p. 27 ; PR3.5.3, p. 5 ; PR3.4.1, p. 1 ; DB3, p. 2). Comme le montre la figure 8, extraite de l'ÉES, l'élaboration du projet type est complexe et il n'est pas dans l'intention de la commission de présenter ce travail ici, mais plutôt de

42. En ce qui a trait aux caractéristiques des forages et des puits, notamment à la mise en place des coffrages et des tubulures, à leur cimentation, aux essais et aux inspections, le législateur réfère aux normes de l'American Petroleum Institute (API) et aux normes ISO (PR3.1, p. 31 ; M. Frédéric Dubé, MERN, DT12, p. 3).

43 1 mètre cube (m^3) égale 1 000 litres.

mettre en évidence, dans les sections suivantes, certains points qu'elle juge essentiels à la compréhension des enjeux.

La phase d'exploration

Sur un nouveau territoire, une étape d'évaluation de la ressource et d'apprentissage précède la mise en production du champ gazier. Différents travaux préparatoires, sondages et levés géologiques ou géophysiques permettent de mieux caractériser la couche géologique visée. Pour ce faire, les levés sismiques jouent un rôle important. Ils se traduisent par l'utilisation de camions vibreurs, si les routes le permettent, ou encore de lignes d'explosifs générant des ondes, lesquelles sont enregistrées et interprétées (PR3.4.1, p. 5).

Lorsqu'un horizon géologique présente un intérêt, seul le forage permet d'y évaluer la disponibilité de la ressource. Le choix du site relève de différents facteurs, comme les contraintes territoriales et la disponibilité de l'eau, des matériaux et des équipements. La géologie demeure le facteur principal et, à mesure que les connaissances augmentent, ce sont ultimement l'emplacement de la ressource et le rendement des puits qui décideront de la localisation des forages (PR3.4.1, p. 7 et 12 ; PR3.5.2, p. 8). D'ailleurs, pour les champs gaziers connus, l'activité n'est pas uniforme sur le territoire. Elle tend à se concentrer autour de ce qu'il est convenu d'appeler des « sweet spots », où les ressources en gaz sont plus importantes et où le rendement des puits est plus élevé, que les entreprises parviennent à détecter après quelques années d'activité (PR3.5.2, p. 8).

Lorsque la connaissance est peu développée, les compagnies procèdent par essais afin de localiser la ressource et les endroits les plus productifs. À ce stade, de nombreux secteurs forés pourraient ne jamais être mis en production. Lorsqu'il explore un nouveau champ gazier, l'exploitant fore un puits vertical et, si le résultat est positif (épaisseur du gisement et indication de la présence de gaz), un puits horizontal. Si les indices sont positifs, le puits est fracturé. Si l'opération est positive, un ou plusieurs autres puits pourraient être forés au même endroit, et on procède à un essai de production. Un tel essai permet d'établir la courbe de déclin à partir de laquelle le rendement potentiel des puits peut être évalué (DB3, p. 4 ; PR3.4.1, p. 12 et 20).

La courbe de déclin représente le flux de gaz dans le puits en fonction du temps. À la mise en production, le débit de gaz est important. Il augmente rapidement, pour atteindre un maximum après quelques mois, en général, puis décline tout aussi rapidement, avant d'adopter un rythme faiblement décroissant pour la durée de vie du puits (figure 9). La superficie sous la courbe représente le volume total de gaz extractible (la production globale cumulée, de l'anglais *EUR*, soit *Estimated Ultimate*

Recovery) et permet ainsi de valider les prévisions initiales quant au potentiel gazier du gisement (PR3.5.2, p. 67-68). Une telle information n'existerait pas pour le Québec et, selon une étude de l'ÉES portant sur le développement de l'industrie aux États-Unis, la littérature scientifique serait peu abondante à ce sujet. Les seules courbes de déclin relatives à d'autres champs gaziers disponibles seraient celles que l'industrie veut bien rendre publiques, notamment dans un contexte d'appel aux investisseurs (PR3.4.1, p. 24 ; PR3.5.2, p. 10).

Ces courbes, comme la durée de vie des puits, varient selon le type de shale où est réalisée l'exploitation. Dans les puits du shale de Haynesville, 80 % de la quantité totale récupérable aurait été extraite après seulement deux ans, alors que dans le shale de Marcellus, en Pennsylvanie, un opérateur rapporte qu'après un an, il n'en aurait obtenu que 17 % (PR3.5.2, p. 14 et 21). Dans cet État, au moins une entreprise pense pouvoir exploiter la majorité de ses puits durant au moins vingt ans. (Sweeley, 2014). Le président de l'Association pétrolière et gazière du Québec a indiqué que les puits du Québec pourraient produire pendant au moins vingt ans (M. Michael Binnion, DT18, p. 34 ; DM51.1, p. 1). Pour son projet type, le CIRAIG avait retenu une moyenne de quinze ans d'exploitation. Pour les scénarios de développement, le CÉES a plutôt retenu 25 ans, tout en reconnaissant que la durée de vie économique moyenne des puits est inconnue au Québec (PR3.4.1, p. 36 ; PR3.5.3, p. 7).

Ce serait donc à la suite de cet essai de production que serait prise la décision de développer d'autres plateformes afin que la production sur le territoire soit entamée (DB3, p. 4, M^{me} Gabrielle Van Durme, CIRAIG, DT1, p. 28). Toutefois, plusieurs étapes doivent être franchies sur le plan de l'acquisition des connaissances avant d'en arriver à la décision d'aller de l'avant avec l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Comme mentionné précédemment, l'estimation du potentiel de la ressource est marquée d'une grande incertitude. À cet égard, dans une évaluation de 2011, le ministère des Finances rapporte une estimation de l'industrie selon laquelle le « forage de 150 à 200 autres puits, représentant des investissements de près de 2 G$, serait nécessaire pour connaître le potentiel réel de la ressource et, éventuellement, en faire l'exploitation commerciale à grande échelle » (MFQ, 2011, p. 6). Sur une période de dix ans, cette approche correspondrait au forage de quinze à vingt puits d'exploration par année, à raison d'une dizaine de millions de dollars par puits. Un des scénarios de développement du CÉES consiste en une démarche d'exploration pour mieux définir le potentiel gazier, soit six forages annuels sur neuf ans, la moitié des puits étant fracturés (PR3.5.3, p. 19-20). La commission comprend que les 29 puits forés de 2006 à 2010 ne seraient que l'amorce de l'exploration du shale d'Utica et de la détermination de son potentiel.

La commission reviendra sur les scénarios de développement de l'industrie dans une section subséquente. Auparavant, elle présente les éléments relatifs à la mise en place des infrastructures sur le terrain.

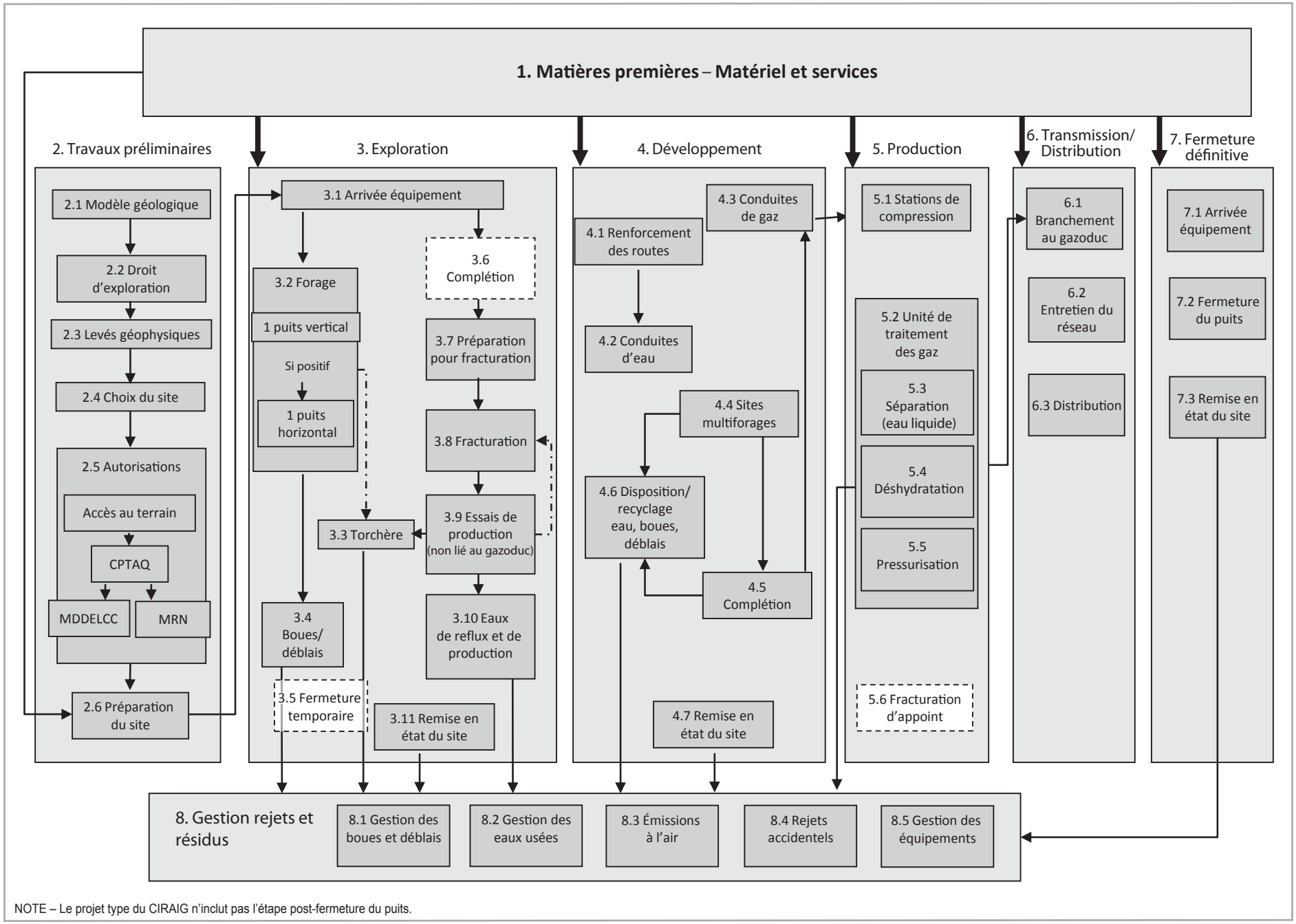
Le déploiement sur le territoire

Que ce soit en exploration ou en exploitation, la préparation d'un site, le forage et la fracturation reposent sur les mêmes activités et mobilisent les mêmes équipements, à la différence que les moyens mis en œuvre varieraient. En phase exploratoire, selon le CÉES, il y aurait un ou deux puits par plateforme, plutôt que six en production. Les forages horizontaux y seraient plus courts, 900 m contre 2 000 m en phase d'exploitation, et le nombre de fracturations moindre, soit quatre plutôt que quinze (PR3.5.3, p. 7 et 8).

En phase exploratoire, le réseau de collecte ne serait pas installé et les gaz de l'essai de production seraient brûlés dans une torchère ou dans un incinérateur, dont le rôle est de brûler toute arrivée intempestive de gaz durant les activités sur la plateforme. La combustion du gaz s'effectue à l'air libre dans le cas de la torchère, alors qu'une chambre de combustion est utilisée dans le cas de l'incinérateur. Plus tard, si le champ gazier est exploité, l'essai de production est requis pour caractériser les fluides et les gaz qui s'y trouvent et confirmer l'efficacité de la fracturation et la capacité de production du puits. Les gaz pourraient à ce moment être envoyés au réseau de collecte (PR3.4.1, p. 20).

Dans le cas où il serait décidé d'exploiter le gisement, d'importants travaux seraient entrepris. Les routes secondaires non conçues pour un camionnage intensif devraient être renforcées, des conduites d'eau et le réseau de collecte du gaz, y compris les équipements de compression, de déshydratation, de traitement et de pressurisation du gaz, serait mis en place. De son côté, le distributeur de gaz naturel devrait installer ses conduites jusqu'aux stations de traitement du gaz des entreprises. La décision de raccorder le réseau de distribution au réseau de collecte des entreprises dépend toutefois d'une connaissance minimale de la ressource et des plans de développement de l'industrie. Les enjeux associés à la collecte et à la distribution n'ont pas été examinés dans le cadre de l'ÉES (PR3.4.1, p. 21, 22, 25 à 27 ; M^{me} Gabrielle Van Durme, CIRAIG, DT1, p. 30).

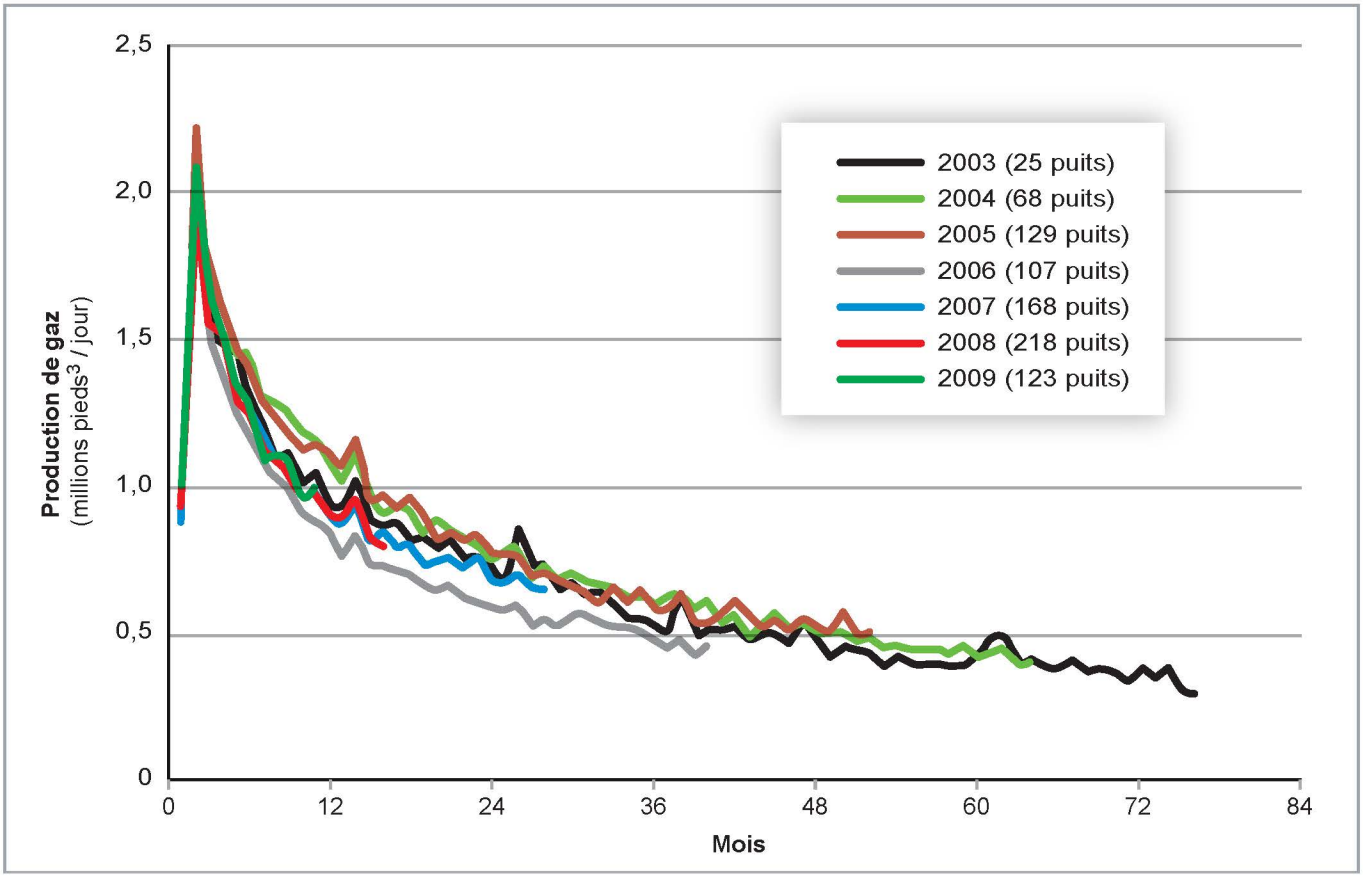
Figure 8 Les étapes d'un projet type selon l'ÉES



NOTE – Le projet type du CIRAIG n'inclut pas l'étape post-fermeture du puits.

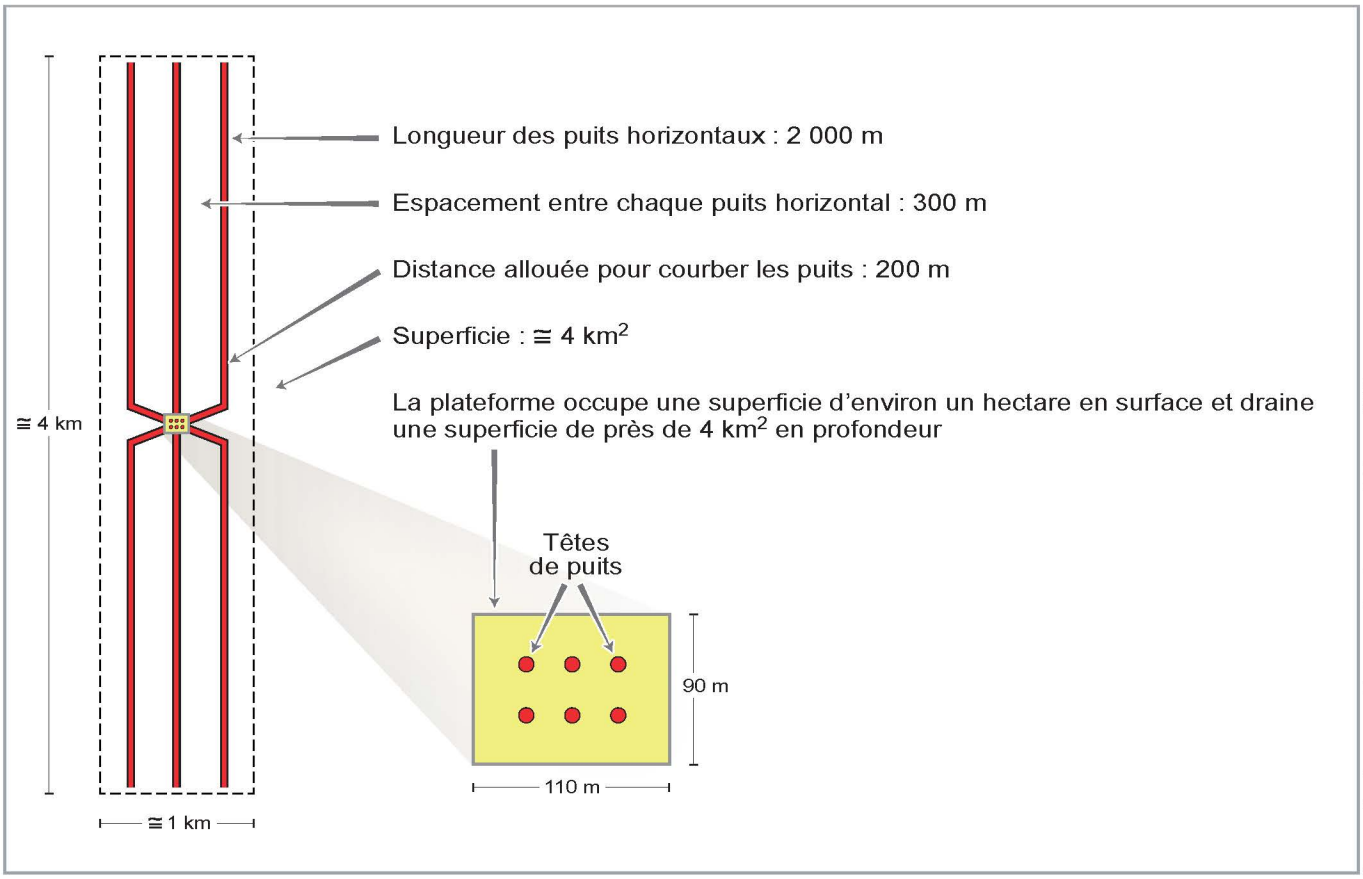
Source : adaptée de DB3, p. 5.

Figure 9 Les courbes de déclin (de production) pour le shale de Barnett



Source : adaptée de PR3.4.1, figure 13.

Figure 10 La disposition des puits d'une plateforme de forage



Source : adaptée de PR3.5.3, figure 1.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Le passage de la phase exploratoire à la phase d'exploitation du gisement n'est pas aussi clairement défini que la description du projet type le laisse entendre. Des parties mieux connues du territoire pourraient être exploitées, alors que l'entreprise pourrait en explorer d'autres. Lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission a noté que l'entreprise visitée développait progressivement plusieurs plateformes en même temps et que les équipements pouvaient changer plusieurs fois de plateforme avant que l'une d'entre elles soit complètement développée. Cette première série de forages servirait à mieux cibler l'étendue du champ gazier ainsi que les zones de plus grande productivité (Hughes, 2013, p. 72).

Par ailleurs, le régime d'autorisation du MERN est appliqué par puits plutôt que par plateforme ou par entreprise. Toutes les activités de forage et de complétion d'un puits, y compris la fracturation hydraulique, sont considérées comme des activités d'exploration, même dans un champ gazier en exploitation. Ce n'est qu'une fois le puits achevé et prêt à entrer en production que l'entreprise sollicite un bail d'exploitation auprès du MERN.

Les étapes, l'équipement et les travaux nécessaires

Les travaux préliminaires, la localisation et l'accès au site sont tributaires d'une combinaison de facteurs d'ordres financier, géologique, environnemental et social, et sont soumis à une batterie d'autorisations (propriétaire, CPTAQ, MERN, MDDELCC) (DB3, p. 9 ; PR3.4.2, p. 2 et 3). La construction d'un site de forage, y compris celle de la route, de la plateforme, des membranes imperméables et les bassins, prendrait un minimum d'une semaine et demie à deux semaines (probablement plus en milieu boisé). Le transport des matériaux pour ces travaux requerrait en moyenne 50 voyages de camion, pour un maximum de 115. Selon que la plateforme est située en milieu boisé ou non, le parc de machinerie pourrait inclure les éléments suivants : abatteuse, ébrancheuse, déchiqueteuse, transporteur de bois, excavatrice, compacteur, bouteur, chargeuse et camions (PR3.4.1, p. 38).

D'après le projet type, la superficie des plateformes serait de 1 ha en moyenne et d'un maximum de 2 ha (*ibid.*, p. 37). Selon l'information obtenue lors de l'audience publique et trouvée dans la littérature, la superficie moyenne serait plutôt d'environ 2 ha (M. Jean-Sébastien Marcil, Junex, DT27, p. 24 ; King, 2012, p. 27). Les plateformes observées par la commission en Pennsylvanie couvraient de 3 à 5 acres, soit de 1,2 à 2 ha. Ces superficies n'incluraient toutefois pas les routes d'accès ni les gazoducs, pas plus que les réservoirs destinés à la gestion hors site des eaux brutes et des eaux usées, le cas échéant.

Aux fins du déploiement des infrastructures, le CÉES a retenu une plateforme de six puits, qui drainerait une superficie du sous-sol de près de 4 km^2. Les puits horizontaux, longs de 2 km, seraient disposés trois de chaque côté de la plateforme. Ils seraient séparés par une distance horizontale de 300 m. Les plateformes seraient agencées selon un axe sud-ouest – nord-est plus ou moins parallèle au fleuve Saint-Laurent (figure 10 ; PR3.5.3, p. 8 et 9).

Selon les données obtenues auprès de l'industrie au Québec, la durée d'un forage vertical serait en moyenne de 38 jours (de 6 à 62 jours), pour des profondeurs allant de 510 m à 3 350 m. Le forage horizontal exigerait en moyenne 28,5 jours (de 25 à 32 jours). Les forages horizontaux avaient, en moyenne, 1 000 m de longueur et variaient de 828 m à 1 444 m (PR3.4.1, p. 39 ; M. Frédéric Dubé, MERN, DT14, p. 9). Il en ressort qu'aux profondeurs du corridor 2, il faudrait en moyenne deux mois par puits, soit au moins un an d'activité, pour une plateforme de six puits, en supposant que tous les puits soient forés selon une séquence continue.

À l'étape du forage apparaissent les bâtiments (roulottes de chantier), les réservoirs et les équipements en hauteur, soit la tour de forage, les tours d'éclairage du chantier ainsi que la torchère ou l'incinérateur. La tour de forage, dont la hauteur peut varier de 15 à 50 m, serait démantelée à la fin des opérations de forage et remplacée par une tour de service pour la fracturation (PR3.7.11, p. 15-16). L'équipement nécessaire à la mise en place et à la cimentation des coffrages se retrouve également sur le site de la plateforme. Différents camions y procèdent à des mesures techniques ou encore à la livraison et à l'évacuation des produits, de l'eau et des boues, requis ou générés par les activités (PR3.4.1, p. 39 et 40).

Le coffrage de surface du puits, dont la fonction consiste à isoler l'aquifère, est mis en place au début du forage vertical. Un tubage intermédiaire est ensuite installé; il permet de poursuivre les opérations de forage à l'intérieur du puits. Le tube de production, installé au moment de la complétion du puits, est destiné à évacuer le gaz extrait du gisement.

La complétion d'un puits réfère à l'ensemble des opérations qui permettent sa mise en production, y compris la fracturation. Au moment de la complétion d'un puits, le titulaire du permis de complétion doit équiper ce dernier d'un tube de production et d'une tête de puits permettant d'en assurer le contrôle en tout temps (*Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, art. 53). Une fois le puits foré et préparé, il est fracturé dans sa partie horizontale. La fracturation est effectuée par tronçons

successifs. Le tubage de production est perforé à l'aide d'explosifs[44]. Ensuite, une première injection d'acide (en général de l'acide chlorhydrique à 15 %) permet le nettoyage du puits avant l'injection des liquides de fracturation.

Ceux-ci sont constitués en moyenne de 90 % à 95 % d'eau, de 4,5 % à 9,5 % de sable (destiné à conserver les fractures ouvertes) et d'environ 0,5 % d'additifs chimiques divers. Le rôle de ces produits est d'assurer le transport du sable en suspension, puis de le libérer du liquide, de prévenir la friction dans le tube, sa corrosion, le gonflement de l'argile, la prolifération de bactéries, etc. (PR3.4.1, p. 16 à 18, 42 et 43 ; PR3.6.7, p. 19). Chaque fracturation requerrait en moyenne 1 670 m^3 d'eau (PR3.4.1, p. 43). Le volume total requis pour les quinze fracturations d'un puits serait de l'ordre de 25 000 m^3 (PR3.5.3, p. 8).

Selon les divers documents déposés, une fracturation dure au moins quatre heures durant lesquelles les compresseurs des camions pompes (de douze à vingt) fonctionnent à plein régime. Au rythme d'une fracturation par jour, l'équipement serait en place au moins deux semaines. La fracturation génère une activité intense, compte tenu de l'équipement utilisé, mais surtout en raison de l'importance des volumes d'eau requis dans un laps de temps déterminé. Cela exige une gestion très serrée du transport de l'eau (par camion ou par conduite[45]) et de son stockage (sur plateforme ou hors plateforme), en vue de son traitement ou de sa réutilisation. L'entreprise pourrait devoir planifier des installations de stockage et de traitement de l'eau hors plateforme pour disposer des volumes requis au moment opportun.

À cette étape, la plateforme pourrait comprendre, outre les camions pompes, plusieurs réservoirs fermés de 80 m^3, un ou deux réservoirs hors sol (*C-Ring*), deux réservoirs de sable, un séparateur eau-gaz, une grue, une tour de service et de l'équipement divers (PR3.4.1, p. 43 ; PR3.5.3, p. 8 ; DM71.1, p. 12).

Dans les jours ou les semaines qui suivent la fracturation, une partie de l'eau est récupérée ou repoussée vers la surface par la pression du gaz. Pour les puits fracturés au Québec à ce jour, cette eau de reflux représentait de 20 % à 70 % du fluide de fracturation, pour une moyenne de 50 %. Une fois le forage et la fracturation terminés, les installations seraient démantelées et le sol restauré pour ne conserver que l'espace nécessaire aux travaux d'inspection ou d'entretien (PR3.4.1, p. 20). En milieu agricole, des conditions pourraient s'appliquer pour favoriser un retour rapide à l'agriculture sur

44. Selon les caractéristiques de la roche et les connaissances de l'exploitant, le tubage d'acier n'est pas toujours installé dans la partie horizontale du puits exploitée pour l'extraction du gaz. À ce moment, la perforation ne serait pas nécessaire.

45. Un camion-citerne correspond à environ 30 m^3. Un cycle de fracturation complet en requerrait donc plus de 800 m^3. L'utilisation d'une conduite suggère l'existence d'une source d'approvisionnement à distance raisonnable.

la plus grande partie de la plateforme. Toutefois, selon un représentant de l'industrie rencontré en Pennsylvanie, conserver la plateforme aménagée permet un meilleur contrôle des interventions à des fins d'entretien ou en cas d'accident ou de déversement (Sweeley, 2014).

Pour des raisons de sécurité, le périmètre des puits en production serait clôturé. Outre les têtes de puits, des structures métalliques approximativement de la taille d'un homme, ce périmètre pourrait également inclure, si nécessaire, un séparateur eau-gaz associé à chaque puits ainsi que la jonction avec le réseau collecteur.

La fermeture du puits, à la fin de sa vie utile, doit le laisser dans un état qui empêche l'écoulement des fluides et des gaz. Les coffrages sont coupés à au moins 1 m de la surface du sol et des bouchons de ciment sont installés au fond du puits, près de la surface et au niveau de toute zone perméable. En zone agricole, le sol devrait être remis dans une condition propice à sa culture. En zone non agricole, la remise en état dépendrait des conditions négociées avec le propriétaire (PR3.4.1, p. 27 et 28).

L'étape post-fermeture est la dernière, et la plus longue étape de la vie d'un puits. L'intégrité des puits doit donc être préservée pendant toute leur existence, possiblement pendant plusieurs centaines d'années.

1.4 Les scénarios de développement

Aux fins de l'ÉES, le CÉES a retenu cinq scénarios de développement jugés plausibles et qui couvrent l'ensemble des possibilités sur un horizon de 25 ans, variant d'« aucun développement » à un « développement à grande échelle » de l'industrie du gaz de schiste. Ces scénarios ont été établis à partir des résultats des études portant sur le projet type (PR3.4.1) et sur le potentiel gazier du Québec (PR3.5.1), des renseignements obtenus auprès de certaines entreprises titulaires de permis d'exploration dans le shale d'Utica ainsi que de documents officiels, émanant principalement de sources gouvernementales et universitaires (PR3.5.3, p. 3).

Les cinq scénarios proposés comprennent un scénario de référence, sans développement, un scénario « exploration », déjà évoqué, pour mieux définir le potentiel gazier, soit six forages annuels durant neuf ans, et trois scénarios de développement à trois échelles de territoire, comprenant respectivement 1 000, 3 600 et 9 000 puits (tableau 2). Le scénario 3 correspond au territoire du corridor 2, à l'est de l'autoroute 55, le scénario 4 s'appliquerait à l'ensemble du corridor 2, alors que le scénario 5 s'étendrait aux trois corridors (PR3.5.3).

Tableau 2 Le déploiement des scénarios d'exploitation du gaz de schiste

	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
Territoire (km^2)	1 258	5 000	15 000
Déploiement			
Année	**Nombre de puits**		
2015	1		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	1097	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
Total des puits	1 000	3 600	9 000
Total des plateformes	167	600	1 500

Source : adapté de PR3.5.3, p. 18 et 28.

Dans les scénarios, la vitesse de déploiement des puits s'inspire de celle observée dans d'autres shales. En pratique, l'industrie modulerait son niveau d'activité selon le prix du gaz et le volume de ses contrats. En période d'activité intense, plus de 4 000 nouveaux puits ont été forés par année dans les shales de Barnett et de Marcellus. Dans ses plus fortes années, le shale de Haynesville a compté 967 nouveaux puits (2010) et celui de Montney, 500 (2011). Toutefois, l'activité peut cesser aussi rapidement qu'elle a commencé (Sweeley, 2014 ; PR3.5.2, p. 7 ; PR3.5.3, p. 17).

De son côté, le ministère des Finances pose l'hypothèse d'un rythme de développement plus régulier et plus modeste que celui proposé par le CÉES, soit 250 puits par année, pour une durée qui reste à confirmer selon les réserves. Son estimation prudente, soit 3 900 puits sur seize ans, est très similaire au scénario 4 en ce qui concerne le nombre de puits forés, à la différence qu'elle ne fait pas d'hypothèse sur le territoire couvert.

À défaut de connaître les superficies des contraintes naturelles et d'aménagement, le comité les a évaluées à 50 % du territoire (PR3.5.3, p. 13). Selon un travail récent visant à évaluer les effets du développement de la filière dans les MRC de Lotbinière et de Bécancour, territoire couvert par le scénario 3, les contraintes d'ordres réglementaire et écologique[46] représenteraient 46 % du territoire, soit 640 km^2 (Racicot *et al*., 2014, p. 6). Les superficies mobilisées par les trois scénarios de développement sont présentées au tableau 3.

Tableau 3 La superficie et la densité des trois scénarios de développement

Scénarios	Superficie du territoire	Superficie libre	Puits	Plateformes	Densité	Densité
	km^2	km^2			km^2/puits	km^2/plateforme
3	1 258	629	1 000	167	0,63	3,78
4	5 000	2 500	3 600	600	0,69	4,17
5	15 000	7 500	9 000	1 500	0,83	5,00

Source : adapté de PR3.5.3.

À titre comparatif, selon le dernier inventaire de Statistique Canada, réalisé en 2011[47], la taille moyenne d'une ferme au Québec est de 113 ha (1,13 km^2). Pour les trois régions administratives, cette valeur est corroborée par l'ÉES[48]. Le territoire drainé par une plateforme correspond donc à 3,5 fermes et les densités des trois scénarios de développement proposés iraient d'une plateforme par 3,5 fermes à une par 4,5 fermes.

Sauf pour les parcs, les réserves et les zones urbanisées, la plupart des contraintes d'aménagement peuvent être décrites comme des distances entre les plateformes et des infrastructures ou des composantes du paysage et quadrillent l'ensemble du territoire, à l'exception des grandes zones boisées. L'article 22 du *Règlement sur le*

46. Les érablières, les milieux humides et les aires de confinement du cerf de Virginie sont des contraintes écologiques.
47. STATISTIQUE CANADA (2014). Données sur les exploitants agricoles de 2011 [en ligne (26 septembre 2014) www.statcan.gc.ca/pub/95-640-x/2012002/01-fra.htm].
48. Dans le cas de la région de la Chaudière-Appalaches, la valeur est de 95 ha pour toute la région, y compris les Appalaches. Dans les MRC des basses-terres de cette région, la moyenne est supérieure (voir les chiffres de l'étude, PR3.7.5, p. 39).

pétrole, le gaz et les réservoirs souterrains fixe ces distances à 100 m d'une maison, d'une ligne à haute tension, d'un pipeline, d'une route publique, d'une voie de chemin de fer, d'un cours d'eau ou d'un plan d'eau, et à 200 m d'un puits municipal. Il est prévu que le gouvernement procède à la refonte de ce règlement pour compléter les mesures prévues dans le *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection*[49], entré en vigueur en août 2014.

Ce dernier interdit l'aménagement d'un site de forage ou d'un sondage stratigraphique (un forage de recherche) à moins de 500 m d'un lieu de prélèvement d'eau effectué à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire. En ajoutant aux contraintes une bande de 500 m de part et d'autre des routes rurales, où la plupart des résidences sont alimentées par des puits individuels, le Règlement contribue à diminuer fortement les zones disponibles pour construire les plateformes de forage. Elles y seraient concentrées pour forer sous les zones de contrainte. Leur emplacement dépendrait également de la répartition de la ressource et du rendement des puits. Le déploiement et l'agencement des plateformes prévus dans les scénarios du CÉES pourraient en être modifiés.

Bien que les scénarios de développement prévoient des durées de déploiement de dix, quinze et vingt ans, le CÉES pose l'hypothèse selon laquelle la majorité des puits seraient installés pendant un nombre restreint d'années, comme l'illustrent les tableaux 2 et 4. Ce déploiement très rapide suppose une courte phase d'exploration, suivie d'une multiplication de puits, qui ne serait possible que si l'industrie de services pouvait se mobiliser rapidement au Québec.

La rapidité du déploiement suppose également un développement sur l'ensemble du territoire du corridor 2 (scénarios 3 et 4), la partie des basses-terres du Saint-Laurent qui présenterait le meilleur potentiel, plutôt qu'un développement par secteur.

49. Le Règlement est présenté plus en détail au chapitre 3.

Tableau 4 La vitesse de déploiement des puits selon les trois scénarios de développement

Scénario	Puits	Plate-formes	Déploiement				
			Total ans	Années les plus intensives[1]	Puits	Plate-formes	%
3	1 000	167	10	2019 et 2020	697	116	70
				2018 à 2021	940	157	94
4	3 600	600	15	2022	1 097	183	30
				2021 à 2023	2 655	443	74
				2020 à 2024	3 303	551	92
5	9 000	1 500	20	2024 et 2025	4 201	700	47
				2023 à 2026	6 899	1 150	77
				2022 à 2027	8 175	1 363	91

Note 1 : Les données sont compilées en supposant que le déploiement maximum a lieu sur une année ou deux. Pour un scénario donné, chaque ligne subséquente inclut la précédente.

Source : adapté de PR3.5.3, p. 28.

En présentant dans ce chapitre les activités et les scénarios relatifs au développement de l'exploitation du gaz de schiste, la commission visait également à établir les balises et présenter les éléments utiles à son analyse. Au terme de ce chapitre, il apparaît que plusieurs éléments doivent encore être précisés.

- *La commission d'enquête constate que les dispositions du* Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection *contribuent à augmenter les contraintes à l'utilisation du territoire par les plateformes de forage nécessaires à l'exploitation du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que, si les éléments et les activités relatifs aux différentes étapes du développement et de l'exploitation d'un puits sont connus, il est difficile d'évaluer, compte tenu des lacunes actuelles quant à la localisation de la ressource et au potentiel de gaz techniquement et économiquement récupérable, comment ces activités s'agenceraient sur une même plateforme et comment ces plateformes seraient déployées sur le territoire. Les dispositions du* Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection *pourraient jouer un rôle substantiel à cet égard.*

- *La commission d'enquête constate que selon les scénarios de développement de l'Évaluation environnementale stratégique, la densité d'implantation des plateformes de forage serait d'environ une plateforme par 4 km^2. En milieu agricole, cette densité correspondrait à une plateforme à toutes les trois ou quatre fermes en moyenne.*

- *La commission d'enquête observe que le comité de l'Évaluation environnementale stratégique estime qu'entre 300 et 1 100 puits pourraient être forés par année pour le scénario 4 (3 600 puits) alors que le ministère des Finances base ses estimations sur un rythme de déploiement de 250 puits par année. De plus, la commission constate que le rythme de déploiement de l'industrie du gaz de schiste pourrait varier selon le prix du gaz et les contrats obtenus par les entreprises gazières.*

Chapitre 2 Les préoccupations et les opinions des participants

Ce chapitre rassemble les préoccupations et les opinions des participants, exprimées à travers les mémoires, les questions et les présentations de citoyens, d'organismes environnementaux, de divers représentants politiques régionaux et locaux, ainsi que de représentants de l'industrie. Les interventions ont principalement trait aux impacts des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sur l'eau, sur le climat, sur les milieux naturels, sur les communautés d'accueil et sur le territoire agricole, et portent également sur les questions d'encadrement réglementaire, de gouvernance régionale et de redevances. Lorsque plusieurs participants partagent la même opinion sur un sujet, seules quelques citations représentatives apparaissent.

2.1 L'évaluation environnementale stratégique

La réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) a été saluée par certaines organisations qui y ont trouvé des réponses à plusieurs incertitudes sur les incidences environnementales et sociales de la filière du gaz de schiste. De manière générale, l'Ordre des géologues du Québec est d'avis que l'information disponible « permet d'évaluer les risques potentiels et de prendre les mesures de contrôle nécessaires pour les minimiser », mais précise que l'incertitude scientifique ne doit pas servir à nier un phénomène ou un risque dans un débat public (DM34, p. 3-5). Junex estime « qu'il y a des mesures d'atténuation qui sont possibles, mais en même temps, il y a certaines études qui ont démontré qu'il manquait d'information » (M. Jean-Sébastien Marcil, DT27, p. 6).

Beaucoup soulignent le manque de connaissances au sujet des incidences de la filière du gaz de schiste sur l'environnement et sur la santé (M. Yves Mailhot, DM43, p. 2 et 3 ; M. Jean-Marie Desroches, DM91, p. 1 ; Mohawk Council of Kahnawà:ke, DM118, p. 5). La MRC de Drummond estime « que le niveau de risques est trop grand pour pouvoir être géré adéquatement et qu'une application stricte du principe de précaution doit prévaloir dans un tel cas » (DM22, p. 7). De nombreux autres organismes soutiennent l'importance d'appliquer le principe de précaution pour divers aspects de la question du gaz de schiste (Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 24 ; Regroupement des organismes de bassins versants du Québec, DM79, p. 3-4 ; Ville de Lévis, DM103, p. 12 ; Centre québécois du droit de l'environnement, DM63, p. 17). Selon une citoyenne, « le principe de précaution ne s'oppose pas au progrès scientifique et

technique. S'il peut ralentir certaines orientations de l'innovation, il peut aussi agir comme un stimulant pour un progrès technologique propre qui sera bénéfique à l'ensemble de la société » (M^me^ Denise Campillo, DM4, p. 4).

Des représentants de l'industrie gazière concluent que l'évaluation environnementale stratégique démontre qu'en ayant recours aux meilleures pratiques et aux plus hautes normes de l'industrie, celle-ci peut réaliser ses activités de façon sécuritaire (Association pétrolière et gazière du Québec, DM51 ; Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers, DM16 ; Questerre Energy, DM52, p. 11). Junex estime que « l'industrie peut s'implanter sans nécessairement avoir des impacts majeurs » (M. Jean-Sébastien Marcil, DT27, p. 6).

Environnement Jeunesse met en cause la gestion à la pièce et les multiples consultations organisées sur les questions énergétiques (DM18, p. 7). Le Conseil régional de l'environnement de la Montérégie se dit inquiet devant « la multiplication des consultations de toutes sortes sur les enjeux énergétiques, souvent avec des mandats partiels » (DM98, p. 6.). Il ajoute que de cette gestion en silo « résulte un manque de vision à long terme sur notre avenir énergétique alors que nous devons faire face à de grands enjeux qui dépassent une filière énergétique en particulier » (*id.*). Ainsi, plusieurs conseils régionaux de l'environnement sont d'avis que la procédure de consultation et d'évaluation environnementale, sociale et économique des projets de développement devrait être révisée (*ibid.*, p. 7 ; Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec, DM113, p. 11).

Le processus entourant l'évaluation environnementale stratégique a également été critiqué. Certains trouvent que la composition de son comité manquait d'objectivité en raison de la présence de représentants de l'industrie et de l'absence de représentants de groupes environnementaux (M. Marc St-Cyr, DM15, p. 3 ; Stratégies énergétiques, DM111, p. 2 ; M^me^ Lise Houle, DT18, p. 21). On reproche aussi aux responsables de l'exercice de ne pas avoir récolté suffisamment de données dans d'autres régions américaines et canadiennes où la filière du gaz de schiste est implantée et d'avoir plutôt privilégié des efforts de modélisation ou des exercices théoriques (Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 54). Une participante s'exprime ainsi : « comment croire à des études et analyses, parfois très poussées, mais combien théoriques? Comment se fier à des résultats d'études effectuées auprès de quelques personnes seulement? Et que penser de quelques tests effectués en laboratoire pour vérifier l'étanchéité et la résistance des tuyaux? » (M^me^ Lise Houle, DM49, p. 4).

Une citoyenne se questionne : « faut-il être un spécialiste pour savoir que l'environnement où je vis, déjà fragilisé, puisse être menacé et subir un déséquilibre s'il

y avait en plus développement de l'industrie du gaz de schiste » (M^me^ Françoise Brunelle, DM57, p. 5). Un citoyen ajoute : « le gros bon sens nous dicte de ne pas prendre le risque » (M. Serge Fortier, DM19). Certains regrettent que le scénario de non-développement de l'industrie du gaz de schiste ait été peu considéré dans l'ÉES (M. Marc St-Cyr, DM15, p. 3 ; M. Richard E. Langelier, Regroupement interrégional des gaz de schiste de la Vallée du Saint-Laurent, DT19, p. 30). De plus, un organisme déplore que le rapport synthèse de l'ÉES minimise ou omet de mentionner des enjeux et des risques bien réels dont font état les études (Stratégies énergétiques, DM111, p. 2).

2.2 L'acceptabilité sociale

Plusieurs participants ont soulevé l'importance de l'acceptabilité sociale de l'industrie avant de procéder à son déploiement sur le territoire. Selon la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, l'acceptabilité sociale « est associée à la fois à la responsabilité sociale des organisations [et] à la gestion des risques » (M. Denis Campeau, DT23, p. 2). Elle a témoigné des « conséquences négatives résultant d'une gestion de risque mal contrôlée et [des] coûts sociaux et économiques qui en découlent, dont la non-acceptabilité sociale du projet » (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 5). « L'acceptabilité sociale est liée aux bonnes pratiques qui encadrent les risques qu'ils représentent pour le milieu », estime la municipalité de Saint-Antoine de Richelieu (*ibid.*, p. 21). Aux yeux de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, les retombées environnementales et sociales, inhérentes à tout développement industriel, « peuvent parfois être perçues comme étant problématiques dans des régions où l'on possède peu ou pas d'expérience liée aux activités pétrolières et gazières » (DM55, p. 1).

Selon la MRC de Nicolet-Yamaska, « la principale inquiétude était l'absence d'information fiable et impartiale pour permettre aux élus de se faire une idée juste sur le gaz de schiste » (DM60, p. 5). Un participant s'interroge « sur le fait qu'à l'insu de la population, ce projet de développement pétrolier ait déjà pris forme en s'installant sur nos terres » (M. Alain Guillon, DM30, p. 2). Un citoyen raconte qu'une compagnie gazière est arrivée chez lui sans lui demander l'autorisation :

> […] on voit passer deux bonshommes qui erraient sur mon terrain sans me demander la permission […] il y en a un qui avait […] l'air d'un Martien, parce qu'il avait une station géodésique totale. Sur sa tête, il avait une antenne ronde […] ils ne pouvaient même pas m'expliquer exactement en français qu'est-ce qu'ils faisaient chez nous […] Puis honnêtement, là, ils sont arrivés de façon très sournoise, très hypocrite, maîtres chez eux. Ils sont arrivés maîtres chez eux.
> (M. Marc St-Arnaud, DT26, p. 106-107).

Un citoyen parle des « terres agricoles et [des] boisés qui subiront l'invasion de centaines de plateformes de forage » (M. Albert Geuzaine, DT18, p. 45). Une citoyenne déplore « l'approche envahissante de cette industrie du gaz de schiste (M^me^ Françoise Brunelle, DM57, p. 2). Le déploiement de l'industrie du gaz de schiste est considéré par le Parti vert du Québec comme « une attaque contre notre génération » (DM78, p. 2). Un représentant du Regroupement interrégional du gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent souligne « le caractère arrogant et cavalier des sociétés gazières dans leur façon de s'emparer en quelque sorte du territoire » (M. Richard E. Langelier, DT19, p. 29).

Le manque d'acceptabilité sociale aujourd'hui ne s'explique pas par un manque d'information, estime le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste (M^me^ Lucie Sauvé, DT19, p. 84). Des citoyens ont organisé des visites de plateformes de forage et des rencontres en Pennsylvanie, soit à titre personnel (M. Pierre Bluteau, DM75, p. 3 ; M. Ronald Lefebvre, DM61, p. 1), soit à titre de membres de comités ou encore avec l'encadrement de leur municipalité, comme c'est le cas de Saint-Bonaventure (DM23, p. 7). Un regroupement citoyen a organisé trois voyages en Pennsylvanie « pour y rencontrer des universitaires, des médecins et autres personnes du domaine de la santé, des juristes, des élus municipaux, des agriculteurs directement concernés par les conséquences négatives de ce développement » (Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 20). Un citoyen a participé à un voyage organisé « pour constater *de visu* le déploiement de l'industrie en Pennsylvanie, son impact sur les paysages et le tissu social » (M. Yvan Mailhot, DM43, p. 5).

Un citoyen dit habiter « un territoire occupé par les compagnies gazières » (M. Pierre Bluteau, DM75). Il poursuit en décrivant Leclercville, Saint-Édouard et Fortierville comme étant « le territoire de Talisman Energy ». Une citoyenne renchérit :

> Et puis, à un moment donné, on a eu, à Saint-Sulpice, une conférence. On a appris à ce moment-là que les terres de Saint-Sulpice, de L'Assomption et tout le coin étaient *claimées* par les industries gazières. Alors, on a organisé un comité de vigilance et puis on s'est informés.
> (M^me^ Lucie Léger, DT24, p. 19)

La campagne *Vous n'entrerez pas chez nous*, lancée par le Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent (RIGSVSL), a récolté plus de 65 000 signatures de propriétaires « spécifiant aux compagnies détentrices de permis d'exploration d'hydrocarbures qu'elles ne sont pas les bienvenues » (DM82, p. 11). Bien que l'opération n'ait pas été menée de manière systématique dans toutes les municipalités des basses-terres du Saint-Laurent, une citoyenne rapporte que le taux de refus, ou de non-acceptabilité sociale, aurait atteint plus de 90 %, comme dans le canton de Roxton (M^me^ Jocelyne Sanschagrin, DT19, p. 7). À La Présentation, les propriétaires signataires représentent 66 % du territoire de la municipalité, rapporte le Comité Non-

Schiste La Présentation (DM36, p. 10). À Saint-Léonard-d'Aston, quelque 75 % des Léonardais ont signé le formulaire (Mme Nathalie Jacques, Mme Pascale Lemire, Mme Julie Rochefort, M. Paul-Émile Tourigny, Mme Janie Vachon-Robillard, DM38, p. 3).

Quelques intervenants proposent l'idée d'un référendum, mené à l'échelle des municipalités, pour mesurer l'acceptabilité sociale (MRC de Drummond, DM22, p. 8, 12 et 17 ; M. Laurent Deshaies, DT26, p. 32). Pour la MRC des Maskoutains, parce qu'il repose « sur la concertation et l'implication des communautés locales, le schéma d'aménagement est le reflet de l'acceptabilité sociale de la vocation première de la grande région de Saint-Hyacinthe, il constitue un équilibre délicat entre le milieu de vie et le potentiel économique présent sur le territoire » (DM10, p. 5).

Le grand débat, estime un citoyen, « c'est d'avoir aussi la preuve d'acceptabilité sociale ». Il se questionne ainsi : « Est-ce que ça se mesure? Est-ce qu'on peut définir des seuils? […] Est-ce qu'on peut opérationnaliser, avoir des critères de décision? […] qui doit faire cette démonstration que c'est acceptable, socialement acceptable ou pas? Est-ce que c'est le citoyen, l'entreprise ou le gouvernement? » Il conclut en disant que « souvent, on dit que c'est une décision très politique, très contextuelle ». (M. Pierre Batellier, DT23, p. 59).

2.3 La ressource eau

La protection de l'eau a été au centre des préoccupations exprimées par de nombreux participants, un citoyen affirmant même qu'il ne se battait pas contre le gaz de schiste, mais pour la protection de l'eau (M. Richard Chartier, DT21, p. 64). La consommation de grandes quantités d'eau par l'industrie, l'utilisation de produits chimiques dans les opérations de fracturation hydraulique ainsi que les risques de migration de gaz vers les aquifères inquiètent les citoyens, les groupes environnementaux et les autorités locales (MRC de Bécancour, Ville de Bécancour et le Centre local de développement, DM69, p. 9 ; Coalition Eau Secours!, DM92 ; M. Louis Casavant, DM121). Ils en craignent les éventuelles conséquences : pénurie d'eau, contamination des eaux de surface ainsi que des eaux souterraines et, éventuellement, des puits d'eau potable. De nombreux intervenants ont insisté sur la fragilité de la ressource, tant sur le plan de la qualité que sur celui de la quantité (MRC de Rouville, DM7, p. 6 ; Organisme de bassin versant de la Yamaska, DM73). Selon des citoyens de Bécancour, « risquer de polluer les nappes phréatiques est un non-sens » (Mme Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM17, p. 3).

Les MRC et les municipalités se sont senties particulièrement interpellées, car l'approvisionnement en eau de leurs citoyens est sous leur responsabilité (MRC de

Rouville, DM7, p. 5 ; MRC de Drummond, DM22 ; Municipalité de Saint-Bonaventure et Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23). Ainsi, selon la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, la protection de l'eau devrait être « au cœur de tout ce qui a trait à la réglementation sur les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste ». (DM40, p. 23).

D'autres ont adopté un point de vue plus global en rappelant que le Québec et le Canada possèdent une part importante des réserves d'eau douce de la planète, ce qui leur confère une certaine responsabilité de la préserver (M[me] Angèle Patenaude, DM3, p. 2 ; Comité de vigilance gaz de schiste de Saint-Sulpice, DM21, p. 2 ; M[me] Joceline Sanschagrin, M. Jean Falaise, M. François Prévost, M. Marc St-Cyr, DM24).

Les risques de contamination de l'eau

Les directions régionales de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie considèrent la qualité des sources d'eau potable comme l'enjeu le plus important, car « les études récentes suggèrent un risque potentiel de contamination des eaux souterraines ou des eaux de surface » (DM96, p. 7). Plusieurs intervenants s'inquiètent des risques de contamination de l'eau liés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (M[me] Angèle Patenaude, DM3, p. 2 ; M[me] Hélène Bernier, DM11, p. 3 ; Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 18 et 19).

Une MRC souligne que la réduction des risques de contamination de l'eau souterraine constitue une priorité. Elle ajoute qu'« afin d'assurer une protection adéquate des aquifères, une attention particulière doit être accordée à la fois au contrôle des activités risquant de les polluer ainsi qu'à l'aménagement des secteurs plus vulnérables à la pollution » (MRC de Rouville, DM7, p. 5 et 6).

Les liquides de fracturation et la divulgation de l'information

Un citoyen s'inquiète de l'ajout de plusieurs additifs chimiques à l'eau de fracturation et du fait qu'environ 40 à 60 % de cette eau ne soit pas récupérée (M. Marc Durand, DT20, p. 62). Un autre précise que les additifs ne représentent que 1 % de la composition des fluides injectés (99 % d'eau et de sable), mais qu'en raison des abondants volumes d'eau impliqués, leur masse avoisine les 100 000 kg par cycle de fracturation (M. Daniel Chapdelaine, DT22, p. 23).

La présence de contaminants dans les liquides de fracturation inquiète certains groupes (Environnement Jeunesse, DM18, p. 2 ; Organisme de bassin versant de la Yamaska, DM73, p. 8 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 5). Une citoyenne se dit préoccupée par les impacts des liquides de fracturation sur la santé des

populations vulnérables, telles que les personnes âgées, les femmes enceintes et les enfants (M^me^ Lise Houle, DM49, p. 8). D'autres signalent que certains effets ne se feront ressentir qu'à long terme (M^me^ Danielle Rochette, DM13, p. 2 ; Comité de bassin versant Douze et Métairie, DM116, p. 9) et qu'il pourrait se passer vingt ans avant que soient découvertes des maladies chroniques, tels le cancer ou les atteintes au système nerveux; on constatera alors que la pollution créée aujourd'hui est responsable des cas à venir (M^me^ Nathalie Turgeon, DM47, p. 9). Enfin, plusieurs participants mentionnent que certains composés de fracturation posent des risques de perturbation endocrinienne (M^me^ Louise Morand, DM14, p. 1 ; M^me^ Lise Houle, DM36, p. 14 ; Comité Non-Schiste La Présentation, DM49, p. 8 ; M^me^ Joyce Renaud, DT26, p. 86 ; M^me^ Micheline Healy, DM116, p. 3).

Des représentants de l'industrie notent que « la plupart des composés les plus fréquemment utilisés dans la fracturation hydraulique au Québec se sont révélés relativement peu toxiques, non bioaccumulables et fortement dégradables » (Association pétrolière et gazière du Québec, DM51, p. 8 ; Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 3). L'entreprise Johnston-Vermette pense que les appréhensions au sujet des additifs dans l'eau de fracturation « ne sont pas appuyées par des faits et ne méritent aucunement la réprobation véhiculée par les opposants à l'industrie » (DM124, p. 3).

Un citoyen est d'avis que plusieurs composés utilisés au moment des forages et de la fracturation hydraulique « ne doivent surtout pas se mélanger avec les eaux souterraines et de surface, sous peine de dégradation notable de la qualité de l'environnement et/ou de la santé humaine » (M. Daniel Chapdelaine, DM112, p. 12). Un organisme exprime une crainte à l'égard du fait que les composés utilisés par l'industrie pourraient interagir entre eux et avec les « composés libérés du sol, ou encore réagir à la pression et à la température, lors des opérations, pour former de nouveaux composés qui ne sont pas encore bien connus » (Comité de citoyens responsables de Bécancour, DM64, p. 5). D'après le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, l'évaluation environnementale stratégique ne permet pas de bien mesurer l'impact de ces mélanges sur la « durée de vie de l'acier et du coulis, les deux éléments structurels principaux des puits » (DM113, p. 15).

Le manque de transparence de l'industrie « quant à la divulgation et la caractérisation (chimique, physique et toxicologique) de ces intrants » est déploré par le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste (DM94, p. 18). Un citoyen déplore que les données sur les additifs chimiques aient été obtenues du MDDELCC « à la suite d'un processus fastidieux, tant par les recours que par les délais pour les obtenir » (M. Daniel Chapdelaine, DM112, p. 2). Il ajoute que certains additifs étaient de composition inconnue et que les analyses demandées par le Ministère se basaient sur des

paramètres généraux qui englobent plusieurs composés sans distinction quant à leur toxicité (*ibid.*, DT22, p. 27).

Selon le Centre québécois du droit de l'environnement, les mécanismes légaux d'accès à l'information environnementale ont mal été appliqués (DM63, p. 15 à 17). À l'instar d'autres organismes, il estime que l'information divulguée devrait inclure la nature des produits chimiques utilisés (*ibid.*, p. 16 et 17 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 5 ; Collectif scientifique sur la question du gaz schiste, DM94). Le Centre ajoute que toutes les demandes d'autorisation, les autorisations accordées, les conditions des autorisations, les rapports d'inspection, ainsi que les « renseignements spécifiques relatifs aux produits chimiques utilisés, à leur concentration et au volume injecté spécifiquement pour chaque puits » devraient être rassemblés dans un registre public (DM63, p. 17). Il rappelle que « le droit d'accès à l'information environnementale est la pierre angulaire de la participation publique, du droit de l'environnement et de celui du développement durable » (*id*.).

L'Association canadienne des producteurs pétroliers évoque l'outil FracFocus, utilisé en Colombie-Britannique et en Alberta, qui rend accessible l'information liée à la fracturation hydraulique (DM55, p. 2). Le Conseil du patronat du Québec est d'avis qu'il faut trouver un compromis qui permettrait de divulguer la composition des eaux de fracturation, et ce, en préservant le secret industriel des entreprises. L'organisme propose donc que « les ingrédients susceptibles d'entrer dans la recette puissent être divulgués publiquement, tandis que la composition exacte de chaque mélange d'eau de fracturation serait divulguée obligatoirement, mais uniquement à une entité gouvernementale » (DM97, p. 16).

Les risques de migration des polluants

L'impact des eaux usées restées dans le sous-sol et les risques de migration de polluants vers les eaux souterraines ou de surface soulèvent des inquiétudes (M^{me} Louise Richard, DM48, p. 1 ; M. Serge Fortier, DM19, p. 4 ; Ville de Lévis, DM103, p. 22). Certains insistent sur le peu de recul quant aux conséquences à moyen et à long termes et trouvent qu'il n'existe ainsi pas de preuve de non-contamination des aquifères (Environnement Jeunesse, DM18, p. 1 ; Ville de Lévis, DM103, p. 15). La crainte est renforcée par les cas de contamination des eaux souterraines et de surface répertoriés aux États-Unis (MRC de Val-Saint-François, DM54, p. 4 ; Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 16 et 17).

Un citoyen précise que la fracturation constitue une modification irréversible du sous-sol qui « met en branle un processus dont la durée est d'ordre géologique » (M. Marc Durand, DM99, p. ii et DT20, p. 66). Il ajoute qu'après la fermeture du puits, la migration du

méthane et des fluides se poursuit, ce qui présente un risque pour l'eau compte tenu de « l'absence de contrôle réel de l'extension des fractures, qui peuvent rejoindre des failles et fractures [existantes] qui elles-mêmes rejoignent les nappes » (*ibid.*, p. 3).

Plusieurs intervenants ont mentionné les risques de fuites de méthane liées à une mauvaise cimentation des puits (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 15 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 6 ; Ville de Lévis, DM103, p. 15). Un citoyen rapporte qu'elles pourraient se produire tout au long du puits, y compris au niveau des aquifères (M. Marc Brullemans, DM87.1, p. 2).

L'Association pétrolière et gazière du Québec, par contre, estime que l'ÉES « détruit le mythe qui disait que le gaz naturel et les fluides de fracturation pouvaient migrer d'un kilomètre de profondeur vers les nappes phréatiques de surface, à travers des failles ou des fractures naturelles » (DM51, p. 6). Une firme de génie-conseil estime que les aquifères de surface seraient protégés des migrations par une couche de roc imperméable (Johnston-Vermette, DM124, p. 4).

Une entreprise gazière mentionne que l'ÉES a soulevé des « questionnements par rapport à la relation entre les aquifères de surface connus et les fluides souterrains de grandes profondeurs » et propose de récolter des données sur les liens hydrauliques (perméabilité, failles et fractures naturelles superficielles) et la géochimie profonde et superficielle (Junex, DM71, p. 12). Un organisme souligne qu'il existerait un manque de connaissances sur les eaux souterraines de grande profondeur au Québec (Regroupement des organismes des bassins versants du Québec, DM79, p. 13). L'Ordre des géologues du Québec indique que « les connaissances sur les aquifères du Québec sont fragmentaires et souvent difficiles d'accès malgré les efforts récents pour les améliorer » (DM34, p. 2). À cet effet, un citoyen est d'avis que « l'industrie a donc joué aux apprentis sorciers » (M. Richard Chartier, DM108, p. 6).

Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste rappelle les risques de déversements accidentels de polluants, notamment d'eaux de reflux, et leurs conséquences sur la ressource en eau (DM94, p. 17).

La protection des eaux

De nombreuses municipalités et MRC ont rappelé que les ressources en eau souterraine constituent une source irremplaçable d'eau potable pour leurs citoyens qui dépendent de puits artésiens (Municipalité de Saint-Bonaventure et Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23, p. 13 ; Regroupement des organismes des bassins versants du Québec, DM79, p. 13). D'autres évoquent le peu de protection

offerte par le projet de *Règlement sur les prélèvements des eaux et leur protection*[50] (MRC de Drummond, DM22, p. 4 et 5 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 5 ; Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 35). En particulier, ils jugent insuffisante la distance horizontale minimale proposée entre les puits d'eau potable et les forages (MRC de Rouville, DM7, p. 5 ; MRC de Val-Saint-François, DM54, p. 5). Le Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent estime que la distance verticale suggérée dans le projet de règlement, soit 400 m sous la base de l'aquifère, serait insuffisante au regard des risques de fractures créées ou de failles naturelles (DM82, p. 35). Certains rappellent que les puits d'eau potable pour l'alimentation du bétail devraient également être mieux protégés (M. Claude Mercier, DT22, p. 5 ; M^me^ Liette Parent, DM27, p. 2).

Directement interpellées par des risques de contamination, plusieurs municipalités ont adopté le règlement dit « de Saint-Bonaventure » visant à assurer l'intégrité des sources d'eau potable, notamment le renforcement par des distances séparatrices : de 2 km à 10 km, selon le nombre de personnes que la source souterraine ou de surface approvisionne (MRC de Drummond, DM22, p. 8 ; Municipalité de Saint-Bonaventure et Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23, p. 12 ; MRC de Val-Saint-François, DM54, p. 9).

Le Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent estime qu'avant d'autoriser le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, « une preuve claire et nettement prépondérante de l'innocuité du procédé doit être démontrée » (DM82, p. 53). Plusieurs dénoncent le fardeau de la preuve qui contraindrait les victimes de contamination d'eau à prendre des dispositions pour démontrer l'éventuelle responsabilité de l'industrie (Union des producteurs agricoles, DM33, p. 8 ; M^me^ Lise Houle, DM49, p. 5 ; M^me^ Françoise Brunelle, DM57, p. 4). Les compagnies gazières devraient payer pour des évaluations préalables et périodiques de la qualité de l'eau, selon la MRC de Drummond (DM22, p. 10). La Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches estime que l'analyse de l'eau serait de responsabilité ministérielle et ne devrait pas être confiée à l'industrie (DM65, p. 26). Une entreprise gazière affirme que lors de ses projets d'exploration du gaz de schiste, elle réalise une caractérisation initiale de l'eau souterraine autour de la plateforme ainsi que de l'eau « des puits privés situés dans un rayon de 1,5 km autour des emplacements prévus des futurs sites de forage » (Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 9).

50. Le *Règlement sur les prélèvements des eaux et leur protection* est entré en vigueur le 14 août 2014, soit après la tenue des audiences publiques, en juin 2014.

Plusieurs municipalités alimentent des citoyens à partir de prises d'eau de surface. La MRC de Rouville mentionne que « plus l'eau de surface est impropre à la consommation, plus il sera difficile et coûteux de traiter cette eau » (DM7, p. 5). Le cas de la rivière Yamaska semble problématique :

> Alors, tous les efforts qu'on fait pour dépolluer notre rivière, que ce soit en modifiant les façons culturales des agriculteurs, que ce soit en augmentant la capacité de filtration des usines de filtration des différentes villes dans le bassin versant, sont fortement compromis chaque fois qu'une nouvelle maison se construit. On n'a pas suffisamment d'eau pour diluer le surplus de pollution, si minime soit-il, que n'importe quelle nouvelle résidence vient mettre dans le bassin versant.
> (M. Jacques Tétreault, DT21, p. 53 et 54)

Pour les Directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de la Chaudière-Appalaches et de la Montérégie, des incertitudes subsistent en matière de réglementation sur l'entreposage et le traitement des eaux usées et des boues de forage (DM96, p. 7). Le Comité de bassin versant Douze et Métairie rappelle que les normes des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ont été rédigées à une époque à laquelle la fracturation hydraulique était inconnue au Québec (DM116, p. 3). D'autres mentionnent que le recours à ces installations a seulement contribué à diluer ces eaux gazières (Environnement Jeunesse, DM18, p. 2 ; AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 11). Un membre du Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent s'exprime ainsi : « la dilution à laquelle on procédait, c'était simplement une mystification. C'est-à-dire qu'on ajoute de l'eau jusqu'au moment où les standards sont rencontrés, mais qu'est-ce qu'on a fait comme traitement? On n'a fait aucun traitement » (M. Richard E. Langelier, DT19, p. 31). Plusieurs acteurs proposent que ce soit les compagnies qui assurent et financent le traitement adéquat des eaux usées et des boues de forage, avant un acheminement éventuel vers des installations municipales (Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM65, p. 27 ; Municipalités de Saint-Bonaventure et de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23, p. 19).

La disponibilité de l'eau

Certains intervenants croient que la quantité d'eau utilisée par l'industrie pose un risque pour l'approvisionnement en eau des autres usagers, comme les agriculteurs et les résidents (M. Benoît Chevalier, DT27, p. 69 ; M^{me} Martine Châtelain, DT19, p. 75). Ils visent particulièrement l'étape de la fracturation hydraulique, car ce procédé exigerait de grandes quantités d'eau sur une courte période de temps (Comité de bassin versant Douze et Métairie, DM116, p. 4 ; AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 2). Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec se soucie des impacts sur le débit des cours d'eau et sur le niveau des aquifères (DM79, p. 11).

Environnement Jeunesse souligne que l'impact des changements climatiques sur les débits des cours d'eau n'a pas été pris en compte dans les études qui estiment la disponibilité de l'eau de surface (DM18, p. 2). L'UPA tire une conclusion similaire au sujet de la non-considération de l'eau de surface prélevée par les secteurs agricole et piscicole (DM33, p. 5).

L'industrie considère que la quantité d'eau de surface disponible serait suffisante pour répondre à ses besoins, sans impact négatif sur les écosystèmes ou les autres utilisateurs de sources d'eau potable (Association pétrolière et gazière du Québec, DM51, p. 8 ; Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 3).

L'Organisme de bassin versant de la Yamaska est d'avis que la capacité de support des écosystèmes dans ce bassin versant serait limitée et, que selon les différents scénarios présentés, le prélèvement des plus importants volumes d'eau pour le développement de l'industrie serait réalisé dans ce bassin versant. Il recommande que les prélèvements pour l'approvisionnement en eau potable soient prioritaires et que « tout prélèvement soit interdit dans les cours d'eau où un débit réservé écologique n'aurait pas préalablement été défini par des experts indépendants du milieu » (DM73, p. 7).

> […] les faibles débits estivaux de la Yamaska sont sévères et des épisodes de pénurie sévissent dans le bassin lors de l'été […]. À Saint-Hyacinthe, où un approvisionnement municipal important se fait à même la rivière, le débit moyen annuel est de 59 m^3/s. Toutefois, à cet endroit, le débit de la rivière atteint régulièrement 5 m^3/s durant l'été et lors d'épisodes plus secs, le débit baisse parfois à 1 m^3/s […].
> (Organisme de bassin versant de la Yamaska, DM73, p. 6 et 7)

Un représentant du Comité de bassin versant de la rivière Salvail s'exprime ainsi : « si les gazières veulent utiliser l'eau de la Yamaska au mois d'août, il faudrait peut-être qu'elles enseignent aux poissons comment marcher sur la terre ferme » (M. Gérard Montpetit, DT21, p. 10).

Une MRC mentionne que certaines municipalités suffisent difficilement à la demande en eau, car les besoins de l'industrie, du développement urbain et de l'agriculture sont croissants (MRC de Rouville, DM7, p. 5 et 6). Plusieurs intervenants se demandent comment s'organiser en cas de conflits d'usage ou en cas de pénurie d'eau et suggèrent une hiérarchisation des usages de l'eau (M. Serge Fortier, DM19, p. 3 ; Coalition Eau Secours!, DM92, p. 7). L'Union des producteurs agricoles rappelle que « les activités agricoles sont totalement dépendantes de la disponibilité de l'eau, tant en quantité qu'en qualité, notamment pour l'abreuvement des animaux ou pour l'irrigation des cultures » (DM33, p. 4). Ainsi, elle propose que « l'eau en milieu agricole

doive, une fois comblés les besoins pour l'alimentation humaine, prioritairement servir à la pratique de l'agriculture » (*ibid.*, p. 5).

Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec suggère d'augmenter les redevances sur les prélèvements d'eau prévues par le *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau* au Québec, et que « les revenus soient réinvestis pour la conservation et la restauration de la ressource » (DM79, p. 12). Une participante s'exprime ainsi : « demandons des redevances justes pour notre ressource d'eau et nous aurons autant de redevances et moins de pollution » (M[me] Jeannine Pinard, DM29, p. 2).

Environnement Jeunesse et la Coalition Eau Secours! craignent les impacts de l'industrie du gaz de schiste dans un contexte canadien de perte d'eau disponible et renouvelable attribuable à la consommation d'eau et aux changements climatiques (DM18, p. 2 ; M[me] Martine Châtelain, DT19, p. 71). Certains citent les cas de pénuries d'eau à l'échelle du continent nord-américain, surtout aux États-Unis (Comité de bassin versant de la rivière Salvail, DM39, p. 4 ; Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 16). Enfin, un citoyen soulève le fait que les pressions démographiques, économiques et climatiques mondiales sur la ressource en eau lui confèrent un statut vital et stratégique (M. Gérard Montpetit, DM39).

2.4 Les changements climatiques et les émissions de GES

Les enjeux des changements climatiques ont été un sujet d'intérêt durant les audiences. Un grand nombre de participants ont évoqué les conclusions de plusieurs rapports scientifiques d'organisations internationales, dont le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), pour donner force à leur avis sur l'urgence de réduire la consommation de combustibles fossiles (M. Pierre Poisson, DM5 ; M[me] Hélène Bernier, DM11, p. 3 ; Comité de vigilance gaz de schiste de Saint-Sulpice, DM21, p. 1 ; Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka, DM104, p. 1).

> Plusieurs rapports produits récemment par d'autres organisations crédibles, comme la Banque mondiale, l'Agence internationale de l'énergie, le programme des Nations Unies pour l'environnement, la NASA, abondent tous dans le même sens : il faut stopper nos émissions de gaz à effet de serre, il faut arrêter de développer l'industrie des hydrocarbures.
> (M[me] Louise Morand, DM14, p. 2)

Greenpeace et d'autres soulignent que les deux tiers des ressources fossiles ne devraient pas être exploités afin de limiter le réchauffement planétaire (Environnement Jeunesse, DM18, p. iii ; Greenpeace, DT19, p. 44 ; M. Dominic Champagne, DT26, p. 8). Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste mentionne que : « la

lutte aux changements climatiques remet en question de façon fondamentale la pertinence de développer des projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et autres hydrocarbures » (DM94, p. 15).

Plusieurs intervenants s'inquiètent du déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, qui pourrait augmenter son bilan GES de 3 % par année, dans le cas d'un développement à petite échelle, et de 23,2 % par année, suivant un scénario à grande échelle (Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM113, p. 17 ; Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches, DM89, p. 9). Deux organismes sont d'avis que cette hausse pourrait rendre difficile l'atteinte des objectifs de réduction des émissions des gaz à effet de serre établis par le gouvernement (Équiterre, DM106, p. 8 ; Greenpeace, DM90, p. 4).

Pour Gaz Métro, la consommation de gaz naturel émet jusqu'à 32 % moins de gaz à effet de serre que les produits pétroliers et considérablement moins de polluants atmosphériques, notamment en ce qui a trait aux particules fines (DM41, p. 6). La Fédération des chambres de commerce du Québec ajoute que « des substitutions énergétiques possibles pourraient avoir un impact positif sur les émissions de gaz à effet de serre dans tout le Nord-Est américain et sur la planète » (DM93, p. 3). L'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers ajoute qu'il « ne fait aucun doute que l'utilisation du gaz naturel soit meilleure pour l'environnement que l'utilisation du charbon, du mazout ou du bois de chauffage » (DM16). L'Association pétrolière et gazière du Québec souligne le fait que les diminutions des émissions de gaz à effet de serre potentielles à l'extérieur du Québec n'ont pas été incluses dans les estimations des émissions de gaz à effet de serre associées à une éventuelle industrie du gaz de schiste au Québec (DM51, p. 8).

Environnement Jeunesse juge qu'il est difficile d'évaluer si le gaz de schiste provoquera une diminution ou une augmentation des émissions de gaz à effet de serre globales (DM18, p. 3). Équiterre note que la fermeture de centrales thermiques au charbon s'accélère aux États-Unis, mais que, dans le cas du Québec, le potentiel de remplacement est très limité (DM106, p. 6).

Pour plusieurs organisations, les émissions de GES de l'industrie du gaz de schiste ont été sous-évaluées, car le facteur de potentiel de réchauffement planétaire du méthane a fait l'objet d'une révision à la hausse depuis la fin de l'ÉES (Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM113, p. 18 ; Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM89, p. 10 ; M. Patrick Bonin, DT19, p. 46). L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) s'exprime ainsi : « la sous-estimation du potentiel de réchauffement planétaire du méthane aboutit à la sous-

estimation des émissions québécoises d'un facteur de 1,71 sur l'horizon de 100 ans et d'un facteur 4,14 fois sur un horizon de 20 ans. C'est donc majeur » (DM102, p. 9).

En mentionnant que les émissions fugitives représentent un des principaux facteurs de contribution aux gaz à effet de serre, l'AQLPA ajoute qu'un taux moyen de 3 % a été utilisé alors qu'on en a observé des plus élevés aux États-Unis (*ibid.*, p. 15). L'industrie considère, par contre, que les taux d'émissions fugitives sont surestimés, car il existe aujourd'hui des solutions technologiques et de bonnes pratiques susceptibles de les limiter (Association canadienne des producteurs pétroliers, DM55, p. 4 ; Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 39 et 40).

Enfin, quelques organismes mentionnent que les émissions post-fermeture des puits n'ont pas été comptabilisées dans le calcul des gaz à effet de serre (Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM113, p. 18 ; Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, DM102, p. 8). Le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches ajoute que ces émissions pourraient être importantes dans un contexte de vieillissement des puits et de l'augmentation du risque de migration de gaz (DM89, p. 8 et 9). Le représentant de Greenpeace souligne que plusieurs études mentionnent que les fuites des puits de gaz conventionnels augmentent avec le temps, mais que peu d'études existent à ce sujet pour les puits de gaz non conventionnels (M. Patrick Bonin, DT19, p. 47 et 48). Un citoyen s'inquiète de ce qu'il adviendra des volumes de gaz qui restent dans le sous-sol fracturé après la fermeture des puits. Il estime que le processus géologique de la migration du méthane « se poursuit pendant un temps incommensurablement plus long que la durée de vie technologique de ces puits bouchés » (M. Marc Durand, DM99, p. ii).

Certains intervenants s'interrogent sur l'intégration de l'industrie du gaz de schiste au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE). Pour Équiterre, il s'agit de l'outil central du plan d'action sur les changements climatiques ; d'autres mesures doivent cependant le soutenir (M. Sydney Ribaux, DT21, p. 38). Un représentant du Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement ajoute que le système de plafonnement est devenu un peu le sauf-conduit de tous ceux qui voudraient justifier un nouveau projet qui générerait des gaz à effet de serre (M. Philippe Bourke, DT23, p. 31). Il ajoute que le plafond oblige toute augmentation d'émissions à être compensée ailleurs, si bien que les bénéfices seront ailleurs également : vente de droits d'émission, amélioration de la qualité de l'air, etc. (*ibid.*, p. 31 et 32).

Greenpeace mentionne l'incertitude concernant l'assujettissement de l'industrie au système de plafonnement. Il suggère que cet assujettissement se fasse par plateforme[1]

plateforme[1] plutôt que par puits, afin de s'assurer que l'industrie fasse partie du système (M. Patrick Bonin, DT19, p. 52). Un participant souligne qu'il importe de comptabiliser de manière précise les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie (M. Jean-Marie Desrochers, DT20, p. 15), alors qu'une citoyenne s'inquiète du coût sociétal du réchauffement climatique, car ce n'est « pas parce que l'industrie a des crédits carbone qu'elle [n']en émet pas » (M^me^ Nicole Racine, DT24, p. 16).

Les énergies renouvelables

Certains estiment qu'exploiter le gaz de schiste ne correspond pas à la transition énergétique espérée, compte tenu du contexte des changements climatiques et de la dépendance aux énergies fossiles (M^me^ Angèle Patenaude, DM3, p. 2 ; M^me^ Hélène Bernier, DM11, p. 4 ; Environnement Jeunesse, DM18, p. 10 ; M. Sydney Ribaux, DT21, p. 32 ; M. Richard Chartier, DM108, p. 9). Ils sont d'avis qu'il serait plus opportun d'investir dans les énergies renouvelables (M^me^ Monique Patenaude, DM1, p. 2 ; Ville de Warwick, DM37, p. 3). Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste s'exprime ainsi : « le principe de précaution est ici d'autant plus facilement applicable que des alternatives pérennes parfaitement viables et structurantes à long terme sur le plan économique existent » (DM94, p. 38).

Plusieurs participants croient que l'industrie du gaz de schiste constitue un frein ou un obstacle au développement des énergies renouvelables (Comité des citoyens et citoyennes pour la protection de l'environnement maskoutain, DM83, p. 7 ; M^me^ Danielle Rochette, DM13, p. 4 ; AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 2). D'autres mettent en cause l'influence du lobby pétrolier et gazier sur le gouvernement en matière de politique énergétique (M^me^ Louise Morand, DM14, p. 5 ; M^me^ Liette Parent, DM27, p. 3 ; M. Alain Guillon, DM30, p. 1).

Pour Gaz Métro, « il ne s'agit pas de choisir entre l'exploitation d'hydrocarbures de schiste et l'énergie renouvelable, mais bien de répondre à la demande énergétique croissante tout en remplaçant les énergies plus polluantes » (DM41, p. 9). L'entreprise mentionne que le gaz naturel serait une source d'énergie moins polluante que le mazout lourd et le carburant diésel, par exemple (*id*.).

Des participants soulignent que les énergies renouvelables n'ont pas été abordées dans l'ÉES et suggèrent que la biométhanisation soit considérée comme une solution de rechange (M^me^ Lise Perreault, DT22, p. 41 ; M. Dominic Champagne, DT26, p. 5). Une citoyenne mentionne que la production du biogaz à partir de matières compostables pourrait même favoriser le développement local et régional (M^me^ Brigitte

1. Terme utilisé en audience : « complexe de puits ».

A. Leblanc, DM70, p. 8). L'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique estime que jusqu'à 80 % du gaz naturel consommé au Québec pourrait être remplacé par le biogaz (M. André Bélisle, DT28, p. 65).

Selon les AmiEs de la Terre de Québec, des mesures d'efficacité énergétique devraient être mises en place : « des progrès en efficacité énergétique dans le secteur industriel et commercial, qui compte pour 89,3 % de la consommation de gaz naturel au Québec, pourraient nous permettre de diminuer notre dépendance à cette énergie fossile » (DM20, p. 18). D'autres participants notent que « le Québec compte parmi les sociétés les plus énergivores de la planète ; il a par conséquent le devoir moral de réduire sa consommation d'énergie, notamment l'énergie tirée des combustibles fossiles » (M^{me} Joceline Sanschagrin, M. Jean Falaise, M. François Prévost, M. Marc St-Cyr, DM24). Ils s'interrogent sur la pertinence d'explorer ces ressources : « ne devrions-nous pas plutôt sauvegarder pour les générations futures ces ressources fossiles non conventionnelles dont nous pouvons sans peine continuer de nous passer pour l'instant ? » (*ibid.*, p. 5).

2.5 Les communautés d'accueil

La qualité de vie

Étant donné que la région qui serait touchée par l'exploitation du gaz de schiste est relativement peuplée, l'Ordre des géologues du Québec est d'avis que « toute exploitation éventuelle devra prévoir des aménagements permettant de réduire les nuisances et d'éviter les lieux sensibles » (DM34, p. 3). Il est suggéré par un citoyen qu'en matière de zones d'implantation de plateformes, « ce sont les considérations sociales qui doivent entrer en ligne de compte en premier », plutôt que l'emplacement de la ressource (M. Laurent Deshaies, DT26, p. 34). Un citoyen évoque l'incompatibilité de l'industrie du gaz de schiste avec les régions habitées (M. Jacques Mongeau, DM9, p. 2). Une participante s'exprime ainsi : « quiconque choisit de construire sa maison aux limites d'un parc industriel pourra difficilement se plaindre des nuisances qu'il subira et des risques auxquels il s'exposera. Mais il est ici question du contraire : d'un parc industriel qui veut débarquer chez nous, s'emparer de nos espaces de vie » (M^{me} Danielle Rochette, DM13, p. 3).

Certains s'inquiètent des distances séparatrices minimales exigées entre les activités de l'industrie et les habitations. Deux résidents de la ville de Bécancour soulignent qu'un site de forage avoisinait deux résidences et que, par surcroît, la voie d'accès au site était à 15 m de l'une de ces résidences (M^{me} Suzanne Milette et M. René Bélisle, DM53, p. 5). Ils ajoutent que certains travaux ont été réalisés à raison de 24 heures par

jour et font état de certaines nuisances, telles que « le bruit intense, la luminosité, les vibrations, la poussière et surtout la perte d'un cadre de vie paisible » (*ibid.*, p. 1). Une citoyenne estime que les normes actuelles sont insuffisantes pour préserver un climat sonore acceptable en milieu rural (M^me^ Danielle Rochette, DM13, p. 4). L'Union des producteurs agricoles a pu constater l'ampleur du bruit sur une plateforme de forage en Pennsylvanie et s'inquiète des effets cumulatifs dans le cas où plusieurs sites seraient en activité à proximité. L'organisme rappelle que le bruit peut provoquer du stress chez les animaux d'élevage (DM33, p. 7).

Les impacts du camionnage lié aux activités de l'industrie ont également été soulevés. La Ville de Lévis précise que l'augmentation du camionnage lourd sur le réseau routier tertiaire, non conçu à cette fin, porterait atteinte de façon « […] irréparable à la sécurité, aux paysages et à la qualité de vie des milieux ruraux » (DM103, p. 11). De plus, d'autres résidents mentionnent que « le bord de la route se désagrège à une vitesse exponentielle, des ornières se forment rapidement, les vibrations augmentent » (M^me^ Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM17, p. 3).

Des participants craignent que le développement de l'industrie se fasse au détriment du climat et du tissu social au sein des communautés d'accueil et que des impacts psychosociaux puissent être observés. Une citoyenne souligne que « la fracturation du sous-sol amène aussi la fracturation du couple, des familles, de la communauté » (M^me^ Lise Houle, DM49, p. 10). Une autre mentionne que le cumul des nuisances pourrait mener à la perte du sommeil et même causer de la dépression (M^me^ Odette Lussier, DM88, p. 3). D'autres s'expriment ainsi : « nous avons subi tous les impacts psychologiques associés à cette activité : le manque de sommeil, le stress, la colère, l'anxiété, la perte de contrôle sur notre vie et une impuissance malsaine » (M^me^ Suzanne Milette et M. René Bélisle, DM53, p. 4). Ils ajoutent que « cet état de fatigue et de découragement chronique amène à un niveau d'agressivité insoupçonné » (*id*.). Une citoyenne signale que ces conséquences psychosociales touchent davantage les gens qui sont déjà malades (M^me^ Danielle Houle, DT21, p. 72).

Une citoyenne invoque le principe de santé et qualité de vie de la *Loi sur le développement durable* en mentionnant que « les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature » (M^me^ Françoise Brunelle, DM57, p. 4). Un organisme souligne que « ce principe représente la finalité qui transcende le reste des principes directeurs de cette loi » (Centre québécois du droit de l'environnement, DM63, p. 7). Une participante souligne que « le gouvernement est responsable de la santé et de la qualité de vie des citoyens du Québec » (M^me^ Nathalie Turgeon, DM47, p. 11).

Enfin, une citoyenne trouve « ironique que certains osent affirmer qu'il faudrait autoriser l'industrie du gaz de schiste parce qu'on aura besoin de ses redevances pour assurer les

services de santé » (M^me^ Danielle Rochette, DM13, p. 2). Cette préoccupation rejoint l'idée des directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie selon laquelle « le milieu de vie dans lequel les citoyens évoluent et interagissent avec leur environnement est un levier influent pour favoriser ou non la santé et la qualité de vie » (DM96, p. 6). Pour celles-ci, il importe de « tenir compte des populations vulnérables identifiées (personnes âgées, personnes atteintes de problème de santé mentale, enfants) lors de la planification des mesures de mitigation et de communication, et qu'il faut s'assurer que les mécanismes adéquats soient en place pour les rejoindre » (*ibid.*, p. 30).

La qualité de l'air

La qualité de l'air préoccupe plusieurs intervenants. Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste estime que « les impacts de la fracturation sur la qualité de l'air sont maintenant plus que jamais démontrés » (M^me^ Lucie Sauvé, DT19, p. 83). L'organisme Environnement Jeunesse mentionne que les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste entraînent l'émission de particules fines, de composés organiques volatils et d'oxydes d'azote et de soufre, qui peuvent altérer la santé des populations vivant à proximité des sites (DM18, p. 4). L'AQLPA mentionne que certains contaminants de l'air pourraient causer le cancer et d'autres problèmes graves de santé. L'organisme souligne que, selon certaines études, « à proximité des lieux de forage, les résidents sont aux prises avec différents problèmes de santé et affligés de symptômes plus ou moins envahissants : difficultés respiratoires, nausées, éruptions cutanées, faible poids à la naissance des nouveau-nés, spasmes musculaires […] » (DM102, p. 6 et 17).

Un participant mentionne que certains contaminants de l'air pourraient former de l'ozone troposphérique, causant ainsi des impacts à plus grande échelle (M. Alain Guillon, DM30, p. 18). L'Ordre des agronomes du Québec ajoute qu'une concentration d'ozone pourrait avoir un effet sur la productivité de certaines cultures (M. René Mongeau, DT19, p. 20).

L'Union des producteurs agricoles s'inquiète de l'impact des odeurs et mentionne qu'« une forte odeur plutôt désagréable » a été perçue lors de la visite d'une plateforme de gaz de schiste en exploitation en Pennsylvanie. (DM33, p. 7). Elle propose que l'air autour des sites soit régulièrement analysé et que les résultats des analyses soient diffusés publiquement (*ibid.*, p. 21).

Les directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de la Chaudière-Appalaches et de la Montérégie proposent l'établissement de distances séparatrices entre les plateformes et les zones habitées afin d'« assurer la santé et le bien-être des résidents

à toutes les phases de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste » (DM96, p. 24). Selon elles, il faudrait « prévoir le contrôle des émissions à toutes les étapes et inciter l'industrie à les réduire à la source » (*id*.). Une surveillance et un suivi en continu devraient être réalisés afin d'obtenir une vision globale de l'évolution de la qualité de l'air dans la région et de pouvoir prendre en compte les impacts cumulatifs (*id*.).

Le paysage

Certains évoquent l'industrialisation du paysage que causerait « la multiplication des sites de production accompagnée de circulation de machinerie lourde » (Ordre des géologues du Québec, DM34, p. 3 ; M[me] Françoise Brunelle, DM57, p. 4). Un organisme se soucie des impacts cumulatifs de l'implantation de plusieurs plateformes de forage et de l'aménagement de gazoducs sur le paysage agricole. Il souligne qu'ils n'ont pas été pris en considération et ajoute que « ce sont les citoyens eux-mêmes qui ont dû développer une compréhension des impacts cumulatifs potentiels et donc de l'empreinte territoriale potentielle de l'industrie pour pouvoir cerner les enjeux cumulatifs et en terme de développement du territoire[1] » (Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu, DM62, p. 5 et 6).

Les AmiEs de la Terre de Québec mentionnent que « les nombreux forages nécessaires à la rentabilité de l'exploitation dégraderont le paysage et auront un impact sur le domaine du tourisme » (DM20, p. 10). Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste abonde dans le même sens et estime que « la perte de repères, l'altération du patrimoine paysager naturel ou anthropique risquent d'engendrer une perception négative tant pour les résidents que pour les visiteurs » (DM94, p. 25). La Coalition Eau Secours! craint les risques et les impacts sur les paysages d'eau : « les cascades, les chutes, les rivières qui seraient défigurés par des ouvrages qui ne sont pas particulièrement esthétiques […] et par du déboisement » (M[me] Martine Châtelain, DT19, p. 74).

La MRC des Maskoutains et la MRC de Val-Saint-François craignent que l'industrie du gaz de schiste porte atteinte à leurs paysages identitaires et patrimoniaux (DM10, p. 8 ; M. Claude Mercier, DT22, p. 6-7). Une municipalité mentionne que le territoire est « un endroit très fréquenté par les cyclistes qui empruntent la route en bordure de la rivière Richelieu et les rangs à cause de la tranquillité et des paysages bucoliques ». Elle ajoute que les pratiques des compagnies ainsi que leurs installations défigurent le paysage (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 5 et 7). La Ville de Lévis considère que les activités de l'industrie devraient être interdites « dans certains secteurs à forte valeur paysagère, historique, culturelle, patrimoniale » (DM103, p. 18).

1. Par un travail de simulation sur quinze ans de la distribution potentielle de sites d'exploitation du gaz de schiste sur leur territoire (Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu, DM62, p. 7).

Le récréotourisme

Certains craignent les impacts potentiels du développement de l'industrie sur les activités récréotouristiques. Le Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » Saint-Marc-sur-Richelieu mentionne que le développement local « se base principalement sur le tourisme, l'hôtellerie, la restauration, l'acériculture, l'agriculture, l'artisanat, les services de proximité » (M. Pierre Batellier, DT19, p. 58). Il ajoute que « l'identité du village s'est construite sur le patrimoine, l'agriculture, la qualité de vie locale, un caractère champêtre non industriel » et que le développement du gaz de schiste pourrait se traduire par une perte de clientèle et d'attractivité des services ou produits (Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » Saint-Marc-sur-Richelieu, DM62, p. 11). Un citoyen s'exprime ainsi :

> Je m'imagine une visite de fermes lors des journées portes ouvertes de l'UPA avec un site de forage à 200 m de l'étable. Wow, belle image !
> (M. Jocelyn Dubois, DT24, p. 40)

Une citoyenne se demande si les pertes potentielles pour les secteurs de l'agroalimentaire et du tourisme ont été calculées. Elle craint que l'intensité du camionnage ait un impact sur les touristes qui viennent profiter des belles routes de campagne, notamment à vélo (M^{me} Lise Perreault, DT22, p. 40). Elle estime aussi qu'il serait « difficile de rendre attrayante une réclame touristique illustrant un vélo sous les arbres entre une terre agricole défigurée par la présence d'un puits de forage, de bassins de décantation hautement toxiques et un aria de camions mastodontes […] » (*id*.). Aussi, certaines municipalités font partie des Villes et villages d'art et de patrimoine et craignent les impacts de l'implantation de la filière sur leur engagement dans ce réseau (MRC des Maskoutains, DM10, p. 12).

Le Conseil du patronat du Québec évoque l'idée que différents programmes d'aide au développement régional soutiennent les entreprises agricoles ou touristiques dans le cas où elles subiraient des préjudices liés au développement gazier (M. Paul Muller, DT23, p. 79 et 80). Il déclare également :

> Imaginons une situation où l'implantation d'un puits de gaz nuirait à une autre activité économique dans une localité donnée, une activité touristique par exemple, au point où la cohabitation paraîtrait impossible et qu'il faille choisir l'une des deux activités. Dans ce cas, le choix entre les deux voies de développement devrait se faire sur la base d'une analyse avantages-coûts de chacune des options.
> (Conseil du patronat du Québec, DM97, p. 9)

Le Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu propose qu'une véritable étude multisectorielle des impacts économiques soit réalisée,

car le développement à grande échelle du gaz peut constituer une nuisance majeure au développement économique local (DM62, p. 10).

Les communautés autochtones

Le Mohawk Council of Kahnawà:Ke souligne ne pas avoir été consulté par le gouvernement concernant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Il mentionne que les permis de recherche de gaz naturel seraient susceptibles d'avoir des impacts sur leurs droits territoriaux et ancestraux (DM118, p. 4 et 5).

Les Premières Nations des Pekuakamiulnuatsh (Montagnais du Lac-Saint-Jean), des Innus Essipit et des Innus de Pessamit soulignent que le potentiel en gaz de schiste « concerne aussi la rive nord du Saint-Laurent, et que cette zone d'intérêt gazier et pétrolier est située à l'intérieur des territoires traditionnels de nos Premières Nations, dont le territoire traditionnel connu sous l'appellation de Partie-Sud-Ouest » (DM100, p. 4). Comme dans le cas de l'utilisation du territoire forestier, elles estiment essentiel que les communautés autochtones jouent « un rôle particulier dans les décisions et les orientations concernant la gestion du territoire et l'allocation des ressources, dans le cas présent, des ressources gazières » (*ibid.*, p. 10).

Le Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka estime que l'exploitation du gaz de schiste au Québec aggraverait un comportement de dépendance aux « énergies sales ». Il rappelle que le Traité du Wampum à Deux Voies oblige « d'agir en défense non seulement de la santé de la Terre Mère, mais aussi pour être en solidarité avec nos voisins » (DM104, p. 2 et 3).

2.6 La protection du territoire et des activités agricoles

Plusieurs intervenants sont inquiets de la détérioration et de la perte des terres agricoles. Un participant souligne que le territoire touché par l'exploitation du gaz de schiste a une vocation essentiellement agricole, abritant les terres les plus fertiles du Québec (M. Raymond Croteau, DM56, p. 3). Certains participants ont rappelé que ces terres subissaient déjà de fortes pressions en raison de la construction résidentielle (MRC de Rouville, DM7, p. 9 ; AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 13 ; M. Jocelyn Dubois, DM114, p. 2). La MRC des Maskoutains mentionne que l'agriculture participe activement au développement économique de la région et du Québec. À l'instar d'autres participants, elle ajoute que « cette vocation ne doit jamais être remise en question par une politique gouvernementale, notamment par la politique énergétique » (MRC de Maskoutains, DM10, p. 11 ; MRC de Rouville, DM7 ; Union des producteurs agricoles, DM33 ; Comité Non-Schiste La Présentation, DM36). L'Union des

producteurs agricoles pense que « la concentration sur le territoire et la localisation des projets d'exploration et d'exploitation de la filière peuvent compromettre la pérennité des activités agricoles » (DM33, p. 10).

Un organisme mentionne que la souveraineté énergétique ne devrait pas aller à l'encontre des objectifs de souveraineté alimentaire. Il ajoute que « seulement 2 % du territoire du Québec est cultivable et que déjà près de 4 000 hectares disparaissent chaque année pour l'industrie et le développement » (Collectif Moratoire Alternatives Vigilance et Intervention, DM85.1, p. 3). Un citoyen se questionne ainsi : « Deviendrons-nous un peuple qui devra se nourrir d'importation? » (M. Jocelyn Dubois, DM114, p. 2).

Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste parle « d'importants risques de contamination des sols, non seulement lors de déversements accidentels, mais au cours des activités normales associées à l'extraction du gaz » (DM94, p. 20). Dans la région de Victoriaville, on s'inquiète pour la qualité du sirop d'érable et pour la culture des petits fruits, notamment les canneberges, qui demandent beaucoup d'eau (Le Comité sur les gaz de schiste de Victoriaville, DM28 ; M. Alain Guillon, DT25, p. 42). Un participant souligne l'importance de l'eau pour son exploitation agricole. Il s'exprime ainsi : « si mon eau, je ne la détecte pas tout de suite qu'elle n'est pas bonne à la consommation, que mes animaux sont malades, mais que je ne trouve pas le problème tout de suite, je vais produire pendant combien de temps, puis qu'est-ce que ça va me coûter au niveau vétérinaire? » (M. Jocelyn Dubois, DT24, p. 51). Il est également préoccupé par l'éventuelle contamination des cultures maraîchères à proximité des plateformes de forage et se demande si le gouvernement est outillé pour pouvoir suivre ce genre de risques (*ibid.*, DM114, p. 6). Enfin, il s'inquiète du maintien de la qualité des sols agricoles après le démantèlement des plateformes : « chaque plante a un sol idéal pour elle. Trop de différence au niveau du sol influence la maturité de la plante et favorise ou pénalise certaines familles de plantes. Plus il y a de variations du sol dans un champ, plus le temps de séchage peut varier lors de la récolte des fourrages » (*ibid.*, p. 3).

Quelques préoccupations à l'égard de la pérennité de l'agriculture biologique ont été rapportées (M^{me} Lise Houle, DM49, p. 6 ; Comité Non-Schiste La Présentation, DM36). Un participant se questionne : « Y a-t-il un risque qu'un producteur bio se voie retirer son accréditation ou voie sa superficie en cultures diminuée parce qu'une gazière s'est installée chez son voisin? » (M. Jocelyn Dubois, DM114, p. 3). L'Association des biologistes du Québec mentionne que certaines espèces envahissantes pourraient se propager par les couloirs de gazoducs et nuire à l'agriculture, surtout à l'agriculture biologique, qui dispose d'un nombre plus limité d'options pour lutter contre les mauvaises herbes (M. Yves Bédard, DT27, p. 54). Un organisme craint que les produits

chimiques contaminent la chaîne alimentaire, qu'il s'agisse d'agriculture traditionnelle ou d'agriculture biologique (Comité Non-Schiste La Présentation, DM36, p. 14).

Un participant souligne que le morcellement des terres agricoles en raison des infrastructures gazières pourrait être problématique, car il est plus difficile de travailler les petites parcelles. Dans ce contexte, il craint que des terres soient abandonnées (M. Jocelyn Dubois, DT24, p. 44). La MRC de Drummond craint qu'il y ait des contraintes d'activités autour des installations de gazoducs, ce qui est problématique pour les agriculteurs (M. Félicien Cardin, DT20, p. 40). L'Union des producteurs agricoles souhaiterait pouvoir « s'assurer que l'ensemble des propriétaires fonciers visés par les activités entourant le développement de l'industrie du gaz de schiste (puits, forages horizontaux et gazoducs) soient adéquatement et équitablement indemnisés pour les inconvénients subis » (DM33, p. 18).

La Ville de Lévis souhaite que les demandes de conversion des terres agricoles soient traitées « selon une vision globale, en anticipant la prolifération probable des puits sur le territoire et les conséquences pour l'agriculture » (DM103, p. 11). Afin que les compétences de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) soient exploitées au mieux, en cas de développement de la filière, l'Union des producteurs agricoles estime qu'il faudrait sans doute adapter le processus de fonctionnement. Cette dernière propose qu'il y ait une analyse d'ensemble avant que le dossier soit soumis à la CPTAQ, à la manière des dispositions relatives aux demandes à portée collective pour les projets résidentiels (M^{me} Isabelle Bouffard et M. Pierre Lemieux, DT27, p. 43 et 44).

Un citoyen formule la crainte que les pertes de terrains agricoles ne soient jamais récupérées (M. Laurent Deshaies, DT26, p. 29). L'Ordre des agronomes du Québec souligne l'importance de la remise en état des sites afin que soient conservées les propriétés physicochimiques et biologiques adéquates des sols (M. Raymond Leblanc, DT19, p. 16). L'Union des producteurs agricoles ajoute que la remise en état devrait être réalisée afin que « les effets à long terme du développement de ce réseau sur les superficies agricoles » soient réduits (DM33, p. 9).

Une entreprise gazière souligne que la superficie des plateformes serait réduite à la suite des travaux d'exploration. Elle ajoute que des critères d'emplacement destinés à réduire les impacts sur les terres agricoles sont utilisés et qu'à la remise en état des sites, l'entreprise « s'assure que le producteur agricole retrouve des conditions de culture similaires à celles qui prévalaient avant le début des travaux » (Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 24).

2.7 Les milieux naturels

Certains participants se préoccupent des impacts du développement de la filière du gaz de schiste sur l'intégrité des milieux naturels (Ville de Lévis, DM103, p. 13 ; Organisme de bassin versant de la Yamaska, DM73, p. 8 et 9). La MRC de Nicolet-Yamaska rappelle que l'évaluation environnementale stratégique a reconnu des aires de sensibilité autour du lac Saint-Pierre (DM60, p. 9). Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec est d'avis que « le MDDELCC devrait s'assurer que tout prélèvement réalisé dans le fleuve n'ait aucun impact sur les habitats fauniques importants tels ceux du lac Saint-Pierre » (DM79, p. 13). Le Conseil régional de l'environnement de Chaudière-Appalaches souhaiterait également qu'on tienne compte des aires protégées projetées dans le déploiement de l'industrie du gaz de schiste (M. Cosmin Vasile, DT28, p. 17 et 18). Enfin, la MRC de Lotbinière croit que « la présence des puits de Saint-Édouard-de-Lotbinière aux abords de la réserve écologique Lionel-Cinq-Mars représente une menace pour l'intégrité de ce milieu naturel d'intérêt protégé » (DM84, p. 5).

L'Organisme de bassin versant de la Yamaska est d'avis qu'il faut que « les milieux humides, riverains et boisés soient considérés et protégés du développement de l'industrie du gaz de schiste » (DM73, p. 9). La Ville de Lévis abonde dans le même sens et ajoute que plusieurs plantes menacées ou susceptibles de l'être se retrouvent dans les milieux humides ou riverains. De plus, elle mentionne que « les milieux humides procurent de nombreux bienfaits à la population québécoise » (DM103, p. 13). D'autres participants craignent les impacts sur les espèces légalement désignées comme étant menacées ou vulnérables au Québec (M. Jocelyn Dubois, DM114, p. 4 ; Mohawk Council of Kahnawà:ke, DM118, p. 8).

L'Association des biologistes du Québec mentionne que le déploiement de plateformes de forage, de gazoducs et de routes d'accès sur le territoire pourrait avoir des conséquences importantes sur la fragmentation des habitats, particulièrement forestiers. L'organisme ajoute que bien que la fragmentation des habitats n'ait pas été traitée dans l'ÉES, elle pourrait limiter « les déplacements de la faune, réduisant ainsi le potentiel faunique et, avec le temps, la biodiversité des fragments d'habitat » (DM68, p. 5). Préoccupé par les impacts cumulatifs et l'empreinte sur le territoire du développement de l'industrie, le Regroupement citoyen « Mobilisation gaz de schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu a effectué une simulation sur quinze ans de la distribution potentielle de sites d'exploitation du gaz de schiste sur son territoire (DM62, p. 6 et 7). Dans le cas de la Montérégie, le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste constate que le territoire est déjà sous pressions immobilière, commerciale, industrielle, routière, ce qui constitue une situation critique pour le maintien de la biodiversité (DM94, p. 21).

Certains soulignent que les impacts potentiels de l'industrie du gaz de schiste sur la qualité de l'eau posent des risques pour les écosystèmes aquatiques (Les AmiEs de la terre de Québec, DM20, p. 12 ; Mohawk Council of Kahnawà:ke, DM118, p. 6). Ainsi, la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu estime que, s'il y avait un risque d'affecter le Chevalier cuivré dans la vallée du Richelieu, une espèce de poisson menacée, « il faudrait que l'ensemble du territoire soit exclu des zones d'exploitation gazière » (DM40, p. 11).

Dans le cas où l'exploitation serait réalisée à grande échelle, certains estiment que les prélèvements cumulatifs d'eau pourraient poser un risque pour l'intégrité des écosystèmes, si bien qu'ils devraient être considérés dans les autorisations environnementales (MRC de Lotbinière, DM84, p. 4 ; Coalition Eau Secours!, DM92, p. 6). Le Centre québécois du droit de l'environnement propose une planification régionale qui permettrait d'autoriser un niveau d'activité qui ne compromette pas la capacité de support des bassins versants (M. Jean Baril et M. Alexandre Desjardins, DT25, p. 24 et 25).

2.8 Les risques technologiques

Les Directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie soulignent que « l'industrie du gaz de schiste est génératrice d'accidents tels des explosions, des incendies, des fuites et des déversements de matières dangereuses » (DM96, p. 8). De nombreux citoyens vivent difficilement le fait que les puits de gaz de schiste continueraient de fuir dans leur environnement (M^{me} Louise Morand, DM14, p. 1 ; M^{me} Diane Noury, DT25, p. 59 ; M^{me} France Mercille, DT23, p. 95 ; M^{me} Liette Parent, DM27, p. 2 ; M. Richard Chartier, DM108, p. 6).

Les risques à long terme, notamment les fuites de méthane attribuables à la mauvaise qualité du ciment ou du scellement du puits, constituent une autre source de préoccupations (Union des producteurs agricoles, DM33, p. 5 ; Municipalité de Saint-Sulpice, DM77, p. 12). Un participant s'exprime ainsi : « [ce n'est] pas possible de faire ça correctement […] ça [ne] dépend pas de produits biodégradables ou n'importe quoi. Quelle que soit la technique de fracturation, ça va engendrer ce même type de détérioration et de fuite potentielle » (M. Marc Durand, DT20, p. 67). Il considère « qu'il n'y a pas encore vraiment de données sur l'évolution après fermeture et abandon des puits de gaz de schiste » et que l'ÉES n'a pas permis de documenter davantage cet enjeu (M. Marc Durand, DM99, p. 7 et 13). Une citoyenne conclut que la technologie de fracturation n'est pas encore bien contrôlée (M^{me} Brigitte A. Leblanc, DM70, p. 2).

Le risque d'explosion lié à la migration et à l'accumulation de méthane est aussi une source de préoccupation (M[me] Nathalie Turgeon, DM47, p. 6 ; M[me] Lise Houle, DM49, p. 9 ; M. Yves Mailhot, DT24, p. 25). Certains citoyens craignent que les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste libèrent du radon ou de la radioactivité présents naturellement dans le sous-sol (M. Jacques Mongeau, DM9, p. 4 ; Comité des Citoyens et Citoyennes pour la Protection de l'Environnement Maskoutain, DM83, p. 38).

Certains s'interrogent sur les risques de séismes induits par les activités de fracturation ou par l'injection d'eaux usées en profondeur, notamment à la suite des cas répertoriés aux États-Unis (M[me] Lise Perreault, DT22, p. 40 ; Association de Protection des Riverains de Saint-Louis-de-Blandford et Évertgies Québec, DM44, p. 1 ; M[me] Ellen Nutbrown, DM45, p. 1). D'autres intervenants évoquent les risques de glissements de terrain induits par les activités de fracturation (M[me] Nathalie Jacques, M[me] Pascale Lemire, M[me] Julie Rochefort, M. Paul-Émile Tourigny, M[me] Janie Vachon-Robillard, DM38, p. 6 ; Ville de Lévis, DM103, p. 2). Par ailleurs, la MRC de Nicolet-Yamaska rappelle qu'il existe des zones à risque de glissement de terrain et souhaiterait qu'il en soit tenu compte dans le déploiement de la filière (DM60, p. 7).

La gestion des risques et les mesures d'urgence

La gestion des risques et les mesures d'urgence constituent des préoccupations importantes pour les autorités locales (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 10 ; Ville de Warwick, DM37, p. 1). Dans une optique de sécurité et de bien-être de la population, la Ville de Lévis se demande si le milieu municipal est « suffisamment équipé pour faire face à des incendies, des explosions ou des déversements de produits toxiques sur ces sites qui seront éparpillés sur le territoire » (DM103, p. 21). Le maire de Saint-Bonaventure considère que les petites municipalités ne sont ni outillées ni formées pour gérer les risques de la filière du gaz de schiste (M. Félicien Cardin, DT20, p. 48). D'autres estiment qu'elles devraient avoir la possibilité « d'exercer un contrôle sur toute activité qui menace la qualité de l'eau, la santé et la sécurité de leurs résidents » (MRC de Drummond, DM22, p. 9 ; Municipalité de Saint-Sulpice, DM77, p. 9). La MRC de Lotbinière souhaite pouvoir intégrer « les mesures d'urgence de l'industrie gazière dans son schéma de couverture de risque régional en vigueur » (DM84, p. 6).

Le Groupe de mobilisation contre les gaz de schiste de la Vallée des Patriotes rapporte qu'il y aurait une tête de puits à moins de 500 m d'une école. Il ajoute que « le temps d'évacuation en cas d'accident est de quatre secondes. Qu'est-ce qui a été fait? Rien. Pas de plan d'urgence, pas de matériel pour traiter les incendies d'hydrocarbures, pas d'unité de surveillance » (DM95, p. 1). L'établissement de distances séparatrices minimales de 250 m pour les habitations et de 500 m pour les établissements

vulnérables (hôpitaux, résidences pour personnes âgées, écoles, CPE, etc.) est proposé par les directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie (DM96, p. 8).

Le Comité de citoyens responsables de Bécancour se questionne sur l'adéquation et l'adaptation des plans d'urgence en cas d'accident (DM64, p. 6). À titre d'exemple, « aucun plan d'urgence en cas d'accident ou d'acte de vandalisme sur le site de forage n'a été déposé ou discuté pour le puits de Saint-Antoine-sur-Richelieu », rappelle la municipalité (DM40, p. 6). Un organisme souligne que certaines catastrophes récentes survenues au Québec et au Canada sont directement attribuables au secteur des hydrocarbures (Coalition Eau Secours!, DM92, p. 5). Des citoyens considèrent que « ni les compagnies ni les gouvernements ne contrôlent la situation » (M^{me} Joceline Sanschagrin, M. Jean Falaise, M. François Prévost, M. Marc St-Cyr, DM24).

Selon plusieurs participants, la conception de plans de mesures d'urgence devrait être obligatoire, plutôt que volontaire. Les plans devraient être déposés à la municipalité et accompagnés de plans de formation appropriés (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 11 ; MRC de Nicolet-Yamaska, DM60, p. 6 ; Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches, DM65, p. 28 ; MRC de Lotbinière, DM84, p. 6). Pour la Ville de Lévis, un plan de mesures d'urgence devrait être conçu conjointement avec les ministères responsables (ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, ministère de la Sécurité publique) et les compagnies gazières (DM103, p. 19).

Junex considère que « les municipalités devraient intégrer les activités de l'industrie à leurs propres mesures d'urgence » (DM71, p. 17). La Société d'énergie Talisman mentionne qu'elle présente un plan de mesures d'urgence aux municipalités avant d'entreprendre des travaux d'exploration gazière (DM126, p. 46). L'Association canadienne des producteurs pétroliers rappelle que les membres de l'industrie ont mis au point des outils, des protocoles et des procédures visant à atténuer et à gérer les incidents potentiels : « évaluation des risques, plans de gestion des urgences, plans de gestion de l'environnement et plans de gestion des déversements accidentels » (DM55, p. 5).

Les directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie estiment que les plans de mesures d'urgence devraient comprendre « la liste à jour des produits chimiques spécifiques utilisés » (DM96, p. 26). Le Conseil du patronat du Québec est d'avis que la composition exacte de chaque mélange d'eau de fracturation pourrait être divulguée à l'entité gouvernementale responsable de la gestion des mesures d'urgence en cas d'accident (DM97, p. 16).

D'autres précisent que ces plans et ces renseignements devraient être rendus publics et être faciles d'accès (MRC Nicolet-Yamaska, DM60, p. 8 ; Centre québécois du droit de l'environnement (DM63, p. 16 et 17).

La MRC de Lotbinière propose la mise en place de comités de vigilance, composés « de représentants des services d'urgence des municipalités où il y a des sites d'exploitation, du coordonnateur du service de prévention incendie de la MRC et de représentants des citoyens résidant dans un rayon d'exposition significatif des mêmes sites » (DM84, p. 9). Selon la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, des comités de concertation pourraient « apprécier correctement les risques de l'entreprise située sur son territoire afin de planifier localement des mesures de prévention et de préparation aux sinistres » (DM40, p. 17). Le Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka propose que des comités mixtes regroupent des citoyens, des autochtones, des scientifiques ainsi que des représentants de l'industrie et des gouvernements québécois et fédéral pour veiller sur toute nouvelle énergie fossile (DM104).

Les AmiEs de la Terre de Québec trouvent que le principe de précaution a été mis de côté au profit de la gestion des risques (DM20, p. 13). « Une majorité d'études scientifiques actuellement commandées sont axées sur la mesure, la prévention et l'atténuation du risque sans que la question du pourquoi, c'est-à-dire celle des finalités collectives, soit posée », estime une porte-parole du Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste (M^{me} Lucie Sauvé, DT19, p. 82). Une citoyenne doute que la planification des mesures d'urgence ou la mise en place d'une gestion des risques rigoureuse puisse réellement préserver l'environnement et les communautés (M^{me} Françoise Brunelle, DM57, p. 3). Un citoyen affirme qu'un projet risqué peut se justifier lorsqu'il est nécessaire, ce qui n'est pas le cas du gaz de schiste, selon lui (M. André Jolicoeur, DM2).

2.9 La pertinence socioéconomique

Les retombées économiques et les redevances

Plusieurs organismes sont d'avis que le développement de la filière du gaz de schiste pourrait entraîner des retombées économiques positives et améliorer la balance commerciale du Québec. Dans un contexte de déficit structurel, le Conseil du patronat du Québec considère « important d'accorder de l'attention à ce qui pourrait générer davantage d'économie, donc de potentiels de revenus pour le gouvernement versus seulement réduire les dépenses » (M. Yves-Thomas Dorval, DT23, p. 71). L'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que « chaque dollar investi dans l'industrie pétrolière et gazière génère 3 $ de retombées économiques directes (industrie de

l'exploitation du gaz naturel), indirectes (secteur de l'approvisionnement et des services) et induites (restaurants, hôtels, ventes au détail, etc.) » (DM55, p. 4).

La Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches énumère quelques incitatifs liés au développement de l'industrie : « les retombées économiques potentielles comme la création et le maintien de milliers d'emplois, de nouvelles sources de revenus pour les gouvernements sous forme d'impôts et redevances, l'émergence de nouvelles entreprises de services techniques et autres » (DM31, p. 5). Elle mentionne que les secteurs de la sous-traitance ainsi que celui de la formation pourraient également en bénéficier (M. Pierre Laroche et M. Michel Gosselin, DT28, p. 42 et 43). Les Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec ajoutent que les entreprises manufacturières pourraient participer à un développement scientifique et technologique de l'industrie (DM32, p. 5). Junex estime que les redevances contribueraient à l'enrichissement collectif du Québec (DM71, p. 8). L'Association canadienne des producteurs pétroliers évoque des redevances pour le Québec qui pourraient osciller entre 4,1 et 12 G$ répartis sur 25 années d'exploitation de puits modérément productifs (DM55, p. 4).

Le Conseil du patronat du Québec estime que le développement d'une industrie du gaz de schiste locale permettrait de diminuer légèrement le prix du gaz au Québec (DM97, p. 6). L'organisme Stratégies énergétiques évoque une entente entre plusieurs distributeurs gaziers canadiens qui pourrait faire en sorte que Gaz Métro ait à payer un coût de transport pour le gaz qu'il distribue, même s'il est produit au Québec (DM111, p. 17 à 22). Ainsi, il se pourrait que cette entente « rende non compétitif le gaz de schiste québécois pour Gaz Métro, qui pourra alors préférer continuer avec ses sources d'approvisionnement déjà existantes à Dawn et en Alberta », poursuit l'organisme (*ibid.*, p. 20).

Selon la Fédération des chambres de commerce du Québec, le volet économique n'aurait pas été considéré à sa juste valeur dans l'évaluation environnementale stratégique, car l'étude sur les retombées économiques « était frileuse et refusait de se commettre sur le niveau de retombées économiques de cette industrie au Québec ». L'organisme ajoute, en s'exprimant ainsi : « comment voulez-vous soupeser les avantages économiques d'un projet par rapport aux inconvénients sociaux et environnementaux si le gouvernement refuse de mettre un chiffre sur ces avantages? » (DM93, p. 8).

La MRC de Drummond considère « que le développement de cette filière comporte certes certains avantages économiques pour nos communautés, mais ces avantages doivent être corrélés avec les inconvénients nombreux » (DM22, p. 5). Plusieurs participants doutent que l'État perçoive beaucoup de redevances (M^{me} Ellen Nutbrown, DM45, p. 3 ; M. Raymond Croteau, DM56, p. 3 ; M. Ronald Lefebvre, DM61, p. 2 ;

Municipalité de Saint-Sulpice, DM77, p. 11). Deux citoyens s'expriment ainsi : « dès lors, qui peut nous assurer que l'État tirera suffisamment de redevances pour couvrir tous ces coûts et en retirer ensuite un profit intéressant à redistribuer équitablement dans la société et aux citoyens qui subiront des pertes? » (M^{me} Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM17.1, p. 5).

Un groupe de citoyens craint que les redevances servent à réparer les puits que les compagnies auront abandonnés. Il se questionne : « pour les gaz de schiste, est-ce qu'il en coûtera plus cher pour réparer les dégâts à la fin du cycle d'exploitation que le faible niveau des redevances que nous allons recevoir? » (Comité des Citoyens et Citoyennes pour la Protection de l'Environnement Maskoutain, DM83, p. 12).

Selon le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, il faut relativiser les avantages économiques, en particulier les redevances et les impôts des compagnies, la création d'emplois et l'indépendance énergétique (DM94, p. 7 et 8). Aux yeux d'Environnement Jeunesse, les contribuables subventionnent une industrie non rentable par l'entremise d'un crédit d'impôt remboursable (DM18, p. 7). La rentabilité énergétique et financière de la filière est également remise en cause, en raison d'un rendement énergétique insuffisant et des coûts de production trop élevés (M. Albert Geuzaine, DM50, p. 15 ; M. Sydney Ribaux, DT21, p. 34). Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement déplore le fait que l'évaluation environnementale stratégique n'ait pas permis de comparer les bénéfices de l'exploitation du gaz de schiste à ceux que d'autres filières énergétiques pourraient entraîner (DM113, p. 21).

Enfin, l'Ordre des géologues du Québec rappelle qu'estimer l'impact économique de la filière du gaz de schiste relève de la spéculation, car « une telle évaluation repose sur des hypothèses concernant les ressources effectives, les coûts des infrastructures et les marchés » (DM34, p. 3).

La sécurité énergétique

Selon l'industrie, exploiter le gaz de schiste au Québec constitue une occasion de développement, voire une nécessité, de renforcer la sécurité énergétique en se dotant d'une source d'énergie supplémentaire et locale (Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers, DM16, p. 7 ; Questerre Energy, DM52, p. 10). Le Conseil du patronat du Québec signale « qu'il peut toujours survenir des situations imprévues qui perturberaient cet approvisionnement : un accident majeur sur l'unique gazoduc qui approvisionne le Québec ou, encore, un conflit géopolitique important qui provoquerait une dislocation du marché continental intégré » (DM97, p. 5). Gaz Métro prône « la diversification du portefeuille énergétique et la complémentarité des sources d'énergie » pour assurer la sécurité énergétique du Québec (DM41, p. 8).

Un citoyen estime qu'il n'y aurait « pas [de] risque de pénurie de gaz au Canada, même sans gaz de schiste au Québec » (M. Jacques Fortin, DM122, p. 12). Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste considère qu'en « exploitant maintenant en contexte de prix bas avec une technologie dangereuse […], le Québec renonce à des revenus futurs potentiellement beaucoup plus élevés et brade une partie de sa sécurité énergétique en vendant nos réserves de gaz avant d'en avoir véritablement besoin » (DM94, p. 10).

Selon deux participants, si le gaz naturel produit au Québec devait être exporté, certaines clauses de l'ALÉNA obligeraient le Canada à conserver la même proportion d'exportations d'hydrocarbures à destination des États-Unis et invalideraient l'argument selon lequel l'exploitation du gaz de schiste au Québec pourrait améliorer sa sécurité énergétique (AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 9 ; M. Marc Brullemans, DM87, p. 11 et 12).

La création d'emplois et la formation de la main-d'œuvre

Certains participants estiment que le développement de l'industrie serait propice à la création d'emplois au Québec (M. René Bérubé, DM125, p. 4 ; Société d'énergie Talisman inc., DM126, p. 2). L'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers considère que « chaque géologue pétrolier fournit du travail à dix ingénieurs et chacun de ces ingénieurs fournit du travail à 40 employés divers » (DM16, p. 2). L'Association canadienne des producteurs pétroliers mentionne que selon une étude qui pose deux scénarios de développement du shale d'Utica sur la période 2012-2036, « l'emploi au Canada (direct, indirect et induit) passerait de 293 000 à 880 000 années-personne. Environ 69 % de ces emplois seraient créés au Québec » (DM55, p. 4).

La proximité d'un bassin de travailleurs québécois qualifiés est une composante importante pour maximiser les retombées économiques sur les populations locales de l'exploitation des hydrocarbures, estime le Cégep de Thetford (DM105, p. 9). Une entreprise affirme qu'il y a déjà une expertise gazière au Québec (M. David Johnston, DT28, p. 97). Une autre, de la région de Lotbinière, qui réalise des travaux de réparation et d'entretien d'équipements de forage, signale le potentiel de création d'emplois spécialisés et bien rémunérés dans le cas d'un développement de la filière (Industries D.E.A inc., DM26, p. 4 et 5).

Certains trouvent illusoires les projections de création d'emplois de la filière du gaz de schiste au Québec (M^{me} Monique Patenaude, DM1, p. 1 ; Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique, DM102, p. 20). D'autres proposent d'investir dans le secteur des énergies renouvelables qu'ils jugent créateur d'emplois plus durables (Équiterre, DM106, p. 9 ; M. Dominic Champagne, DM123, p. 8). À

l'instar de l'organisme Environnement Jeunesse, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique estime que plus d'emplois pourraient être créés dans le secteur des énergies renouvelables. Elle souligne que de « 18 000 à 20 000 emplois dans les secteurs de l'énergie propre contre 2 300 emplois dans le secteur pétrolier » pourraient être créés, dans le cas où des subventions actuellement octroyées à l'industrie pétrolière seraient versées au secteur des énergies renouvelables (DM102, p. 20 ; DM18, p. 6).

Pour la question de la création d'emplois, un citoyen rappelle qu'il faut considérer l'impact différentiel, c'est-à-dire, celui qui tient compte « du déplacement de main-d'œuvre ou de l'importation de main-d'œuvre » (M. Jacques Fortin, DT23, p. 38). Un regroupement de citoyens craint qu'une substitution de main-d'œuvre touche la « disponibilité locale de la main-d'œuvre des secteurs agricoles et industriels traditionnels » (Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu, DM62, p. 4).

La Confédération des syndicats nationaux s'inquiète de l'incertitude entourant les effets potentiels sur la santé des travailleurs et dénonce le fait que le fardeau de la preuve repose sur les travailleurs (M^me^ Mireille Pelletier, DT23, p. 85). Le Cégep de Thetford mentionne « qu'il faudra que les travailleurs obtiennent des formations spécifiques en santé et sécurité au travail afin d'assurer leur propre sécurité de même que celle des collectivités accueillant le développement gazier » (DM105, p. 10).

Les externalités environnementales et sociales

Plusieurs organisations ont rapporté que certaines externalités environnementales et certaines liées à la santé n'avaient pas été considérées dans l'évaluation de la pertinence économique de la filière (Environnement Jeunesse, DM18, p. 5 ; AmiEs de la Terre de Québec, DM20, p. 20 ; Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » Saint-Marc-sur-Richelieu, DM62, p. 13). Le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches mentionne que « des externalités, comme les impacts sur la qualité de vie, les impacts sur la santé, les impacts cumulatifs sur la biodiversité et la prise en compte de la fragmentation de l'habitat, ainsi que la sismicité, représentent autant de facteurs qui pourraient influencer encore la rentabilité de l'industrie » (DM89, p. 17). Ainsi, deux citoyens craignent que les externalités retombent sur l'État et sur les citoyens (M^me^ Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM17, p. 2). Parmi ces externalités, un citoyen évoque la gestion des puits orphelins ou abandonnés et la restauration des lieux en cas de faillite (M. Jacques Fortin, DM122, p. 9).

L'effet cumulatif des externalités pourrait devenir très lourd pour les communautés d'accueil, selon le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste (DM94, p. 10).

L'impact de l'implantation de la filière du gaz de schiste sur la valeur des propriétés est une source d'inquiétude pour de nombreux citoyens (M. Jacques Mongeau, DM9, p. 3 ; M[me] Danielle Rochette, DM13, p. 4 ; Collectif Moratoire Alternative Vigilance et Intervention, DM85, p. 7). Ils estiment que cet effet n'a pas suffisamment été documenté dans l'ÉES, d'autant plus qu'il existerait des données sur ce sujet aux États-Unis. Une citoyenne est d'avis que la valeur des propriétés diminuerait ainsi que les recettes municipales associées (M[me] Liette Parent, DM27, p. 1). Une citoyenne dont la maison est située à environ 500 m d'un puits de gaz de schiste estime que la valeur de sa propriété a diminué. Elle s'exprime ainsi : « ma maison était évaluée à trois cent vingt mille (320 000 $). À la suite de l'évaluation demandée, elle valait deux cent quatre-vingt-huit mille (288 000 $) » (M[me] Danielle Houle, DT21, p. 75).

Un citoyen rapporte qu'il est difficile de faire valoir des externalités lointaines et incertaines devant des profits potentiels énormes et immédiats (M. Jean-Marie Desroches, DM91, p. 5). Un autre estime qu'une analyse devrait permettre « de mesurer correctement quel est l'impact pour la société québécoise d'un projet comme celui-là » (M. Jacques Fortin, DT23, p. 37). Celui-ci trouve qu'en général, « pour l'évaluation des grands projets qui dérangent […], on a tendance à balayer plus facilement du revers de la main la mesure des externalités et l'impact financier que ça représente » (*ibid.*, p. 35).

Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste estime qu'une analyse avantages-coûts « ne rend pas compte des enjeux de concentration de richesse et des enjeux de rapport de force et de pouvoir entre les acteurs » (DM94, p. 6). Il ajoute que « ces dimensions, tout comme les engrenages économiques et la force d'inertie propres aux projets qui atteignent une certaine échelle, doivent être prises en considération et manquent encore à l'analyse des enjeux de l'industrie du gaz de schiste » (*ibid.*, p. 7). Afin de pouvoir évaluer la situation de transfert de richesse ou de concentration de celle-ci, deux citoyens proposent qu'une analyse financière par partie prenante (État, entreprise, communauté d'accueil) soit réalisée (M. Pierre Batellier, DM120, p. 4 ; M. Jacques Fortin, DT23, p. 37).

2.10 L'encadrement réglementaire

Le scénario d'aucun développement

Un grand nombre de citoyens, d'organismes et d'instances locales ont explicitement demandé un moratoire sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste, de nature et de portée diverses (M. Pierre Patry, Confédération des syndicats nationaux, DT23, p. 88 ; MRC d'Arthabaska, DM35, p. 5 ; Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 4 ; M. Jean Baril, Centre québécois du droit de l'environnement,

DT25, p.17). Quelques organismes précisent que ce moratoire devrait porter sur la fracturation hydraulique (Comité non schiste La Présentation, DM36, p. 11 ; Municipalité de Saint-Bonaventure et Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23, p. 30) ou sur l'ensemble des hydrocarbures non conventionnels (M. Sydney Ribaux, Équiterre, DT21, p. 35 ; Le mouvement non à une marée noire dans le Saint-Laurent, DM119, p. 1). Certains s'opposent à la filière du gaz de schiste, car ils estiment qu'elle serait incompatible avec l'agriculture, les vocations actuelles du territoire et l'identité des basses terres du Saint-Laurent tandis que d'autres ont davantage insisté sur les impacts environnementaux et la non-acceptabilité sociale.

Certains sont d'avis que ce moratoire devrait demeurer en vigueur jusqu'à l'établissement d'une preuve nettement prépondérante de l'innocuité du procédé d'extraction sur l'environnement et la santé (MRC du Val-Saint-François, DM54, p. 8 ; M[me] Lise Houle, DM49, p. 11). Un citoyen mentionne que « contrairement aux États-Unis, le Québec a la chance exceptionnelle de pouvoir faire une étude d'impact post-projet (ou *a posteriori*) dans la filière du gaz de schiste » (M. Laurent Deshaies, DM58, p. 20). Il ajoute qu'avec un moratoire de 30 ans, « toute l'exploitation américaine constitue pour le Québec une expérimentation grandeur nature sur un terrain réel » et devrait permettre d'avoir une vision plus juste des impacts potentiels (*id.*). Dans le cas d'une loi moratoire, le Centre québécois du droit de l'environnement propose que le principe pollueur-payeur s'applique aux propriétaires actuels de puits gaziers « afin de ne pas transférer la responsabilité des puits à l'État au motif que les détenteurs de permis ne peuvent plus continuer leurs opérations, à court ou à long terme » (DM63, p. 9).

Une citoyenne s'exprime ainsi : « nous sommes très déçus qu'il n'y ait pas de vrai moratoire sur le gaz de schiste. Nous ne voulons pas un moratoire *de facto* » (M[me] Ellen Nutbrown, DM45). Une autre se questionne : « si ce faux moratoire […] disparaît soudainement, et que le Québec se lance dans la fracturation, va-t-on adopter des mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement? » (M[me] Denise Campillo, DM4, p. 4). Certains citoyens démontrent peu de confiance à l'égard de la réglementation applicable à l'industrie, même avec un cadre législatif adapté (M[me] Nicole Racine et M. Gérard Rousseau, DM17, p. 1 et 2). Une participante estime que la réglementation ne « sera jamais assez sévère pour nous protéger réellement » (M[me] Danielle Rochette, DM13, p. 5).

L'adaptation du cadre réglementaire

La grande majorité des participants s'accordent pour dire que la réglementation actuelle n'est pas adéquate pour la filière du gaz de schiste. Selon la Confédération des syndicats nationaux, pour que l'efficacité de la réglementation soit assurée, « les connaissances scientifiques sur cette filière doivent être approfondies dans les

secteurs où il manque encore de connaissances » (M^me^ Mireille Pelletier, DT23, p. 83). En attendant cet encadrement, le Centre québécois du droit de l'environnement est d'avis que le principe de précaution « doit être pris en compte dans toute décision concernant l'industrie du gaz de schiste » (DM63, p. 19).

La préséance de la *Loi sur les mines* sur d'autres mécanismes réglementaires a été souvent critiquée (Comité des Citoyens et Citoyennes pour la Protection de l'Environnement Maskoutain, DM83, p. 18 ; M. Yves Mailhot, DT24, p. 26 ; M. Jean Baril, DT25, p. 18 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 14 et 15). La municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu estime que « les compagnies gazières, en tant que citoyens corporatifs, devraient se conformer aux mêmes lois municipales et provinciales que tous les autres citoyens du Québec, sans aucune exception » (DM40, p. 10). Une personne ressource des municipalités de Saint-Bonaventure et de Saint-Edmond-de-Grantham déplore que la Cour supérieure ait invalidé le règlement dit « de Saint-Bonaventure », essentiellement pour des raisons de préséance de la *Loi sur les mines* sur la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (M. Richard E. Langelier, DT20, p. 27).

L'Union des producteurs agricoles mentionne qu'il importe de « mettre en place une réglementation stricte et un processus d'inspection rigoureux pour encadrer la gestion de l'eau […], du bruit et de l'air » (DM33, p. 21). Un comité de citoyens s'exprime ainsi : « l'État pourrait-il former les inspecteurs compétents, leur permettre d'atteindre un niveau d'expérience suffisant qui mène à un jugement indépendant, à des inspections minutieuses, à une critique objective des faits et gestes de l'industrie? » (Comité de citoyens responsables de Bécancour, DM64, p. 8). Quelques intervenants s'interrogent sur la capacité des divers ministères à encadrer adéquatement l'industrie du gaz de schiste, pour des raisons de compétence, de ressources et de coordination (M^me^ Danielle Rochette, DM13, p. 5 ; M^me^ Lise Houle, DM49, p. 4 ; M. Joseph Guillemette, DT23, p. 45 ; Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 53). Certains proposent que le principe de pollueur payeur s'applique afin que les interventions de l'État pour l'encadrement de l'industrie soient financées par l'industrie (Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 33 ; Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement, DM113, p. 21). Un citoyen propose de recourir à des tierces parties pour les inspections en exigeant de la part des compagnies la mise en place de systèmes de gestion de la qualité et de l'environnement certifiés (M. Jean Rochefort, DM110, p. 7).

Le Comité de bassin versant Douze et Métairie estime que « les inspections pour assurer la protection de l'environnement et des populations étaient insuffisantes » pour la phase exploratoire (DM116, p. 4). L'Association pétrolière et gazière du Québec reconnaît que « le gouvernement n'avait pas l'expertise il y a quatre ans pour [établir] la réglementation d'une nouvelle industrie » (DM51, p. 5).

Le Centre québécois du droit de l'environnement estime qu'une clarification des termes « exploration » et « exploitation » s'impose dans le contexte de l'industrie du gaz de schiste, car contrairement à « ce qui se passe en milieu minier traditionnel, l'essentiel des impacts environnementaux et sociaux occasionnés par cette industrie se déroule au moment des forages dits exploratoires » (DM63, p. 11). Il estime qu'un certificat d'autorisation environnemental devrait être exigible dès qu'une compagnie entreprend « tout type de travaux d'exploration dans le sous-sol québécois (*ibid.*, p. 14). De plus, le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches est d'avis qu'il faut intégrer les infrastructures de distribution aux évaluations de projet (DM89, p. 13). Il ajoute que « les projets d'exploitation de gaz de schiste doivent être assujettis au *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* de la *Loi sur la qualité de l'environnement* » (*ibid.*, p. 15).

L'industrie propose des projets pilotes afin d'acquérir des connaissances et une expérience locales en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et pour démontrer qu'elle peut se développer de manière sécuritaire (Questerre Energy, DM52, p. 11 ; Association canadienne des producteurs pétroliers, DM55, p. 6). Un représentant de Junex parle d'une dizaine de puits sur un ou plusieurs sites, gérés par un comité mixte (industrie, État, communautés locales) pour la localisation et la planification, et un comité indépendant pour la surveillance (M. Jean-Sébastien Marcil, DT27, p. 11). Selon l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers, un projet pilote devrait être vu comme un partenariat avec les ministères concernés, qui y gagneraient en connaissance du secteur (DM16, p. 6 et 7). Elle précise qu'il pourrait se faire dans le cadre d'une prochaine évaluation environnementale stratégique (M. Mario Lévesque, DT28, p. 86). Le projet pilote pourrait commencer avant la mise en place du cadre réglementaire, à des fins d'acquisition de connaissances scientifiques, estime un représentant de la Fédération des chambres de commerce du Québec (M. Dany Lemieux, DT28, p. 37).

Les garanties financières et les redevances

La question de la responsabilité à l'égard des puits à moyen et à long termes préoccupe plusieurs intervenants (Union des producteurs agricoles, DM33, p. 8 ; Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, DM94, p. 10 ; Ville de Lévis, DM103, p. 3). Deux citoyennes rappellent que la garantie d'exécution actuellement prévue par la loi « est en vigueur seulement jusqu'à ce que le puits soit fermé définitivement […] cette situation est inquiétante puisque la fermeture d'un puits n'offre aucune sécurité au sujet des fuites de gaz » (M^{me} Nayivé Vega et M^{me} Yenny Vega-Cárdenas, DM127, p. 28).

À cet égard, plusieurs sont d'avis qu'il faudrait réévaluer les garanties d'exécution, notamment pour assurer la réalisation de travaux en cas d'accident et la restauration des

sites d'exploration et d'exploitation (Union des producteurs agricoles, DM33, p. 19 ; MRC de Nicolet-Yamaska, DM60, p. 11 ; le Comité de citoyens responsables de Bécancour, DM64, p. 7 ; Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 33 ; Comité des Citoyens et Citoyennes pour la Protection de l'Environnement Maskoutain, DM83, p. 58). Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec ajoute que cette garantie devrait « couvrir l'ensemble des frais de fermeture du site et les problèmes subséquents pouvant survenir à moyen ou long terme après la fermeture de ce site » ainsi que la fermeture des sites en cas de faillite (DM79, p. 9). « Dans l'Ouest, il y a le fonds pour les puits orphelins », rappelle le représentant de l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers (M. Mario Levesque, DT28, p. 85). Un comité citoyen demande un régime de pollueur payeur « complet, sans plafond de responsabilité » afin que le principe de précaution se traduise « en responsabilité financière concrète pour l'industrie » (M^{me} Joceline Sanschagrin, M. Jean Falaise, M. François Prévost, M. Marc St-Cyr, DM24).

D'autres évoquent l'idée d'une police d'assurance suffisamment élevée pour faire face à toute problématique survenant pendant ou après les activités, comme c'est le cas lors d'un accident écologique ou d'interventions d'urgence requises en cas de sinistres majeurs (M^{me} Jeannine Pinard, DM29, p. 1 ; Union des producteurs agricoles, DM33, p. 19). Un agriculteur se demande si ses assurances couvriraient les impacts sur ses animaux en cas d'accident technologique (M. Jocelyn Dubois, DM114, p. 5). Le Bureau d'assurance du Canada informe que les assurances des entreprises ne couvrent pas les risques de pollution et de tremblement de terre découlant des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, mais indique que les risques d'explosion, par contre, sont couverts (DM25, p. 3).

Plusieurs considèrent que le régime de redevances doit être revu (MRC de Nicolet-Yamaska, DM60, p. 11 ; Municipalité de Saint-Sulpice, DM77, p. 14 ; Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent, DM82, p. 33). Le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste estime que le « mode de calcul progressif lié aux prix du marché et aux volumes de production est très incertain et collectivement risqué » (DM94, p. 7). Un citoyen s'interroge sur de possibles exemptions de redevances durant les premières années d'exploitation, justement très productives dans le cas du gaz de schiste (M. Jean-Pierre Leduc, DM74, p. 3). La Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches propose d'établir un régime de redevances réaliste, qui tient compte de la valeur de la ressource, et de mettre sur pied un fonds souverain semblable au Fonds des générations (DM31, p. 5). Le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement estime que la révision du régime de redevances devrait prendre en compte l'ensemble des aspects financiers, économiques et sociaux. Il ajoute que la stratégie de partage de la rente devrait être redéfinie (DM113, p. 21).

Certains proposent qu'une portion des redevances soit versée aux municipalités en guise de compensation pour les inconvénients engendrés par les activités d'exploration et d'exploitation (M. Laurent Deshaies, DM58, p. 6 ; MRC de Lotbinière, DM84, p. 8). D'autres estiment que ces redevances devraient s'ajouter aux compensations pour les dommages causés aux infrastructures municipales (Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu, DM40, p. 11 ; Ville de Lévis, DM103, p. 18). Le Conseil du patronat du Québec n'exclut pas ce mécanisme et estime qu'il appartient à l'État « de faire l'arbitrage entre les intérêts collectifs de l'ensemble des Québécois et ceux de la collectivité d'accueil, quitte à compenser davantage la collectivité locale à même la rente du sol, soit les redevances, contribuant ainsi à une meilleure acceptabilité » (DM97, p. 11). Il considère que le régime de redevances doit être attrayant et concurrentiel afin d'attirer les investissements (*ibid.*, p. 23).

2.11 La gouvernance et la planification territoriale

La MRC de Rouville estime que la cohabitation des activités et des usages du territoire pourrait faire l'objet « d'une réflexion impliquant les principaux organismes responsables de l'aménagement du territoire, à savoir le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire, les Communautés métropolitaines, les MRC et les municipalités locales » (DM7, p. 8). La Chambre de commerce de Chaudière-Appalaches reconnaît aussi « que la coexistence d'activités *a priori* si différentes ne peut être atteinte sans un encadrement approprié » (DM31, p. 3).

Le Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent considère que « l'application du principe de subsidiarité ne devrait pas être ignorée étant donné le peu d'acceptabilité sociale dont jouit le développement de cette industrie dans les secteurs habités de la province » (DM82, p. 33). La MRC de Nicolet-Yamaska a évoqué la connaissance fine des MRC à l'égard du territoire qui en fait des acteurs incontournables pour les questions d'aménagement du territoire et de cohabitation des usages. À l'instar d'autres MRC, elle voit l'intégration de nouvelles responsabilités par rapport au gaz de schiste dans la continuité de son exercice général d'aménagement du territoire (M. Jean-François Albert, DT25, p. 11 et 12 ; MRC de Lotbinière, DM84, p. 6 ; MRC d'Arthabaska, DM35, p. 2).

Certains organismes sont d'avis que les MRC devraient disposer du droit de définir sur leur territoire des zones compatibles avec l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste (Organisme de bassin versant de la Yamaska, DM73, p. 3 ; Ville de Lévis, DM103, p. 6). Ils demandent le retrait de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme,* qui donne préséance à la *Loi sur les mines,* et souhaitent que celui-ci ne

s'applique pas à la nouvelle loi sur les hydrocarbures (MRC de Drummond, DM22, p. 4 ; M. Jean Baril, DT25, p. 30 ; MRC de Lotbinière, DM84, p. 6), car il « neutralise l'autonomie municipale pour toute question portant sur l'exploitation des hydrocarbures » (Ville de Lévis, DM103, p. 5). La Ville de Lévis mentionne que les municipalités ont déjà l'occasion de limiter la densité de certaines infrastructures (station-service et activités d'élevage par exemple), si bien qu'elles pourraient le faire pour les activités gazières (DM103, p. 9).

Tant que la réglementation québécoise serait jugée insuffisante, certaines municipalités soutiennent le règlement dit « de Saint-Bonaventure », qui exige un permis municipal obligeant les entreprises à prévoir une garantie financière pour assurer la remise en état des lieux. Ce règlement interdit également « à quiconque d'introduire dans le sol par forage ou par tout autre procédé physique, mécanique, chimique, biologique ou autre toute substance susceptible d'altérer la qualité de l'eau souterraine, et ce, dans un rayon de 2 km de tout puits artésien ou de tout puits de surface servant à la consommation humaine ou animale » (MRC de Drummond, DM22, p. 12-13 ; Municipalité de Saint-Bonaventure, Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham, DM23, p. 21 ; Municipalité de Saint-Ludger, DM42, p. 2). Les municipalités proposent d'intégrer ces dispositions au *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*.

Cependant, la MRC de Nicolet-Yamaska estime qu'elle ne sera jamais experte en gaz de schiste (DM60, p. 10) et rejoint ainsi l'avis de la MRC de Bécancour selon laquelle « la politique énergétique et l'exploitation des ressources naturelles sont d'abord une affaire d'État, et non municipale » (DM69, p. 11). La Fédération des chambres de commerce du Québec et l'Association canadienne des producteurs pétroliers estiment que le gouvernement provincial doit demeurer l'unique décideur en matière de développement gazier, tout en intégrant les préoccupations des instances régionales et locales (DM93, p. 4 ; DM55, p. 5). Le Conseil du patronat du Québec est du même avis pour une question de sécurité énergétique (DM97, p. 12).

Le Centre québécois du droit de l'environnement considère qu'une planification régionale des activités d'exploitation du gaz de schiste est nécessaire afin que les impacts cumulatifs et la capacité de support des écosystèmes soient pris en compte (M. Jean Baril, DT25, p. 19). Il propose d'« assujettir à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement les plans quinquennaux de développement industriel des entreprises gazières désirant développer un ou des sites dans la région » (DM63, p. 10). Il ajoute qu'outre une meilleure planification, cet assujettissement pourrait permettre « un arrimage avec les plans directeurs de l'eau, élaborés par les organismes de bassin versant, et les plans régionaux de développement intégré des ressources et du territoire, préparés par les Commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire » (*id.*). La MRC de Lotbinière considère que les municipalités touchées devraient être « en

mesure de planifier leur développement adéquatement en sachant à l'avance ce que l'industrie gazière planifie pour les années à venir » (DM84, p. 7).

La CRÉ de la Chaudière-Appalaches est d'avis que les Commissions régionales sur les ressources naturelles et le territoire contribuent « à la planification intégrée des ressources naturelles » et qu'elles peuvent « également soutenir le développement des filières énergétiques, telles que celle des gaz de schiste » (DM65, p. 14). Le Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches souligne le rôle qu'il joue dans l'appui donné aux entreprises désireuses de s'implanter sur son territoire, à condition qu'elles puissent s'arrimer avec la vision du développement de la région (M. Guy Lessard, DT28, p. 15). La MRC de Bécancour craint qu'une planification régionale à l'échelle d'un trop petit territoire puisse nuire aux territoires voisins et propose ainsi de le faire à l'échelle des basses-terres du Saint-Laurent (M. Mario Lyonnais, DT25, p. 38). Les Premières Nations des Pekuakamiulnuatsh (Montagnais du Lac-Saint-Jean), des Innus Essipit et des Innus de Pessamit souhaiteraient que soit étudiée leur place dans les nouvelles structures de gouvernance territoriale envisagées (DM100, p. 19). Enfin, les directions de santé publique de la Mauricie et Centre du Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie souhaitent être « en mesure à la fois d'intervenir à petite échelle, sur des projets individuels, mais aussi sur la portée collective de l'ensemble des projets » (M^{me} Isabelle Goupil-Sormany, DT26, p. 68).

La création d'une société d'État a également été proposée par des participants de la région de Bécancour, pour dépolitiser la planification et l'encadrement de la filière (M. Laurent Deshaies, DM58, p. 29 ; MRC de Bécancour, Ville de Bécancour et le Centre local de développement, DM69, p. 11). La Fédération des chambres de commerce du Québec voit dans un guichet unique un élément facilitateur du respect de la réglementation pour les entreprises (DM93, p. 7). Un citoyen préfère que les ministères concernés se coordonnent, car il s'agit d'un dossier qui touche plusieurs facettes sociétales. Il s'exprime ainsi : « si le même organisme gère les permis et gère les vérifications, il y a quelque chose qui [ne] va pas » (M. Marc Brullemans, DT26, p. 82).

Le Conseil régional de l'environnement de la Montérégie souligne l'importance d'inclure les citoyens dans le processus de planification, car le manque de concertation pourrait susciter de la méfiance auprès de la population (M. Richard Marois, DT20, p. 51). La municipalité de Saint-Sulpice suggère que « tout projet proposé par l'industrie pétrolière devrait être soumis à la consultation des communautés par voie de référendum (DM77, p. 9). L'Union des producteurs agricoles est « convaincue qu'une plus grande transparence en matière de gestion des eaux de reflux favoriserait une meilleure cohabitation et atténuerait les craintes des producteurs agricoles et forestiers » (DM33, p. 5).

Chapitre 3 La ressource eau

Le Québec bénéficie de 3 % des réserves d'eau douce de la planète[1]. Cette grande quantité d'eau est répartie sur l'ensemble du territoire québécois. La population et les besoins en eau se concentrent toutefois au sud de la province, dans la vallée du Saint-Laurent, territoire qui retient l'attention pour son potentiel gazier depuis l'émergence de la technique du forage horizontal et de la fracturation hydraulique.

S'il peut sembler évident que le Québec en entier dispose de quantités d'eau suffisantes pour permettre le développement de l'industrie du gaz de schiste, l'évaluation de ses besoins en eau doit se faire par la juxtaposition des usages et des prélèvements sur la portion du territoire où elle serait susceptible de s'installer.

Le risque de contamination des eaux par les produits de fracturation et les eaux usées gazières est une préoccupation majeure pour un grand nombre de participants à l'audience publique. En raison des responsabilités du MDDELCC à l'égard du cadre légal touchant l'eau, l'évaluation environnementale stratégique a consacré plusieurs études à cet enjeu.

Dans le présent chapitre, la commission d'enquête examine les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste et la capacité du milieu à y répondre. Elle aborde également les risques de déversement et de contamination des eaux, ainsi que la gestion des eaux usées gazières et des boues de forage. De même, son analyse s'intéresse aux connaissances relatives à l'environnement hydrogéologique profond et au risque que des contaminants ou des gaz atteignent les aquifères par l'entremise de failles, ainsi qu'à l'intégrité des puits gaziers.

3.1 Les orientations gouvernementales

Déposée en 2002, la *Politique nationale de l'eau* détermine les enjeux et les orientations du gouvernement du Québec concernant la gestion de l'eau. Ces enjeux sont :

1. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *L'eau au Québec : une ressource à protéger* [en ligne (29 septembre 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/inter.htm].

– reconnaître l'eau comme patrimoine collectif ;

– assurer la protection de la santé publique et celle des écosystèmes aquatiques ;

– gérer l'eau de façon intégrée dans une perspective de développement durable.

Cinq orientations ont été retenues pour aborder ces enjeux, dont l'une consistait à revoir la gouvernance de l'eau[2]. Cette orientation a mené à la création des organismes de bassins versants (OBV), qui ont la responsabilité de produire un plan directeur de l'eau présentant un portrait et un diagnostic du bassin versant, des enjeux, des orientations et des objectifs à atteindre ainsi qu'un plan d'action. En évoluant vers une gestion intégrée de l'eau par bassin versant, le gouvernement du Québec vise une concertation et une responsabilisation accrue des divers acteurs de l'eau et de la population à l'égard de la ressource eau et des écosystèmes aquatiques[3].

Un autre héritage de la *Politique nationale de l'eau* consiste en une révision du cadre juridique. Il a mené, en 2009, à l'adoption de la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection,* appelée communément *Loi sur l'eau*, qui vient enchâsser dans le domaine juridique la notion de patrimoine collectif rattachée à l'eau. Par ailleurs, la Loi confirme que l'État est le gardien de la ressource. En juillet 2014, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* est entré en vigueur. Celui-ci complète la *Loi sur l'eau* et contient des dispositions relatives aux sondages stratigraphiques et aux sites de forage destinés à rechercher ou à exploiter du pétrole et du gaz naturel.

Plusieurs règlements sur la gestion de l'eau découlent de l'application de la Loi et complètent l'encadrement réglementaire. Ils sont présentés dans les pages suivantes.

L'encadrement réglementaire

Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) est responsable de l'application du cadre légal et réglementaire touchant l'eau. Tous les règlements présentés dans cette section relèvent de ce ministère, sauf le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les*

2. Les autres orientations de la *Politique nationale de l'eau* sont : implanter la gestion intégrée du Saint-Laurent, protéger la qualité de l'eau et des écosystèmes aquatiques, poursuivre l'assainissement de l'eau et améliorer la gestion des services de l'eau et favoriser les activités récréotouristiques relatives à l'eau.

3. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *La gestion intégrée de l'eau par bassin versant* [en ligne (29 septembre 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/bassinversant/].

réservoirs souterrains, dont l'application relève du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).

Le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement *et le* Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers

Depuis le 10 juin 2011, en vertu d'une modification apportée au paragraphe 6 de l'article 2 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* (RLRQ, c. Q-2, r. 3), les forages destinés à rechercher ou à exploiter du gaz naturel dans le schiste et les opérations de fracturation destinées à rechercher ou à exploiter du gaz naturel doivent faire l'objet d'une demande d'autorisation auprès du MDDELCC. La demande doit regrouper les autorisations et activités requises en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* afin d'en assurer l'encadrement complet, notamment au regard des prélèvements d'eau, du traitement des eaux usées, de la gestion des produits chimiques et des matières résiduelles et de la gestion des émissions atmosphériques (DB40, p. 6 et 11). À cet effet, le Ministère s'est doté, en juillet 2014, de lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière afin de préciser ses exigences lorsqu'un promoteur veut présenter une demande (MDDELCC, 2014).

Les lignes directrices permettent de préciser le contenu scientifique et technique des renseignements exigés en vertu du *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers*. Également en vigueur depuis juin 2011, le Règlement oblige les titulaires d'un certificat d'autorisation portant sur des travaux de forage dans le shale ou de fracturation à dévoiler des renseignements au ministre afin qu'il puisse exercer son rôle de protection de l'environnement et, plus spécifiquement, de gardien de la ressource eau. Parmi les renseignements qui doivent être transmis, on retrouve :

– les méthodes et les technologies de forage et de complétion des puits ;

– la gestion complète de l'eau, y compris les prélèvements d'eau et la réutilisation optimale de l'eau ;

– le volume des fluides, la composition détaillée et les caractéristiques des intrants utilisés aux fins de forage et de fracturation ;

– la connaissance et la surveillance des eaux de surface et souterraines dans un rayon de 1 km du forage ou des travaux de fracturation, ce rayon s'appliquant à toute extension horizontale du forage ;

– la détermination des zones sensibles ou à risque de contamination ;

– la caractérisation, la détermination de la quantité et la destination des matières solides et liquides résiduelles destinées à être valorisées, traitées ou éliminées ;

– la connaissance des horizons géologiques traversés par le puits ;

– toute donnée technique relative à la conception, à la mise en place des puits autorisés et aux résultats des tests d'intégrité qui leur sont appliqués.

Depuis l'entrée en vigueur de ces nouvelles dispositions, aucun nouveau forage visant à rechercher ou à exploiter du gaz de schiste ni aucune nouvelle fracturation n'ont toutefois été réalisés (PR3.6.6, p. 3).

Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection

Le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* (RLRQ, c. Q 2, r. 35.2) remplace le *Règlement sur le captage des eaux souterraines* (RLRQ, c. Q 2, r. 6). Il est entré en vigueur le 14 août 2014, soit après la fin des séances des audiences publiques de la présente commission d'enquête. Certaines dispositions dont l'application est confiée aux municipalités entreront en vigueur en 2015.

Le Règlement prescrit des normes de protection de la qualité des eaux souterraines et de surface. Il introduit des normes applicables aux installations destinées à la recherche ou à l'exploitation du pétrole, du gaz naturel, de la saumure ou encore d'un réservoir souterrain, notamment en ce qui a trait aux sondages stratigraphiques, aux travaux de forage et aux opérations de fracturation. Il inclut également des exigences de suivi de la qualité des eaux souterraines pendant le déroulement des activités.

Il définit des aires de protection autour des points de prélèvements d'eau de surface ou souterraine dans le but de renforcer la protection des sources destinées à l'alimentation en eau potable. Par exemple, une distance séparatrice minimale de 500 m est maintenant prescrite entre un forage ou un sondage stratigraphique et tout site de prélèvement d'eau destiné à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire.

Le Règlement fixe la base d'un aquifère à 200 m sous la surface du sol[4]. Il indique que la fracturation d'un puits destiné à l'exploration ou à l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel est interdite à moins de 400 m sous la base d'un aquifère[5] (art. 40). Le Ministère

4. Notons que 99,95% des quelque 177 000 puits dont la description est consignée dans le Système d'information hydrogéologique (SIH) du gouvernement présenteraient une profondeur inférieure à 200 m.

5. Est considérée comme étant une fracturation une opération qui consiste à créer des fractures dans une formation géologique en y injectant un fluide, sous pression, par l'entremise d'un puits, lorsque le volume de ce fluide est au moins égal à 50 000 litres (50 m^3) (art. 31).

considère donc que la fracturation ne pourra généralement pas s'effectuer à moins de 600 m sous la surface du sol[6].

Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, adopté en 1988 en vertu de la *Loi sur les mines*, avant l'émergence de la technique de forage horizontal utilisée maintenant, imposait jusqu'à récemment une distance séparatrice horizontale visant la protection de certains prélèvements d'eau. L'adoption du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* a permis de resserrer les normes applicables à la localisation d'un site de forage et à la construction d'un puits destiné à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel[7].

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* contient des exigences relatives aux tubages et à la cimentation des puits visant à maintenir leur intégrité, à protéger les aquifères et à empêcher la migration des gaz et des fluides d'un horizon géologique à l'autre. Il n'inclut pas de disposition visant la gestion des eaux usées gazières. Il contient toutefois certaines exigences concernant les boues de forage. Le Règlement précise que le titulaire d'un permis de forage doit déposer les boues de forage dans une structure étanche conçue selon les règles de l'art. À la fin des activités, les boues doivent être valorisées ou éliminées en conformité avec les dispositions de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et de ses règlements (PR3.9.2, p. 35).

Le Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau

Le *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* (RLRQ, c. Q-2, r. 14) détermine que les prélèvements récurrents de 75 m^3 et plus par jour doivent faire l'objet d'une déclaration annuelle[8] (art. 3 et 9). Ce règlement permet de connaître les quantités d'eau prélevées par les différents usagers et de dresser un portrait, pour un territoire donné, de l'utilisation de l'eau. Un tel portrait pour le territoire des basses-terres du Saint-Laurent est présenté plus loin dans le chapitre.

6. La base de l'aquifère pourrait parfois être située à une profondeur moindre, si la teneur en solide dissous dans l'eau était trop élevée pour qu'elle puisse être utilisée à des fins d'alimentation en eau potable. Le seuil est fixé à 4 000 mg/l (art. 40).

7. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection. Foire aux questions. Question 1 relative aux nouvelles dispositions* [en ligne (11 août 2014) : www.protegeonsleau.gouv.qc.ca/].

8. Le volume moyen d'eau prélevé par jour est calculé en fonction d'une période de 90 jours consécutifs pendant laquelle le prélèvement est maximal (art. 3).

Le Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau

Le *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau* (RLRQ, c. Q-2, r. 42.1) s'applique à toute industrie qui prélève ou utilise 75 m^3 d'eau et plus par jour, pour la production d'eau en bouteille, pour des procédés de fabrication ou encore pour l'extraction de pétrole et de gaz, que cette eau soit puisée directement dans les eaux de surface ou dans les eaux souterraines ou obtenue à partir d'un système de distribution d'eau. Le Règlement impose une tarification à la hauteur de 0,07 $/$m^3$ à l'industrie d'extraction du pétrole et du gaz (DB31).

Le Règlement concernant le cadre d'autorisation de certains projets de transfert d'eau hors du bassin du fleuve Saint-Laurent

Le Québec a adopté le *Règlement concernant le cadre d'autorisation de certains projets de transfert d'eau hors du bassin du fleuve Saint-Laurent* (RLRQ, c. Q-2, r. 5.1) en juin 2011 dans le cadre de l'Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent. L'Entente lie le Québec, l'Ontario et huit états américains riverains des Grands Lacs. Ce règlement a pour objet d'interdire les transferts d'eau à l'extérieur du bassin[9], sauf exception associée à l'alimentation en eau potable. Il s'applique lorsqu'un prélèvement dépasse 379 m^3 par jour. Celui-ci ne peut être autorisé que si, entre autres, les eaux prélevées sont retournées en totalité au bassin versant et que si la quantité d'eau prélevée ne cause aucun impact significatif sur la quantité ou la qualité des eaux du bassin et sur les ressources qui en dépendent. Le prélèvement doit être soumis à des mesures de conservation et d'utilisation efficace de l'eau. Il doit être raisonnable compte tenu de l'usage actuel de l'eau.

Pour toute demande de prélèvement d'eau de 19 000 m^3 ou plus par jour, le MDDELCC doit aviser les autres parties de l'Entente pour que ces dernières aient l'occasion de présenter leurs observations (PR3.6.1, p. 31)[10]. Les dispositions relatives à ce cadre d'autorisation sont entrées en vigueur en août 2014 (Décret 695-2014, GOQ, p. 2727).

Les eaux qui sont visées par l'Entente comprennent toutes les eaux de surface et souterraines du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent. Aux fins de l'Entente, le bassin s'arrête à la limite de l'influence des marées, à la hauteur de Trois-Rivières. Sur la rive sud du fleuve, les bassins des rivières Richelieu, Yamaska, Nicolet

9. Le bassin, ou bassin versant, d'un cours d'eau, en un point donné, désigne l'ensemble du territoire drainé par ce cours d'eau et dont toutes les eaux passent par ce point.

10. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent* [en ligne (12 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/grandslacs/2005/index.htm].

et Saint-François en font partie, alors que ceux des rivières Bécancour, du Chêne, Chaudière et Etchemin en sont exclus[11] (figure 11).

Les autres règlements

Enfin, plusieurs autres règlements régissent divers aspects liés à la gestion de l'eau ou des matières résiduelles. Parmi ceux-ci :

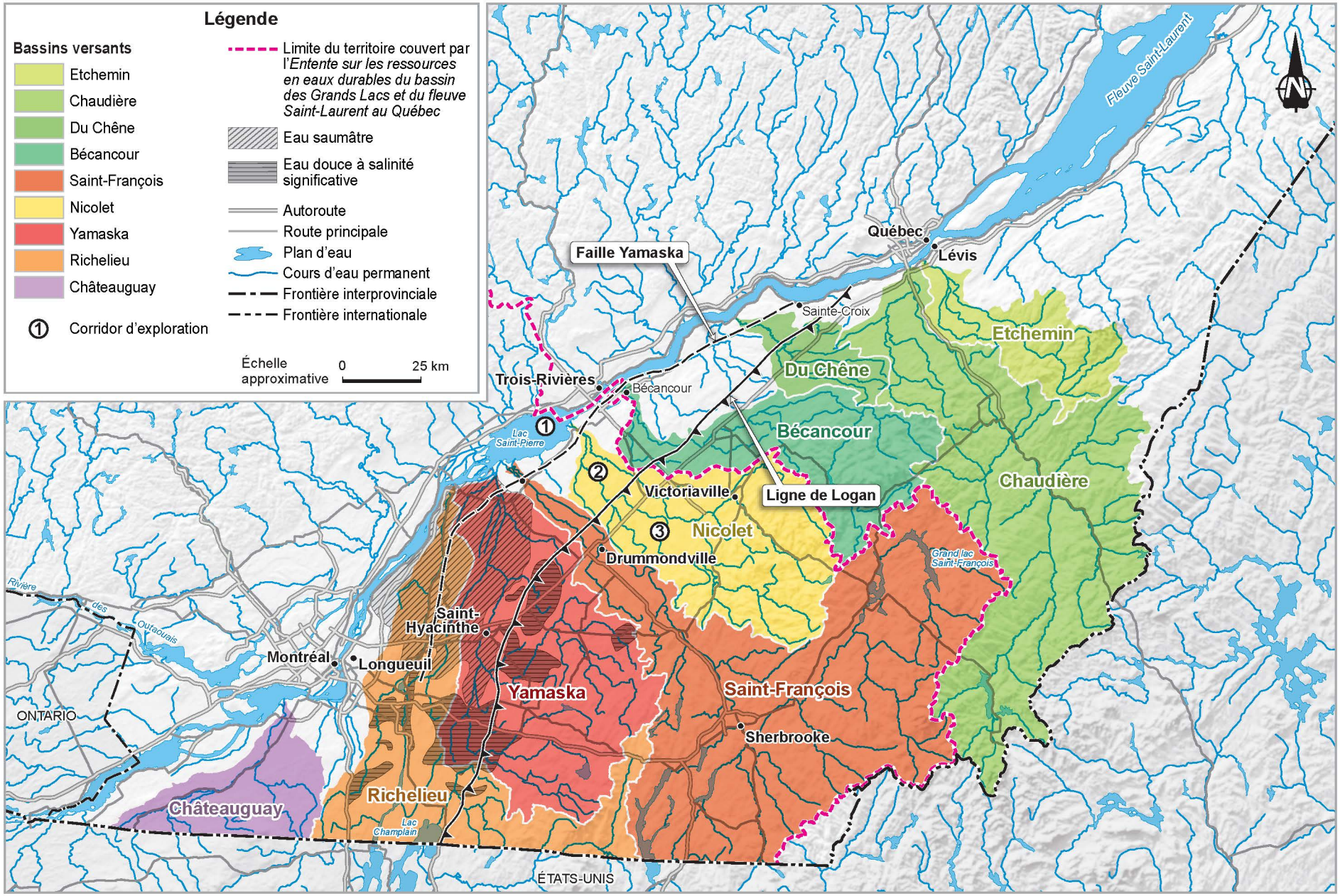
– le *Règlement sur la qualité de l'eau potable* (RLRQ, c. Q-2, r. 40) ;

– le *Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles* (RLRQ, c. Q-2, r. 19) ;

– le *Règlement sur les matières dangereuses* (RLRQ, c. Q-2, r. 32).

11. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014*). Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent. Cartes de délimitation du bassin du fleuve Saint-Laurent* [en ligne (12 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/grandslacs/territoire/index.htm].

Figure 11 Les bassins versants du territoire à l'étude et le territoire visé par l'Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent



Sources : adaptée de PR3.6.3, figures 1.1 et 3.6 ; BAPE, rapport 273, figure 1 ; *Cartes de délimitation du bassin du fleuve Saint-Laurent – Carte : Centre* [en ligne (9 juillet 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/grandslacs/territoire/popups/carte2a.htm ; *Cartes de délimitation du bassin du fleuve Saint-Laurent – Carte : Est* [en ligne (9 juillet 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/grandslacs/territoire/popups/carte3a.htm ; COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA, *Délimitation des eaux souterraines saumâtres en Montérégie Est, Québec, Canada* [en ligne (30 octobre 2014) : ftp://s5-bsc-faisan.cits.rncan.gc.ca/pub/geott/ess_pubs/289/289123/of_6960.pdf].

3.2 L'approvisionnement en eau de l'industrie

Les sections suivantes décrivent les ressources en eau disponibles sur le territoire visé par le mandat de la commission et dressent le portrait des prélèvements en eau actuels. Les besoins de l'industrie du gaz de schiste sont ensuite analysés au regard de la capacité du milieu à y répondre, tout en respectant les besoins des autres usagers.

La disponibilité de l'eau

Les eaux souterraines

De manière générale, sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent, l'approvisionnement en eau souterraine se fait surtout à partir des aquifères rocheux (DB12, p. 12). Ceux-ci sont, la plupart du temps, situés sous des dépôts constitués de sable et de gravier, surmontés d'une couche d'argile (PR3.6.1, p. 10). Les débits disponibles à partir des aquifères des basses-terres seraient limités. Selon les études de l'ÉES, l'eau souterraine ne serait pas considérée pour l'alimentation en eau de l'industrie du gaz de schiste, bien qu'elle ait été utilisée à quelques reprises lors des forages réalisés de 2006 à 2010 (PR3.7.6, p. 17).

À l'extérieur des territoires urbanisés desservis par un réseau d'aqueduc, les résidences situées en milieu rural ont recours à des puits privés pour l'alimentation en eau potable. Une grande partie de la population des basses-terres du Saint-Laurent en dépend (BPR, 2003, p. 45, 51 et 54). À titre d'exemple, dans le bassin de la rivière Yamaska, l'eau souterraine représente 32 % de l'eau potable consommée et 55 % de la population des municipalités de moins de 5 000 habitants serait alimentée par des puits privés (DM73, p. 8).

Le programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES)

En 2011, le rapport du BAPE relatif au développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec soulignait le manque de connaissances sur les eaux souterraines dans certaines parties des basses-terres du Saint-Laurent. Le rapport mentionnait que les projets du programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES), achevés ou en cours de réalisation, ne couvriraient pas complètement le territoire susceptible d'être exploité pour le gaz de schiste (BAPE, 2011, rapport n° 273, p. 111). Depuis ce temps, le MDDELCC a accordé les fonds nécessaires pour la réalisation des projets Bas-Saint-François – Nicolet et Chaudière-Appalaches. Ces projets devraient être terminés d'ici 2015. Ils compléteront les efforts d'acquisition de connaissances sur l'environnement hydrogéologique du territoire concerné par l'exploitation éventuelle du gaz de schiste (PR3.6.2, p. 58 et 59).

Les projets PACES sont réalisés à l'échelle régionale et ne peuvent remplacer les études hydrogéologiques à l'échelle locale requises pour résoudre des enjeux spécifiques tels que l'approvisionnement en eau (PR3.6.2, p. 55 et 56). À cet égard, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* prévoit qu'une caractérisation initiale comprenant une étude hydrogéologique doit être effectuée préalablement à tout forage de puits gazier afin de définir le contexte hydrogéologique du territoire (topographie, stratigraphie, direction de l'écoulement et vulnérabilité des eaux souterraines, liens entre celles-ci et les eaux de surface). Cette caractérisation, réalisée à l'échelle locale, viendrait compléter les connaissances acquises par l'entremise des projets PACES.

La caractérisation prévue au Règlement doit couvrir un rayon minimal de 2 km hors des limites d'un site de forage ou, si la portée des forages est de plus de 2 km, une distance égale à la longueur horizontale des puits. La caractérisation doit comprendre un inventaire des prélèvements d'eau destinés à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire et une analyse de la qualité de l'eau. Elle doit également permettre d'évaluer les impacts d'une éventuelle contamination.

- *La commission d'enquête constate qu'une proportion importante de la population des basses-terres du Saint-Laurent s'approvisionne en eau potable dans des puits privés.*

- *La commission d'enquête constate que, bien que l'évaluation environnementale stratégique ait considéré que l'eau souterraine ne serait pas utilisée pour satisfaire les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste, elle a été utilisée à quelques reprises lors des forages exploratoires effectués de 2006 à 2010.*

- *La commission d'enquête constate qu'une fois achevés, les projets du programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines (PACES) constitueront une base de connaissances, à l'échelle régionale, sur l'environnement hydrogéologique de l'ensemble du territoire visé pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que la caractérisation initiale prévue à l'article 37 du* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *apportera des connaissances sur l'environnement hydrogéologique à l'échelle locale, autour de la plateforme, dans un rayon couvrant la longueur des puits horizontaux. La distance couverte par la caractérisation, minimalement de 2 km, pourrait être augmentée jusqu'à la longueur horizontale des puits gaziers, si celle-ci dépassait 2 km.*

Un cas particulier : les eaux saumâtres en Montérégie

Dans le cadre des projets PACES, une caractérisation géochimique des eaux souterraines de la région Montérégie-Est a été effectuée[12]. Une partie des bassins versants des rivières Richelieu et Yamaska, au nord du mont Saint-Hilaire et de la ville de Saint-Hyacinthe, jusqu'au fleuve Saint-Laurent, est caractérisée par une eau souterraine à salinité élevée. L'eau y est saumâtre (de 1 000 mg/l à 5 000 mg/l de solides dissous totaux) ou salée (> 5 000 mg/l). L'étude définit un secteur de 2 200 km^2, soit le quart de la Montérégie-Est (figure 11), où l'eau souterraine est très peu utilisée comme source d'approvisionnement en eau potable. Le territoire est desservi par des réseaux d'aqueduc alimentés à partir des eaux de surface. Ces réseaux alimenteraient même les zones rurales et les agriculteurs (Beaudry *et al.,* 2011, p. 11 à 15).

Les eaux saumâtres et salées de cette région trouveraient leur origine dans l'invasion par la mer de Champlain et seraient, avec le temps, progressivement diluées par la recharge des aquifères. Au sud de la zone d'eau saumâtre, la répartition de la salinité n'est pas uniforme. La salinité augmente du piémont des Appalaches vers le fleuve Saint-Laurent, ce qui correspond au sens d'écoulement régional des eaux souterraines. Les valeurs de salinité y sont parfois supérieures et parfois inférieures au critère de 4 000 mg/l du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*, qui définit la base d'un aquifère. Des variations locales importantes peuvent être constatées sur de courtes distances (*ibid.,* p. 12 et 13). Comme le montre la figure 5, le shale d'Utica serait peu profond dans la région où se trouvent les eaux saumâtres. Compte tenu de l'hétérogénéité des conditions de salinité des aquifères régionaux et de la faible profondeur du shale d'Utica dans cette partie du territoire, la fracturation hydraulique pourrait y être réalisée à faible profondeur, même si l'aquifère était utilisé à des fins d'alimentation en eau potable à courte distance.

La Commission géologique du Canada considère que si l'eau souterraine est impropre à la consommation (par exemple, si elle est trop salée) et qu'elle ne constitue pas une ressource dont la dégradation ou la perte est préoccupante, elle pourrait servir à l'alimentation en eau de l'industrie du gaz de schiste sans créer de conflit avec d'autres usages (*ibid.,* sommaire et p. 17 ; M^{me} Christine Rivard, CGC, DT4, p. 86).

12. Le Système d'information hydrogéologique (SIH) du MDDELCC répertorie 27 228 puits dans la région, dont la densité maximale se situe entre Granby et Saint-Jean-sur-Richelieu et va en diminuant vers le fleuve Saint-Laurent et vers les Appalaches (Beaudry *et al*., 2011, p. 13).

- *La commission d'enquête constate qu'entre le piémont des Appalaches et le mont Saint-Hilaire et Saint-Hyacinthe, compte tenu des variations locales de la teneur en solides dissous totaux dans l'eau souterraine, l'article 40 du* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *pourrait ne pas s'appliquer. En conséquence, des activités de fracturation hydraulique pourraient être réalisées à une profondeur de moins de 600 m dans ce secteur.*

- *La commission d'enquête constate que la Commission géologique du Canada considère que l'eau souterraine pourrait être utilisée par l'industrie du gaz de schiste dans les secteurs où la salinité la rend impropre à l'alimentation en eau potable.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que, dans une optique de protection à long terme des ressources eau dans les basses-terres du Saint-Laurent, l'eau souterraine de la région Montérégie-Est devrait être protégée du risque de propagation des fissures issues de la fracturation hydraulique malgré sa salinité plus élevée. Par conséquent, aucune fracturation ne devrait être réalisée à moins de 600 m de profondeur sur l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que l'approvisionnement en eau de l'industrie du gaz de schiste à partir des eaux souterraines devrait être interdit en raison des volumes relativement limités des aquifères des basses-terres du Saint-Laurent et du fait qu'ils alimentent en eau potable une partie importante de la population de cette région.*

Les eaux de surface

Puisque les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent ne seraient pas assez productives pour fournir la quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique, l'ÉES a examiné les caractéristiques hydrologiques des cours d'eau dans les basses-terres du Saint-Laurent et leur capacité à fournir les volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste (PR3.1, p. 95 ; DB15, p. 13 ; PR3.6.1, p. 24 et PR3.6.3).

Huit bassins versants de la rive sud du Saint-Laurent surmontent le shale d'Utica. D'est en ouest, il s'agit des rivières Etchemin, Chaudière, du Chêne, Bécancour, Nicolet, Saint-François, Yamaska et Richelieu (figure 11). Le tableau 5 présente la superficie des bassins versants situés au-dessus du shale d'Utica, la superficie totale des bassins versants ainsi que les données de débits et de volumes des principales rivières situées à l'intérieur de ces bassins versants.

Il est à noter qu'une portion du corridor 1 est située sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent. Toutefois, les études réalisées dans le cadre de l'ÉES et portant sur la disponibilité de l'eau ne couvrent pas ce territoire.

Tableau 5 Les caractéristiques des bassins versants de la région d'étude

Nom du bassin versant	Superficies (km^2)		Débit (m^3/s)		Volume moyen à l'exutoire (millions de m^3/an)
	Au-dessus du shale d'Utica	Totale	Moyen (Q)	Étiages annuels ($Q_{2,7}$)	
Etchemin	120	1 463	27	2,99	1 078
Chaudière	413	6 689	115	9,37	4 291
Du Chêne	704	796	n.d.[1]	n.d.[1]	540
Bécancour	1 233	2 597	54	4,93	1 835
Nicolet	1 744	3 412	34	2,54	2 368
Saint-François	807	10 212	192	n.d.[2]	7 097
Yamaska	3 053	4 798	50	3,58	2 796
Richelieu	1 089	23 807	341	139,2	13 336
Total	**9 163**	**53 744**			**33 341**

Note 1 : Il n'y a pas de station hydrométrique dans le bassin versant de la rivière du Chêne.
Note 2 : Il n'y a pas de station hydrométrique sur la rivière Saint-François, dans les corridors de prospection.

Source : adapté de PR3.6.3, p. 12 et 21, PR3.7.5, p. 28, 36 et 43 et DB35.2.

Toutes les rivières énumérées dans le tableau 5 se déversent dans le fleuve Saint-Laurent. Les eaux des rivières Nicolet, Richelieu, Saint-François et Yamaska font partie du bassin du fleuve Saint-Laurent au sens de l'*Entente sur les ressources en eaux durables du bassin des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent,* alors que les autres en sont exclues. Les prélèvements en eau souterraine ou de surface à l'intérieur de ces bassins versants sont soumis aux règles de l'Entente, qui prévoient un retour dans le bassin du fleuve Saint-Laurent de l'eau puisée lorsqu'un prélèvement dépasse 379 m^3 par jour.

L'étude sur la disponibilité de l'eau dans les rivières des basses-terres du Saint-Laurent mentionne que l'industrie du gaz de schiste pourrait s'alimenter directement dans le fleuve Saint-Laurent, de façon à limiter les impacts de ses activités sur les cours d'eau (PR3.6.3, p. 26). Toutefois, les effets potentiels sur les autres usagers qui s'alimentent dans le fleuve et les effets sur les écosystèmes aquatiques ne sont pas documentés.

Les prélèvements en eau actuels

L'information recueillie en application du *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* a permis de dresser un portrait de l'utilisation de l'eau sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent (rive sud) pour l'année 2011. En plus d'exclure les prélèvements des secteurs agricole et piscicole[13], l'article 3 du Règlement

13. À l'exception des prélèvements des secteurs agricoles et piscicoles situés à l'intérieur du bassin du fleuve Saint-Laurent qui sont soumis à l'obligation de déclaration s'ils sont supérieurs à 75 m^3 par jour (RLRQ, c. Q-2, r.14, art. 3).

exclut les prélèvements non récurrents, qui font moins de 75 m^3 par jour ou qui sont effectués au moyen d'un puits privé pour un usage domestique. Ainsi, la grande majorité des prélèvements issus des particuliers dans les basses-terres du Saint-Laurent sont exclus du portrait présenté au tableau 6.

Tableau 6 Le volume d'eau prélevé (eau de surface et eau souterraine) par secteur d'activité et par bassin versant, en 2011

Nom du bassin versant	Volume d'eau prélevé (eau de surface et eau souterraine) (m^3/an)				
	Municipal	Fabrication de produits	Extraction de minerais	Autres[1]	Total[1]
Etchemin	4 333 993	31 933	357 749	510 916	5 234 590
Chaudière	18 407 641	2 172 477	1 611 702	8 513 495	30 705 315
Du Chêne	854 320	–[2]	–	–	854 320
Bécancour	4 737 524	207 914	463 549	19 255	5 428 242
Nicolet	16 271 113	13 418 000	6 360 724	135 872	36 185 709
Saint-François	56 579 711	62 360 509	7 482 483	612 598	127 035 301
Yamaska	38 479 815	2 372 949	1 452 177	14 072 766	56 377 707
Richelieu	55 159 420	4 501 257	5 219 053	747 110	65 626 840
Total	**194 823 537**	**85 065 039**	**22 947 437**	**24 612 012**	**327 448 024**

Note 1 : Excluant les données agricoles et piscicoles.
Note 2 : Données non disponibles ou inexistantes.

Source : adapté de PR3.6.3, tableau 5.1.

Le secteur municipal est celui qui requiert les plus grandes quantités d'eau. C'est le cas pour tous les bassins versants visés par un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste. Le bassin de la rivière Saint-François constitue l'exception, car l'industrie manufacturière y consomme une quantité d'eau légèrement plus élevée que celle consommée par le secteur municipal. Ce bassin présente les prélèvements totaux les plus élevés, soit le double de ceux des rivières Richelieu et Yamaska.

Les besoins en eau du secteur agricole

Une compilation de données recueillies dans le cadre d'une analyse de l'approvisionnement en eau du secteur agricole permet d'illustrer l'ordre de grandeur de ses besoins (tableau 7). Dans la région de la Chaudière-Appalaches, les prélèvements agricoles seraient du même ordre de grandeur que ceux destinés à l'approvisionnement municipal. Ils seraient bien inférieurs à ceux du Centre-du-Québec (bassins versants des rivières Bécancour, Nicolet et Saint-François) et de la Montérégie. À l'échelle de l'ensemble de la région d'étude, les besoins en eau du

secteur agricole augmenteraient de façon marquée les volumes d'eau totaux prélevés présentés dans le tableau 6.

Les productions bovines et porcines, à parts plus ou moins égales, représentent plus de 91 % des besoins en eau des productions animales dans les trois régions administratives. La majorité de cette eau proviendrait des puits de ferme. L'irrigation mobilise 90 % de l'eau utilisée pour la production végétale en Montérégie, comme en Chaudière-Appalaches, mais les sources d'approvisionnement seraient variables. En Montérégie, 26 % de l'eau proviendrait des puits de ferme ou de l'aqueduc, 24 % de rivières ou de lacs et 44 % d'étangs de ferme. En Chaudière-Appalaches, 56 % de l'eau proviendrait de lacs ou de rivières et 21 % d'étangs de ferme. Dans le Centre-du-Québec, la culture de la canneberge utilise plus de 80 % de l'eau destinée à la production végétale, laquelle provient des eaux de surface (BPR, 2003, p. 18 à 24).

Tableau 7 Les besoins en eau par secteur agricole et par région administrative (m3/an)

Région administrative	Production végétale	Production animale	Production aquicole	Total
Chaudière-Appalaches	1 894 066	12 203 935	7 079 306	21 177 308
Centre-du-Québec	8 855 793	8 171 003	1 453 240	18 480 037
Montérégie	14 558 580	13 741 466	2 586 171	30 886 217
Total des trois régions	**25 308 439**	**34 116 304**	**11 118 717**	**70 543 562**

Source : adapté de BPR, 2003, p. 14.

- *La commission d'enquête constate que les besoins en eau des secteurs agricole et piscicole représentent une part importante des besoins en eau dans les basses-terres du Saint-Laurent.*

- *La commission d'enquête note que les besoins en eau des usagers actuels sont sous-évalués, puisqu'ils n'incluent pas les secteurs agricole et piscicole ni les prélèvements des puits privés, qui sont nombreux sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que, sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent, les besoins en eau des secteurs agricole et piscicole devraient être considérés comme étant prioritaires par rapport aux besoins en eau de l'industrie gazière.*

La capacité du milieu à répondre aux besoins de l'industrie

Les besoins en eau de l'industrie seraient de 21 710 m^3 pour les 13 étapes de fracturation d'un puits horizontal de 1 600 m (PR3.6.1, p. 20)[14]. Le tableau 8 présente les besoins en eau annuels maximum établis pour les scénarios de développement en fonction de cette estimation de la quantité d'eau requise par puits et du nombre maximal de puits fracturés dans une année. Ce volume d'eau annuel ne tient pas compte d'un recyclage éventuel de l'eau de reflux des puits fracturés.

Tableau 8 Les volumes d'eau annuels maximums requis selon les scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste

Scénarios de développement	Année	Nombre maximal de puits fracturés	Volume d'eau requis (m^3/année)
Scénario 3 : Petite échelle (1 000 puits)	2019	349	7 576 790
Scénario 4 : Moyenne échelle (3 600 puits)	2022	1 097	23 815 870
Scénario 5 : Grande échelle (9 000 puits)	2024	2 101	45 612 710

Source : adapté de PR3.6.1, tableau 2.2 et tableau 2.3.

Les volumes d'eau annuels maximaux requis pour les scénarios 3 et 5, soit 7 576 790 m^3 en 2019 et 45 612 710 m^3 en 2024, ne dépasseraient pas les prélèvements des autres usagers dans les bassins versants, sauf dans ceux des rivières Bécancour et du Chêne pour le scénario 5. Le scénario 3 porte seulement sur le territoire situé à l'est de l'autoroute 55 plutôt que sur tout le territoire du corridor 2, comme présumé dans l'étude de l'ÉES sur les cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent. Ainsi, les besoins en eau du scénario 3, en 2019, excéderaient, eux aussi, les prélèvements faits par les autres usagers dans les bassins versants des rivières Bécancour et du Chêne, et ce, même sans tenir compte des prélèvements des secteurs agricole et piscicole et des prélèvements effectués dans des puits privés (tableau 6).

Cette appréciation des besoins en eau de l'industrie compare des volumes d'eau annuels requis sans tenir compte des priorités d'usage qui découlent de la *Loi sur l'eau* ni de la capacité de support des écosystèmes. La possibilité de faire des prélèvements dans les cours d'eau doit plutôt être examinée sous l'angle des débits de prélèvement de l'industrie aux fins de comparaison avec les débits disponibles dans les cours d'eau.

14. Rappelons que le Comité de l'ÉES proposait plutôt, pour un puits type, 15 étapes de fracturation pour 2 000 m d'extension horizontale, le tout nécessitant 25 050 m^3 d'eau (PR3.5.3, p. 8).

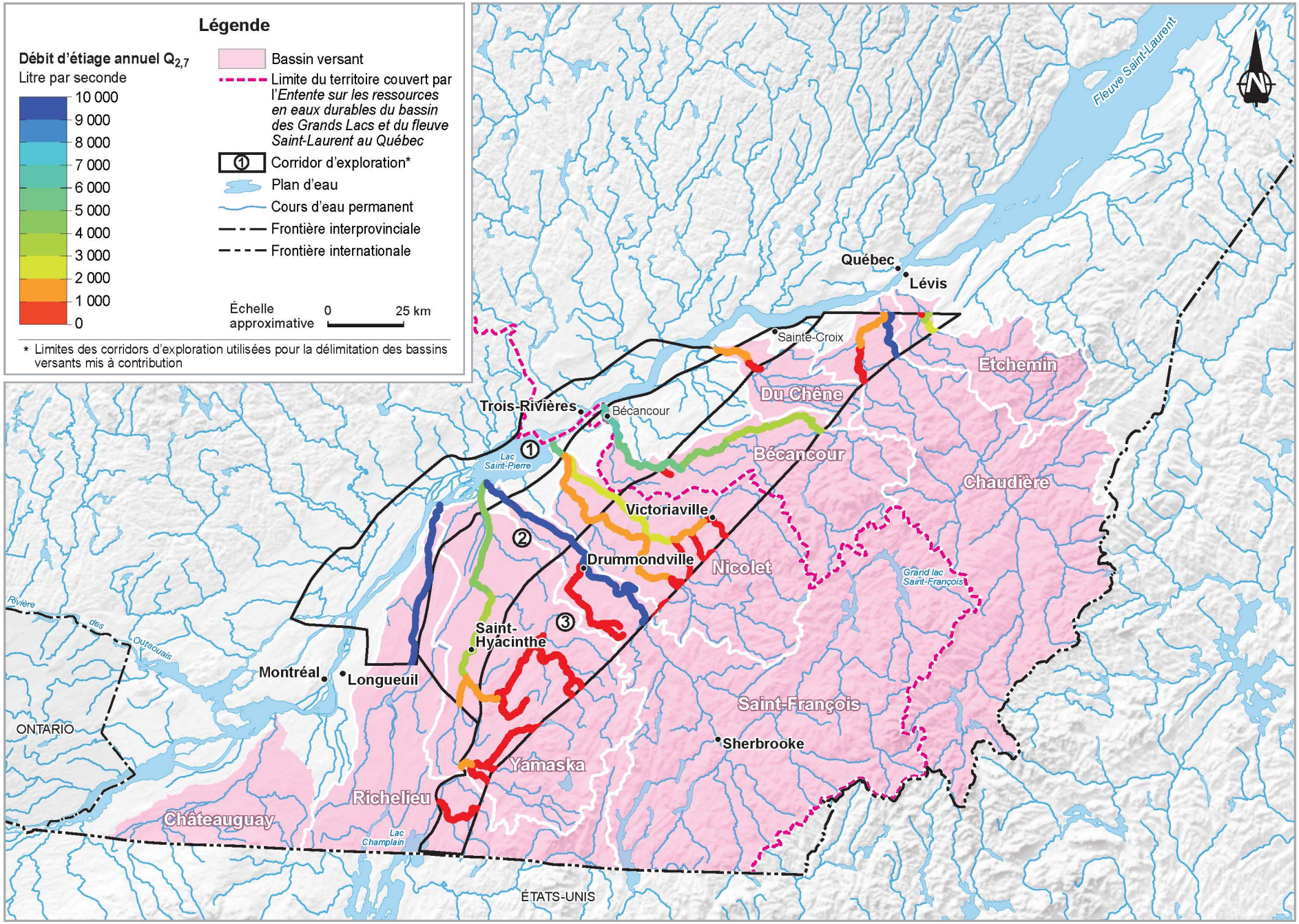
Les débits d'étiage des cours d'eau

Pour déterminer la quantité d'eau qui peut être prélevée dans un cours d'eau, le MDDELCC utilise le $Q_{2,7}$, un indicateur qui représente la plus petite moyenne de débit sur sept jours consécutifs, de récurrence deux ans, pendant une période d'étiage. Cette valeur varie selon la superficie du bassin versant drainée par le cours d'eau. Les périodes d'étiage peuvent survenir aussi bien en été qu'en hiver. Les débits sont d'ailleurs du même ordre, à quelques variantes près. Toutefois, c'est au cours de l'été et de l'automne que survient la grande majorité des conditions d'étiage les plus critiques de l'année pour ces régions. De plus, les projections à l'horizon 2050 indiquent qu'en raison des changements climatiques, ces étiages seraient fort probablement à la fois plus graves (diminution des $Q_{2,7}$ d'environ 10 à 18 %) et plus longs (de l'ordre de 20 à 40 jours de plus par année présentant un débit sous la valeur du $Q_{2,7}$ actuel) (PR3.6.3, p. 11 à 13). Pour limiter les impacts sur le milieu, l'ensemble des prélèvements, tous usages confondus, ne doit pas dépasser 20 % du $Q_{2,7}$ (DB35.3). Par conséquent, l'autorisation d'un nouveau prélèvement requiert la connaissance de ceux qui existent déjà.

Le nouveau régime d'autorisation mis en œuvre avec l'entrée en vigueur des articles 31.76 et 31.77 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (chapitre Q-2) édictés par l'article 19 de la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* utiliserait la notion de « débit réservé », plutôt que le débit d'étiage $Q_{2,7}$. Le débit réservé reflète autant les besoins en eau des usagers immédiats du cours d'eau que la capacité de support des écosystèmes et représenterait un seuil sous lequel le débit du cours d'eau ne devrait pas baisser. Selon le MDDELCC, ce nouveau régime reconnaît la nécessité de satisfaire en priorité les besoins de la population et de concilier ensuite les besoins des écosystèmes et des activités à caractère économique[15]. Pour être en mesure d'évaluer les impacts d'un nouveau prélèvement, qui fait l'objet d'une demande d'autorisation auprès du Ministère, il faut connaître les prélèvements cumulatifs existants et les besoins des écosystèmes (PR3.6.1, p. 31 et 32 ; DB35.3, p. 1). L'ÉES utilise le $Q_{2,7}$ annuel pour illustrer la « possible disponibilité » de la ressource en eau pour l'industrie, car ce paramètre était celui utilisé au moment de sa réalisation (PR3.6.3, p. iii). La figure 12 illustre les variations du débit d'étiage des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent.

15. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *La gestion des prélèvements d'eau* [en ligne (6 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/prelevements/index.htm].

Figure 12 La variation spatiale de la valeur du débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ le long des cours d'eau



Sources : adaptée de PR3.6.3, figures 1.1 et 3.3 ; BAPE, rapport 273, figure 1.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Les débits d'eau requis par l'industrie

Pour convertir les volumes d'eau requis par l'industrie en débits de prélèvement, une configuration de six puits par plateforme de forage a été retenue. La fracturation hydraulique serait faite en procédant un puits à la fois, à raison de deux fracturations par jour, soit six jours et demi par puits, pour une période totale d'environ 39 jours pour une plateforme complète. Durant cette période, un débit continu de 38,7 l/s, ou 3 343 m^3/jour, serait requis (PR3.6.3, p. 15 et 16). Étant donné la possibilité que plusieurs entreprises soient en activité en même temps dans un bassin versant donné, les auteurs ont aussi retenu un deuxième scénario de prélèvement d'eau pour lequel cinq plateformes s'approvisionneraient simultanément dans un bassin versant. Selon ce scénario, le débit requis serait de 193,5 l/s, ou 16 718 m^3/jour (PR3.6.3, p. 20). Par ailleurs, selon les scénarios de développement du CÉES, il est possible que le nombre de plateformes dans un bassin versant soit plus élevé que cinq.

En 2007, à titre comparatif, 45 % des stations municipales de production d'eau potable du Québec qui puisaient leur eau dans les eaux de surface sollicitaient un débit moyen inférieur à 2 000 m^3/jour. Vingt-et-un pour cent des stations prélevaient de 2 000 à 10 000 m^3/jour, tandis que 34 % des stations présentaient un débit moyen de prélèvement supérieur à 10 000 m^3/jour (MDDEP, 2008, p. 30).

- *La commission d'enquête constate que, selon les hypothèses de prélèvement d'eau retenues dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, la fracturation hydraulique impliquerait le prélèvement en cours d'eau de volumes importants, à débit constant et soutenu, sur des périodes de plusieurs semaines, voire de plusieurs mois.*

La réutilisation des eaux usées et l'entreposage

La capacité d'entreposer de l'eau près des puits gaziers projetés est limitée par la dimension des installations qu'il est possible de placer sur une plateforme de forage. Pour gérer son approvisionnement en eau, une entreprise opérant une plateforme de forage disposerait d'une ou deux installations d'entreposage offrant chacune une capacité de 4 500 m^3. L'ÉES a retenu une valeur conservatrice de 8 000 m^3 pour deux réservoirs présents sur une plateforme. Cela représente environ 6 % du volume total requis pour la fracturation hydraulique des six puits d'une plateforme. Cette réserve *in situ* offrirait une autonomie d'un peu moins de deux jours et demi. Selon l'étude, les opérations de fracturation devraient donc s'appuyer sur une gestion de cette capacité d'entreposage (PR3.6.3, p. 17).

Une autre solution consiste à recourir à des réservoirs ou à des bassins de plus grande capacité aménagés en dehors des plateformes de forage. Lors de sa mission en

Pennsylvanie, la commission d'enquête a constaté que cette approche requiert des réservoirs de grande superficie et des conduites les reliant aux puits. De tels réservoirs peuvent non seulement accueillir des prélèvements d'eau brute, mais ils peuvent également servir à entreposer les eaux usées en vue de leur réutilisation.

La réutilisation des eaux usées contribuerait à limiter les volumes de prélèvement. Toutefois, les eaux usées présenteraient des teneurs élevées en baryum, calcium, fer, manganèse et strontium susceptibles de nuire aux activités de l'industrie, notamment en formant des précipités susceptibles d'obstruer les fractures. La diminution de la concentration de ces composés serait donc nécessaire avant que les eaux usées soient réutilisées. Dans certains cas, elles seraient simplement mélangées avec de l'eau douce (PR3.6.1, p. 30).

Selon l'ÉES, les options de prélèvement seraient conjoncturelles et impossibles à généraliser dans le contexte d'une évaluation à grande échelle (PR3.6.3, p. 17). Par exemple, le projet type du CIRAIG prévoit une seule fracturation par jour, une plus longue durée des activités et une intensité des prélèvements moindre. Dans le rapport du BAPE relatif au développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec de 2011, deux débits de pompage étaient envisagés pour fournir l'eau nécessaire au forage et à la fracturation hydraulique : un débit réparti sur 24 heures et un autre réparti sur six heures par jour (BAPE, 2011, rapport n° 273, p. 101). Dans ce dernier cas (prélèvements répartis sur six heures par jour), l'intensité des prélèvements pourrait être plus élevée que celle prévue par les hypothèses de l'ÉES.

Enfin, il faut mentionner qu'environ 50 % de l'eau qui est injectée dans les puits au moment de la fracturation hydraulique ne remonte pas à la surface (PR3.6.1, p. 18). Cette part d'eau qui ne remonte pas peut demeurer en profondeur durant une période de temps très longue, en fonction des conditions hydrogéologiques observées dans les formations profondes.

- *La commission d'enquête constate que si les volumes d'eau requis pour procéder au forage et à la fracturation hydraulique sont assez bien connus, l'évaluation de l'intensité des prélèvements est plus incertaine et dépend de plusieurs facteurs, dont la possibilité de réutiliser les eaux usées et la capacité d'entreposer des réserves d'eau près des plateformes de forage.*

- *La commission d'enquête constate qu'une partie importante de l'eau injectée dans les puits lors de la fracturation hydraulique demeure dans les formations profondes et qu'elle pourrait ne pas revenir dans le cycle hydrologique avant longtemps.*

Les autres techniques de fracturation

La fracturation hydraulique est la technique de stimulation des puits d'hydrocarbures qui a été privilégiée jusqu'à maintenant par l'industrie, en raison de l'abondance de l'eau et de son faible coût. Il s'agirait aussi de la technique la mieux connue. D'autres techniques pourraient toutefois être utilisées, notamment parce qu'elles pourraient diminuer les impacts sur l'environnement, selon un rapport déposé en novembre 2013 à l'Assemblée nationale et au Sénat français par l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. Ce rapport décrit les avantages et les inconvénients de différentes techniques de stimulation de puits (Lenoir et Bataille, 2013, p. 15-16).

Les techniques de fracturation sont un domaine en évolution très rapide. La plupart présentent des limitations sur le plan de l'approvisionnement, de la sécurité ou des coûts ou sont encore en développement. La stimulation de puits au propane liquide ou gélifié, un usage ancien, a connu plusieurs évolutions successives et pourrait, dans certains types de gisements d'hydrocarbures, être plus productive que la stimulation par fracturation hydraulique. Le propane peut être utilisé sans additif et il est recyclable dans une proportion pouvant atteindre 95 %. Le procédé requiert également moins d'équipements. Par contre, il nécessite la manipulation de quantités importantes de propane inflammable (plusieurs centaines de tonnes). Cette pratique doit donc être encadrée de façon très stricte et présente des enjeux de sécurité importants pour les travailleurs et pour la population. Afin de prévenir les risques d'explosion, les compagnies doivent mettre en place diverses mesures de protection qui auraient pour conséquence d'augmenter la superficie des installations (talus et périmètres de sécurité) (*ibid.*, p. 20 à 23).

Une forme non inflammable de propane, l'heptafluoropropane, un gaz à effet de serre largement utilisé comme inhibiteur de combustion, serait en cours d'évaluation. Comme le propane, l'heptafluoropropane est onéreux. Pour que son utilisation soit économiquement rentable, il faudrait que son coût soit compensé par des gains de productivité et par des économies réalisées sur les additifs chimiques ou le transport. Les volumes requis, même s'ils sont de dix ou trente fois moindres que ceux de l'eau, demeurent importants (*ibid.*, p. 25).

La fracturation hydraulique est une activité de complétion de puits régie par le MERN. Le MDDELCC évalue donc les impacts environnementaux des projets qui lui sont soumis par l'industrie, sans exigence particulière sur le plan des technologies employées (M. Charles Lamontagne, DT5, p. 36). Le MERN n'a pas non plus d'exigences particulières quant aux techniques de complétion de puits. Il évalue les programmes de complétion présentés par les entreprises, lesquels doivent être certifiés

par un ingénieur. Les exigences du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* sont de respecter « les règles de l'art », sans imposer les technologies à utiliser (M. Renaud Patry, DT5, p. 37).

L'approche gouvernementale est axée sur l'utilisation de la fracturation hydraulique. Une large place lui est accordée dans l'ÉES, dans les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière et, dans une moindre mesure, dans le *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection*. L'eau serait encore la ressource la plus facilement accessible et la fracturation hydraulique, la technologie actuellement la mieux maîtrisée, si l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste devait redémarrer à court terme dans les basses-terres du Saint-Laurent. Les effets potentiels des autres techniques de stimulation de puits sur l'environnement n'ont pas été documentés dans le cadre de l'ÉES.

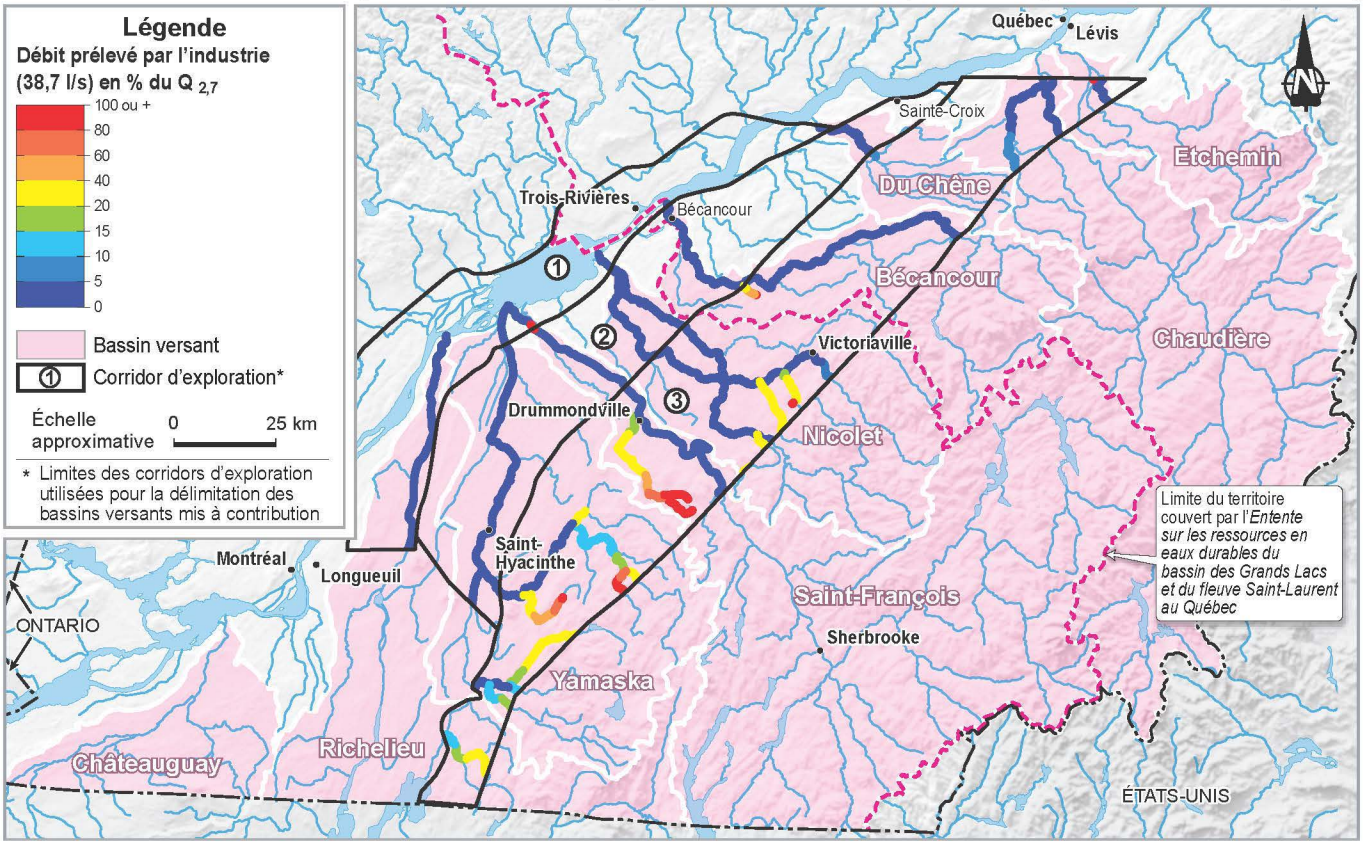
- *La commission d'enquête constate qu'à court terme, il est peu probable que d'autres techniques de stimulation de puits soient utilisées à la place de la fracturation hydraulique, advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.*

La capacité du milieu à fournir les débits requis

Les cartes suivantes (figures 13 et 14) illustrent les variations spatiales du ratio du débit prélevé par l'industrie sur le débit d'étiage $Q_{2,7}$ le long des principaux cours d'eau situés à l'intérieur des trois corridors ciblés par l'industrie. Les résultats sont présentés pour les deux débits de prélèvement analysés dans l'ÉES, soit 38,7 l/s pour une seule plateforme de forage en activité dans un bassin versant et 193,5 l/s pour cinq plateformes opérant simultanément sur le territoire du même bassin versant.

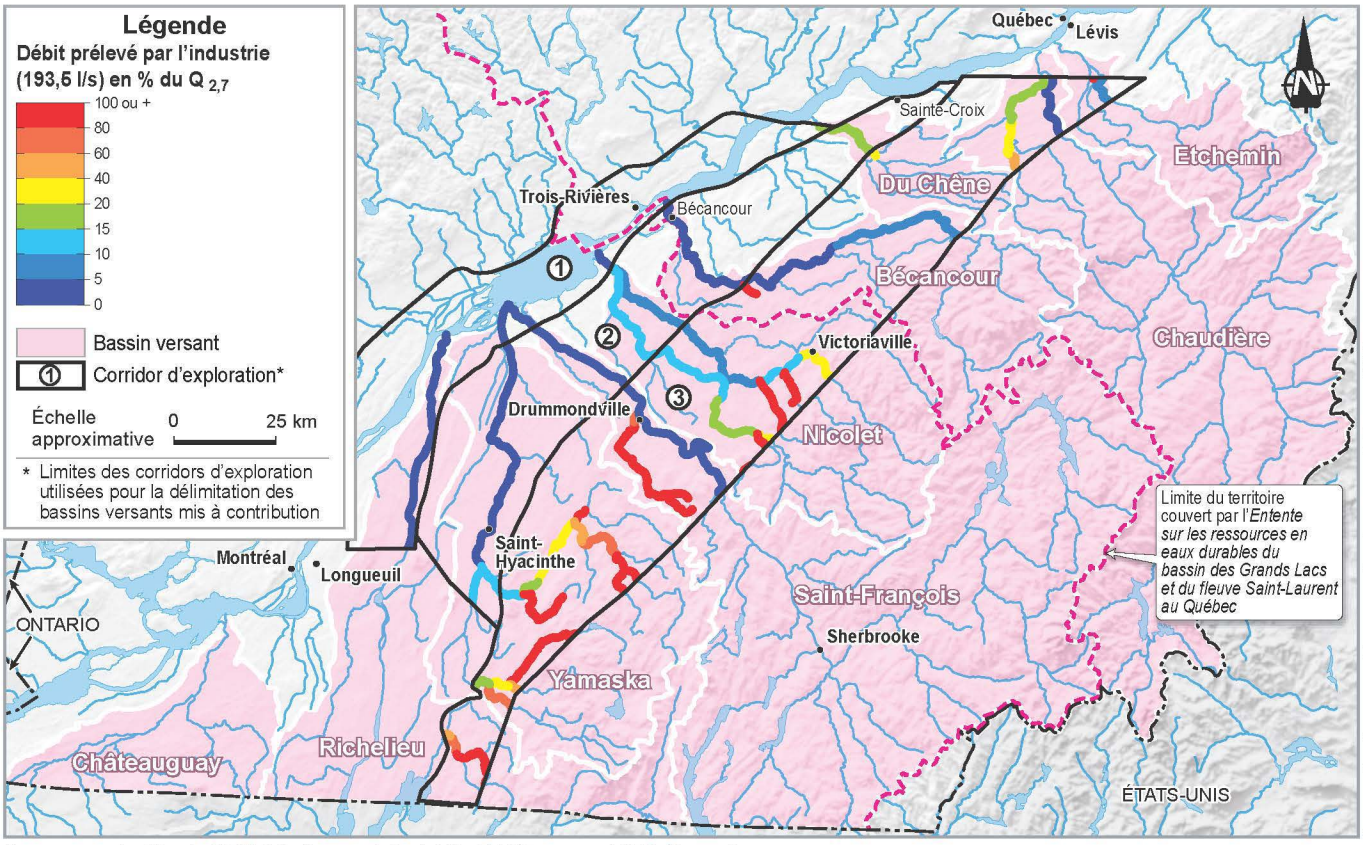
L'exercice permet d'identifier les tronçons des cours d'eau pour lesquels les prélèvements en eau de l'industrie s'approcheraient ou dépasseraient le critère de 20 % du débit d'étiage $Q_{2,7}$, soit la valeur au-dessus de laquelle aucun autre prélèvement ne devrait être autorisé. Dans le cas d'une seule plateforme en activité, le critère serait dépassé sur 15 % des tronçons examinés, principalement dans le corridor 3, en tête de bassin versant. Dans le cas de cinq plateformes, les prélèvements dépasseraient le critère pour 30 % des tronçons des cours d'eau, principalement dans le corridor 3. Étant donné que cette évaluation ne tient pas compte des prélèvements des autres usagers, l'étude de l'ÉES conclut qu'« on peut déduire facilement qu'une proportion supérieure à 30 % du linéaire de cours d'eau illustré n'aurait pas, selon ce critère, la capacité disponible pour accueillir cette sollicitation de 193,5 l/s de la part de l'industrie du gaz de [schiste] dans le territoire à l'étude » (PR3.6.3, p. 22 et 23).

Figure 13 Le ratio du débit prélevé par l'industrie du gaz de schiste sur le débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ avec une seule plateforme de forage par bassin versant (débit des prélèvements à 38,7 L/s)



Sources : adaptée de PR3.6.3, figures 1.1 et 4.1 ; BAPE, rapport 273, figure 1.

Figure 14 Le ratio du débit prélevé par l'industrie du gaz de schiste sur le débit d'étiage annuel $Q_{2,7}$ avec cinq plateformes de forage par bassin versant (débit des prélèvements à 193,5 L/s)



Sources : adaptée de PR3.6.3, figures 1.1 et 4.2 ; BAPE, rapport 273, figure 1.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

- *La commission d'enquête constate que l'évaluation de la capacité du milieu à fournir les débits d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique ne tient pas compte des besoins des autres usagers dans les cours d'eau qui pourraient être utilisés par l'industrie.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis que l'évaluation de la capacité du milieu à fournir les débits d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sous-estime la proportion des cours d'eau qui ne pourraient pas supporter les prélèvements de l'industrie.*

Rappelons que les trois scénarios retenus par le Comité de l'ÉES prévoient un déploiement rapide des puits, sur quelques années seulement. Dans le cas du scénario 3 (partie est du corridor 2), les rivières Bécancour et du Chêne seraient les principaux cours d'eau sollicités. Leurs bassins couvrent moins de 400 km^2 sur les 1 258 km^2 du territoire, lequel est parsemé, par ailleurs, de petits affluents du Saint-Laurent, de faible débit, qui n'ont pas été considérés dans l'ÉES. Le territoire du scénario 3 pourrait recevoir 116 plateformes de forage sur une période de deux ans (DQ5.1, p. 2 ; PR3.6.1, p. 23). Il y a lieu de penser qu'en période d'étiage, les cours d'eau de cette partie du territoire ne pourraient pas fournir l'eau nécessaire au déploiement de l'industrie au rythme prévu dans l'ÉES. Par ailleurs, plusieurs municipalités de la région du Centre-du-Québec s'approvisionneraient dans les eaux de surface (rivières Nicolet, Saint-François et Bécancour). Selon un rapport portant sur les questions d'approvisionnement en eau pour l'agriculture, préparé pour Agriculture et Agroalimentaire Canada, le seuil critique d'approvisionnement en eau à partir de la rivière Bécancour était déjà atteint, il y a dix ans, à certains endroits en période d'étiage (BPR, 2003, p. 55).

La commission note qu'avec cinq plateformes en activité dans un même secteur, les prélèvements représenteraient de 10 à 15 % du débit d'étiage pour certains tronçons des rivières Nicolet et Yamaska, et ce, sans considérer les prélèvements existants faits par les autres usagers. L'organisme de bassin versant de la rivière Yamaska fait d'ailleurs remarquer que, pour un territoire de près de 5 000 km2, le débit moyen de la rivière Yamaska est faible. Les étiages estivaux y sont sévères. Les débits peuvent être inférieurs à 5 m3/s, comme en font foi les débits enregistrés à Saint-Hyacinthe16. Des conflits d'usage et des pénuries sur le plan de l'approvisionnement municipal, notamment à Saint-Hyacinthe, seraient déjà observés durant l'été (DM73, p. 6 et 7). Par ailleurs, le bassin de la rivière Yamaska, en raison de sa superficie, recevrait le plus grand nombre de plateformes de forage (PR3.6.3, p. 21).

16. CENTRE D'EXPERTISE HYDRIQUE DU QUÉBEC (2014). Débits à la station 030345, à 1,8 km en aval du barrage à Saint-Hyacinthe [en ligne (15 août 2014) : www.cehq.gouv.qc.ca/suivihydro/graphique.asp?NoStation=030345].

En Montérégie, un secteur de plus de 2 000 km^2 (figure 10) est desservi par de grands réseaux d'aqueduc puisant dans les eaux de surface. Ces réseaux alimentent même les zones rurales et les agriculteurs. En raison des pénuries observées durant les mois de croissance de la végétation, de juin à août, l'eau serait un facteur limitant la production agricole (BPR, 2003, p. 52).

Avec le nouveau régime d'autorisation des prélèvements d'eau, les ponctions destinées à l'industrie du gaz de schiste ne pourraient pas être autorisées au détriment de l'alimentation en eau potable et des besoins des écosystèmes. Pour que soient évalués les impacts d'un nouveau prélèvement, qui fait l'objet d'une demande d'autorisation auprès du MDDELCC, la connaissance des prélèvements cumulatifs existants et des besoins des écosystèmes serait requise à chaque site de prélèvement du territoire. Cette information n'était pas entièrement connue au moment de l'audience publique. Selon la Direction des politiques de l'eau du MDDELCC, une évaluation ciblée devrait être réalisée au cas par cas et faite à partir de l'information détaillée au moment de la demande d'autorisation de prélèvement d'eau soumise au Ministère (DB35.3, p. 2).

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, des problèmes de disponibilité de l'eau surviendraient fort probablement dans les bassins versants des rivières du Chêne et Bécancour et possiblement dans d'autres bassins versants, une fois considérés les besoins en eau de tous les usagers ainsi que la capacité de support des écosystèmes.*

- *La commission d'enquête constate qu'en période d'étiage, mais plus particulièrement l'été, plusieurs cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent ne seraient pas en mesure de fournir les volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste sans que soit compromis l'approvisionnement en eau des autres usagers, particulièrement dans un contexte de changements climatiques.*

- *La commission d'enquête constate que pour déterminer si les ressources en eau d'un territoire sont suffisantes pour alimenter l'industrie du gaz de schiste, il serait nécessaire de connaître l'emplacement, la période, la durée et le volume des prélèvements d'eau ainsi que le débit réservé des cours d'eau éventuellement mis à contribution.*

Le Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ) exploite un réseau d'environ 230 stations hydrométriques. Les données de plus de 205 d'entre elles peuvent être consultées sur le site Web du Ministère[1]. Pour les basses-terres de la rive sud du Saint-Saint-Laurent, la densité des stations est plus élevée en tête de bassin, notamment dans le piémont des Appalaches, que dans les corridors définis pour l'exploitation du

1. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Le réseau hydrométrique québécois* [en ligne (15 août 2014) : www.cehq.gouv.qc.ca/hydrometrie/reseau/index.htm].

gaz de schiste. En 2011, le rapport du BAPE sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec recommandait que le réseau de surveillance des débits soit adapté de façon à assurer une gestion appropriée des prélèvements d'eau (BAPE, 2011, rapport n° 273, p. 103). Peu de changements ont toutefois été apportés depuis (DQ25.1, p. 1 et 2).

Par ailleurs, le *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* prévoit, à moins qu'une autorisation délivrée par le gouvernement ou par le ministre n'en dispose autrement, qu'un équipement de mesure doit être installé le plus près possible d'un site de prélèvement. Le Règlement prévoit également un éventail de dispositions pour assurer l'exactitude de la mesure (art. 11 à 15). Les technologies de surveillance des débits devraient permettre le suivi en temps réel des prélèvements durant les périodes de restriction. La commission a pu constater que de tels équipements étaient utilisés en Pennsylvanie lors de sa mission en juillet 2014.

- *La commission d'enquête constate que le* Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau *prévoit des dispositions pour assurer le suivi et la gestion des prélèvements d'eau, advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'avant d'autoriser le prélèvement des volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait acquérir une connaissance suffisante des prélèvements existants et des besoins des écosystèmes.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'avant d'autoriser le prélèvement des volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait s'assurer de connaître les conditions critiques d'étiage des cours d'eau et adapter le réseau hydrométrique à cette fin.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger des entreprises un suivi en temps réel des prélèvements dans les cours d'eau de façon à en assurer une gestion adéquate, dans le respect de la primauté des besoins des écosystèmes, de l'approvisionnement en eau potable et des besoins des secteurs agricole et piscicole.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait prévoir l'arrêt des prélèvements en eau de l'industrie en période d'étiage sévère.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation de leurs besoins en eau (débits, localisation, période de l'année, durée, etc.) et des impacts de ces prélèvements sur les autres utilisateurs de la ressource eau au moment de la demande de certificat d'autorisation.*

3.3 La protection de la ressource eau

Une large part de l'eau du territoire visé par l'industrie du gaz de schiste sert à l'alimentation en eau potable de la population. Elle utilise l'eau souterraine, souvent à partir de puits individuels, ou l'eau de surface, notamment par les réseaux de distribution municipaux. S'il est généralement admis que les eaux souterraines sont de bonne qualité et qu'elles n'ont pas, ou peu, besoin d'être traitées, il en est autrement des eaux de surface, qui doivent faire l'objet d'un traitement avant d'être distribuées (MDDEP, 2008, p. 1).

L'arrivée d'une nouvelle industrie, dont les activités couvriraient l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent, constituerait un défi en ce qui a trait à la protection de l'eau. Le transport, la manipulation et l'entreposage des produits de forage et de fracturation et des eaux usées pourraient causer des accidents et des déversements susceptibles de contaminer les eaux de surface ou souterraines. Une augmentation de la turbidité dans les eaux de surface pourrait aussi résulter de la préparation des sites et des routes. En ce qui a trait au sous-sol, étant donné la présence de fractures, de failles et d'anciens puits, des études ont été réalisées, ou sont en cours de réalisation, pour tenter d'évaluer la possibilité que des fluides injectés dans les puits, ou des gaz, puissent migrer depuis les profondeurs des shales gaziers jusqu'aux aquifères près de la surface (PR3.1, p. 110 à 112).

Plusieurs études de l'ÉES ont été consacrées à l'acquisition de connaissances relativement à ces enjeux. Elles alimentent l'analyse de la commission dans les sections suivantes.

Les intrants de forage et de fracturation et le risque de contamination

L'enjeu de la divulgation des produits utilisés pour les forages et la fracturation préoccupe de nombreux citoyens et organismes. Depuis 2011, des modifications réglementaires ont été apportées, notamment celles découlant de l'application du *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers*. Elles ont permis au MDDELCC d'obtenir l'information sur les produits utilisés par l'industrie et de réaliser

des études sur les contaminants susceptibles de se retrouver dans l'environnement. Afin de préparer l'encadrement d'un éventuel déploiement de l'industrie, en particulier le traitement des eaux usées, les travaux de l'ÉES ont porté sur la caractérisation des intrants de fracturation et de forage et sur la transformation de ces intrants qui, une fois injectés dans les puits, réagissent entre eux et avec les formations géologiques (DB19, p. 14 ; M^{me} Sylvie Cloutier, MDDELCC, DT5, p. 12 et 13).

En ce qui a trait aux intrants de fracturation, les études ont démontré que les entreprises gazières ont utilisé 62 composés chimiques différents dans l'un ou l'autre des 18 puits fracturés de 2006 à 2010. Aux États-Unis, des centaines de produits auraient été utilisés, mais la liste des intrants ne cesserait de raccourcir et les produits évalués par le MDDELCC seraient représentatifs de ceux utilisés par l'industrie. Une des sources de confusion au sujet du nombre d'intrants utilisés pour la fracturation hydraulique résiderait dans le fait que des produits comparables portent des appellations différentes, selon les fabricants (PR3.6.7, p. 20 et 21 ; M^{me} Isabelle Guay, MDDELCC, DT5, p. 112 et 113).

Sur les 62 composés recensés, 54 ont pu être évalués au regard du danger intrinsèque qu'ils représentent pour la faune et la flore aquatiques. Les intrants et les solutions de préfracturation apparaissent comme étant très toxiques avant leur utilisation, particulièrement en ce qui concerne l'acide chlorhydrique. Toutefois, une fois injectés dans les puits, ces produits sont dilués et subissent des transformations. L'ÉES souligne qu'au final, la plupart des composés seraient relativement peu toxiques, non bioaccumulables et fortement dégradables. Quelques composés seraient toutefois plus préoccupants et mériteraient une attention particulière :

– trois composés présentant un potentiel de persistance, de bioaccumulation et de toxicité : le solvant naphta aromatique lourd (agent anticorrosion et acidifiant), l'octaméthylcyclotétrasiloxane (anti-émulsifiant) et le chlorure d'ammonium triméthylique d'octadécyle (surfactant cationique, agent anticorrosion et émulsifiant) ;

– un composé présentant un potentiel de bioaccumulation dans les organismes aquatiques et de persistance dans l'environnement : les distillats de pétrole C_9-C_{16} ;

– un composé présentant un potentiel de toxicité et de persistance dans l'environnement : le 1,2,4-triméthylbenzène (PR3.6.7, p. 4).

L'article 42 du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* statue que le fluide injecté lors d'une opération de fracturation ne peut contenir un surfactant à base

d'alkylphénol éthoxylé[1] ni aucune substance déterminée persistante ou bioaccumulable au sens du *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* (DORS/2000-107) adopté en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (L.C. 1999, ch. 33)*. Cette exigence ne réfère pas simplement à une liste de substances décrétées persistantes et bioaccumulables. Elle englobe toute substance qui satisferait les critères du règlement fédéral. La formulation de l'article 42 implique qu'il revient au responsable de l'opération de fracturation de s'assurer que les substances qu'il entend utiliser ne sont pas persistantes ou bioaccumulables selon ces critères (DQ36.1, p. 1 et 2). Dans ses lignes directrices provisoires, le MDDELCC ajoute que les substances dont les caractéristiques montreraient un potentiel de persistance et de bioaccumulation pourraient faire l'objet d'une demande de remplacement. De manière générale, le choix des produits utilisés devrait se porter sur ceux qui répondraient aux besoins techniques de l'opération, tout en minimisant l'impact environnemental (MDDELCC, 2014a, p. 21). En vertu de l'article 43, l'entreprise est tenue de fournir au ministre, 30 jours avant le début d'une opération de fracturation, le programme de fracturation envisagé, y compris la liste détaillée des intrants de forage et de fracturation.

- *La commission d'enquête constate que, sur la base des données dont il dispose, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques estime que la plupart des intrants utilisés pour la fracturation hydraulique seraient, une fois dilués dans l'eau de fracturation, peu toxiques, non bioaccumulables et fortement dégradables.*

- *La commission d'enquête constate que le* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *interdit l'utilisation, dans le fluide de fracturation, de toute substance pouvant être déterminée comme étant persistante ou bioaccumulable au sens du* Règlement sur la persistance et la bioaccumulation *(DORS/2000-107), et qu'il revient aux entreprises gazières de s'assurer que les intrants qu'elles entendent utiliser ne sont ni persistants, ni bioaccumulables.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que les entreprises gazières documentent les intrants de forage et de fracturation qu'elles entendent utiliser et qu'elles en évaluent les impacts potentiels sur l'environnement dans le cadre de leur demande de certificat d'autorisation.*

1. Les alkylphénols polyéthoxylés seraient maintenant proscrits en raison de leur capacité à produire des perturbations du système endocrinien (PR3.6.7, p. 22).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait, en vertu du principe de prévention, interdire les additifs dont on ne connaît pas les effets sur l'environnement, sur le plan de la toxicité, de la persistance et de la bioaccumulation.*

Le risque de déversement et de contamination

Selon l'étude des risques de l'ÉES, des déversements peuvent survenir à la suite de la rupture ou du débordement de bassins de rétention, de bris de tuyauteries, de vandalisme, de défaillances au moment des opérations de forage, d'éruptions accidentelles ou de toute autre opération inappropriée. Les conséquences de ces déversements sur les eaux de surface sont fonction de la topographie locale et de la distance par rapport aux plans d'eau (étangs, ruisseaux, rivières, etc.) (PR3.6.6.1, p. 36). Quant aux eaux souterraines, l'indice de vulnérabilité DRASTIC permet d'évaluer le risque qu'un éventuel déversement puisse les atteindre. Plus cet indice est élevé, plus le risque est grand.

Dans le cadre du programme d'inspection des puits gaziers du MDDELCC, implanté en 2010, donc vers la fin de la période de forage et de fracturation des 29 puits, 306 inspections ont été effectuées par les directions régionales (en date du 30 juin 2013). Lors de ces inspections, le MDDELCC n'a pas relevé d'indices de fuites de fluides de fracturation ou de boues de forage, ni de déversements de ces matières lors de leur manipulation ou de leur transport. Cependant, les inspections ont révélé la présence de petites taches de sols contaminés probablement attribuables à la manipulation des câbles dits « slick line »[2]. Le Ministère aurait obtenu des entreprises gazières les preuves de l'élimination de ces matières (PR3.6.6, p. 6).

Un seul événement a été répertorié en dehors du programme d'inspection systématique du MDDELCC. Il s'agit d'un déversement d'environ 100 l d'huile survenu à la suite du bris d'une conduite hydraulique lors de l'installation de la tour de forage. Environ la moitié de l'huile a été captée par le revêtement imperméable installé sous la foreuse et les matelas absorbants ont été utilisés pour capter les fluides restants. Ces derniers ont été éliminés conformément au *Règlement sur les matières dangereuses* (*id.*).

2. Câble en acier monobrin servant à la manœuvre d'outils dans un puits. GOUVERNEMENT DU CANADA (2014). *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve.* DORS/2009-316 [en ligne (14 mai 2014) : laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2009-316/TexteComplet.html].

L'analyse des accidents environnementaux survenus au Québec est toutefois limitée par le faible nombre de forages et de fracturations réalisés entre le début du programme, en 2010, et l'arrêt des activités d'exploration du gaz de schiste, au début de 2011.

Dans le cas de la Pennsylvanie, une étude montre que la majorité des déversements répertoriés représentaient de faibles quantités de fluides de nature variable. La quantité moyenne de fluide déversée étant d'environ 666 l, le carburant diésel utilisé pour les équipements étant l'objet de la plupart des déversements. Les autres incluent les boues de forage, les fluides de production, l'acide chlorhydrique, les surfactants (*drilling soap*), l'eau de reflux, l'eau douce et les agents réducteurs de friction. Bien que le nombre d'événements par puits par année puisse apparaître faible, le très grand nombre de puits nécessaires à l'exploitation de la ressource ainsi que les grands volumes d'eau et de produits chimiques utilisés contribueraient à l'accroissement du risque (PR3.6.6.1, p. 44 et 47).

Un déversement serait toutefois plus facile à contenir dans les basses-terres du Saint-Laurent que sur les collines de la Pennsylvanie, favorables au ruissellement. Notons que les données sur les déversements et les autres accidents de contamination d'un champ gazier sont difficilement transposables à un autre champ gazier compte tenu des différences géologiques et réglementaires. Par ailleurs, les risques pourraient être réduits si la présence de moyens de confinement était assurée (*ibid.*, p. 36 et 37).

À cet égard, dans ses lignes directrices provisoires, le MDDELCC a établi une panoplie de mesures d'aménagement de la plateforme de forage et de son étanchéité, qu'il s'agisse des réservoirs, des zones de confinement secondaires dans lesquelles ces réservoirs sont situés, ou encore des systèmes de contention des fuites.

Au moment de la construction, des règles générales d'aménagement visent à éviter les pentes fortes et à minimiser les surfaces mises à nu pour réduire l'érosion. Elles visent aussi à minimiser la charge de matières en suspension dans l'eau de ruissellement par l'usage de méthodes de recouvrement des sites et des voies d'accès, par la construction de bassins de sédimentation, par l'aménagement de fossés de part et d'autre des chemins, de même que par la stabilisation des talus et des bandes riveraines. (MDDELCC, 2014b, p. 10 et 11).

Les lignes directrices n'énoncent pas d'exigences pour l'aménagement de la plateforme dans son ensemble. L'entreprise doit néanmoins déterminer, pour chaque étape de l'exploration, les aires à risque élevé de contamination (équipement d'entreposage et de manutention des produits chimiques et pétroliers, foreuse, équipement de complétion, de fracturation, etc.) et proposer les mesures appropriées de protection des sols. Les lignes directrices présentent en détail un exemple de système de contention des fuites. Celui proposé est constitué d'une géomembrane

protégée au-dessus et en dessous par un géotextile et recouverte de matériau granulaire. L'entreprise pourrait proposer un autre système en démontrant qu'il est équivalent (*ibid.*, p. 11 et 14).

En ce qui a trait aux eaux usées gazières, le MDDELCC privilégie l'usage de réservoirs hors sol et fermés, surtout si ces eaux présentent des caractéristiques de matières dangereuses, et ce, bien qu'aucune exigence réglementaire n'existe actuellement. Les eaux usées peuvent aussi être conservées dans des bassins excavés, en remblai ou hors sol, pourvus d'une assise étanche similaire à celle du système de contention des fuites. Tous les réservoirs contenant des eaux usées doivent être situés dans des enceintes de confinement secondaire, dont la conception permet la détection des fuites et un pompage rapide vers un réservoir fermé. Les enceintes de confinement secondaire doivent être constituées d'un géocomposite bentonitique recouvert d'une géomembrane de type PEHD, le tout protégé par un géotextile et un matériau granulaire. Cette enceinte est considérée comme faisant partie du système étanche de contention des fuites si ses joints sont étanches et soudés, sinon elle doit reposer sur un tel système. Les bassins d'entreposage des eaux usées de même que les systèmes de contention des fuites ne doivent pas être accessibles à la faune jusqu'à leur fermeture définitive (*ibid.*, p. 13 à 15).

Aux États-Unis, l'industrie du gaz de schiste utiliserait les bassins de rétention pour décanter les solides grossiers et pour récupérer les phases flottantes des hydrocarbures, des huiles et des graisses (PR3.6.16, p. 3). Lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission a constaté que les réservoirs installés sur les plateformes étaient des réservoirs fermés de petite dimension (de type semi-remorque) et que la gestion des grands volumes d'eau brute et d'eaux usées se faisait dans des bassins de grande superficie (supérieure à celle des plateformes), aménagés hors plateforme, et selon des exigences similaires à celles des lignes directrices.

Les boues et les déblais de forage doivent être entreposés dans des structures étanches, tout en tenant compte des contraintes supplémentaires pouvant s'appliquer en vertu du *Règlement sur les matières dangereuses*. Si ces boues et ces déblais étaient considérés comme des matières dangereuses, leur entreposage en bassin ouvert ou en lagune ne serait pas autorisé (MDDELCC, 2014b, p. 14).

Les eaux de précipitation qui ruissellent sur le site doivent être captées et acheminées vers un ouvrage de rétention permettant leur utilisation à d'autres fins et leur contrôle. Un traitement de ces eaux est requis si les résultats de suivi dépassent les critères de rejet établis. Les eaux de ruissellement des aires à risque élevé de contamination doivent être drainées ou pompées vers une structure recueillant les eaux usées gazières ou

pétrolières. Le fossé de drainage ceinturant la plateforme doit être aménagé de façon à ne pas recueillir les eaux de ruissellement provenant de l'extérieur (*ibid.*, p. 12 et 13).

- *La commission d'enquête constate que les mesures visant à assurer l'étanchéité des plateformes de forage énoncées dans les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ont pour objectif d'empêcher que les eaux et les fluides utilisés ou générés sur le site n'entrent en contact avec les eaux de surface et les sols.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les dispositions à l'égard de l'aménagement des lieux de forage devraient viser l'étanchéité de l'ensemble de la plateforme et être définies dans un nouveau cadre légal applicable à l'industrie du gaz de schiste.*

3.4 Le risque de contamination associé aux eaux usées gazières

Les eaux usées gazières sont composées des eaux de forage et des eaux de reflux de la fracturation. Ces eaux de reflux sont une combinaison des eaux de fracturation et des eaux de formation, c'est-à-dire celles qui étaient déjà présentes dans les pores et les fissures de la roche avant la fracturation. Les liquides injectés dans les puits subissent des transformations au moment de leur utilisation. Des sous-produits peuvent se former dans les mélanges injectés et des composants peuvent être libérés du shale. Les deux peuvent conférer une certaine toxicité aux eaux de reflux. Ce sont des processus complexes et empreints d'incertitude (PR3.6.7, p. 40). Les volumes en cause sont importants et la façon dont ces eaux usées seraient gérées est un enjeu majeur du déploiement de la filière. L'incertitude relative à la composition de ces eaux ne serait pas propre au Québec, mais caractériserait l'ensemble de l'industrie qui, à cet égard, en serait à ses débuts (CAC, 2014, p. 193 et 194).

L'étude de l'évolution des intrants s'est faite par étape. La première consistait en une étude théorique des mécanismes de réaction possibles pour des conditions de fracturation connues. Parallèlement à celle-ci, deux études de laboratoire soumettaient des échantillons de shale des corridors 1 et 2 à diverses solutions de nettoyage ou de fracturation. La première reproduisait les conditions de pression et de température qui prévalent au moment d'une fracturation hydraulique. Dans la seconde, les échantillons étaient mis en contact avec des solutions simulant le nettoyage acide du puits, la fracturation ou encore des conditions oxydantes pour évaluer les métaux extractibles. Selon cette étude, certains composés méritent une attention particulière et des suivis dans les eaux de reflux : le phosphore total, les solides dissous totaux, les chlorures, les fluorures, les cations, le fer, le manganèse et les métaux, en particulier le baryum.

Par souci de précaution, bien que l'activité radioactive mesurée soit du même ordre de grandeur ou inférieure à celle mesurée dans l'eau de pluie, l'uranium et le thorium devraient également faire l'objet d'un suivi, selon le MDDELCC (PR3.6.7, p. 3).

Le MDDELCC a complété sa revue par une analyse des eaux usées gazières résultant des activités de l'industrie au Québec, qu'il a comparées à des données en provenance du shale de Marcellus, en Pennsylvanie. Les données québécoises sont disparates et les renseignements transmis au Ministère contenaient peu de précisions sur les 40 échantillons et sur la manière dont ils avaient été prélevés. La majorité des échantillons avaient été prélevés dans les bassins de rétention de dix-huit puits appartenant à cinq compagnies gazières. Ces échantillons regroupent les eaux de forage et les eaux de reflux de la fracturation, aucune distinction n'ayant pu être faite entre ces deux types d'eau (PR3.6.12, p. 4 ; PR3.6.7, p. 49 et 50).

Ces eaux parfois réutilisées, parfois diluées par les précipitations et sédimentées dans les bassins, ne sont représentatives ni des produits ni des volumes qui seraient à traiter en cas de développement de l'industrie. Les concentrations mesurées y seraient sous-estimées, parfois fortement (PR3.6.7, p. 52 et 58). À part la géologie (tous les shales n'étant pas susceptibles de libérer les mêmes composés lorsqu'ils sont en contact avec les intrants de forage ou de fracturation), cela pourrait expliquer pourquoi les concentrations observées au Québec sont systématiquement inférieures à celles du shale de Marcellus. La réutilisation des eaux aux États-Unis contribuerait aussi à y concentrer les contaminants (M^{me} Sylvie Cloutier et M^{me} Isabelle Guay, MDDELCC, DT5, p. 16 et 33).

Malgré ces difficultés, on observe que les eaux usées seraient caractérisées par :

– une teneur importante en solides dissous totaux (SDT) ;

– une demande biochimique (DBO) et chimique (DCO) en oxygène élevée ;

– une concentration élevée de certains ions et métaux ;

– des composés organiques, huiles et graisses, hydrocarbures pétroliers et quelques composés organiques volatils (COV) associés à l'exploitation des hydrocarbures ;

– quelques substances phénoliques (PR3.6.7, p. 57).

En dépit de l'insuffisance des données de caractérisation, le MDDELCC a dressé, sur la base d'indicateurs usuels de la qualité des eaux, une liste des contaminants les plus préoccupants susceptibles de se retrouver dans les eaux usées gazières. Il s'agit de la

DBO_5, du baryum, des chlorures, du fer, du mercure, des nitrites, du plomb, du zinc, des hydrocarbures pétroliers, des dioxines et des furanes chlorés. Bien qu'il n'y ait pas d'indicateur d'effet létal pour ces paramètres, les niveaux atteints par la conductivité électrique, la DCO, les MES et les SDT seraient également préoccupants. Le MDDELCC statue que les traitements et les mesures de bonnes pratiques mises en place doivent, au minimum, viser tous ces contaminants (PR3.6.7, p. 64 et 65). La majorité sont repris dans les lignes directrices provisoires (voir section suivante).

Malgré le fait qu'elles aient pu être diluées par les précipitations, les eaux usées gazières se sont également révélées toxiques pour un des organismes utilisés de façon standard pour les tests, *Daphnia magna*, un minuscule crustacé. Les résultats des essais de toxicité effectués chez deux espèces de poissons n'ont pas révélé de toxicité systématique. Le peu de données ainsi que la représentativité incertaine des échantillons ne permettent pas de conclure à une absence de toxicité pour les deux espèces de poissons testées. Selon les données actuelles, certains contaminants seraient en concentrations susceptibles d'engendrer une toxicité aiguë. Ce sont les chlorures, les nitrites, le plomb, les hydrocarbures pétroliers ainsi que, dans une moindre mesure, le baryum et le fer (PR3.6.7, p. 67 et 68).

Le MDDELCC fait valoir que la connaissance des éléments spécifiques au shale d'Utica requerrait, s'il y avait un redémarrage de l'activité, des suivis de la qualité des eaux usées dans des conditions contrôlées et à petite échelle. Il pourrait alors recueillir des données fiables, dont l'analyse permettrait d'établir les volumes d'eau à gérer et la liste des contaminants devant être soumis à des analyses routinières, de valider l'efficacité des traitements et, éventuellement, d'établir des normes pour les eaux usées (M^{me} Sylvie Cloutier, MDDELCC, DT5, p. 16, 47 et 48).

L'évaluation du danger de ces contaminants ne donne pas d'indication sur les risques engendrés par un rejet particulier dans l'environnement. Pour y parvenir, il faudrait être en mesure de connaître non seulement les caractéristiques des substances utilisées, mais aussi les quantités contenues dans les eaux usées, le traitement effectué avant rejet dans l'environnement et les caractéristiques du milieu récepteur. Ces dernières ne seraient connues qu'une fois la localisation des plateformes décidée. Une telle appréciation doit se faire au cas par cas (PR3.6.7, p. 16).

- *La commission d'enquête constate que les produits utilisés pour la fracturation hydraulique sont maintenant mieux connus, mais que l'évaluation du risque posé par leur éventuel rejet dans l'environnement reste à faire.*

- *La commission d'enquête constate que la caractérisation physicochimique des eaux de reflux issues des activités d'exploration du gaz de schiste au Québec est basée sur un échantillonnage dont la représentativité est incertaine, ce qui ne permet pas de conclure quant à leur toxicité.*

- *La commission d'enquête constate que malgré les incertitudes reliées à l'échantillonnage des eaux usées gazières au Québec, il demeure possible de cibler une liste de contaminants préoccupants sur le plan de la protection des milieux aquatiques.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que les entreprises gazières déposent avec leur demande de certificat d'autorisation un plan de gestion des risques liés à la contamination des sols et de l'eau par les intrants de forage et de fracturation.*

La gestion des eaux usées gazières

L'article 20 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, de portée générale, énonce que les eaux usées ne peuvent être rejetées dans l'environnement sans traitement si elles sont susceptibles « de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la faune ou aux biens ».

Le volume d'eau de reflux par puits de gaz de schiste serait d'environ 10 000 m^3. Pour une période de 180 jours, ces volumes varieraient de 14 000 m^3/j à 56 000 m^3/j, pour un nombre de puits forés annuellement variant de 250 à 1 000 (PR3.6.15, p. 3).

Trois possibilités de traitement ont été abordées dans le cadre de l'ÉES et de l'audience publique, à savoir le traitement dans les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE), l'injection des eaux usées dans les formations géologiques profondes et le traitement par l'industrie, sur les plateformes de forage ou dans des installations dédiées.

Les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux

De 2006 à 2010, c'est à la recommandation du MDDEP que les entreprises gazières ont fait traiter leurs eaux usées dans des ouvrages municipaux d'assainissement des eaux (OMAE) plutôt que de les retourner aux cours d'eau, comme le prévoyait leur planification (PR3.1, p. 114). La dilution des eaux usées de l'industrie dans les eaux usées municipales avait alors été le principal mécanisme de réduction de leurs effets néfastes (PR3.6.15, p. 4).

De 1978 à 2002, le gouvernement du Québec et les municipalités ont consacré plus de 7 G$ au financement d'infrastructures d'assainissement des eaux usées qui traitent les

rejets de 98 % de la population desservie par un réseau d'égouts[3]. Ces ouvrages ont principalement pour fonction d'éliminer la matière organique présente dans les eaux usées municipales. Les paramètres considérés, soit la matière organique biodégradable et les matières en suspension, ne couvriraient pas adéquatement les contaminants utilisés spécifiquement par l'industrie du gaz de schiste, dont certains sont réfractaires au traitement biologique et pourraient se retrouver dans le milieu récepteur. En ce qui concerne la capacité des OMAE de traiter les eaux usées de cette industrie, le MDDELCC fait les constats suivants :

– les OMAE ne sont pas conçus pour traiter les eaux industrielles ;

– certains contaminants peuvent perturber la flore microbienne des traitements biologiques (principe de traitement de presque toutes les usines au Québec) ;

– une accumulation des contaminants inhabituels dans les boues du système de traitement municipal peut entraîner des problèmes de gestion des boues ;

– certains contaminants peuvent, sans pour autant abaisser l'efficacité du traitement, ne pas être enlevés et atteindre le milieu naturel (PR3.6.15, p. 4-5 ; PR3.1, p. 114).

Par ailleurs, les données manquent sur certains contaminants clés, dont le brome, présent dans toutes les eaux usées gazières échantillonnées aux États-Unis et susceptible de réagir avec les sous-produits de désinfection des usines de traitement des eaux usées pour former des substances cancérigènes (PR3.6.1, p. 29 ; PR3.6.7, p. 59).

Afin de protéger les boues des systèmes de traitement municipaux d'une contamination aux métaux[4] et de limiter les concentrations en chlorures à l'effluent, le MDDELCC recommande de limiter la part des eaux usées de l'industrie du gaz de schiste à 1 % du débit traité par les OMAE. Cela correspondrait à un maximum de 2 894 m^3/jour pour les onze usines d'épuration qui avaient été considérées de 2006 à 2010, soit nettement moins que les 14 000 m^3/j à 56 000 m^3/j d'eaux usées qui pourraient être générées selon les scénarios de traitement du Ministère (PR3.6.15, p. 5).

Lors de l'audience publique, le MDDELCC a indiqué que l'envoi des eaux usées aux OMAE ne serait pas une option dans le contexte du développement de l'exploitation du gaz de schiste. Les eaux usées de cette industrie devraient être traitées sur les sites d'exploitation ou dans des installations conçues à cette fin (PR3.6.15, p. 6). Malgré cela,

3. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Politique nationale de l'eau* [en ligne :(3 septembre 2014) www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/politique/index.htm].

4. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques viserait à interdire, d'ici dix ans, l'enfouissement ou l'incinération des boues municipales (PR3.6.15, p. 5).

les lignes directrices provisoires fixent les concentrations maximales admissibles d'une quinzaine de paramètres de qualité des eaux usées gazières ou pétrolières qui seraient envoyées à un OMAE. Si ces eaux contenaient des fluides de fracturation, elles devraient être prétraitées pour que soient réduites « les concentrations de certains contaminants indésirables à l'OMAE (c'est-à-dire nuisant à l'efficacité du traitement, non biodégradables, radioactifs, etc.) » (MDDELCC, 2014b, p. 27 à 29).

- *La commission d'enquête constate que les systèmes de traitement utilisés dans les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ne sont pas conçus pour traiter les eaux usées de l'exploitation du gaz de schiste.*

  Avis – *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ne devraient pas être utilisés pour traiter les eaux usées de l'exploitation du gaz de schiste. Les entreprises devraient proposer d'autres modes de gestion des eaux usées gazières avant d'obtenir une autorisation gouvernementale.*

L'injection des eaux usées dans des formations géologiques profondes

L'injection d'eaux usées dans des formations géologiques profondes est une pratique courante de l'industrie gazière et pétrolière aux États-Unis (Texas, Ohio, Californie, Oklahoma, Kansas) et dans l'ouest du Canada (Alberta, Colombie-Britannique). Ces régions ont connu une activité soutenue en lien avec l'extraction d'hydrocarbures conventionnels. L'eau qui remontait avec les hydrocarbures était réinjectée dans le puits pour en maintenir la pression. Une fois vidés de leur contenu, les gisements d'hydrocarbures conventionnels sont devenus des cibles pour l'injection d'eaux usées. À d'autres endroits, des aquifères salins en profondeur ont aussi servi à cette fin (PR3.6.17, p. 3 ; M. Denis Lavoie, CGC, DT5, p. 67 ; M. Charles Lamontagne, MDDELCC, DT5, p. 69 et 70).

Au Québec, l'environnement hydrogéologique profond est peu connu. Le grès de Potsdam, situé sous le shale d'Utica et immédiatement au-dessus du socle précambrien, renferme localement des aquifères salins. Les dolomies du Beekmantown, situées juste au-dessus du grès de Potsdam (figure 3), renferment elles aussi des aquifères salins ou d'anciens petits réservoirs d'hydrocarbures qui ont été exploités par le passé et qui servent aujourd'hui à entreposer du gaz naturel, comme à Saint-Flavien. Une étude plus détaillée réalisée dans la région de Bécancour a permis d'identifier des réservoirs potentiels pour l'entreposage de CO_2 dans les formations de Potsdam et du Beekmantown. La capacité de ces réservoirs est mal connue, et il n'est pas possible de dire si leurs caractéristiques peuvent être étendues à l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent (M. Denis Lavoie, CGC, DT5, p. 67).

Aux endroits où l'injection d'eaux usées est autorisée dans les formations profondes, elle est encadrée par plusieurs règlements et directives visant à protéger l'environnement et la santé publique. Cette pratique exige notamment une bonne connaissance des caractéristiques de la couche géologique visée, de l'intégrité et de l'isolement hydraulique du réservoir de même que la mise en place d'une série de mesures relatives à la fermeture et au suivi. L'ÉES montre que les dispositions du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* à l'égard de l'injection sont minimales et qu'elles n'ont pas été rédigées dans le but d'assurer la protection de l'environnement et la santé publique (PR3.6.17, p. 3 et 4).

L'injection d'eaux usées dans une formation géologique constitue une activité visée par le premier alinéa de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, de sorte qu'elle serait soumise à l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation. Aucune directive ne précise actuellement les exigences du MDDELCC à cet égard. Par ailleurs, la Direction des politiques de l'eau s'interroge sur la complémentarité ou la préséance de cet article et du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* en ce qui concerne cette activité (*ibid.*, p. 4 et 5). Le gouvernement entend procéder à la refonte de ce règlement pour compléter les mesures prévues par le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*.

Dans de rares cas, l'injection des eaux usées gazières dans les formations géologiques profondes peut aussi induire des secousses sismiques, dont certaines dépassent la magnitude de 5 sur l'échelle de Richter[5]. Les volumes d'eau injectés seraient cependant très supérieurs à ceux utilisés pour la fracturation d'un puits. Le phénomène serait lié à la présence d'anciennes fractures, réactivées par les hautes pressions utilisées au moment de l'injection. Pour atténuer cette possibilité, il faudrait s'assurer que les puits d'injection soient situés à une distance minimale des éléments structuraux, c'est-à-dire des failles en profondeur (M. Maurice Lamontagne et M. Denis Lavoie, CGC, DT5, p. 68 et 69 ; M. Charles Lamontagne, MDDELCC, DT5, p. 70).

- *La commission d'enquête constate que certaines dispositions du* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *relatives à l'injection de fluides dans des puits pourraient, selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, interférer avec l'assujettissement de cette activité à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la* Loi sur la qualité de l'environnement *et que cette question devrait être clarifiée.*

5. USGS EARTHQUAKE HAZARDS PROGRAM. *Induced Earthquakes*. [en ligne (18 septembre 2014) : earthquake.usgs.gov/research/induced/].

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, considérant l'état actuel de la réglementation et des connaissances, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ne devrait pas autoriser les entreprises gazières à recourir à l'injection dans des formations géologiques profondes comme méthode d'élimination des eaux usées gazières.*

Le traitement des eaux usées par l'industrie

Plusieurs études de l'ÉES recommandent la réutilisation des eaux de reflux pour des fracturations subséquentes afin de réduire les volumes d'eau à traiter. Ce serait l'option à privilégier pour le MDDELCC (DB19, p. 15 ; PR3.6.15, p. 6). La réutilisation de l'eau nécessite toutefois qu'elle subisse un prétraitement, dont les coûts dépendent des contaminants qui doivent être éliminés et du choix des technologies de prétraitement, ces éléments étant pour l'instant inconnus (PR3.6.15, p. 4).

Le Service des eaux industrielles de la Direction des politiques de l'eau du MDDELCC a inventorié un grand choix de systèmes de traitement des eaux usées gazières, adaptés à la gamme de contaminants qu'elles peuvent contenir, en fonction de la qualité de l'eau recherchée à la fin du traitement. Par exemple, une eau destinée à être réutilisée pour d'autres fracturations n'aura pas à subir le même traitement que celle rejetée dans l'environnement. Pour bien choisir la technologie de traitement, il faut connaître les volumes à traiter, les types de contaminants présents et leurs concentrations (PR3.6.16, p. 3 et 6). L'information disponible ne permet pas d'évaluer quelle approche conviendrait le mieux à la gestion des eaux usées gazières. Les options de gestion des eaux usées sont multiples et dépendent notamment de la vitesse de remontée des eaux de reflux, des possibilités de stockage sur la plateforme ou ailleurs en vue d'une fracturation ultérieure, du type de traitement et des délais qu'il implique (PR3.6.3, p. 17).

Si, au Canada, il n'existe pas, ou très peu, d'usines de traitement de ces eaux usées, les unités de traitement mobiles seraient de plus en plus utilisées aux États-Unis. Elles permettent de diminuer les nuisances liées au transport de l'eau usée par camion vers des centres de traitement éloignés. Toutefois, ces unités auraient, en volume, une capacité de traitement limitée et requerraient une capacité d'entreposage suffisante sur la plateforme ou à proximité. Les traitements sont par ailleurs coûteux. La construction d'une usine destinée au traitement des eaux usées gazières ne pourrait se justifier qu'avec un minimum de 250 puits fracturés par année. (M. Martin Turgeon, MDDELCC, DT5, p. 6, 23 et 29 ; PR3.6.15, p. 6; PR3.1, p. 118). Au rythme de développement prévu dans les scénarios de l'ÉES (tableaux 2 et 4), la durée d'utilisation d'une telle infrastructure serait limitée. De plus, les inconvénients liés au transport des eaux usées seraient maintenus.

Même s'il n'existe pas de normes spécifiques au traitement des eaux usées gazières, leur rejet dans le milieu récepteur ne pourrait se faire que dans le respect des exigences établies par le Ministère (PR3.6.12, p. 4 ; PR3.6.15, p. 6). À cet égard, les lignes directrices provisoires énoncent des exigences de rejet pour une quinzaine de paramètres préoccupants retenus à la suite des études relatives aux intrants et aux eaux usées gazières. Les seuils retenus sont basés sur des normes ou des exigences existantes, en vigueur pour d'autres secteurs industriels, dont le secteur des mines et celui des pâtes et papiers. D'autres exigences sont tirées des normes de rejet vers le réseau pluvial des entreprises situées sur le territoire de la CMM. Pour le strontium, la valeur vient d'une norme de la Pennsylvanie (DQ36.1, p. 3 et 4). Le Ministère précise que des exigences supplémentaires et plus sévères pourraient s'appliquer, selon les composés présents ou la vulnérabilité du milieu récepteur (MDDELCC, 2014b, p. 25).

Lorsqu'il examine une demande d'autorisation pour un projet ayant un rejet constant ou récurrent à l'environnement et, potentiellement, des incidences sur la qualité de l'eau, le Ministère utilise les objectifs environnementaux de rejet (OER) pour déterminer les concentrations et les charges de contaminants pouvant être rejetées dans le milieu aquatique sans que les usages en soient compromis. Ces objectifs sont basés, pour chaque source de contamination, sur les critères de qualité de l'eau de surface, les conditions hydrodynamiques ainsi que les caractéristiques et les usages du milieu récepteur. Ils permettent d'évaluer l'acceptabilité environnementale de rejets existants ou de rejets prévus et peuvent justifier des interventions supplémentaires ou des modifications de projets. Ils permettraient d'examiner les rejets du traitement des eaux de reflux en combinaison avec d'autres rejets dans un même milieu.

Par ailleurs, le MDDELCC considère que les rejets des eaux usées gazières ou pétrolières sont différents de ceux d'autres secteurs. D'une part, le rejet d'eaux usées d'une plateforme de forage ne serait pas permanent. D'autre part, si l'industrie se développait, plusieurs rejets similaires pourraient être présents simultanément dans un même tronçon de bassin versant. La protection du milieu aquatique devrait alors considérer l'effet cumulatif de ces rejets. Différentes solutions, adaptées à chacune des situations vécues, pourraient alors être envisagées, selon le Ministère, comme l'alternance des rejets au milieu récepteur, le suivi dans le milieu d'indicateurs chimiques particuliers ou encore le recours à des méthodes de traitement des eaux usées plus poussées. Le Ministère vise l'élaboration de normes environnementales de rejet répondant aux besoins du milieu et qui seraient atteignables par une technologie appropriée. De telles normes pourraient alors être plus sévères que les exigences de rejets établies aux lignes directrices (DQ36.1, p. 5 et 6). Comme pour les prélèvements, il n'est pas acquis que les cours d'eau du territoire seraient en mesure de recevoir les rejets des eaux usées gazières résultant d'un déploiement à grande échelle de l'industrie.

Comme dans le cas de l'approvisionnement en eau, le calcul des OER requiert une connaissance suffisante des conditions hydrologiques et des caractéristiques du milieu récepteur. Selon les scénarios de développement, un grand nombre de puits pourraient être fracturés en très peu de temps. Il en résulterait des points de prélèvement et de rejet à l'avenant. Même si l'eau était systématiquement réutilisée d'une fracturation à l'autre (ce qui n'est pas acquis), ce déploiement requerrait des efforts importants de la part du Ministère afin d'acquérir les connaissances nécessaires sur l'hydrologie et les usages des cours d'eau, notamment ceux qui ne sont pas couverts par le réseau hydrométrique. De plus, le Ministère aurait à examiner un nombre élevé de demandes d'autorisation, tant pour les prélèvements en eau que pour le traitement et le rejet des eaux usées.

Dans ce contexte, il est probable que les ressources gouvernementales seraient fortement sollicitées. Par ailleurs, dans le contexte de la réglementation actuelle, la planification de l'action gouvernementale est compliquée par le partage des responsabilités entre le MDDELCC et le MERN.

- *La commission d'enquête constate que la réutilisation des eaux usées gazières permettrait de réduire à la fois les prélèvements d'eau et les rejets d'eaux usées dans le milieu.*

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste selon les scénarios de développement présentés, la pression serait forte sur les cours d'eau du territoire, à la fois pour les prélèvements et pour les rejets d'eaux usées gazières, et que la capacité du milieu récepteur à recevoir ces rejets n'a pas été établie.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient présenter au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, dans le cadre de leur demande de certificat d'autorisation, un plan de gestion des eaux démontrant qu'elles maximisent la réutilisation de leurs eaux de procédés et qu'elles sont en mesure de les faire traiter adéquatement en fonction de leurs concentrations en contaminants.*

- *La commission d'enquête constate qu'en raison des restrictions possibles sur les prélèvements et les rejets dans le milieu, comme des exigences quant à la réutilisation des eaux de fracturation, la gestion des eaux par l'industrie du gaz de schiste pourrait exiger la construction de grands bassins d'entreposage des eaux brutes et des eaux usées.*

Le traitement des boues de forage

Les boues de forage provenant de l'industrie du gaz de schiste sont des matières résiduelles au sens du paragraphe 11 de l'article 1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE). Pour être admissibles dans un lieu d'enfouissement technique (LET), elles doivent répondre à certaines dispositions relatives à leur consistance et ne

pas avoir les caractéristiques d'une matière dangereuse au sens du *Règlement sur les matières dangereuses* (PR3.6.12, p. 5 et 6).

Sept échantillons prélevés sur trois sites de forage au Québec en 2009 et 2010 ont servi à la caractérisation des boues dans le cadre des études de l'ÉES. Comme pour les eaux usées, la méthodologie d'échantillonnage n'était pas documentée (PR3.6.12, p. 5). Les analyses effectuées sont celles utilisées pour la gestion des sols contaminés (concentrations en mg/kg). Il n'y a pas eu d'essais de lixiviation qui auraient permis d'évaluer le caractère dangereux de ces matières, mais au vu des analyses effectuées, le baryum serait un élément préoccupant (PR3.6.14, p. 4 et 6).

Avant 2009, la réglementation sur le pétrole et le gaz naturel ne prévoyait aucune obligation quant à la gestion des boues. C'est au cours de l'année 2009 que l'article 48.1 a été inséré dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* afin d'obliger la gestion des boues de forage en conformité avec la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements.

Dans l'ÉES, le MDDELCC propose les analyses requises pour caractériser les boues de forage, qu'elles soient destinées à l'élimination ou encore à la valorisation comme matériau de construction ou matières fertilisantes, solutions pour lesquelles des critères de classification ont été publiés par ce ministère (PR3.6.12, p. 6 ; PR3.6.14, p. 4).

- *La commission d'enquête constate que les outils légaux et réglementaires existent afin de gérer les boues de forage en conformité avec la* Loi sur la qualité de l'environnement *et ses règlements.*

3.5 La connaissance du sous-sol et le risque de contamination des eaux souterraines

La contamination des aquifères peu profonds, utilisés pour l'alimentation en eau potable, peut être causée par les accidents et les déversements en surface ou par les gaz ou contaminants en provenance du shale d'Utica qui s'échappent des puits actifs ou abandonnés. Les contaminants ou les gaz peuvent également remonter à la surface par les failles naturelles ou autres fractures, dont celles qui pourraient être induites par les activités de fracturation. Selon le MDDELCC, compte tenu des difficultés d'accès, la décontamination de l'eau souterraine serait souvent difficile à réaliser et coûteuse, voire impossible[6].

6. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Eaux souterraines* [en ligne (19 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/souterraines/index.htm].

En ce qui a trait aux accidents en surface, il est possible de déterminer *a priori* la vulnérabilité des eaux souterraines aux déversements et de planifier des mesures de protection. L'étanchéisation des plateformes décrite précédemment en est un exemple. La caractérisation de la vulnérabilité des eaux souterraines aux sources de contamination profondes est plus difficile à réaliser en raison d'un manque de données (PR3.1, p. 109).

Par ailleurs, l'industrie du gaz de schiste est jeune, les connaissances sont limitées, tout comme le sont les campagnes de terrain, et peu d'études (sinon aucune, dans certains champs d'intérêt) auraient été publiées dans des publications revues par les pairs (Jackson *et al.,* 2013, p. 488). S'il a été possible de documenter des cas de contamination des eaux souterraines par la migration des gaz, la contamination des eaux par des liquides de fracturation est moins documentée. Certains cas auraient été rapportés en Alberta, en Californie et en Oklahoma. Par ailleurs, l'absence de suivi consacré à cet aspect ne permettrait pas de le caractériser adéquatement. Pour le Conseil des académies canadiennes, « les affirmations selon lesquelles la mise en valeur du gaz de schiste est sans effets néfastes attestés sur les eaux souterraines manquent de crédibilité pour l'évidente raison que l'absence de preuves ne constitue pas une preuve de l'absence d'effets » (CAC, 2014, p. 8 ; PR3.6.10, p. 10 ; Jackson *et al.*, 2013, p. 496 à 498 ; GOA, 2014, p. 33).

Le risque de migration des gaz et des fluides par les failles

Peu de données existent sur les couches géologiques situées entre la zone dans laquelle se trouvent les puits d'approvisionnement en eau potable (généralement à moins de 200 m de la surface) et la zone où se trouve le shale d'Utica ciblé pour l'exploitation gazière. Par conséquent, peu d'informations sont disponibles sur les liens possibles entre les deux zones. Seules des données indirectes, notamment les relevés géophysiques, permettent de s'en faire une représentation approximative (M^{me} Christine Rivard, CGC, DT3, p. 10, DB12, p. 13). Plusieurs documents de l'ÉES y font d'ailleurs référence.

La plateforme des basses-terres du Saint-Laurent n'est pas homogène sur le plan structural. Elle est segmentée en plusieurs sous-domaines ou en plusieurs blocs structuraux restreints en dimension (M. Robert Thériault, MERN, DT1, p. 24). L'évaluation du potentiel du shale d'Utica précise d'ailleurs que ses propriétés pétrophysiques présentent une grande variabilité spatiale (PR3.5.1, p. 48). Le MDDELCC mentionne que la qualité d'information requise pour produire une cartographie des aquifères des basses-terres du Saint-Laurent similaire à celle réalisée en Alberta n'existe pas au Québec, en raison notamment de la variabilité spatiale des formations géologiques et de certaines complications liées à l'histoire géologique récente (PR3.6.5, p. 8 et 9).

- *La commission d'enquête constate que le contexte géologique des couches sédimentaires n'est pas homogène dans les basses-terres du Saint-Laurent et que, par conséquent, il n'est pas possible d'en inférer des propriétés uniformes applicables à l'ensemble du territoire.*

Les failles naturelles présentes dans le shale d'Utica représenteraient un défi au regard d'éventuelles activités de forage et de fracturation. Selon un point de vue fréquemment défendu dans la littérature spécialisée, les couches sédimentaires de la zone intermédiaire contiendraient habituellement des strates imperméables qui protègent ou isolent complètement les aquifères de surface des couches profondes qui contiennent du gaz. Le Conseil des académies canadiennes est plutôt d'avis que cette zone se caractérise par la quasi-omniprésence de fractures (CAC, 2014, p. 83 à 85). Par contre, la Commission géologique du Canada qualifie sa perméabilité de « faible » (M[me] Christine Rivard, DT3, p. 10).

En effet, la présence de failles naturelles ne suffit pas pour qu'un fluide remonte jusqu'aux aquifères de surface ; il faut aussi qu'elles soient perméables et que le fluide soit soumis à une pression suffisante pour contrer la pression à la base des aquifères. Selon le Conseil des académies canadiennes, ce serait peu probable dans un contexte de fracturation hydraulique. Le gaz serait plus susceptible de remonter que les eaux de fracturation ou les saumures (CAC, 2014, p. 85). De plus, les grandes failles présentes dans les basses-terres du Saint-Laurent seraient inactives depuis plus de 100 millions d'années et devraient normalement être colmatées. Toutefois, les données à cet égard sont équivoques, selon la Commission géologique du Canada (M. Denis Lavoie, DT3, p. 107-108).

C'est pourquoi cet organisme envisage de réaliser des levés sismiques pour acquérir des connaissances sur la zone intermédiaire, dans la région de Lotbinière, où elle réalise des recherches depuis 2012. L'objectif est de caractériser, si possible, les réseaux de fractures naturelles avant d'éventuelles activités de fracturation hydraulique. La CGC projette également de réaliser des essais hydrauliques dans des forages peu profonds, d'une centaine de mètres environ, près des zones de fractures ou de failles naturelles. Ces essais permettraient de vérifier si ces zones sont effectivement scellées ou si, au contraire, elles sont susceptibles de laisser migrer des gaz et des fluides entre les différents horizons géologiques (M[me] Christine Rivard, CGC, DT3, p. 12).

- *La commission d'enquête constate que les connaissances sur l'environnement hydrogéologique de la zone intermédiaire entre le shale d'Utica et les aquifères peu profonds sont lacunaires et que la Commission géologique du Canada a entrepris une étude sur le sujet afin d'améliorer ces connaissances et d'évaluer la possibilité que des failles naturelles puissent servir de chemin préférentiel pour la migration des gaz ou des fluides. Cette étude ne couvre toutefois qu'une petite partie des basses-terres du Saint-Laurent.*

Le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* comporte plusieurs dispositions visant la protection des eaux souterraines et interdit de procéder à la fracturation à moins de 400 m sous la base d'un aquifère. Cette distance s'appuie sur une étude récente basée sur des données relatives à cinq shales aux États-Unis et évalue à 1 % la probabilité qu'une fracture verticale dépasse 350 m. La plus longue fracture mesurée à ce jour aurait atteint 588 m. Les plus longues fractures ont été observées dans les shales de Marcellus et de Barnett, ce dernier présentant les caractéristiques qui s'approcheraient le plus de celles du shale d'Utica (King, 2012, p. 30 et 31; PR3.4.1, p. 19 ; Davies *et al.,* 2012, p. 2 et 4 ; ALL Consulting, 2012, p. 38). Le MDDELCC considère que ces 400 m constituent une évaluation conservatrice de « la distance de propagation maximale réaliste des fractures engendrées lors des fracturations hydrauliques » (PR3.6.8, p. 16).

- *La commission d'enquête constate que la zone de 400 m dans laquelle il est interdit de procéder à la fracturation sous un aquifère ne constitue pas une zone tampon, mais bien une zone dans laquelle les fractures peuvent se propager. Bien que cette occurrence soit peu fréquente, il arrive, dans des shales aux propriétés similaires à celles observées dans le shale d'Utica, que les fractures soient plus longues que cette distance, allant jusqu'à près de 600 m. Elles pourraient donc atteindre les aquifères utilisés à des fins d'alimentation en eau potable.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait augmenter la distance verticale séparatrice entre une opération de fracturation et la base d'un aquifère de façon à y ajouter une zone tampon qui assurerait une épaisseur minimale de roc non perturbé par les activités gazières entre les deux.*

Outre la distance sous l'aquifère, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* prévoit des zones de protection pour les systèmes de prélèvement d'eau à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire. L'article 51 du règlement définit trois catégories de prélèvements, selon l'importance de la population desservie. La catégorie 1 représente un système municipal alimentant plus de 500 personnes, la catégorie 2, un système municipal alimentant de 21 à 500 personnes, la catégorie 3, tout autre système de prélèvement alimentant 20 personnes et moins, dont les puits individuels et les établissements de transformation alimentaire. L'article 32 interdit l'aménagement d'un site de forage ou la réalisation d'un sondage stratigraphique (un forage de recherche) à moins de 500 m de tout point de prélèvement. Par ailleurs, une plateforme de forage ne peut être installée dans l'aire de protection éloignée d'un prélèvement de catégorie 1 ou 2. Pour un système de catégorie 1, il s'agit de l'aire d'alimentation du puits, soit toute la superficie sous laquelle l'eau souterraine est susceptible d'alimenter le puits. Le Règlement impose aux municipalités de déterminer

cette zone. Pour les systèmes de catégorie 2, un rayon de 2 km est prescrit si l'aire d'alimentation n'est pas connue (art. 65 et 66).

En l'état actuel des technologies, les puits horizontaux d'extraction de gaz peuvent atteindre 2 km de long et même plus. Il serait donc possible de fracturer sous des puits d'alimentation en eau potable de catégories 2 et 3, et même de catégorie 1, selon la configuration de l'aire d'alimentation. En zone peu profonde, la création de fractures dépassant la distance prévue au Règlement serait possible sous l'aire d'alimentation en eau potable. Ce risque n'est pas évaluable sans une connaissance minimale de la structure et du comportement des couches sédimentaires visées. Elle n'existe, pour l'instant, que dans le cas de certaines données détenues par les entreprises qui ont procédé aux premiers forages.

- *La commission d'enquête constate que dans le cas où un puits horizontal serait foré à la profondeur permise par le* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*, soit 400 m sous la base d'un aquifère, et à la distance horizontale minimale prescrite par ce même règlement, certaines fractures induites par la fracturation pourraient néanmoins atteindre les aquifères utilisés à des fins d'alimentation en eau potable.*

Le paradoxe réside dans le fait que l'acquisition de connaissances ne pourrait se faire que dans le contexte du développement de l'industrie. C'est pourquoi le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* fixe des exigences qui varient en fonction des connaissances à l'égard des couches sédimentaires visées. L'article 41 du Règlement énonce de manière générale que toute opération de fracturation doit être planifiée et réalisée de manière à prévenir la propagation de fractures vers une voie préférentielle naturelle d'écoulement des fluides ou un puits existant, laquelle pourrait favoriser la migration de fluides vers un aquifère exploité ou susceptible de l'être.

Le responsable du site de forage doit présenter au ministre un programme de fracturation comprenant des balises, soit des paramètres à ne pas dépasser, notamment la pression maximale pour éviter une atteinte à l'intégrité du puits ou une propagation de fractures vers une voie préférentielle d'écoulement des fluides. Les activités de fracturation doivent faire l'objet d'un suivi microsismique, à moins que l'élaboration du programme de fracturation ait pu s'appuyer sur les résultats de tels suivis réalisés antérieurement pour des puits similaires aménagés au sein de la même formation géologique. Ce suivi devra être consigné dans un rapport de fracturation et transmis au ministre (art. 43). Le responsable du puits doit aviser sans délai le ministre de tout incident ou de tout dépassement des paramètres qu'il a fixés dans son programme (art. 45).

Les méthodes de suivi de la fracturation impliquent un délai (King, 2012, p. 29). Elles permettent de constater, après coup, mais ne permettent pas de contrôler ni d'anticiper.

Lorsqu'une mesure montre une irrégularité, celle-ci s'est déjà produite. Certains, dont le Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste, remettent en question la capacité des dispositions du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* d'assurer complètement la protection des prélèvements d'eau potable dans les aquifères peu profonds[7]. Par ailleurs, pour le MDDELCC, le suivi microsismique serait utilisé au moment des premières opérations de fracturation de puits, afin de documenter et de comprendre le comportement géomécanique des couches sédimentaires. Il pourrait être omis une fois ce comportement bien compris. Le Règlement ne préciserait pas un nombre minimum de suivis microsismiques sur lesquels appuyer la conception du programme de fracturation, en raison, selon le Ministère, de la variabilité des divers environnements géologiques du Québec (DQ32.1, p. 6 et 7). Ce point mérite attention en raison des variations locales et régionales de la configuration du shale d'Utica (Thériault, 2012, p. 8, 9, 35 à 40).

- *La commission d'enquête constate que les dispositions du* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *relatives à la fracturation requièrent, pour la protection des prélèvements d'eau souterraine à des fins d'alimentation en eau potable, une connaissance exhaustive de la structure et du comportement des couches sédimentaires visées par l'opération, laquelle connaissance n'existe pas actuellement.*

Comme il a été vu au chapitre 1, la profondeur du shale d'Utica est inférieure à 800 m au nord-ouest de la faille de Yamaska. Au nord du fleuve Saint-Laurent, où le shale affleure non loin du fleuve (figure 3), sa profondeur serait systématiquement inférieure à 400 m, sauf dans les environs de Champlain, près de Trois-Rivières, et de Saint-Augustin-de-Desmaures, près de Québec.

- *La commission d'enquête constate que l'adoption du* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *a pour effet, de manière générale, d'interdire toute fracturation du shale à moins de 600 m de la surface. En raison de la faible profondeur du shale d'Utica dans le corridor 1, situé de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, la majorité de ce corridor serait ainsi soustraite à l'exploitation du gaz de schiste.*

Plus généralement, en ce qui a trait à la détection d'une contamination résultant de la présence d'un puits d'extraction du gaz de schiste, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* exige qu'une caractérisation initiale du site soit effectuée. Celle-ci doit couvrir une superficie minimale correspondant à un rayon de 2 km autour de l'installation projetée, mais doit être étendue au minimum à la longueur du puits horizontal, s'il est prévu que celui-ci dépasse 2 km. Cette caractérisation comprend une

7. BRULLEMANS, M. *et al*. (2014). *Le* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *ou comment sacrifier l'eau potable pour quelques gouttes de pétrole!* [en ligne (1er octobre 2014) : enjeuxenergies.files.wordpress.com/2014/08/texte-5-experts.pdf].

étude hydrogéologique. L'étude doit définir le contexte hydrogéologique du territoire (topographie, stratigraphie, direction d'écoulement des eaux souterraines, vulnérabilité des eaux souterraines, liens entre les eaux souterraines et les eaux de surface). Elle doit comprendre un inventaire des prélèvements d'eau à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire, et en caractériser la qualité (la liste, plutôt exhaustive, des paramètres à analyser est présentée à l'annexe II du Règlement). Enfin, l'étude doit évaluer les impacts potentiels sur les prélèvements d'eau effectués à des fins de consommation humaine ou de transformation alimentaire, dans l'hypothèse où l'installation projetée serait à l'origine d'une contamination des eaux souterraines (art. 37 à 39).

Un suivi des eaux souterraines est prévu jusqu'à dix ans après la fermeture des installations. Les puits d'observation doivent être installés dès le début des activités et échantillonnés une fois par an et 90 jours après toute réparation effectuée sur un puits. La fréquence est augmentée à trois fois par an lorsque commencent les opérations de fracturation, chaque campagne d'échantillonnage devant être espacée d'au moins trois mois. Cette fréquence persiste jusqu'à la fin de la cinquième année suivant la dernière fracturation d'un puits, après quoi elle est réduite à une fois par an, si aucune anomalie n'est décelée (art. 47, Annexe III). Outre les paramètres mesurés sur place, l'échantillonnage effectué dans le cadre de ce suivi ne prévoit que cinq indicateurs. Trois sont associés aux hydrocarbures, soit le BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène, xylènes totaux), les hydrocarbures pétroliers (C_{10}-C_{50}) et le méthane dissous. Deux paramètres sont associés à la salinité, soit les chlorures et les solides dissous. Un avis professionnel doit statuer sur la dégradation éventuelle de la qualité de l'eau au regard de la caractérisation initiale et des échantillonnages subséquents. Le cas échéant, le responsable du site de forage doit aviser le ministre sans délai et lui transmettre dans les 30 jours suivant l'avis, une déclaration attestant des mesures qu'il a prises ou qu'il entend prendre pour déterminer la cause du problème et remédier à la situation (art. 48).

Le responsable d'un site de forage doit consigner ces renseignements au registre exigé par le Règlement et les transmettre, sur demande, au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et au ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles (art. 49). Les renseignements relatifs au programme de suivi des eaux souterraines sont réputés avoir un caractère public (art. 31).

- *La commission d'enquête constate que la caractérisation initiale des eaux souterraines et le programme de suivi exigés par le* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *libérerait les propriétaires de puits d'eau potable du fardeau de la preuve advenant une contamination résultant de l'exploitation du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que les exigences du* Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection *ne couvriraient pas d'éventuelles contaminations susceptibles de survenir plus de dix ans après la fermeture des puits.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que si le suivi indiquait un changement dans la qualité des eaux souterraines, des dispositions législatives devraient être prévues pour caractériser l'ensemble des paramètres associés aux intrants utilisés dans la fracturation des puits de gaz de schiste.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que des dispositions législatives devraient être prévues pour couvrir une éventuelle contamination des eaux souterraines résultant de l'exploitation du gaz de schiste qui pourrait survenir plus de dix ans après la fermeture des puits.*

Le méthane dans l'eau souterraine

Il est connu depuis longtemps que du gaz est présent dans l'eau souterraine à plusieurs endroits dans les basses-terres du Saint-Laurent (M^{me} Christine Rivard, CGC, DT3, p. 10). Tel qu'il a été énoncé au chapitre 1, le gaz peut être produit par des bactéries présentes près de la surface ; on le dit alors « biogénique » ou « bactériogénique ». Il peut également être produit en profondeur, dans certaines conditions de température et de pression. Dans ce cas, on le qualifie de « thermogénique » et il est généralement associé aux horizons géologiques contenant du méthane. Des études isotopiques et l'analyse d'autres éléments associés permettent habituellement de distinguer ces deux formes (M. Daniele Pinti, UQAM, DT3, p. 31).

Deux études ont porté sur la présence du méthane dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent. Les hypothèses qu'elles présentent sur l'origine du gaz pourraient apporter un éclairage sur les chemins de migration possibles et, par conséquent, sur les conditions du sous-sol.

Le méthane et les risques pour la santé et pour la sécurité

Selon le MDDELCC, la présence de gaz dans l'eau souterraine peut occasionner différents problèmes liés à la sécurité des personnes qui y sont exposées[8]. Lorsqu'il atteint une concentration de 5 % à 15 % dans l'air, le méthane est explosif. Sa solubilité dans l'eau varie avec la température et la pression. Elle est beaucoup plus élevée au fond des puits et toute diminution de pression résultant de sa migration vers la surface pourrait entraîner sa libération dans la tête des puits d'alimentation en eau potable ou, éventuellement, dans le sous-sol des habitations et entraîner ainsi

8. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Gaz dissous dans l'eau de puits.* [en ligne (26 juin 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/puits/gaz/index.htm].

un risque d'explosion, comme cela s'est produit à Dimock, en Pennsylvanie (CAC, 2014, p. 98 et 99 ; PR3.6.10, p. 7).

Un groupe de chercheurs a mesuré la concentration en méthane de 130 puits de prélèvement d'eau du projet PACES répartis dans l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent. L'objectif de l'étude consistait à acquérir une connaissance minimale des concentrations naturelles de méthane dans les eaux souterraines peu profondes des basses-terres du Saint-Laurent, d'en identifier la source et d'essayer de comprendre la raison de sa présence. Cette connaissance de base permettrait éventuellement de détecter rapidement une anomalie si l'exploitation du gaz de schiste se concrétisait. Avec seulement 18 puits gaziers fracturés au Québec à ce jour, le territoire des basses-terres est considéré comme étant encore vierge de tout impact lié à la fracturation hydraulique (M. Daniele Pinti, UQAM, DT3, p. 28 ; PR3.6.9, p. 61 à 63).

Sur les 117 puits pour lesquels l'étude a conclu à la présence de méthane, les concentrations étaient généralement faibles. Pour quatre d'entre eux, cette concentration excédait 28 mg/l, ce qui correspond à la solubilité du gaz à 15 °C à la pression atmosphérique. Pour dix-huit autres puits, la valeur dépassait 7 mg/l. Cette concentration atteignait le seuil d'alerte prévu à l'article 47 du projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, à partir duquel il aurait fallu prendre des mesures et avertir le Ministère (M. Daniele Pinti, UQAM, DT3, p. 30 à 34). Cette exigence n'a toutefois pas été reconduite dans le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*.

Le gaz n'est pas considéré comme présentant un risque lorsque présent dans l'eau potable. Cependant, il pourrait conduire à l'asphyxie s'il était inhalé en grande quantité dans un espace confiné. Il n'est réglementé ni par Santé Canada ni par l'US Environmental Protection Agency, pas plus qu'il ne figure dans les critères du MDDELCC. Toutefois, les processus biogéochimiques par lesquels il se dégrade dans l'aquifère pourraient conduire à des hausses de concentration de certains ions (fer, arsenic), augmenter la dureté de l'eau ou encore provoquer la formation de sulfure d'hydrogène, lequel donne une odeur d'œufs pourris à l'eau (CAC, 2014, p. 99 et 163).

- *La commission d'enquête constate que bien que le méthane ne soit pas considéré comme présentant un risque pour la santé, il pourrait néanmoins causer une nuisance en générant des odeurs dans l'eau potable.*

- *La commission d'enquête constate que le méthane peut présenter un risque sur le plan de la sécurité des personnes puisqu'à certaines concentrations, il pourrait entraîner un risque d'explosion dans les puits d'alimentation en eau ou dans les sous-sols des habitations.*

L'origine du méthane et son cheminement dans le sous-sol

Dans l'étude mentionnée ci-dessus, la majorité des puits contenant des concentrations élevées de méthane présentaient une signature d'origine bactériogénique associée à des dépôts peu profonds. Néanmoins, six puits présentaient un mélange de gaz bactériogénique et thermogénique, et un seul puits montrait une signature clairement thermogénique, habituellement associée aux couches profondes (PR3.6.9, p. iv). Les puits des Appalaches, en particulier dans la région de Plessisville et de Victoriaville, contiendraient plus de gaz thermogénique que les autres (M. Daniele Pinti, UQAM, DT3, p. 32).

Par ailleurs, il serait possible que la concentration de méthane dans l'eau d'un puits varie en fonction de la distance entre ce puits et une faille, particulièrement à proximité de la ligne de Logan. En effet, les échantillons d'eau puisés dans la formation de Lorraine et plus près de la faille présentaient des concentrations en méthane plus élevées. Selon les chercheurs, si la faille agissait comme couloir préférentiel de remontée du gaz, celui-ci pourrait provenir de la formation de Lorraine, qui affleure plus ou moins dans toute la région. La résolution de l'étude n'a pas permis d'établir si le méthane produit par le shale de Lorraine masquait un signal plus profond, en provenance du shale d'Utica (M. Daniele Pinti, DT3, p. 33-34 ; DB14, p. 19).

Les travaux de la Commission géologique du Canada réalisés dans la région de Lotbinière, où plusieurs puits ont été forés, indiquent que du méthane est présent dans l'eau souterraine de la région, à des concentrations variables, allant du seuil de détection à 40 mg/L. Le gaz est biogénique dans 60 % des cas et est composé d'un mélange de gaz biogénique et thermogénique dans 40 % des cas. Cette proportion est plus importante que celle mentionnée dans l'étude précédente. Au cours des deux prochaines années, la CGC envisage de poursuivre l'interprétation des levés de gaz dans les sols afin de pouvoir retracer la provenance de l'eau et, éventuellement, du gaz qui y est associé. La représentante de la CGC rappelle que le gaz thermogénique peut être présent à différentes profondeurs dans la roche, mais que s'il provenait du shale d'Utica, cela pourrait indiquer qu'il existe des chemins de migration potentiels. Il faudrait alors recommander de ne pas faire d'exploitation dans cette région, parce que du gaz, ou éventuellement des fluides, pourraient se retrouver à la surface (M^{me} Christine Rivard, DT3, p. 11, 12, 45, 47 et 48).

La commission d'enquête du BAPE sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec a noté l'absence, au Québec, de cartographie localisant des fractures naturelles existant dans les formations rocheuses. Comme ces fractures pourraient servir de chemin préférentiel à l'écoulement de l'eau de fracturation vers un aquifère, elle a recommandé la réalisation de cette cartographie (BAPE, 2011, rapport n^{o} 273, p. 127).

- *La commission d'enquête constate que le méthane est déjà présent dans les eaux souterraines peu profondes des basses-terres du Saint-Laurent, parfois à des concentrations supérieures à la limite de solubilité du gaz, à partir de laquelle il pourrait représenter un risque d'explosion.*

- *La commission d'enquête constate que l'étude sur l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent indiquerait que la majorité du gaz observé dans les eaux souterraines est d'origine bactériogénique et qu'il ne proviendrait donc pas des shales gaziers en profondeur, sauf à proximité de la faille de Logan. Par contre, l'étude sur la région de Lotbinière indique que 40 % des échantillons contenaient du gaz d'origine thermogénique, habituellement associé à des shales gaziers en profondeur.*

- *La commission d'enquête constate que la provenance du gaz thermogénique dans les échantillons d'eau souterraine est incertaine et pourrait varier selon les régions, de sorte que la possibilité d'un lien entre le shale d'Utica et les aquifères de surface ne peut être ni établie ni réfutée.*

- ***Avis –** Compte tenu des lacunes dans les connaissances relatives à d'éventuelles voies de migration dans la zone intermédiaire entre le shale gazier et les aquifères de surface, la commission d'enquête est d'avis qu'une cartographie détaillée des fractures naturelles existant dans les formations rocheuses devrait être réalisée.*

L'intégrité des puits

La migration des gaz est un sujet sur lequel les opinions des experts divergent. Certains l'associent à la présence des puits d'extraction de gaz de schiste. D'autres y verraient plutôt l'influence de la topographie et de la chimie des eaux souterraines (Osborn *et al.,* 2011 ; Jackson *et al.,* 2013 ; Molofsky *et al.,* 2013). L'étude la plus récente, effectuée dans la région du shale de Marcellus, montre que le méthane proviendrait, dans certains cas, de la couche exploitée et, dans d'autres cas des couches intermédiaires, riches en matière organique et générant, elles aussi, du gaz thermogénique. Toutes les fuites résulteraient de la perte d'intégrité des puits, de la cimentation ou de tubes de production défectueux (Darrah *et al.,* 2014). Il s'agirait du mécanisme le plus probable de contamination des eaux souterraines par des gaz fugitifs (CAC, 2014, p. 199).

L'intégrité des puits gaziers constitue un enjeu souligné à maintes reprises au cours des audiences publiques. Selon le rapport synthèse des inspections effectuées entre la fin de l'été 2013 et le printemps 2014, onze des 28 puits ne présentaient pas d'émanations et trois puits présentaient de très faibles émanations, inférieures ou égales à 0,03 m^3/j (30 l/j), dont celui de La Présentation n^o 1, qui a été évoqué à plusieurs reprises. Des travaux de cimentation y auraient limité les émanations à un faible rayon autour du puits vertical (DB59).

Des quatorze puits restants, cinq montraient des débits de 7 m^3/j à 14 m^3/j (de l'ordre de 5 à 10 l/min), la plupart présentant une pression élevée. Cinq puits ont été l'objet de travaux de cimentation à différentes profondeurs le long du tubage vertical pour corriger des débits élevés de fuite ou encore une pression élevée. Pour trois d'entre eux, la pression demeure élevée. Dans le cas du puits Leclercville n^o 1, les travaux ont fait passer le débit de 190 m^3/j à 3,7 m^3/j (DB59). Il faut rappeler que certains de ces puits ont été fracturés le long de la partie verticale du puits et que ceux qui ont fait l'objet de fracturations dans la partie horizontale en ont subi moins que le nombre prévu au projet type. Il n'est donc pas possible de considérer que ces fuites seraient représentatives des puits d'un champ gazier en exploitation.

Selon l'étude de risque de l'ÉES, il est reconnu que le maintien de l'intégrité des puits constituerait une mesure déterminante pour protéger l'eau souterraine (PR3.6.6.1, p. 70). Un puits bien construit doit prévenir les fuites de méthane et de fluides dans l'environnement, y compris d'éventuelles fuites dans le sous-sol autour du puits. L'article 24 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* précise, par ailleurs, que les tubages et la cimentation des puits doivent isoler tous les horizons géologiques traversés contenant de l'eau, de l'huile ou du gaz, prévenir la migration des gaz et des fluides d'un horizon géologique à un autre et supporter les contraintes d'éclatement, d'écrasement, de tension et toutes autres contraintes physiques auxquelles ils peuvent être soumis.

La simulation des fuites

Au début de ses travaux, le Comité de l'ÉES a précisé qu'il ne recommanderait pas au ministre du Développement durable, de l'Environnement de la Lutte contre les changements climatiques d'autoriser des projets de fracturation aux fins d'acquisition de connaissances (DB90, p. 10 et 11). En l'absence de mesures directes sur le terrain, une étude par modélisation numérique a permis d'évaluer le risque potentiel lié à la migration de gaz et de fluides jusqu'aux aquifères d'eau potable. La commission d'enquête présente cette étude avant de revenir à la cimentation des puits.

Deux scénarios ont été modélisés : un premier, qui étudie le comportement à long terme d'un puits d'exploitation de gaz de schiste abandonné, et un second, qui étudie la migration du gaz et des fluides le long d'une faille naturelle. Le modèle du sous-sol considéré dans les deux scénarios est composé de trois couches comprenant, de la base au sommet, le shale d'Utica, le groupe de Lorraine (750 m d'épaisseur) et des dépôts meubles dans lesquels une nappe libre servirait à l'alimentation en eau potable. Le choix d'une nappe libre dans des dépôts meubles peut sembler discutable compte tenu du contexte hydrogéologique des basses-terres du Saint-Laurent, mais ce choix

n'aurait pas d'impacts sur les résultats de la modélisation (M. Jean-Michel Lemieux, Université Laval, DT3, p. 42).

Dans le premier scénario, seule la partie verticale du puits est considérée. Le modèle teste un éventail de conditions relatives à la perméabilité du ciment, allant de très étanche à très perméable. Il considère aussi un shale de Lorraine très peu perméable et évalue trois perméabilités différentes pour le shale d'Utica, selon le degré de fracturation atteint (*ibid.*, DT3, p. 19).

Les auteurs concluent qu'un ciment frais de bonne qualité, bien installé entre le tubage et la formation géologique, n'entraînerait pas de problème de fuite de gaz à long terme. S'il était mal mis en place ou s'il se dégradait, des fuites notables de gaz pourraient se produire pendant une période de quelques années à près de 200 ans. Pour les fluides, les fuites ne dépasseraient pas 300 ml/j (*ibid.*, DT3, p. 20 ; PR3.6.10, p. iv).

Dans le cas d'une mauvaise cimentation, une perméabilité plus élevée du shale d'Utica entraînerait une migration plus importante du gaz en provenance de la formation géologique vers la gaine de ciment du puits et constituerait l'élément déterminant de l'ampleur des fuites de gaz, qui varieraient de 1 à 100 m^3/j (DB13, p. 12-17, 23, PR3.6.10, p. 59). Selon les auteurs, les résultats concordent avec les observations des fuites de puits conventionnels observées en Colombie-Britannique. À cet égard, il faut noter que 40 % des 2 500 puits considérés dans cette province présentaient des fuites, dont certaines excédaient 300 m^3/j, et que l'ensemble des fuites présente un volume considérable (DB13, p. 18). Malgré les améliorations apportées aux pratiques, les fuites le long des tubages de puits seraient encore un enjeu dans les champs gaziers du pays (CAC, 2014, p. 68 ; PR3.6.10, p. 5).

Dans le deuxième scénario, une simulation de fuites de gaz le long d'une faille a été effectuée à partir des variables propres aux basses-terres du Saint-Laurent. Pour les deux cas de perméabilité de la faille simulés, le modèle prédit que la fracturation ne pourrait pas provoquer une migration significative de fluide de formation ou de gaz sur une période de simulation de 1 000 ans suivant la fracturation hydraulique (M. Jean-Michel Lemieux, Université Laval, DT3, p. 24 ; PR3.6.10, p. 71). Dans ce cas, les résultats n'ont pu être comparés à des données réelles. Par ailleurs, une étude publiée par l'Université McGill, qui ne modélise que la migration des fluides, sans les gaz, arrive à des fuites notables de fluides de formation par les failles vers la surface. Il est à noter que cette étude représenterait elle aussi des processus simplifiés pour les besoins de la modélisation (Gassiat *et al.*, 2013 ; M. Jean-Michel Lemieux, Université Laval, DT3, p. 25).

Malgré ses limites, reconnues d'ailleurs par les auteurs, le modèle utilisé dans le cadre de l'ÉES serait considéré par le Conseil des académies canadiennes comme adéquat

pour la simulation du transport multiphase de fluides. Les connaissances actuelles indiqueraient que, dans l'ensemble, la connectivité par les réseaux de fractures naturelles serait faible comparativement à celle créée par une cimentation déficiente (CAC, 2014, p. 81 et 195).

- *La commission d'enquête constate que la qualité de la cimentation est un élément clé pour faire en sorte que les fuites de gaz et de fluides demeurent faibles et qu'en cas de mauvaise cimentation, la fracturation du shale est un facteur déterminant de l'ampleur des fuites de gaz.*

- *La commission d'enquête constate que dans les champs gaziers, même récents, une proportion élevée de puits fuient et que l'ensemble des fuites représente une quantité appréciable de méthane.*

- *La commission d'enquête constate que, selon les processus et les paramètres, les études peuvent donner des résultats contradictoires quant à l'importance des volumes de liquide qui pourraient s'écouler le long d'une faille, entre la couche exploitée et l'aquifère de surface. Toutefois, il est généralement reconnu que la connectivité de ces failles serait plus faible que celle résultant d'une cimentation déficiente des puits.*

- *La commission d'enquête constate que les inconnues qui subsistent quant à la composition des eaux de fracturation et de reflux, ainsi que la méconnaissance du sous-sol, ne permettent pas d'évaluer la vulnérabilité des aquifères à la contamination par les eaux de fracturation et de reflux en provenance des couches profondes.*

L'enjeu de la cimentation

L'importance de maintenir l'intégrité des puits est universellement reconnue, mais les défis pour l'assurer seraient souvent minimisés. Il serait néanmoins bien établi que les joints hermétiques en ciment sont difficiles à mettre en place et qu'ils se détériorent avec le temps. Ce problème serait amplifié par les opérations de fracturation qui mettent les tubes de production plusieurs fois en pression, ce qui peut éventuellement causer des dommages à la barrière de ciment (Cooke *et al.,* 1993) (Dusseault *et al.,* 2000; PR3.6.6.1, p. 10; CAC, 2014, p. 66-67).

L'article 27 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* précise les exigences quant à la cimentation des puits (coffrage de surface, coffrage intermédiaire et coffrage de production)[9]. Une bonne cimentation est difficile à réaliser. Il faut que le ciment soit réparti de façon égale sur toute la longueur du cuvelage, sans brèche ni fissure, qu'il déplace toute la boue qui se trouverait dans l'espace annulaire

9. Rappelons qu'au moment de la délivrance des permis de forage, notamment pour la qualité et la mise en place des coffrages et des tubulures, leur cimentation, les essais et les inspections, le législateur réfère aux normes de l'American Petroleum Institute (API) et aux normes ISO (PR3.1, p. 31 ; M. Frédéric Dubé, MERN, DT12, p. 3).

et qu'il adhère sans défaut au cuvelage d'acier et à la roche. De nombreux mécanismes, qui ne seraient pas encore clairement déterminés, pourraient contribuer à la dégradation du ciment, et la bonne formule pour résister à un mécanisme de dégradation ne serait pas forcément la meilleure pour un autre (PR3.6.10, p. 6; The Royal Society and The Royal Academy of Engineering 2012, p. 25). Plusieurs éléments, comme la présence de gaz à haute pression ou un tube mal centré, pourraient perturber la cimentation et créer des discontinuités. La diminution de la pression dans le puits avec l'extraction du gaz pourrait contribuer, avec le temps, à la propagation de ces discontinuités le long des tubages (PR3.6.6.1, p. 71; CAC, 2014, p. 65 ; PR3.6.10, p. 6-7).

Par ailleurs, même s'il existe une panoplie d'outils pour vérifier l'intégrité des puits, les résultats ne sont pas toujours probants et il serait difficile d'en inférer directement le risque de fuite. Les technologies plus avancées, plus performantes et plus coûteuses n'auraient pas encore fait l'objet d'une évaluation indépendante. Pour détecter d'éventuelles fuites de gaz, des mesures peuvent être prises à la tête des puits. Cependant, ces mesures ne permettent pas d'évaluer ce qui fuit à l'extérieur des coffrages et ce qui se retrouve dans le sous-sol, puis, potentiellement, dans les eaux souterraines (CAC, 2014, p. 67-68).

Selon une revue de la littérature sur les meilleures pratiques, le tubage intermédiaire et le tubage de production devraient être cimentés jusqu'à la surface, lorsque les conditions géologiques le permettent, afin qu'ils offrent une meilleure isolation de l'aquifère (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering 2012, p. 26). Un représentant du Department of Environmental Protection de l'État de Pennsylvanie a d'ailleurs confirmé à la commission que le tubage intermédiaire serait très efficace pour isoler le tubage de surface, dont la fonction est de protéger l'aquifère des zones productives de gaz dans la partie verticale du puits (Perry, 2014). Cette option serait toutefois considérée par l'industrie comme étant coûteuse en temps et en matériaux (King, 2012, p. 24).

En cas de bris, la réparation d'un puits serait difficile à réaliser, comme le montrent les interventions successives réalisées sur quelques puits des basses-terres du Saint-Laurent qui ont réduit les fuites, parfois de manière importante, sans toutefois les arrêter complètement (M^{me} Isabelle Leclerc, MERN, DT5, p. 86; DB59). Les conséquences qui découlent des problèmes d'intégrité des puits sont amplifiées du fait que l'exploitation du gaz de schiste requiert un grand nombre de puits et que, particulièrement dans le contexte de la vallée du Saint-Laurent, les puits seraient situés près de la population (PR3.6.6.1, p. 71). Selon le Conseil des académies canadiennes, en l'état des connaissances et malgré l'amélioration des pratiques, il faut s'attendre à une détérioration des joints de ciment au fil du temps. Selon la littérature consultée, il apparaît

que la mise en place initiale de barrières étanches de qualité irréprochable aurait un effet plus important sur l'étanchéité des puits que la dégradation du ciment avec le temps. Des essais répétés échelonnés sur de longues périodes seraient nécessaires pour que le maintien de l'intégrité des puits soit assuré (CAC, 2014, p. xviii et 69).

À cet égard, l'Energy Regulator Conservation Board de l'Alberta propose un plan destiné à assurer la conservation de l'intégrité des puits, au moyen d'un plan de gestion et de diverses dispositions, y compris d'un plan de contingence en cas de perte d'intégrité. Selon l'étude de risques de l'ÉES, la réglementation québécoise devrait incorporer les dispositions de la proposition albertaine (PR3.6.6.1, p. 71 et 72). Rappelons que lors de l'adoption du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*, le gouvernement a mentionné son intention de procéder à la refonte du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* afin de resserrer les normes applicables à l'aménagement d'un site de forage et à la construction d'un puits destiné à la recherche ou à l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel.

Sur le plan du suivi, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* prévoit que le méthane serait échantillonné dans l'eau souterraine au moment de la caractérisation initiale. Le suivi de ces eaux se poursuivrait durant la période d'exploitation du puits et cesserait dix ans après la fermeture des installations (art. 47, annexe III). Cette période serait insuffisante pour couvrir toutes les possibilités de fuites, dont certaines pourraient apparaître plus tard, selon la modélisation (DB13, p. 13, 15 et 17), d'autant plus que seulement de 15 % à 20 % du gaz contenu dans le shale aurait été extrait à la fin de la vie utile du puits.

Par ailleurs, le suivi de milliers de puits représente un enjeu important pour les autorités gouvernementales. En Alberta, les entreprises gazières doivent obtenir du gouvernement un certificat confirmant qu'ils ont bien remis en état les emplacements des plateformes lorsque les puits ne sont plus productifs. Le Conseil des académies canadiennes note :

> « Avec l'intensification des activités de forage observée en Alberta ces dernières années, le programme de remise en état n'a pas réussi à suivre le rythme des abandons, de sorte qu'au cours de la dernière décennie, le taux de remise en état a été de seulement 41 % des abandons (…) et qu'on comptait plus de 50 000 puits abandonnés non certifiés à la fin de 2012 (…). Un retard similaire pourrait se développer sur le territoire d'autres administrations quand la mise en valeur du gaz de schiste s'accélérera » (CAC, 2014, p. 149).

- *La commission d'enquête constate que la qualité de la cimentation des puits est l'élément clé pour assurer leur intégrité, mais qu'en l'état actuel des connaissances et même en appliquant les meilleures pratiques, la cimentation demeure un défi important en ce qui a trait à sa mise en place, à sa surveillance et à son entretien, sans garantie quant à l'étanchéité des puits à long terme.*

- ***Avis –*** *Considérant les lacunes dans les connaissances en ce qui a trait au risque de migration des gaz et des fluides entre le shale d'Utica et les aquifères de surface, et considérant que les pratiques actuelles ne permettent pas d'assurer l'intégrité des puits à court et à long termes, la commission d'enquête est d'avis que la fracturation hydraulique ne devrait pas être autorisée tant que ces enjeux n'auront pas été résolus.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le maintien de l'intégrité des puits est un enjeu à long terme. Advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait revoir les exigences du* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *afin d'assurer le maintien de l'intégrité des puits.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que les entreprises présentent, avec leur demande de certificat d'autorisation, un plan de gestion de l'intégrité de leurs puits.*

Chapitre 4 Les impacts sur les communautés d'accueil

Ce chapitre présente l'analyse de la commission d'enquête sur différents aspects touchant la qualité de vie et la santé des communautés d'accueil, à savoir la qualité de l'air, la circulation routière, le climat sonore, le patrimoine culturel et les paysages, la valeur des propriétés et la présence des communautés autochtones. De nombreux participants aux audiences publiques ont d'ailleurs exprimé leurs préoccupations sur ces sujets.

4.1 La qualité de l'air

Les activités sur les plateformes de forage sont susceptibles d'augmenter les émissions de matières particulaires ($MP_{2.5\ \mu m}$), d'oxydes de soufre (SO_x), d'oxydes d'azote[10] (NO_x) et de composés organiques volatils (COV). Les principales sources d'émission de ces contaminants dans l'atmosphère seraient liées à l'utilisation de plusieurs appareils fixes ou mobiles fonctionnant au carburant diésel, au brûlage du gaz naturel à la torchère et aux émissions fugitives (méthane, autres hydrocarbures et COV) (PR3.1, p. 119 ; DB24.1, p. 19).

Cette section présente la modélisation de la dispersion atmosphérique, l'évaluation des impacts sur la qualité de l'air et sur les odeurs, la modélisation avec des mesures d'atténuation, l'évaluation des effets cumulatifs, les effets sur l'ozone troposphérique, l'évaluation des risques sur la santé et le cadre réglementaire de gestion des émissions atmosphériques.

La modélisation de la dispersion atmosphérique

Une étude sur la détermination des taux d'émission et une modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ont été réalisées dans le cadre de l'ÉES. Le modèle de dispersion atmosphérique permet d'estimer la contribution des sources d'émission aux concentrations de contaminants déjà présents dans l'air ambiant. La somme de la

10. Les oxydes d'azote réagissent à la lumière et avec les COV pour former l'ozone troposphérique auquel se mélangent des matières particulaires microscopiques, détériorant alors la qualité de l'air sous la forme d'une brume jaunâtre appelée « smog », qui peut entraîner des problèmes cardiopulmonaires, notamment chez les personnes souffrant déjà des maladies pulmonaires (Santé Canada, 2014).

concentration initiale et de la contribution de la source d'émission ne devrait pas dépasser les seuils de référence (normes ou critères) stipulés par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques afin de protéger la santé humaine et de minimiser les nuisances et les effets sur le milieu (PR3.6.18 ; PR3.6.19, p. 9 à 12)[11].

Cette modélisation intègre les taux d'émission de contaminants atmosphériques provenant des sources fixes, mobiles et fugitives reliées aux activités de forage, de fracturation hydraulique et d'essai de production en phases d'exploration et d'exploitation ainsi que les activités d'extraction et de traitement du gaz en phase d'exploitation. La modélisation de la dispersion atmosphérique considère que pendant l'exploration, seulement deux puits seraient forés et fracturés, alors que pendant l'exploitation, l'analyse se base sur l'activité de six puits. Les travaux de mise à niveau de routes secondaires, l'aménagement de chemins d'accès et les travaux de préparation des sites n'ont pas fait l'objet de la modélisation puisqu'ils sont considérés comme constituant des activités de construction courantes (PR3.6.19, p. 16 et 17). De plus, la modélisation ne prend pas en compte les émissions du transport routier (M. Yvon Couture, BCÉS, DT7, p. 46).

La dispersion des contaminants a été modélisée selon six jeux de données météorologiques permettant de représenter les conditions météorologiques sur l'ensemble du territoire d'exploitation potentiel du gaz de schiste. Afin d'éviter que les impacts sur la qualité de l'air soient sous-estimés, des taux d'émissions correspondant à des technologies antérieures à l'année 2000 ont été retenus. Ces taux ont été estimés sur la base des facteurs d'émission les plus élevés. L'utilisation de l'électricité du réseau de distribution existant n'est également pas considérée comme une option de remplacement aux générateurs et aux moteurs diésel (PR3.6.19, p. 4, 5, 15 et 16).

Par ailleurs, la composition du gaz naturel retenu contient cinq fois plus de COV que la composition typique du gaz provenant du shale d'Utica échantillonné. Les auteurs ont également retenu une concentration à la source de 100 ppmv (parties par million en volume) de sulfure d'hydrogène (H_2S), alors qu'il est peu probable que ce contaminant soit présent dans le shale d'Utica (*ibid.*, p. 16).

11. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Normes et critères québécois de qualité de l'atmosphère* [en ligne (28 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/air/criteres/Normes-criteres-qc-qualite-atmosphere.pdf].

- *La commission d'enquête constate que l'évaluation des impacts sur la qualité de l'air et sur les odeurs ne prend pas en compte les travaux d'aménagement de routes et de chemins d'accès, les travaux de préparation des plateformes de forage et les émissions du transport routier nécessaire à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste.*

Les impacts sur la qualité de l'air

La modélisation a montré des dépassements de normes et de critères de qualité de l'air. L'intensité et l'étendue de ces dépassements varient selon les données météorologiques et les phases du projet. Ils peuvent être importants en bordure du site et s'étendre sur quelques kilomètres pour certains contaminants (*ibid.*, p. xi).

L'étape du forage

La préparation d'un puits comporte une première étape de forage vertical suivie du forage d'une section horizontale. Les sources d'émissions potentielles sont les groupes électrogènes, les chaudières, la torchère, les camions et les moteurs à combustion (*ibid.*, p. 21).

Si on considère les concentrations initiales observées dans l'air, les résultats de la modélisation montrent des dépassements potentiels des normes et des critères de qualité de l'air ambiant pour plusieurs contaminants liés à l'utilisation de moteurs à combustion. Il s'agit principalement du dioxyde d'azote, des matières particulaires, du formaldéhyde et des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) (tableau 9) (*ibid.*, p. 22). Des dépassements de normes pour le dioxyde de soufre (SO2), reliés à l'utilisation des chaudières, ont également été observés.

Tableau 9 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment du forage (sans mesures d'atténuation)

Sources	Contaminants	Contaminants	Distances (m)
Moteurs diésel	NO_2, $MP_{2.5}$, MP_t, formaldéhyde, HAP, odeur	NO_2	300
		$MP_{2.5}$	1 000
		MP_t	350
		SO_2	250
		Formaldéhyde	150
		HAP	350
Chaudières	SO_2, odeur, $MP_{2.5}$	Odeur > 10 u.o/m³	2 200
		Odeur > 5 u.o/m³	> 5 000

Source : adapté de PR3.6.19, tableau 13.1.

L'étape de la fracturation hydraulique

Les auteurs de la modélisation considèrent que la fracturation n'aurait pas d'impacts notables sur les concentrations moyennes annuelles de contaminants dans l'air ambiant. Les sources d'émission potentielles sont les camions-pompes et les équipements de mélange. Les résultats de la modélisation montrent des dépassements importants des normes ou des critères de qualité de l'air à court terme pour le dioxyde d'azote, les matières particulaires et le formaldéhyde (tableau 10). Les moteurs à combustion des camions-pompes en seraient la principale cause (*ibid.*, p. 41).

Tableau 10 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment de la fracturation hydraulique (sans mesures d'atténuation)

Sources	Contaminants	Distances (m)
Moteurs diésel *(camions-pompes et autres)*	NO_2	600
	$MP_{2.5}$	650
	MP_t	250
	Formaldéhyde	450
	Odeur > 10 u.o/m³	> 5 000

Source : adapté de PR3.6.19, tableau 13.1.

L'essai de production

L'efficacité de la fracturation hydraulique dans un puits est évaluée durant l'étape d'essai de production. Cette étape est réalisée en phase d'exploration ainsi qu'en phase d'exploitation. Outre le bassin d'entreposage des eaux de reflux, la source d'émission potentielle pendant cette étape réside dans l'utilisation d'une torchère[12] (*ibid.*, p. 49).

Les résultats de la modélisation montrent, sans l'application de mesures d'atténuation, des dépassements considérables des normes et des critères de qualité de l'air pour les composés organiques volatils (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène [BTEX]) et pour le H_2S en provenance du bassin de stockage à ciel ouvert des eaux de reflux. Ces dépassements seraient « extrêmes en termes d'intensité (de 10 à 400 fois pour le BTEX et de 600 à 2 000 pour le H_2S) et d'étendue (plus de 5 km pour le benzène, le toluène, le xylène et le H_2S) » (*ibid.*, p. 50). Les taux d'émission considérés sont basés sur des concentrations théoriques de COV dans les eaux de reflux de fracturation. Ces concentrations théoriques seraient supérieures de plusieurs ordres de grandeur (2 000 à 40 000 fois) aux concentrations mesurées dans l'eau de fracturation des puits du

12. Le scénario de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec implique l'utilisation d'un incinérateur au moment de l'essai de production. Une ventilation directe du gaz dans l'atmosphère serait néanmoins possible durant une courte période au début de l'essai de production, et ce, quand le débit du gaz ne serait pas suffisant pour soutenir la flamme de l'incinérateur (PR3.6.18, p. 38).

Québec. Ces dernières n'ont pas été considérées dans la modélisation en raison de la fiabilité limitée des échantillons (*ibid.*, p. 57). Une analyse plus détaillée et précise des eaux de reflux à l'entrée des bassins permettrait de diminuer l'incertitude liée à l'estimation des émissions de COV et de H_2S (*ibid.*, p. 140).

L'étape d'extraction du gaz

Les sources potentielles d'émissions d'une plateforme de production de gaz de schiste sont les moteurs des compresseurs, les évents de coffrage situés à la tête des puits, les dégagements de gaz de systèmes pneumatiques et les émissions fugitives des équipements de procédés[13]. Les résultats de la modélisation montrent des dépassements des normes et des critères de qualité de l'air pour le H_2S et les composés organiques (benzène, toluène, xylène, formaldéhyde et hexane) (tableau 11). Les systèmes de contrôle pneumatiques au gaz, les émissions fugitives de procédés et les évents de coffrage situés en tête de puits ont été identifiés comme étant les principales sources d'émissions (*ibid.*, p. 63).

Tableau 11 Les distances de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air au moment de l'extraction du gaz (sans mesures d'atténuation)

Sources	Contaminants	Contaminants	Distances (m)
Moteur du compresseur de puits alimenté au gaz	NO_2, formaldéhyde, odeur	NO_2	150
		Formaldéhyde	100
		Benzène	200
		Toluène	850
Évents de coffrage des puits Fugitives de procédés Systèmes pneumatiques au gaz	Benzène, toluène, xylène, n-hexane, H_2S, odeur	Xylène	100
		n-hexane	100
		H_2S	550-900
		Odeur > 10 u.o/m³	650
		Odeur > 5 u.o/m³	1 400
		Odeur > 1 u.o/m³	> 5 000

Source : adapté de PR3.6.19, tableau 13.1.

L'étape de traitement du gaz

La modélisation se base sur l'hypothèse qu'un centre de traitement recueillerait le gaz de toutes les plateformes de production se situant sur un territoire de 400 km². Cela équivaut à environ un centre de traitement pour 50 plateformes de six puits chacune. Le traitement du gaz comprend une étape de séparation de l'eau suivie d'une déshydratation au glycol. Avant sa distribution, le gaz sec est compressé. En hiver, une étape de réchauffage du gaz précède le traitement (*ibid.*, p. 71). Les sources d'émissions atmosphériques sont le

13. Les fuites des équipements de procédés pourraient survenir principalement aux connecteurs des tuyaux, aux vannes, aux joints de compresseurs, aux soupapes de surpression et aux lignes ouvertes (PR3.6.18, p. 52).

chauffage du gaz, les évents et le chauffage du régénérateur de glycol, les compresseurs de gaz et les émissions fugitives de procédés.

Les moteurs alimentés au gaz des compresseurs ont été reconnus comme étant les sources de dépassement des normes et des critères de qualité de l'air pour le dioxyde d'azote, les matières particulaires, le formaldéhyde, le butadiène et le tétrachloroéthane. Des dépassements ont également été observés pour le sulfure d'hydrogène, le benzène et le toluène (tableau 12). Les sources en cause sont les émissions fugitives de procédés et les évents de régénérateurs de glycol (*id.*).

Tableau 12 Les distances de dépassements des normes et des critères de qualité de l'air au moment du traitement du gaz (sans mesures d'atténuation)

Sources	Contaminants	Contaminants	Distances (m)
Moteurs des compresseurs alimentés au gaz	NO_2, $MP_{2.5}$, MP_t, formaldéhyde, butadiène, tétrachloroéthane, odeur	NO_2	650
		$MP_{2.5}$	1 000
		MP_t	400
		Formaldéhyde	2 600
		Butadiène	550
		Tétrachloroéthane	150
Évents de régénérateurs de glycol *(benzène, toluène)* Fugitives de procédés *(toluène, H_2S)*	Benzène, toluène, H_2S, odeur	Benzène	1 000
		Toluène	> 5 000
		H_2S	150
		Odeur > 10 u.o/m³	> 5 000

Source : adapté de PR3.6.19, tableau 13.1.

- *La commission d'enquête constate que, sans l'application de mesures d'atténuation, l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient avoir un impact significatif sur la qualité de l'air aux échelles locale et régionale dans les régions à haute densité d'implantation.*

Les impacts sur les odeurs

Les différents contaminants émis par les sources fixes, mobiles et fugitives possèdent des propriétés odorantes. La modélisation considère que les niveaux d'odeur de chaque substance sont additifs. Par contre, les concentrations initiales des contaminants ne sont pas prises en compte dans l'évaluation de l'impact sur les odeurs.

Le niveau d'odeur d'une substance est défini par sa concentration moyenne dans l'air ambiant sur une période de quatre minutes et par son seuil olfactif. Le niveau d'odeur s'exprime en « unités d'odeur » par mètre cube (u.o./m³). La probabilité est élevée de générer des plaintes à une concentration de 5 u.o./m³, alors qu'elle est quasi certaine

à 10 u.o./m³. Il importe de préciser que ces critères peuvent varier de façon importante en fonction du caractère subjectif de l'appréciation des odeurs, agréable ou désagréable, par les individus (*ibid.*, p. 8).

Sans l'application de mesures d'atténuation, les résultats de la modélisation montrent que les odeurs pourraient être perçues à des niveaux générant des plaintes à plus de 5 km de la source d'émission. Au moment du forage et de la fracturation, les aldéhydes (principalement l'octanal et l'acétaldéhyde) et le NO_2 associés aux moteurs à combustion sont les principaux contaminants contribuant aux dépassements d'odeurs dans l'air ambiant. À l'étape d'essai de production, les bassins d'entreposage des eaux de reflux ont été reconnus comme étant des sources ayant l'impact le plus important associé aux émissions de H_2S et de COV, notamment de toluène, en ce qui a trait aux odeurs. Les émissions de ces deux contaminants contribuent également à l'apparition d'odeurs au moment de l'extraction du gaz, en cas de fuites aux puits. Enfin, pour l'étape de traitement du gaz, l'impact est associé aux émissions des moteurs (aldéhydes et acroléine), aux émissions fugitives des procédés et aux émissions des évents des régénérateurs de glycol (H_2S et les COV) (*ibid.*, p. 113).

- *La commission d'enquête constate que, sans l'instauration de mesures d'atténuation, les odeurs émises par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste pourraient être perçues par des individus, à une intensité générant des plaintes, à une distance de plus de 5 km de la source d'émission.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que les émissions de contaminants au moment de l'aménagement des chemins d'accès et des plateformes ainsi que durant le transport routier pourraient accentuer les impacts de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste sur la qualité de l'air et sur les odeurs.*

Les mesures d'atténuation

L'étude de dispersion atmosphérique a permis également de modéliser les concentrations maximales de contaminants dans l'air ambiant autour d'une plateforme en appliquant des mesures d'atténuation.

L'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération permettrait de réduire les émissions de NO_X de 70 à 95 % et les émissions de matières particulaires de plus de 95 %. Ce type de moteurs a été utilisé aux États-Unis et au Canada en vertu du *Règlement sur les émissions des moteurs hors route à allumage par compression* (DORS/2005-32 (Gaz. Can. II), art. 2). Ce règlement vise les moteurs diésel hors route utilisés dans les machines, comme les tracteurs, les excavatrices, les débusqueuses et les bouteurs. Pour les moteurs à combustion, l'utilisation d'un pot catalytique pourrait

réduire de plus de 90 % les émissions de formaldéhyde et vraisemblablement d'autres COV ainsi que des HAP (PR3.6.19, p. 87).

Selon la modélisation, l'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération, de carburants à faible teneur en soufre ainsi que le rehaussement des cheminées des moteurs permettraient d'éliminer les dépassements des normes et des critères de qualité de l'air sauf pendant la fracturation hydraulique. Durant cette étape, des dépassements pourraient toujours être observés pour les NO_x (jusqu'à 300 m du centre de la source) (*ibid.*, p. 89, 98, 99, 109, et 110). Environnement Canada n'a pas été en mesure de confirmer la validité des taux de réduction des émissions mentionnés dans cette étude, car les facteurs d'émissions utilisés ne correspondent pas à ceux employés par cet organisme, d'une part, et, d'autre part, les années de référence utilisées ne seraient pas les mêmes (DQ15.1).

La seule technique de réduction des émissions de contaminants durant l'essai de production consiste à utiliser des bassins fermés afin que la surface d'exposition à l'atmosphère du contenu des bassins des eaux de reflux soit réduite. Les techniques envisageables incluent les réservoirs en acier en série et les réservoirs flexibles de grande capacité (PR3.6.19, p. 88). Lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission d'enquête a constaté que les réservoirs présents sur les plateformes étaient des réservoirs fermés de petite dimension. Il importe de préciser que, lors de la phase d'exploitation à grande échelle, le volume d'eaux usées pourrait être important et les entreprises gazières pourraient éventuellement mettre en place des systèmes centralisés de gestion des eaux de reflux. En Pennsylvanie, les grands volumes d'eau de reflux étaient entreposés dans des bassins ouverts de grande superficie aménagés hors plateforme.

Les émissions fugitives de procédés au moment des étapes d'extraction et de traitement du gaz pourraient être réduites de 90 % par la mise en place d'un programme de détection et de réparation de fuites. De plus, au moment de l'extraction, les émissions de gaz de schiste à la hauteur des évents de coffrage en tête de puits peuvent être captées et réacheminées dans le flux de production. Durant le traitement du gaz, les COV qui émanent des évents des régénérateurs de glycol pourraient également être captés et traités. Enfin, les systèmes de contrôles pneumatiques au gaz pourraient être remplacés par des systèmes plus performants, mécaniques ou fonctionnant à l'air comprimé (*ibid.*, p. 88 et 89).

Avec l'utilisation de ces mesures d'atténuation, les odeurs diminueraient considérablement. Les zones de concentration d'odeurs de plus de 10 u.o./m³ ne dépasseraient pas 600 m pour un site de fracturation hydraulique et 150 m au moment du forage. La zone de concentration d'odeurs de plus de 5 u.o./m³ pourrait atteindre 2,5 km pour la fracturation hydraulique et 300 m pour le forage et le traitement du gaz.

Ces odeurs ne seraient pas perceptibles pour les étapes d'essai de production, d'extraction et de traitement du gaz (*ibid.*, p. 115).

En plus des mesures d'atténuation déjà déterminées, le remplacement des moteurs à combustion fixes par des moteurs électriques alimentés à partir du réseau de distribution existant permettrait de respecter les normes et les critères de qualité de l'air ambiant et des odeurs. Toutefois, l'utilisation de ce type de moteurs dépend de la proximité d'un réseau de distribution de capacité suffisante et de la construction d'une ligne de transport d'électricité. Le coût de cette mesure, durant les étapes temporaires, comme le forage et la fracturation hydraulique, la rendrait difficilement applicable. Par contre, les entreprises pourraient l'envisager pour les installations en phase d'exploitation (stations de traitement du gaz), dans le cas où le réseau de distribution existant serait à proximité. De plus, en raison de la présence d'hydrocarbures sur les plateformes, ces équipements devraient être anti-explosion. Ils devraient aussi être conçus de façon à ce que la présence d'eau requise soit prise en compte, et ce, pour des raisons de sécurité des travailleurs. Enfin, la disponibilité d'équipement de forage et de fracturation muni de moteurs électriques serait limitée sur le marché (DQ9.1 ; PR3.6.19, p. 87).

- *La commission d'enquête constate que l'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération équipés de pots catalytiques permettrait de réduire les émissions d'oxydes d'azote, les matières particulaires et les composés organiques volatils dans l'atmosphère. Même avec l'application de ces mesures, des dépassements des normes ou de critères de qualité de l'air ambiant pourraient être observés pour les oxydes d'azote au moment de la fracturation hydraulique, et ce, jusqu'à une distance de 300 m du centre d'une plateforme.*

- *La commission d'enquête constate que l'utilisation de bassins fermés serait la seule mesure d'atténuation recensée permettant de réduire, voire d'éliminer, les émissions de contaminants liées à l'entreposage des eaux de reflux.*

- *La commission d'enquête constate que les émissions fugitives de procédés survenant au moment des étapes d'extraction et de traitement du gaz de schiste pourraient être réduites par la mise en place d'un programme de détection et de correction des fuites.*

- *La commission d'enquête constate que l'application de mesures d'atténuation permettrait de réduire la distance à laquelle les odeurs génératrices de plaintes (plus de 10 u.o./m^3) seraient perçues, de 2 200 m à 150 m durant l'étape du forage, et de 5 000 m à 600 m durant l'étape de fracturation hydraulique. À 5 u.o/m^3, bien que moins susceptibles de générer des plaintes, les odeurs seraient néanmoins perceptibles jusqu'à 300 m lors du forage et jusqu'à 2,5 km lors de la fracturation hydraulique.*

Les effets cumulatifs

La modélisation des effets cumulatifs des activités dans une même région a été réalisée pour une superficie de 20 km². Une configuration avec six plateformes voisines, soit 36 puits, ayant une densité de 0,25 plateforme/km² a été retenue comme scénario. La modélisation porte uniquement sur l'étape de forage, car cette dernière est la plus susceptible d'entraîner des impacts cumulatifs parce que « plusieurs plateformes pourraient être à l'étape du forage simultanément, cette étape dure environ six mois par plateforme et les émissions sont relativement continues » (PR3.6.19, p. 123). Il serait peu probable que plusieurs plateformes voisines effectuent les activités de fracturation ou les essais de production en même temps. Finalement, les centres de traitement du gaz seraient trop éloignés les uns des autres pour exercer des effets cumulatifs considérables (*id.*).

Des simulations ont été réalisées seulement pour les $MP_{2.5}$ et le NO_2, car leurs effets cumulatifs pourraient être importants. Des dépassements des normes et des critères de qualité de l'air ambiant seraient observés pour ces deux contaminants. Cependant, avec la mise en place de mesures d'atténuation, l'évaluation montre qu'il y aurait peu ou pas de dépassements supplémentaires de la norme journalière pour les matières particulaires. Pour les NO_2, les concentrations maximales augmenteraient à peine (*ibid.*, p. 124 et 125). Quant aux BTEX et au sulfure d'hydrogène, l'effet cumulatif d'un développement à grande échelle n'entraînerait pas de dépassements de normes et des critères de qualité de l'air si des mesures d'atténuation, comme l'installation de réservoirs fermés, étaient mises en place (*ibid.*, p. 141 ; DQ16.1, p. 5).

En ce qui a trait aux odeurs, la modélisation des impacts n'a pas permis d'estimer les effets cumulatifs de manière quantitative. Par contre, les auteurs considèrent que pour les régions qui vivraient un déploiement à haute densité de l'industrie, l'intensité et la fréquence des épisodes potentiels d'odeurs pourraient être plus importantes si aucune mesure d'atténuation n'était appliquée. Avec l'adoption de mesures comme l'utilisation des moteurs à combustion de dernière génération, l'impact d'une plateforme serait à peine perceptible à partir de la plateforme voisine (PR3.6.19, p. 125).

- *La commission d'enquête constate que l'évaluation des effets cumulatifs du déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur la qualité de l'air a été réalisée seulement pour les matières particulaires et le dioxyde d'azote. Des dépassements de critères pourraient être observés si aucune mesure d'atténuation n'était mise en place.*

- *La commission d'enquête constate qu'advenant un déploiement intensif de l'industrie du gaz de schiste, des odeurs pourraient être perçues sur une bonne partie du territoire d'implantation lors des activités de fracturation, et ce, même avec l'application de mesures d'atténuation.*

Les émissions d'oxydes d'azote et les effets sur l'ozone troposphérique

L'ozone troposphérique se forme par temps chaud et ensoleillé à la suite de réactions chimiques entre les oxydes d'azote et les composés organiques volatils. Il s'agit d'un gaz incolore qui figure parmi les gaz responsables de la présence de smog urbain. Les émissions totales d'oxydes d'azote du Québec totalisaient environ 246 000 t en 2011. Sans l'application de mesures d'atténuation, les émissions annuelles de NO_x liées à l'industrie du gaz de schiste pourraient atteindre 22 000 t en 2020 (9 % des émissions provinciales de 2011) pour le scénario de développement 3, et 150 000 t en 2025 (60 % des émissions de 2011) pour le scénario de développement 5. Cette augmentation est qualifiée de « très importante » (*ibid.*, p. 131).

Avec la mise en place des mesures d'atténuation, les émissions de dioxydes d'azote pour le scénario 3 pourraient atteindre 4 600 t par année en 2020, soit environ 1,9 % des émissions provinciales de 2011. Par la suite, elles se stabiliseraient à environ 525 t par année. Pour le scénario 5, elles pourraient atteindre 29 000 t par année en 2025, soit environ 12 % des émissions provinciales de 2011. Par la suite, elles se stabiliseraient à environ 5 000 t par année (*ibid.*, p. 133 et 134).

La modélisation montre qu'un projet type contribuerait à augmenter localement les concentrations d'ozone troposphérique au moment d'un épisode de pollution par l'ozone. Par contre, considérant que ces épisodes couvrent de vastes régions et parfois tout le sud du Québec, les auteurs de l'étude considèrent que l'impact d'une seule plateforme ne semblerait pas très important, surtout si des mesures d'atténuation étaient appliquées (*ibid.*, p. 135). En revanche, la modélisation permet seulement d'évaluer la contribution des oxydes d'azotes aux épisodes d'ozone troposphérique à échelle locale, alors qu'une multitude de réactions chimiques et photochimiques impliquant entre autres les COV pourraient influer sur la formation de l'ozone. Les auteurs mentionnent que pour estimer les impacts à l'échelle des basses-terres du Saint-Laurent, une autre évaluation devrait être réalisée (*ibid.*, p. 140).

De plus, selon une étude réalisée au Texas, l'augmentation de la circulation des camions lourds associée aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste contribuerait à la formation d'ozone troposphérique[14].

14. NORTH CENTRAL TEXAS COUNCIL OF GOVERNMENTS (2012). *Development of Oil and Gas Mobile Source Inventory in the Barnett Shale in the 12-County Dallas-Fort Worth Area* [en ligne (13 juin 2014) : www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/mob/5821113174FY1101-20120831-NCTCOG-BarnettShale_oil_gas_mobile_ei.pdf].

- *La commission d'enquête constate que l'évaluation des effets potentiels des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sur l'ozone troposphérique est partielle. Elle a été réalisée à l'échelle locale seulement et ne prend pas en considération la contribution des composés organiques volatils ni celle des émissions de contaminants résultant de l'augmentation du camionnage.*

Les risques pour la santé

En 2010, lors des premières audiences publiques sur le gaz de schiste, le ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) mentionnait que pour évaluer le risque pour la santé, il était nécessaire de connaître le nombre d'individus exposés, particulièrement les plus vulnérables, soit les jeunes enfants et les personnes âgées. De plus, les effets doivent être évalués selon la durée réelle de l'activité, en considérant le nombre et la nature des forages et l'emplacement des plateformes sur le territoire (BAPE, 2011, rapport nº 273, p. 146 et 147).

Le MSSS a demandé à l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ) de se pencher sur la question des risques associés au gaz de schiste sur la santé. L'INSPQ souligne que les lacunes dans les connaissances scientifiques liées à divers facteurs de risques rendent impossible l'évaluation *a priori* du risque associé à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste au Québec (DB24.1, p. 1 et 2). En effet, aucune évaluation des risques sur la santé n'a été réalisée dans le cadre de l'ÉES.

La revue de littérature réalisée par l'INSPQ permet toutefois de dresser un portrait des risques potentiels associés aux contaminants de l'air liés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. L'INSPQ souligne que des effets sanitaires pourraient être observés à la suite d'expositions de courte durée (de quelques heures à quelques jours) et de longue durée (quelques années). En milieu urbain, une exposition de courte durée aux principaux contaminants de l'air (NO_x, SO_x, $MP_{2.5}$) a été associée à une intensification des symptômes respiratoires ainsi qu'à une baisse des fonctions pulmonaires. Il en découle une augmentation du nombre de visites à l'urgence et d'hospitalisations pour des problèmes cardiorespiratoires (*ibid.*, p. 19). Une exposition à long terme aux matières particulaires et aux émissions causées par les véhicules routiers pourrait être associée à une altération du développement des poumons et au développement de l'asthme chez les enfants. Une hausse des risques de mortalité pour des problèmes cardiorespiratoires a également été associée aux expositions prolongées aux matières particulaires. En milieu de travail, une exposition à long terme aux COV a été associée à des effets aigus et chroniques sur la santé (*ibid.*, p. 19 et 20).

Sur la base des mesures de concentrations de COV, une étude réalisée dans le comté de Garfield, au Colorado, fait état de risques de cancer liés à une exposition

subchronique et chronique aux contaminants de l'air de l'industrie du gaz de schiste. À une distance de moins de 805 m des plateformes, les risques de cancer chez les résidents seraient près du double qu'à une distance plus grande. L'exposition aux contaminants de l'air durant l'étape de complétion des puits comporte les risques les plus importants sur la santé (McKenzie *et al.*, 2012).

Une autre étude démontre une association positive entre la densité et la proximité des puits de gaz de schiste et une plus grande prévalence de malformations cardiaques congénitales et, possiblement, d'anomalies du tube neural chez l'enfant à naître. Bien qu'il y ait peu d'études sur les effets des contaminants de l'air émis par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste sur la santé des enfants à naître, certains de ces contaminants, comme le toluène, le xylène et le benzène, ont un potentiel tératogène. Ils pourraient donc provoquer le développement de malformations congénitales (McKenzie *et al.*, 2014). Ces deux études mentionnent néanmoins qu'il serait nécessaire de réaliser des études approfondies afin de documenter davantage les risques sur la santé associés à l'exposition aux polluants de l'air émis par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.

L'INSPQ mentionne qu'en plus des risques d'effets sanitaires directs potentiellement associés à l'exposition aux polluants de l'air, des effets indirects en lien avec l'augmentation des émissions de dioxyde de carbone et les changements climatiques pourraient survenir. Les risques sur la santé associés à l'exposition aux polluants de l'air seraient plus prononcés à proximité des plateformes. L'INSPQ ajoute qu'il « serait opportun de réfléchir aux distances nécessaires entre les sites et les aires d'activités des populations, de façon à limiter les risques associés aux impacts de la pollution de l'air » (DB24.1, p. 25). À titre indicatif, la distance minimale requise entre un puits gazier et une habitation est de 100 m en vertu du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Le MERN prévoit revoir les normes applicables à l'aménagement d'un site de forage et à la construction d'un puits prévues dans ce règlement[15]. L'INSPQ mentionne également qu'il serait important de réaliser des mesures des polluants de l'air avant d'amorcer toute activité d'exploration et d'exploitation, et ce, afin de bien documenter le temps zéro et, ainsi, de cerner les impacts de ces activités (*id.*).

15. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *De nouvelles dispositions encadrant les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières pour assurer la protection de l'eau – Foire aux questions – question 1* [en ligne (29 septembre 2014) : www.protegeonsleau.gouv.qc.ca/].

- *La commission d'enquête constate qu'aucune évaluation des risques sur la santé au Québec n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, mais que l'Institut national de santé publique du Québec a produit un état des connaissances scientifiques sur ce sujet.*

- *Sur la base des travaux de l'Institut national de santé publique du Québec et d'autres études, la commission d'enquête constate que les risques à la santé seraient plus importants pour les populations habitant à proximité des plateformes et dans les régions où les activités seraient plus concentrées.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le principe de prévention devrait s'appliquer en l'absence d'études scientifiques ciblées sur les risques pour la santé associés à l'exposition aux polluants de l'air de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, en collaboration avec celui de la Santé et des Services sociaux, devrait améliorer les connaissances sur les enjeux relatifs à la santé et mettre en place des mesures visant à réduire le plus possible l'exposition de la population aux polluants de l'air émis par l'industrie gazière.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les distances séparatrices minimales actuellement en vigueur entre les plateformes et les zones habitées ne permettraient pas d'assurer la qualité de l'air et la qualité de vie des individus. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait réviser ces distances en collaboration avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et le ministère de la Santé et des Services sociaux.*

Le cadre réglementaire portant sur la gestion des émissions atmosphériques

Responsable du suivi de l'évolution de la qualité de l'air au Québec, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a mentionné que le *Règlement sur l'assainissement de l'atmosphère* ne comporte aucune disposition propre à l'exploration et l'exploitation gazière. Les dispositions générales demeurent néanmoins applicables, puisque les forages destinés à la recherche ou à l'exploitation du gaz naturel dans le shale sont assujettis à un certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Dans ce contexte, les normes de qualité de l'air prévues au Règlement s'appliquent et le Ministère peut encadrer la gestion des émissions atmosphériques. De plus, il peut établir des critères de qualité de l'air pour des contaminants qui ne sont pas normés, mais qui sont susceptibles de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la

faune ou aux biens. La plupart des normes et des critères établis pour une courte période, soit quatre minutes, auraient été déterminés en fonction des seuils olfactifs afin que soient pris en compte les impacts concernant les odeurs (DB40, p. 7 ; M. Yvon Couture, BCÉS, DT8, p. 33 ; PR3.9.2, p. 38 ; DQ16.1).

Les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière mentionnent que les entreprises gazières devraient produire « une évaluation complète du milieu initial, incluant toutes les sources d'émanation de méthane et autres contaminants présents en provenance du sol (failles et ouvertures) et des différents puits existants (puits d'eau potable, puits gaziers, etc.) » avant le début du projet (MDDELCC, 2014b, p. 70). De plus, pour chacune des sources d'émission de contaminants dans l'atmosphère, le requérant doit en préciser l'emplacement et estimer le volume de contaminants qui seraient émis dans l'atmosphère. Les lignes directrices précisent également que le requérant doit évaluer les émissions diffuses fugitives et non fugitives provenant de toutes les sources, y compris des garnitures étanches des pompes et des compresseurs, des robinets, des vannes ou des soupapes, des joints ou des raccords, des incinérateurs, des bassins, etc. (*id*.).

Par ailleurs, une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique portant sur l'ensemble des contaminants émis par les activités d'exploration[16] (matières particulaires, NO_x, CO, SO_2, COV, HAP et autres contaminants) serait demandée aux entreprises gazières lors du dépôt de la demande de certificat d'autorisation. Cette étude devrait également évaluer les impacts de la formation d'ozone troposphérique et prendre en compte les différentes sources d'émissions atmosphériques avoisinantes susceptibles d'influencer la qualité de l'air. La prise en compte des concentrations initiales de contaminants devrait permettre au Ministère d'évaluer les impacts cumulatifs des activités sur la qualité de l'atmosphère au moment de la demande de certificat d'autorisation. La somme des émissions de contaminants estimée par l'entreprise gazière pour son projet et des concentrations initiales ne devrait pas dépasser la norme ou le critère de qualité de l'atmosphère stipulé par le Ministère (*ibid.*, p. 72).

Selon l'US Environmental Protection Agency, la plupart des polluants de l'air associés au gaz de schiste sont générés à l'étape de la fracturation hydraulique et de la complétion. Dans ce contexte, de nouvelles normes visant à réduire les émissions de COV dans l'air durant la complétion ont été établies. Cette approche de complétion avec réduction des émissions consiste à capturer le gaz produit durant la complétion

16. Les lignes directrices provisoires du MDDELCC précisent les sources d'émission à inclure dans l'étude de modélisation de la dispersion atmosphérique, à savoir « les émissions provenant des différents équipements utilisés lors de l'exploration (foreuses, pompes, torchères, génératrices, évents de réservoir, etc.), les émissions diffuses provenant des puits, les émissions provenant des bassins d'entreposage des fluides de fracturation et celles liées à la circulation des camions » (MDDELCC, 2014b, p. 71 et 72).

des puits à la suite de la fracturation hydraulique. De l'équipement portatif pourrait être utilisé sur la plateforme afin de séparer le gaz des matières solides et liquides durant le reflux de l'eau. Par la suite, ce gaz peut être acheminé au réseau de collecte pour traitement et, éventuellement, au réseau de distribution. Outre les émissions de COV, cette approche pourrait réduire les émissions de méthane et des HAP, et restreindre l'utilisation de la torchère[17] (PR3.8.8, p. 95 et 96).

La fracturation hydraulique des puits peut se réaliser avant la délivrance du bail d'exploitation et, par conséquent, durant la phase exploratoire. Le gaz recueilli pendant cette phase peut être utilisé sur place par l'entreprise afin qu'elle réalise ses activités ou peut être brûlé à l'air à l'aide d'une torchère. En vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, une autorisation est nécessaire afin de mettre en place une torchère ou un autre dispositif destiné à brûler ou à épurer le gaz, tel un incinérateur (PR3.9.2, p. 21, 22 et 25). Les lignes directrices provisoires soulignent que le recours à une torchère devrait se limiter à une période de deux semaines seulement. L'utilisation d'un incinérateur serait donc privilégiée après cette période. Par ailleurs, aucune approche de complétion avec réduction des émissions n'est en vigueur actuellement au Québec, quoique les lignes directrices soulignent que l'utilisation d'une telle approche serait souhaitable (MDDELCC, 2014b, p. 41).

Le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* prévoit que l'émission de certains contaminants à l'origine de la pollution toxique, des pluies acides et du smog ainsi que de certains gaz à effet de serre doit être déclarée au ministre lorsque le seuil prescrit dans le Règlement est dépassé (DQ16.1). Il n'y a pas de normes de déclaration propres aux puits gaziers, sauf pour les émissions de certains gaz à effet de serre. Par contre, les règles générales du Règlement s'appliquent. Il revient alors à l'exploitant d'identifier les activités, les procédés ou les équipements qui sont la source des émissions de contaminants atmosphériques ainsi que la méthode de calcul utilisée (art. 4). Contrairement aux déclarations de gaz à effet de serre, celles relatives aux contaminants à l'origine de la pollution toxique, des pluies acides et du smog s'appliquent à un établissement, et non à une entreprise. Étant donné que cette notion d'« établissement » n'est pas définie au Règlement pour les exploitants gaziers, elle pourrait laisser place à l'interprétation et elle pourrait être appliquée seulement pour un

17. UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2012). *Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews; Final Rule. 40 CFR Parts 60 and 63* [en ligne (4 juin 2014) : www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-08-16/pdf/2012-16806.pdf].

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2011). *Lessons Learned from Natural Gas STAR Partners – Reduced Emissions Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells* [en ligne (4 juin 2014) : www.epa.gov/gasstar/documents/reduced_emissions_completions.pdf].

puits ou une plateforme, sous-estimant ainsi les émissions potentielles d'une entreprise qui exploiterait plusieurs plateformes.

Le MDDELCC souligne qu'un suivi peut être demandé à l'exploitant afin que soient déclarés d'éventuels dépassements de critères établis lors de la délivrance du certificat d'autorisation (MDDELCC, 2014b, p. 78; M. Yvon Couture, BCÉS, DT7, p. 39). De plus, le titulaire d'un certificat d'autorisation doit transmettre au ministre les renseignements sur le contrôle et sur le suivi des émissions et des contaminants dans l'atmosphère[18]. Les lignes directrices provisoires du Ministère exigent que l'entreprise gazière mette en œuvre un programme de détection et de réparation des fuites couvrant l'équipement, les conduites, les réservoirs et les bassins. Un suivi et une déclaration de toutes les émissions fugitives diffuses constatées sur une plateforme devraient également être produits par l'entreprise (MDDELCC, 2014b, p. 50 et 77). Par contre, aucune mesure réglementaire ne précise qu'un suivi des émissions de contaminants dans l'atmosphère doit être réalisé par le promoteur à la suite de la fermeture définitive d'un puits.

En ce qui a trait aux émissions atmosphériques des moteurs à combustion, l'auteur des études sur la dispersion atmosphérique propose la mise en place d'un registre des moteurs, y compris de la puissance et du type de certification du moteur, des heures d'utilisation et de la consommation de carburant, afin qu'un bilan des émissions puisse être établi (PR3.6.19, p. 140).

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* précise qu'au moment de la fermeture temporaire ou définitive d'un puits ou au moment des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits, l'isolation des puits doit empêcher les fuites de liquides ou de gaz. Ce règlement viserait donc un objectif de « zéro fuite » (M. Frédéric Dubé, MERN, DT12, p. 116). Il prévoit également que le promoteur produise une inspection et un rapport annuels à la suite de la fermeture temporaire d'un puits, alors qu'aucune exigence à cet égard n'y est mentionnée en ce qui a trait à la fermeture définitive d'un puits.

Les inspections peuvent avoir lieu tout au long des travaux de forage, de modification, de complétion ou de fermeture de puits (DB59). Le MDDELCC a élaboré, en collaboration avec le MERN, une procédure préliminaire d'évaluation de la migration de gaz dans les sols et dans l'eau souterraine à proximité d'un puits pétrolier ou gazier. Il vise ainsi à uniformiser les méthodes de mesure de la migration du gaz et à se doter

18. *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers* (RLRQ, c. Q-2, r. 47.1), Art. 4.

du pouvoir de demander au promoteur d'apporter des correctifs dans le cas où des émissions seraient observées (PR3.6.6, Annexe 2).

Aucune exigence concernant les bassins d'entreposage des eaux de reflux n'est prévue dans la réglementation. Le MDDELCC précise néanmoins que l'utilisation de réservoirs fermés pourrait être exigée au moment de la demande de certificat d'autorisation (M. Charles Lamontagne, MDDELCC, DT5, p. 55 et 56). Les lignes directrices provisoires du Ministère privilégient l'entreposage des eaux de reflux dans des réservoirs hors-sol et fermés, notamment lorsque les eaux présentent des caractéristiques de matières dangereuses (MDDELCC, 2014b, p. 14).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger des entreprises gazières qu'elles déposent une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique au moment de la demande de certificat d'autorisation afin d'évaluer l'impact cumulatif de leurs activités et de prévoir de possibles dépassements de normes.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de la Santé et des Services sociaux devrait être consulté dans le cadre de la procédure d'analyse de toute demande de certificat d'autorisation. Cette approche de collaboration devrait permettre d'analyser des risques potentiels sur la santé liés à une exposition aux émissions de contaminants dans l'air.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger l'utilisation d'incinérateurs afin de réduire les émissions de contaminants dans l'air.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger une approche de complétion avec réduction des émissions dans l'air.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait concevoir un protocole de déclaration d'émissions de certains contaminants à l'origine de la pollution toxique, des pluies acides et du smog spécifiques à l'exploration et à l'exploitation gazière afin de disposer d'un cadre de référence clair et uniforme.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger, au moment de la demande d'un certificat d'autorisation, que les entreprises tiennent un registre des moteurs afin de pouvoir établir un bilan des émissions de contaminants dans l'air.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger un suivi des émissions atmosphériques pendant toute la période d'activité du puits, au moment de sa fermeture temporaire et après sa fermeture définitive. Ce suivi devrait être rendu public.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger des entreprises gazières, au moment de la demande d'un certificat d'autorisation, un plan de détection et de réparation des fuites pour la période post-fermeture des puits.*

4.2 La circulation routière

Des études réalisées en Pennsylvanie et au Texas montrent que plusieurs citoyens perçoivent l'augmentation du camionnage comme un des problèmes les plus importants du développement de l'industrie du gaz de schiste. Elles mentionnent également que la circulation routière serait le premier changement perceptible par les résidents (Perry, 2012 ; Wynveen, 2011). Au moment des audiences publiques, de nombreux résidents des basses-terres du Saint-Laurent sont venus témoigner des impacts subis à la suite de l'augmentation du camionnage de 2006 à 2010.

Le nombre de voyages de camions lourds nécessaires durant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste varie dans le temps. Selon différents auteurs et différents scénarios, chaque puits horizontal nécessiterait jusqu'à 4 000 allers-retours (PR3.7.14, p. 35). Ils seraient concentrés sur une période relativement courte, soit les 50 premiers jours du développement du puits, et les opérations de forage et de fracturation en généreraient plus de la moitié (NYSDEC, 2011a, p. 6-304). La quantité d'eau pour la fracturation d'un seul puits requerrait au minimum 500 camions-citernes[19] (tableau 13).

19. L'estimation du nombre de voyages de camions pour l'acheminement de l'eau se base sur l'hypothèse selon laquelle environ 19 000 m³ d'eau seraient nécessaires pour la fracturation hydraulique d'un puits (NYSDEC, 2011a).

Tableau 13 L'estimation du nombre de voyages de camions par puits (aller seulement)

Phase	Camions lourds	Camions légers
Aménagement de la plateforme	45	90
Forage	235	280
Complétion	25	326
Équipements de fracturation	175	
Acheminement de l'eau pour la fracturation	500	
Acheminement du sable pour la fracturation	23	
Transport des eaux de reflux	100	
Remise en état de la plateforme	45	50
Autres	--	85
Total	**1 148**	**831**

Source : adapté du PR3.7.14, p. 34 ; NYSDEC (2011a), p. 6-302.

L'approvisionnement en eau pourrait être assuré par une conduite d'eau temporaire, s'il s'agit d'alimenter un seul puits situé à proximité d'une source d'eau, ou permanente, dans le cas de plusieurs plateformes (PR3.4.1, p. 21). Le recours à des conduites d'eau pourrait réduire le nombre de voyages de camions nécessaires durant la fracturation hydraulique. Lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission d'enquête a constaté que les conduites qui serviraient à l'approvisionnement en eau durant la fracturation hydraulique pourraient être conçues de façon à permettre leur réutilisation pour la collecte du gaz. Cela impliquerait néanmoins une connaissance de l'emplacement de la ressource et l'installation d'un réseau étendu de conduites souterraines.

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'approvisionnement en eau par conduite devrait être privilégié afin de réduire le camionnage.*

Les effets d'une augmentation du camionnage

L'augmentation du trafic lourd contribuerait à accélérer la détérioration des routes, notamment des routes régionales et locales, qui ne seraient pas conçues pour résister à ce trafic (PR3.6.25, p. 34). Le ministère des Transports (MTQ) mentionne qu'il pourrait s'ensuivre une augmentation des irrégularités et de l'intensité des vibrations, qui générerait un sentiment de gêne et d'inconfort chez les résidents (DQ17.1, p. 1).

En plus de causer des dommages aux infrastructures routières régionales et locales, l'augmentation du camionnage pourrait engendrer des changements dans les habitudes de déplacement des utilisateurs et augmenter la probabilité de risques

d'accident de la route. Puisque les véhicules lourds pourraient circuler sur des routes en gravier ou en terre, les poussières en suspension pourraient augmenter, causant ainsi une diminution de la qualité de l'air, de la visibilité et, potentiellement, du sentiment de sécurité sur la route (PR3.7.14, p. 35). La plus forte circulation routière pourrait également faire croître les émissions de contaminants dans l'atmosphère et dégrader le climat sonore[20]. De plus, une exploitation intensive pourrait entraîner une augmentation du nombre de travailleurs présents dans la région, ce qui se traduirait par une augmentation supplémentaire de la circulation locale (PR3.8.8, p. 144).

Selon l'Institut national de santé publique du Québec, quatre groupes de personnes seraient particulièrement vulnérables à l'accroissement de la circulation, soit les individus habitant à proximité des axes routiers, les enfants, les personnes âgées et celles ayant des problèmes de santé mentale (DB24.1, p. 44).

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la hausse de la circulation routière pourrait accélérer la détérioration des routes, engendrer des changements dans les habitudes de déplacement des utilisateurs et augmenter les risques d'accidents. Des nuisances occasionnées par l'augmentation de la poussière et des vibrations pourraient également être observées.*

L'encadrement et les mesures d'atténuation

Le MTQ est responsable de la gestion des véhicules lourds sur le réseau routier, à savoir le réseau national, régional et collecteur, alors que les municipalités sont responsables des chemins publics locaux, dont elles assurent l'entretien. Considérant que l'installation des puits pourrait se faire en milieu rural, le transport s'effectuerait en partie sur le réseau routier du MTQ et en partie sur celui des municipalités. Le Ministère souligne que les routes locales n'ont pas nécessairement été conçues pour supporter les charges de transport lourd pendant une période prolongée (MTQ, 2010).

En vertu de l'article 626 du *Code de la sécurité routière*, une municipalité peut adopter un règlement qui viendrait prohiber, avec ou sans exception, la circulation de tout véhicule routier sur les chemins publics dont elle est responsable. Un tel règlement devrait être approuvé par le ministre des Transports afin que soit assurée la fluidité de la circulation des véhicules lourds sur l'ensemble du territoire du Québec. De plus, puisque la gestion de la circulation sur un territoire municipal peut avoir des conséquences à l'échelle régionale, cette approbation doit tenir compte des effets que le Règlement aurait sur les municipalités avoisinantes. À cette fin, le Ministère s'est doté d'une *Politique de circulation des véhicules lourds sur le réseau routier municipal*

20. Les impacts de l'augmentation du camionnage sur la qualité de l'air et sur le climat sonore sont traités aux sections 4.1 et 4.3.

(MTQ, 2011). Par ailleurs, la *Loi sur les compétences municipales* (RLRQ, c. C-47.1) confère aux municipalités des compétences en matière de transport et de nuisances. En plus de conférer le pouvoir d'interdire le passage de véhicules lourds sur un tronçon de route, elles permettent l'adoption de règlements sur les nuisances. Selon le MTQ, la réglementation municipale pourrait également exiger que les entreprises obtiennent un permis d'accès au réseau routier local (DQ17.2, p. 1).

Pour le Ministère, les conditions d'autorisation des projets devraient inclure l'obligation de fournir une proposition d'itinéraire de moindre impact sur le milieu et celle d'informer les autorités gouvernementales et municipales visées du nombre de camions et de leur fréquence de passage (MTQ, 2010). La réglementation actuelle ne prévoit aucune obligation à cet égard pour des routes existantes, sauf en ce qui a trait à la circulation de véhicules hors normes pour lesquels des renseignements détaillés doivent être fournis afin d'obtenir un permis approprié. Par contre, lorsque des modifications d'accès industriels ou de rues sont apportées au réseau routier géré par le MTQ, des études de circulation et d'aménagement géométriques sont exigées avant la délivrance des permis (DQ17.2, p. 3).

De son côté, le MDDELCC estime qu'il peut encadrer les impacts appréhendés de l'augmentation du camionnage au moment du traitement de la demande du certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. En effet, les nouvelles lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du ministère mentionnent que l'entreprise doit prévoir des mesures pour atténuer les nuisances liées aux poussières et aux vibrations causées par le camionnage. Elle doit également consulter la municipalité sur les mesures proposées et conclure une entente sur « le tracé convenu pour le passage des véhicules lourds, les périodes d'utilisation intenses permises, de même que les vitesses maximales permises sur le chemin d'accès ».

De plus, pour réduire les nuisances liées aux vibrations, les nouvelles lignes directrices établissent une distance séparatrice entre divers éléments et les voies d'accès privées de tout nouveau site d'exploration gazière, qui seraient construites sur un sol argileux. Ainsi, ces voies devraient se trouver à une distance de 60 m « de toute habitation, de toute école ou de tout autre établissement d'enseignement, de tout temple religieux, de tout terrain de camping ou de tout établissement au sens de la *Loi sur les services de santé et les services sociaux* ». Cette distance aurait à être respectée en tout temps, sauf si le requérant démontre que les vibrations causées par le camionnage ne seront pas transmises au sol environnant (MDDELCC, 2014b, p. 6, 75 et 76).

Le MTQ souligne que des techniques peuvent limiter ou retarder l'apparition d'irrégularités dans le pavage pouvant causer des vibrations. La chaussée peut être améliorée « par l'ajout d'un pavage plus épais, par une nouvelle couche d'usure, ou

encore par la reconstruction complète de la structure » (DQ17.1, p. 1). Ces mesures pourraient limiter le sentiment de gêne et d'inconfort des résidents causé par le passage des véhicules lourds (PR3.6.25, p. 34).

La détérioration de la chaussée causée par les véhicules lourds pourrait entraîner des coûts (PR3.7.14, p. 35). Bien que les municipalités puissent conclure une entente avec les promoteurs, « aucun mécanisme légal n'exige de l'industrie qu'elle indemnise les municipalités pour les coûts supplémentaires d'entretien et de réparation des routes occasionnés par l'augmentation du trafic lourd » (PR3.9.2, p. 29).

Cependant, plusieurs instruments réglementaires, mécanismes financiers et programmes visent à réduire les impacts de l'augmentation du transport routier. Les États de New York et d'Ohio obligent ou encouragent la signature d'ententes routières entre les entreprises gazières et les gouvernements locaux. En Pennsylvanie, l'entreprise doit demander un permis pour pouvoir circuler sur les routes municipales pour lesquelles le trafic routier serait défini comme excessif par les municipalités. « L'obtention de ce permis est soumise à la conclusion d'une entente avec la municipalité, au dépôt d'une garantie d'exécution et à une inspection de l'état de la route » (PR3.8.8, p. 151). Selon une étude de cas réalisée dans le cadre de l'ÉES, de nombreux habitants de la Pennsylvanie se disent insatisfaits du comportement des compagnies qui, selon eux, tardent à faire les réparations ou ne les font qu'à des moments qui les avantagent (PR3.7.27.1, p. 24).

Le MTQ mentionne que les transporteurs routiers sont assujettis aux dispositions des lois et des règlements en vigueur, dont le *Code de la sécurité routière,* et qu'au besoin, des effectifs policiers et de contrôle du transport routier pourraient être déployés dans les régions concernées (MTQ, 2010 ; DQ17.2). En Colombie-Britannique, certaines compagnies ont mis en place des mesures volontaires en engageant leurs propres agents de patrouille afin de contrôler la vitesse des véhicules des employés et des sous-traitants (PR3.7.27.4, p. 25). Plusieurs moyens pourraient être mis en œuvre afin de limiter les nuisances liées à la poussière. Ainsi, certaines entreprises réalisent une planification du transport en regroupant leurs déplacements sur des routes désignées. Une analyse est alors requise afin que soit déterminé le trajet qui serait susceptible de causer le moins de nuisances aux résidents (*id.*).

- *La commission d'enquête constate que les municipalités peuvent encadrer les nuisances engendrées par l'augmentation de la circulation routière sur les chemins dont elles sont responsables, et ce, sous réserve de l'approbation du ministre des Transports.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient travailler avec les municipalités ainsi qu'avec le ministère des Transports afin de documenter les impacts appréhendés du camionnage. Afin que le principe de pollueur payeur soit pris en compte, une entente visant à couvrir les dommages aux infrastructures municipales devrait être exigée des entreprises au moment de la demande de certificat d'autorisation.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Transports et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devraient travailler de concert avec les municipalités pour les accompagner dans leur démarche afin d'encadrer le transport et les nuisances engendrées par l'augmentation de la circulation routière sur leur territoire.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation des impacts appréhendés du camionnage au moment de la demande du certificat d'autorisation. Cette évaluation devrait détailler le calendrier de circulation routière, le volume de camionnage lourd, la durée des déplacements des camions et les distances à parcourir. Elle devrait inclure une carte indiquant les itinéraires prévus et offrant un portrait de l'état actuel des routes retenues.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'évaluation des impacts appréhendés du camionnage devrait prendre en considération les impacts cumulatifs potentiels de la présence de plusieurs entreprises gazières dans une région.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient s'assurer que leurs sous-traitants respectent les itinéraires routiers prévus ainsi que l'ensemble des engagements en matière de circulation afin de réduire les nuisances de l'augmentation du camionnage.*

4.3 Le climat sonore

L'Organisation mondiale de la Santé (OMS) définit le bruit comme étant un son indésirable qui produit une gêne chez l'individu. Un niveau excessif de bruit peut causer des effets physiologiques et psychologiques négatifs : un déficit auditif, une interférence avec la transmission de la parole, une perturbation du repos et du sommeil ainsi que de l'hypertension et des problèmes cardiovasculaires. Des effets secondaires peuvent également être constatés le jour, après une nuit perturbée par le bruit, dont une fatigue accrue, un sentiment de dépression et des performances réduites (OMS, sans date). L'INSPQ ajoute que l'augmentation des activités industrielles et du trafic est un facteur de stress (DB24.1, p. 44).

L'OMS a établi des valeurs guides en ce qui a trait au bruit dans les collectivités en fonction des types de milieu. Dans les zones résidentielles, elle préconise de limiter le bruit extérieur ($L_{eq, 16h}$) à 55 dBA[21] pendant la journée et pendant la soirée pour prévenir une gêne sérieuse. La nuit, le niveau sonore moyen ($L_{eq, 8h}$) ne devrait pas dépasser 45 dBA, afin qu'un niveau acceptable pour le sommeil de 30 dBA soit respecté à l'intérieur des résidences, en considérant que les gens puissent dormir avec les fenêtres ouvertes. De plus, la nuit, le niveau maximum d'un bruit soudain (L_{max})[22] à l'extérieur d'une résidence ne devrait pas dépasser 60 dBA. Pour ce qui est des milieux naturels et des zones protégées, il est recommandé de maintenir la plus basse possible la différence entre le niveau du bruit initial et le niveau sonore du bruit interférent. En plus des sources de bruit dans un environnement sonore bas, une attention particulière doit être accordée à l'association des bruits et des vibrations (OMS, sans date).

L'impact sonore

Dans le cadre de l'ÉES, une simulation de l'impact sonore des activités d'exploration et d'exploitation été effectuée. La modélisation de la machinerie pour chaque sous-phase d'activité est basée principalement sur le projet type. Aucune mesure du bruit n'a donc été réalisée (PR3.7.12, p. 7). À chaque phase d'opération ont été associés les sources sonores, une durée et un nombre de véhicules. Le modèle suppose un terrain plat peu absorbant ne présentant aucune végétation et offrant des conditions météorologiques favorables à la propagation sonore (*ibid.*, p. 11). Les sources de bruit pouvant être fixes ou mobiles, différents critères s'appliquent. Ils seront présentés pour le bruit des chantiers de construction, pour des sources fixes ainsi que pour le bruit routier.

Le bruit des chantiers de construction

Les niveaux sonores provenant d'un chantier de construction sont encadrés par une politique sectorielle du MDDELCC. Cette politique établit des niveaux maximums devant être respectés dans les zones résidentielles ou l'équivalent (hôpital, institution, école). Le jour, le niveau sonore moyen sur douze heures provenant du chantier de construction ne devrait pas dépasser 55 dBA, ou le niveau de bruit initial, s'il est supérieur à 55 dBA. En soirée et la nuit, le niveau sonore moyen sur une heure ne devrait pas dépasser 45 dBA, ou le niveau de bruit initial, s'il est supérieur à 45 dBA.

21. Le décibel A (dBA) est une unité de mesure de l'intensité de la pression acoustique qui traduit la perception des sons par l'oreille humaine. Le Leq, ou le « niveau de bruit équivalent », correspond à la moyenne de l'énergie sonore mesurée sur une période de temps. Puisque l'échelle de décibels est logarithmique, les niveaux sonores en dBA ne peuvent pas être directement additionnés. Dans ce contexte, l'addition de deux sources de niveau sonore identique équivaut à une augmentation de 3 dBA sur l'échelle logarithmique du niveau sonore original. Ainsi, une nouvelle source sonore de 40 dBA introduite dans une ambiance sonore de même valeur résulte en un climat sonore de 43 dBA. Il y aurait donc une addition de 3 dBA.

22. Quand le bruit consiste en un nombre restreint d'événements discrets, le niveau maximum (L_{max}) est le meilleur indicateur de la perturbation du sommeil et des autres activités (OMS, sans date).

Afin que le sommeil soit protégé, aucune exception ne serait permise la nuit (de 22 h à 7 h) « sauf en cas d'urgence ou de nécessité absolue » (PR3.7.13, p. 8).

Selon la modélisation, les activités de construction comprennent l'aménagement de la route d'accès, de la plateforme de forage, des gazoducs et de la station de traitement centrale. Plusieurs sources sonores ont été recensées pour ces travaux, dont l'équipement de déboisement et la machinerie d'excavation, de compactage et de terrassement. Il serait peu probable que toutes ces sources de bruit soient en activité simultanément ou tout au long de la journée. De plus, les activités de construction auraient généralement lieu pendant la journée (PR3.7.12, p. 17 et 18).

Les travaux de préparation du sol en vue de la construction des routes d'accès, des plateformes et des stations de traitement figurent parmi les activités les plus bruyantes. Afin de respecter la limite de 55 dBA le jour, la distance minimale entre les sources de bruit et les milieux récepteurs devrait être d'environ 1 300 m sans mesure d'atténuation. Durant la nuit, afin de respecter la limite de 45 dBA, la distance minimale serait d'environ 2 600 m (*ibid.*, p. 34 à 36 et 40).

- *La commission d'enquête constate que les travaux de préparation du sol pour la construction des routes d'accès, des plateformes et des stations de traitement du gaz constitueraient les activités les plus bruyantes durant les chantiers de construction. Dans le cas où aucune mesure d'atténuation ne serait mise en place, les niveaux de bruit dépasseraient les limites sonores applicables aux chantiers de construction sur une distance d'environ 1 300 m la nuit et 2 600 m le jour.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures d'atténuation pendant les chantiers de construction afin de respecter les niveaux sonores établis par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.*

Le bruit des sources fixes

La note d'instructions 98-01 du MDDELCC fixe les méthodes et les critères qui permettent de juger de l'acceptabilité du climat sonore provenant des sources fixes. Cette note d'instructions indique les niveaux sonores moyens ne devant pas être dépassés sur une période de 60 minutes ($L_{Aeq,\ 1h}$), selon la catégorie de zonage (tableau 14). Une source fixe y est définie comme « une industrie, une manufacture, une centrale génératrice d'énergie, une ligne à haute tension, un poste de transformation électrique, un lieu d'enfouissement, un champ de tir et toute entreprise qui exploite un procédé ». Selon cette note d'instructions, une source fixe est également délimitée par le périmètre du terrain qu'elle occupe et peut être constituée « d'un ou de

plusieurs unités ou éléments (équipement de manutention, de fabrication ou d'épuration, machinerie, ventilateur, véhicule moteur, etc.) dont la somme des bruits particuliers constitue la contribution totale imputable à la source » (MDDELCC, 2006). Dans ce contexte, une plateforme d'exploration ou d'exploitation de gaz de schiste correspond à la définition de « source fixe » de la note d'instructions (PR3.7.13, p. 6).

Le bruit émis par les sources fixes provient des plateformes durant les activités d'exploration et d'exploitation ainsi que des stations de traitement du gaz. En pratique, les puits seraient forés un à la fois. Le forage vertical et horizontal, la fracturation hydraulique, l'essai de production, l'extraction ainsi que le traitement du gaz peuvent s'étendre sur 24 heures et causer des nuisances sonores la nuit (PR3.7.12, p. 58).

Le forage vertical d'un puits se poursuivrait sur une période d'environ 38 jours, alors qu'approximativement 28 jours seraient nécessaires pour la réalisation du forage horizontal. Une quinzaine de fracturations seraient nécessaires par puits et chacune durerait au moins quatre heures durant lesquelles les équipements fonctionneraient à puissance maximale. Au rythme d'une fracturation par jour, ils seraient en place au moins deux semaines. Quant à l'étape d'essai de production, sa durée peut varier de 3 à 100 jours (PR3.5.3, p. 8 ; PR3.4.1, p. 39 et 43 ; PR3.7.12, p. 25). L'extraction du gaz serait réalisée tout au long de la vie d'un puits, alors que la station de traitement du gaz, qui serait approvisionnée par plusieurs plateformes, demeurerait en fonction plus longtemps (*ibid.*, p. 58).

Tableau 14 Les niveaux sonores maximums des sources fixes

Zonage	Nuit (dBA)	Jour (dBA)
I	40	45
II	45	50
III	50	55
IV	70	70

Catégories de zonage

Zones sensibles

I Territoire destiné à des habitations unifamiliales isolées ou jumelées, à des écoles, à des hôpitaux ou à d'autres établissements de services d'enseignement, de santé ou de convalescence. Terrain d'une habitation existante situé en zone agricole.

II Territoire destiné à des habitations en unités de logements multiples, à des parcs de maisons mobiles, à des institutions ou à des campings.

III Territoire destiné à des usages commerciaux ou à des parcs récréatifs. Toutefois, le niveau de bruit prévu pour la nuit ne s'applique que dans les limites de propriété des établissements utilisés à des fins résidentielles. Dans les autres cas, le niveau maximal de bruit prévu le jour s'applique également la nuit.

Zones non sensibles

IV Territoire zoné pour fins industrielles ou agricoles. Toutefois, sur le terrain d'une habitation existante en zone industrielle et établie conformément aux règlements municipaux en vigueur au moment de sa construction, les critères sont de 50 dBA la nuit et 55 dBA le jour.

Source : adapté de la note d'instructions 98-01 (MDDELCC, 2006).

La fracturation hydraulique serait l'activité la plus bruyante (tableau 15). Le fonctionnement des camions de pompage, dont le nombre peut varier, constituerait alors la principale source fixe de bruit. Pour que les critères de bruit nocturne soient respectés, et ce, sans l'instauration de mesures d'atténuation, la distance minimale entre la plateforme et une zone résidentielle devrait être d'environ 5 km (*ibid.*, p. 24 et 44). À titre indicatif, le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* stipule que la distance minimale entre un puits et une habitation devrait être d'au moins 100 m. À cette distance, les niveaux sonores seraient d'environ 70 dBA durant le forage vertical et dépasseraient largement 70 dBA durant la fracturation hydraulique.

Certaines mesures d'atténuation ont été recensées en ce qui concerne l'étape de forage et de fracturation. L'utilisation des machines à l'intérieur de cloisons acoustiques ainsi que l'utilisation d'équipements à bruit réduit permettraient de diminuer les sources de bruit au moment du forage. En ce qui a trait à la fracturation hydraulique, l'installation d'écrans acoustiques de 5 m des trois côtés de la source permettrait de réduire de 5 km à 4,3 km la distance requise entre la plateforme et une zone résidentielle pour que les critères de bruit nocturne soient respectés (*ibid.*, p. 35 et 46).

Les compresseurs et les pompes nécessaires pour le traitement du gaz pourraient exercer un impact sonore important, car ils seraient en activité tout au long de

l'exploitation du champ gazier. Appliquées correctement, certaines mesures d'atténuation du bruit réduiraient les distances requises pour respecter les niveaux sonores édictés par le MDDELCC. (*ibid.*, p. 34 et 35).

Tableau 15 L'estimation des distances minimales pour atteindre le niveau sonore cible des sources fixes (sans mesures d'atténuation)

Activités	Distance minimale (m) pour atteindre le niveau sonore cible				
	70 dBA	55 dBA	50 dBA	45 dBA	40 dBA
Forage vertical	110	820	1 200	1 860	2 630
Forage horizontal	90	760	1 100	1 710	2 450
Préparation pour la fracturation	50	690	940	1 660	2 360
Fracturation	560	1 810	2 450	3 430	5 110
Retour de fluides et traitement	80	730	1 050	1 680	2 360
Élimination des déchets	230	940	1 610	2 260	3 150
Essais (exploration)	0	5	40	220	350
Réhabilitation du site	80	790	1 150	1 710	2 400
Extraction du gaz	0	15	50	140	470
Traitement du gaz (hors plateforme)	310	1 150	1 650	2 260	3 120

Source : adapté de PR3.7.12, p. 44 et 48.

À long terme, des enceintes acoustiques pourraient être utilisées pour réduire le bruit des compresseurs, alors que des écrans acoustiques en bois, en béton et en métal absorbant pourraient être utilisés pour réduire le bruit généré sur la plateforme (*ibid.*, p. 36). Lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission a observé que les stations de traitement du gaz étaient aménagées dans des bâtiments fermés. Avec l'application de mesures d'atténuation, les activités réalisées à l'étape de traitement du gaz engendreraient des impacts sur une distance allant jusqu'à 560 m, alors qu'une distance de 90 m serait nécessaire pour que les activités de l'étape d'extraction du gaz respectent les critères la nuit (*ibid.*, p. 48).

Un effet cumulatif pourrait se produire dans le cas où une habitation serait située à mi-chemin entre deux plateformes distantes de 900 m. Dans ce cas, les deux activités simultanées pourraient augmenter le niveau de bruit de 3 dBA, en comparaison avec celui d'une seule plateforme. Pour les habitations situées à proximité des plateformes, il n'y aurait pas de changement perceptible par rapport à l'activité d'une seule plateforme, car les niveaux sonores seraient dominés par la plateforme la plus proche (*ibid.*, p. 53).

- *La commission d'enquête constate que l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste seraient d'importantes sources fixes de bruit. Sans l'application de mesures d'atténuation, la majorité de ces activités engendreraient des nuisances sonores susceptibles de perturber le sommeil à des distances allant jusqu'à 2 km.*

- *La commission d'enquête constate que, même avec l'application de mesures d'atténuation, durant la fracturation hydraulique, une distance de 4,3 km entre la plateforme et les résidences serait requise pour que le critère de 40 dBA concernant le bruit nocturne soit respecté. Dans le cas de la station de traitement du gaz, une distance de 560 m serait requise pour que ce critère soit respecté.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la mise en place de mesures d'atténuation serait nécessaire afin que les niveaux sonores associés aux activités d'exploration et d'exploitation soient réduits. Elle ajoute que le choix d'un site suffisamment éloigné des habitations et possédant des caractéristiques naturelles pouvant atténuer le bruit devient crucial pour que les critères de bruit soient atteints.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, même avec l'application de mesures d'atténuation du bruit, il serait difficile, lors des activités de fracturation et de forage, de respecter les critères de bruit pour des résidences situées à moins de 1 km des plateformes installées en milieu ouvert.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les activités de forage, de fracturation et d'essai de production devraient être interdites la nuit afin que le sommeil des habitants à proximité ne soit pas perturbé.*

Le bruit routier

Dans un document administratif, le MDDELCC a édicté des limites concernant les nuisances relatives au bruit routier. Il précise sa position en ce qui a trait au niveau de bruit ambiant devant être respecté dans les secteurs sensibles sur une période de 24 heures ($L_{Aeq, 24h}$) et expose les augmentations acceptables en ce qui concerne les sources de bruit mobiles attribuables à un projet routier (tableau 16).

Tableau 16 Les recommandations administratives du MDDELCC concernant les nuisances relatives au bruit routier

Niveau de bruit initial	Recommandations
Inférieur à 55 dBA	Maintien du niveau de bruit initial quand cela est possible, sinon permettre l'atteinte du maximum de 55 dBA
Égal ou supérieur à 55 dBA	Une augmentation de 1 dBA est acceptable
Supérieur à 60 dBA	Aucune augmentation

Source : adapté de PR3.7.13, p. 9.

Le MTQ délimite également des critères relatifs au bruit routier dans sa *Politique sur le bruit routier*. Cette dernière prévoit un seuil de bruit de 55 dBA ($L_{eq,\ 24\ h}$) pour une nouvelle route de même que l'atténuation des impacts sonores significatifs dans les zones sensibles établies, soit les aires récréatives, résidentielles et institutionnelles comportant des espaces extérieurs requérant un climat sonore propice aux activités humaines. Un impact sonore est significatif lorsque la variation entre le niveau actuel et le niveau projeté sur un horizon de dix ans a un impact moyen ou fort selon la grille d'évaluation du Ministère. Les mesures d'atténuation prévues doivent permettre de rétablir les niveaux sonores projetés le plus près possible de 55 dBA sur une période de 24 heures (MTQ, 1998, p. 7 à 9).

Sur la base de la simulation du bruit routier, le camionnage nécessaire pour le forage et pour la fracturation hydraulique des puits serait la source principale du trafic routier. Le nombre de voyages de camions par puits (jusqu'à 4 000) a été estimé et les sources ont été modélisées au long d'une route d'accès droite de 2 km (PR3.7.12, p. 29 et 30).

Pour évaluer le niveau d'augmentation du bruit causé par le trafic sur une route existante, les niveaux sonores initiaux doivent être mesurés. L'évaluation ne portant pas sur un projet spécifique, les données sur le flux de trafic pour une route existante au Québec ont été estimées sur la base des données d'utilisation quotidienne moyenne fournies par le MTQ. Le débit journalier considéré est de 1 920 voitures ou camions légers et d'aucun camion lourd (*ibid.*, p. 51). Les niveaux de bruit initiaux ont été estimés à 54,4 dBA à 20 m de la route d'accès. Ils ne dépasseraient donc pas les critères de bruit établis par le MDDELCC et par le MTQ. Le MSSS ainsi que l'INSPQ soulignent que l'utilisation du point de réception à 20 m des routes pourrait faire en sorte que l'exposition au bruit soit sous-estimée, car des habitations pourraient se retrouver à une distance inférieure (DB49).

Les modélisations démontrent que la fracturation hydraulique constitue l'étape causant le plus de bruit routier. Dans le cas où tous les camions lourds transportant de l'eau circuleraient durant deux heures, le niveau de bruit sur une période de 24 heures serait de 58,5 dBA à 20 m de la route, soit une hausse moyenne de 4,1 dBA (PR3.7.12, p. 52). Il importe de souligner que les estimations réalisées sur une période de 24 heures pourraient masquer des augmentations horaires notables qui pourraient être observées à des périodes de pointe. En effet, le niveau sonore réel pourrait augmenter de 13 dBA sur une route existante ou de 17,4 dBA sur une nouvelle route, dans le cas où la modélisation s'appuierait sur un niveau sonore horaire plutôt que sur le niveau sonore moyen sur 24 heures. De plus, la circulation des véhicules le soir ou la nuit pourrait accroître l'impact sonore, car le bruit ambiant serait moins élevé pendant ces périodes de la journée (*ibid.*, p. 52 et 59).

L'INSPQ souligne que les résidences et les institutions, comme des écoles, situées à proximité des axes routiers seraient les plus exposées aux nuisances attribuables à l'augmentation de la circulation. Les enfants, les personnes âgées et celles présentant un handicap auditif seraient les groupes les plus vulnérables à un accroissement du bruit routier (DB24, p. 49). Il serait donc essentiel de mettre en place un programme de gestion du bruit routier qui prévoit la mise en place de mesures d'atténuation et de bonnes pratiques ainsi que l'identification des zones sensibles (M. Michel Pearson, Soft dB inc., DT6, p. 76). L'utilisation des conduites d'eau pourrait également être envisagée afin que le transport par camion soit limité (M. Charles Lamontagne, MDDELCC, DT7, p. 67).

- *La commission d'enquête constate que les niveaux de bruit routier les plus importants associés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sont observés lors des étapes de forage et de fracturation hydraulique.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, des mesures devraient être mises en place, notamment le recours à des conduites d'eau, afin que le bruit du camionnage soit atténué.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le camionnage devrait être interdit la nuit afin que le sommeil des habitants vivant à proximité ne soit pas perturbé.*

Le cadre législatif applicable au climat sonore

Aucune réglementation spécifique sur le bruit ne s'applique aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec. Des critères liés aux sources fixes, aux chantiers de construction et au bruit routier sont néanmoins appliqués par le MDDELCC en vertu du troisième volet de l'article 20 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Cet article interdit de rejeter ou d'émettre dans l'environnement tout contaminant dont la présence est susceptible de « porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la faune ou aux biens ». Ces critères administratifs encadrent la délivrance des certificats d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi et fournissent des valeurs guides pour l'évaluation des plaintes concernant le bruit (PR3.7.13, p. 6). Selon cet article, le Ministère peut « exiger du requérant tout renseignement, toute recherche ou toute étude supplémentaires dont il estime avoir besoin pour connaître les conséquences du projet sur l'environnement et juger de son acceptabilité ».

Les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du MDDELCC mentionnent qu'une entreprise gazière doit réaliser une étude d'impact sonore[1]. Des

1. Cette étude ne serait pas requise lorsqu'il n'y a aucun point de réception du bruit dans un rayon de 1,5 km autour de l'aire d'exploration. Le requérant doit par contre démontrer par une étude de modélisation sonore que les niveaux

mesures d'atténuation doivent y être établies afin que les niveaux sonores aux points sensibles de réception du bruit demeurent conformes aux critères du Ministère. Les activités des chantiers de construction ne seraient pas prises en considération dans cette évaluation (MDDELCC, 2014b, p. 1 et 74).

Dans le cadre de la révision des schémas d'aménagement, les MRC doivent « déterminer les voies de circulation dont la présence, actuelle ou projetée, dans un lieu fait en sorte que l'occupation du sol à proximité de ce lieu est soumise à des contraintes majeures pour des raisons de sécurité publique, de santé publique ou de bien-être général[1] », notamment en raison du bruit. Par contre, en vertu de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, aucune disposition de cette loi, d'un schéma ou d'un règlement municipal de zonage ne peut empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation des substances minérales, conformément à la *Loi sur les mines* (DQ18.1).

Quant aux municipalités, la *Loi sur les compétences municipales* leur confère, entre autres, des compétences en matière de transport et de nuisances. Elles peuvent interdire le passage de véhicules lourds sur un tronçon de leur territoire et adopter des règlements sur les nuisances, y compris sur le bruit. De plus, la note d'instructions 98-01 du MDDELCC n'invaliderait pas un règlement municipal qui assurerait une protection supérieure aux critères stipulés par le Ministère. Le ministère des Affaires municipales et de l'Organisation du territoire (MAMOT) souligne néanmoins qu'un règlement municipal sur les nuisances ne devrait pas inclure des critères abusifs ou déraisonnables qui rendraient les conditions impossibles à satisfaire[2].

Le promoteur doit réaliser un programme de suivi du climat sonore selon les lignes directrices du MDDELCC, et ce, au cours de toutes les étapes de l'exploration. Dans le cas où ce suivi révélerait un dépassement des niveaux sonores établis pour des chantiers de construction, des sources fixes ou routières et des mesures correctives doivent être mises en place par l'entreprise. De plus, cette dernière doit transmettre au Ministère un rapport de suivi du climat sonore, et ce, à chacune des étapes du projet (MDDELCC, 2014b, p. 39, 40 et 75).

maximums permis pour les catégories de zonage I, comme définies dans la note d'instructions 98–01, seront respectés (MDDELCC, 2014b, p. 74).

1. *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme,* art. 5, 1er al., par. 5e.
2. MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE (2014). *Guide de prise de décision en urbanisme – Outils de protection de l'environnement* [en ligne (10 juin 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/amenagement-du-territoire/guide-la-prise-de-decision-en-urbanisme/protection-de-lenvironnement/reglements-sur-lenvironnement-la-salubrite-la-securite-et-les-nuisances/].

- *La commission d'enquête constate qu'en vertu de la* Loi sur les compétences municipales*, les municipalités possèdent des compétences pour réglementer les nuisances sonores associées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques exigent que les entreprises gazières déposent, au moment de leur demande de certificat d'autorisation, une évaluation et un programme de suivi des impacts sonores de leurs activités.*

4.4 Le patrimoine paysager et archéologique

Selon l'article 1 de la *Loi sur le patrimoine culturel* (RLRQ, P-9.002), le patrimoine culturel « est constitué de personnages historiques décédés, de lieux et d'événements historiques, de documents, d'immeubles, d'objets et de sites patrimoniaux, de paysages culturels patrimoniaux et de patrimoine immatériel ». Les mémoires déposés durant les deux consultations publiques du BAPE relatives à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste révèlent les préoccupations de plusieurs citoyens et représentants municipaux, quant à l'intégration visuelle des activités de l'industrie du gaz de schiste et à leurs impacts potentiels sur le patrimoine.

L'importance accordée par ces participants à la préservation et à la mise en valeur des paysages et du patrimoine culturel, historique et archéologique détermine, en quelque sorte, leur valeur sur le plan du développement culturel, économique et touristique, mais aussi en ce qui a trait à la qualité de vie (PR3.1, p. 155). La MRC de Rouville explique ainsi ses objectifs :

> Favoriser le développement durable de l'agriculture en zone agricole et préserver ses principales ressources que sont l'eau et le sol ; s'assurer d'une cohabitation harmonieuse des activités agricoles et non agricoles sur l'ensemble du territoire ; préserver les paysages offerts par les Montérégiennes, le milieu rural et le couloir des principales rivières ; mettre en valeur les principales composantes du potentiel récréotouristique que sont les paysages, les milieux naturels et les ensembles d'intérêt patrimoniaux.
> (DM7, p. 4)

Dans cette section, la commission d'enquête traite, dans un premier temps, des paysages et, dans un deuxième temps, de l'archéologie et des sites patrimoniaux. Ces deux aspects du patrimoine culturel de la région seraient les plus concernés en cas d'implantation de la filière du gaz de schiste. Mais, auparavant, elle présente l'inventaire territorial réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

Un inventaire territorial des trois régions administratives des basses-terres de la rive sud du Saint-Laurent a été réalisé par l'Université du Québec à Chicoutimi. Il visait à inventorier et à cartographier, à l'échelle des MRC, les territoires régionaux d'intérêt historique, culturel, esthétique et écologique. Cet inventaire cherchait aussi à établir une synthèse des connaissances archéologiques et une évaluation du potentiel du patrimoine archéologique régional. Enfin, il visait à évaluer les impacts cumulatifs potentiels des activités de l'industrie du gaz de schiste sur les éléments du patrimoine répertoriés et à désigner certaines mesures de mitigation (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 6).

Compte tenu des moyens mis à la disposition des chercheurs, seuls les secteurs qui, sur la base des données actuellement connues, présentent une plus forte sensibilité du point de vue de la variable archéologique et patrimoniale ont été relevés. Quant à l'évaluation des impacts cumulatifs potentiels, elle a été remplacée par la cartographie du cumul des composantes et des enjeux territoriaux. Les composantes décrivent l'espace urbanisé, l'espace et le potentiel agricoles, les milieux humides, les aires protégées, l'espace forestier, les érablières, l'hydrographie, les sites archéologiques et historiques, le potentiel archéologique et les territoires régionaux d'intérêt mentionnés ci-dessus (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 22 à 24). Elles fournissent une cartographie de l'occupation majeure du sol de chaque MRC.

La superposition des composantes fournit une carte de l'intensité de l'utilisation du territoire et permet de définir des aires de sensibilité pour chaque MRC. La présence d'une ou deux composantes définit une zone sensible, 3 ou 4, une zone très sensible, 5 ou 6, une zone extrêmement sensible[1]. Cette catégorie comprend également le statut de protection intégrale conféré par la Loi à certaines composantes du territoire (PR3.7.10, Rapport synthèse, p. 12).

Les enjeux territoriaux de développement durable sont extraits des schémas d'aménagement des MRC. Ils sont regroupés en enjeux sociaux, de cohabitation des usages environnementaux, agricoles et forestiers (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 33). La vulnérabilité du territoire est alors définie par le regroupement et la consolidation des données des 30 MRC des trois régions administratives, qui permettent d'établir de grandes zones homogènes sur le plan de l'utilisation du territoire, des contraintes et des enjeux.

Les zones les plus vulnérables à la venue de l'industrie du gaz de schiste longent le fleuve Saint-Laurent. Elles comportent davantage d'enjeux environnementaux, sociaux et de cohabitation des usages, et présentent des niveaux élevés de sensibilité. Elles s'étendraient, dans le corridor 1, du nord du lac Champlain jusqu'à l'île d'Orléans, avec

1. Il n'y a jamais plus de six composantes superposées.

des empiètements dans le corridor 2, dans la vallée du Richelieu et dans le secteur de Bécancour (PR3.7.10, Rapport synthèse, p. 14-15).

Bien qu'il présente certaines limites sur le plan de la cartographie, notamment, en ce qui a trait aux études archéologiques, l'inventaire regroupe une multitude de données qui seraient autrement demeurées éparses. Il fournit au planificateur un outil de synthèse et d'analyse régionale des caractéristiques et de la sensibilité du territoire à considérer à des fins tant « d'évaluation stratégique et environnementale, de consultation que d'encadrement par le gouvernement des activités de l'industrie gazière, de même que de planification territoriale par les municipalités et les MRC » (*ibid.*, p. 25).

Par ailleurs, l'évaluation archéologique établie lors de cet inventaire est, malgré ses limites, un premier exercice du genre réalisé sur le territoire à l'étude. Cet exercice permettrait aux archéologues d'y trouver de l'information sur l'état des lieux dans chacune des MRC touchées par de nouveaux projets. De même, les entreprises pourraient, en consultant cette étude, en apprendre davantage sur le territoire et sur les conséquences de leurs projets sur les variables archéologiques et patrimoniales (*ibid.*, p. 19 ; PR3.7.11, p. 9).

- *La commission d'enquête constate que, malgré ses limites, l'inventaire territorial effectué dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique fournit au planificateur un outil de synthèse et d'analyse régionale des caractéristiques et de la sensibilité du territoire pertinent à l'évaluation des impacts d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que, selon l'inventaire territorial réalisé dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique, les zones les plus vulnérables au déploiement de l'industrie du gaz de schiste longent le fleuve Saint-Laurent et se trouvent, pour l'essentiel, dans le corridor 1 et dans certaines parties contiguës du corridor 2. Ces zones comportent davantage d'enjeux sociaux, environnementaux et de cohabitation des usages, et présentent des niveaux élevés de sensibilité.*

Les impacts sur le paysage

Le paysage est une notion riche, complexe et en constante évolution. Deux définitions baliseront l'analyse de la commission d'enquête, soit celle proposée par la Chaire en paysage et environnement de l'Université de Montréal et celle inscrite à la *Loi sur le patrimoine culturel*. Dans son *Guide de gestion des paysages au Québec*, la Chaire définit le paysage comme :

> Un concept de qualification sociale et culturelle du territoire. Il se situe comme un regard qui qualifie ou qui déqualifie le territoire. La qualification implique que les caractéristiques d'un territoire sont reconnues par un individu ou une collectivité qui en fait l'expérience. La reconnaissance « procède d'une diversité de points de vue, fait appel à l'ensemble des sens et demeure essentiellement l'expression des valeurs (individuelles ou collectives) présentes dans un espace-temps donné. » (*ibid.*, p. 8).

Selon l'article 2 de la *Loi sur le patrimoine culturel*, le paysage culturel patrimonial est « reconnu par une collectivité pour ses caractéristiques paysagères remarquables résultant de l'interrelation de facteurs naturels et humains qui méritent d'être conservées et, le cas échéant, mises en valeur en raison de leur intérêt historique, emblématique ou identitaire ». Un même territoire peut, par ailleurs, présenter plusieurs types d'intérêt à la fois. Dans le cas des basses-terres du Saint-Laurent, des panoramas et des paysages ruraux relativement homogènes qualifient le caractère visuel de la région (PR3.7.10, Rapport synthèse, p. 61).

Plusieurs paysages semblent revêtir une importance particulière pour les collectivités et les MRC des basses-terres du Saint-Laurent. À cet égard, les grands espaces ruraux habités, caractérisés par un territoire dont les paysages, les milieux naturels et le patrimoine culturel sont de grande qualité et peuvent contribuer aux activités économiques des régions, notamment au tourisme et aux loisirs, dont l'équilibre est fragile. Les paysages ruraux ont acquis un statut privilégié dans les valeurs sociétales contemporaines. Bien qu'ils puissent être vus comme de « véritables objets de contemplation, […] synonymes de nature, de tranquillité, d'agrément et de panoramas agréables » (MAPAQ 2009, p. 4[2]) les milieux ruraux seraient en fait caractérisés par une tendance à l'uniformisation et à l'homogénéisation, en raison de l'industrialisation et de la spécialisation de l'agriculture (*ibid.*, p. 3 et 4). Le paysage rural se façonne aussi par l'agriculture qui procure des bénéfices à la société. Entre autres, l'agriculture préserve et transmet un héritage culturel, elle contribue à l'attractivité des territoires, à la qualité de vie et au bien-être des populations locales. La valorisation et la préservation du patrimoine paysager agricole permettraient de reconnaître sa multifonctionnalité (DB82 ; PR3.7.17, p. 25).

Les paysages forestiers représentent également une richesse patrimoniale dans les basses-terres et peuvent être mis en valeur à des fins touristiques. Il est essentiel de reconnaître la place des forêts dans l'identité québécoise et la prise en considération, dans

2. MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC (2009). *Le paysage rural au Québec – Enjeux agricoles et solutions agroforestières* [en ligne (16 septembre 2014) : www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Documentdereflexionsurlepaysagerural_20090605.pdf].

les choix de développement, des valeurs et des besoins exprimés par les populations concernées (*Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier*, RLRQ, c. A-18.1).

Enfin, la Coalition Eau Secours! définit les paysages d'eau, c'est-à-dire les cascades, les chutes ou les rivières, comme des objets identitaires régionaux ou nationaux et des lieux touristiques iconiques (DM92, p. 7, DT19, p. 74).

Ces régions se caractérisent par des routes scéniques, dont la grande valeur esthétique pourrait subir des impacts plus ou moins importants à la suite d'une éventuelle exploitation des ressources gazières des basses-terres. Les répercussions sur les paysages et les panoramas varieraient en intensité et en durée, selon l'étendue et le rythme de développement de l'industrie du gaz de schiste, « entre les répercussions ponctuelles liées à un seul puits et le cumul possible dans un contexte de déploiement à grande échelle » (PR3.7.11, p. 7).

Les infrastructures et les activités liées à l'extraction du gaz de schiste engendrent deux types d'impacts sur le paysage. Elles peuvent obstruer une vue scénique ou un panorama qui représentent un attrait touristique ou un élément de qualité de vie pour les résidents et les touristes. Elles peuvent également contraster avec l'environnement dans lequel elles s'insèrent et induire une perte de valeur esthétique. Ces impacts sont cumulatifs à l'échelle régionale (*ibid.*, p. 10 et 11).

Le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques a produit un inventaire des impacts associés aux différentes phases de développement de l'industrie et proposé des mesures qui pourraient les éliminer ou les atténuer. (*ibid.*, p. 6). Une partie seulement des MRC des basses-terres du Saint-Laurent auraient procédé à la caractérisation de leur paysage ou à la définition d'itinéraires à caractère esthétique, historique, culturel ou patrimonial. Faute de moyens et de temps pour compléter cette caractérisation, les responsables de l'étude ont procédé à une revue de la littérature couvrant plusieurs régions des États-Unis et du Canada qui vivent l'exploitation du gaz de schiste, décrivant les répercussions visuelles associées à ces activités, ainsi que les mesures d'atténuation applicables. En ce qui a trait au patrimoine, les responsables de l'étude ont considéré le patrimoine archéologique répertorié dans l'inventaire territorial et tout autre élément du patrimoine matériel, soit les bâtiments et les sites (*ibid.*, p. 8 et 9).

Il s'agit d'un travail générique, puisque les mesures d'atténuation dépendraient des sites choisis, de l'environnement, de la topographie, des communautés et des usages qui ont cours à proximité. Les impacts visuels sur les paysages de la région y ont été abordés selon les différentes étapes de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste.

- *La commission d'enquête constate que la caractérisation des paysages des basses-terres du Saint-Laurent, requise pour procéder à l'évaluation des répercussions du déploiement de l'industrie du gaz de schiste, n'a été effectuée que par quelques MRC et n'a pas pu être complétée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.*

L'aménagement des plateformes et des routes

La construction des routes, le débroussaillage (ou défrichage), le déboisement et l'aménagement des plateformes pourraient être incompatibles avec le caractère et la vocation du milieu récepteur. Ces activités se traduiraient par la présence de machinerie lourde, de bâtiments de chantier, de chemins d'accès et de clôtures. Les impacts seraient plus graves dans les zones résidentielles et dans les milieux ayant une forte valeur paysagère. L'évaluation conclut que les impacts sur le paysage seraient faibles si une seule plateforme était construite et qu'ils seraient modérés si on retrouvait plusieurs plateformes à l'échelle d'une région. Les impacts pourraient durer plusieurs mois et s'ajouter aux diverses nuisances (circulation, bruit, odeurs) abordées dans les sections précédentes.

Des mesures d'atténuation pourraient être mises en place pour réduire les impacts sur le paysage. L'entreprise pourrait aménager la plateforme de façon à faire valoir la topographie et la végétation existante, tout en maximisant la revégétalisation. Une bande végétale tampon pourrait être conservée entre la plateforme et les routes. Finalement, les déblais pourraient présenter une forme naturelle et se fondre le plus possible au paysage sur le plan visuel (PR3.7.11, p. 12-14).

Le forage et la fracturation

L'étape de forage et de fracturation se caractériserait par l'arrivée de nouveaux équipements et matériaux, de bâtiments et de bureaux de chantier ainsi que de la tour de forage, dont la hauteur varie de 15 à 50 m. D'autres composantes, comme les torchères ou les incinérateurs, les citernes pour l'eau, le gaz et les boues de forage, les génératrices, les compresseurs et équipements de contrôle, les accumulateurs et les supports à tuyaux feraient partie du paysage ambiant. Tout cela nécessiterait le passage des camions de transport d'équipement et d'intrants, des véhicules des travailleurs et de l'équipement d'éclairage.

Ces installations pourraient être présentes dans le champ visuel des résidents, dans un rayon de 800 m, et pourraient donc être perçues négativement par ces derniers. Par ailleurs, certaines opérations, comme la fracturation hydraulique, se poursuivant jour et nuit, occasionneraient un éclairage constant et pourraient gêner les résidents. Ces impacts seraient plus importants en zone résidentielle ou dans une zone présentant une valeur paysagère. L'utilisation de la torchère pour brûler les gaz, avant que la

plateforme soit reliée au réseau de collecte, pose un problème de pollution lumineuse qui a été mentionné par plusieurs participants à l'audience publique. La flamme de la torchère peut atteindre plusieurs mètres en hauteur et est visible de loin, particulièrement la nuit. La luminosité constante, pendant plusieurs semaines, voire plusieurs mois, pourrait causer des problèmes de sommeil chez les citoyens, susciter un stress prolongé, entraîner des problèmes de concentration ou même favoriser certains comportements agressifs (INSPQ, 2010).

Selon l'étude, s'ils sont considérés comme étant faibles et de courte durée à l'étape de l'exploration, ces impacts visuels pourraient néanmoins s'échelonner sur plus d'un an pour une seule plateforme de six puits. Selon les scénarios de déploiement, le forage et à la fracturation de plusieurs plateformes pourraient engendrer des répercussions en continu sur une période de plusieurs années à l'échelle locale ou régionale.

Les mesures d'atténuation disponibles consisteraient à limiter la superficie du terrain perturbé ou le nombre de plateformes. Des zones arbustives pourraient être aménagées pour dissimuler les installations gazières. L'entreprise pourrait adapter les plateformes au paysage environnant et minimiser le déboisement. Elle pourrait réduire les équipements installés sur la plateforme, tout en facilitant leur camouflage. Les exploitants de la plateforme pourraient orienter les lumières de plus basse intensité vers le sol et vers l'intérieur du site, tout en évitant leur réflexion sur les murs. Finalement, un incinérateur pourrait être utilisé pour le brûlage des gaz, plutôt qu'une torchère (PR3.7.11, p. 15 à 18).

Le passage de la phase d'exploration à la phase d'exploitation nécessiterait la mise en place de nouvelles infrastructures, le renforcement des routes, l'installation des conduites d'eau, etc. Si les tests de production des puits étaient concluants, un gazoduc principal et un réseau de collecte gazier seraient installés. Par ailleurs, l'entreprise devrait remettre en état, aussitôt que possible, les plateformes de puits non productifs, les puits abandonnés ainsi que les routes et les aires d'infrastructures. Cette remise en état pourrait comprendre une revégétalisation appropriée.

L'extraction du gaz, la transmission et la distribution

Durant l'extraction du gaz, l'industrie pourrait installer des stations de compression pour acheminer le gaz jusqu'à la station de traitement. À l'exception de la station de traitement, un bâtiment d'envergure dont la visibilité devrait être atténuée, les éléments implantés dans l'environnement à ce moment-là exerceraient peu d'impacts visuels, sauf en zone résidentielle et dans les milieux à forte valeur paysagère. Ces impacts demeureraient tout le long de la vie des puits, soit pendant environ 25 ans.

Parmi les mesures d'atténuation pouvant être mises en place, notons l'installation d'équipements qui se fondent à l'environnement immédiat (couleurs uniformes et non réflexives) ou la diminution de la quantité d'équipements sur la plateforme en en privilégiant de plus performants. L'entreprise pourrait aussi construire des murs végétaux autour du site (*ibid.*, p. 22-24)

Les impacts visuels liés à la transmission et à la distribution sont considérés comme faibles, à condition d'éviter les zones sensibles comme les milieux résidentiels et les sites à forte valeur paysagère, notamment en raison des tranchées requises pour maintenir l'emprise des conduites de gaz dégagée (*ibid.*, p. 25-26). Par contre, en milieu boisé, la présence des emprises requises pour le passage des gazoducs pourrait exercer un impact visuel significatif et de longue durée.

La fermeture définitive

À la fermeture définitive du puits, l'entreprise doit procéder à la pose d'un bouchon de ciment et à la coupe des têtes de puits à 1 m sous la surface du sol. Normalement, aucun élément visuel ne devrait demeurer à la fin de la production d'un site de forage. En milieu agricole, le promoteur devrait retirer le gravier en surface, les conduites de gaz et la clôture entourant le site pour permettre la remise en culture.

Les impacts visuels liés à la fermeture définitive sont considérés comme étant de faibles à modérés. Cette étape nécessiterait le passage de la machinerie lourde pour permettre la remise en état de la plateforme. Les impacts dépendraient essentiellement du degré de remise à l'état naturel du site. En milieu agricole, ils seraient de courte durée, tandis qu'en milieu forestier, le retour à l'état naturel pourrait être plus long en raison de la croissance des arbres (*ibid.*, p.27 et 28).

- *La commission d'enquête constate que pour les activités connexes aux activités de forage et de fracturation, telles que l'aménagement des routes et des plateformes, les impacts visuels, même s'ils sont de durée limitée, s'ajouteraient aux nuisances causées par ces activités. Les zones résidentielles ou les sites ayant une forte valeur paysagère, en raison de la présence de routes scéniques ou de panoramas reconnus pour leur valeur esthétique, pourraient subir davantage ces impacts.*

- *La commission d'enquête constate que, selon les mesures d'atténuation présentées dans l'évaluation des impacts sur le paysage, les impacts visuels associés aux activités de forage et de fracturation, sauf pour le brûlage des gaz, pourraient difficilement être atténués en milieu ouvert.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, dans le but d'atténuer les impacts visuels des plateformes de forage, le brûlage des gaz à l'air libre ne devrait pas être autorisé et les torchères devraient être remplacées par des incinérateurs.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, selon les scénarios présentés dans l'Évaluation environnementale stratégique, les impacts sur les zones résidentielles ou sur les sites ayant une forte valeur paysagère en raison de la présence de routes scéniques ou de panoramas reconnus pour leur valeur esthétique, pourraient être importants.*

Le cadre législatif portant sur le paysage

En vertu de l'assujettissement des activités de recherche et d'exploitation gazière à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, l'entreprise doit procéder à une demande de certificat d'autorisation. Dans le cadre de cette demande et afin de documenter les répercussions de son projet sur le paysage, l'entreprise gazière pourrait recueillir des données pour choisir le site adapté à l'extraction du gaz de schiste. En concertation avec les municipalités et les citoyens, elle pourrait ensuite caractériser les paysages afin de déterminer leur sensibilité visuelle. Elle pourrait, ainsi, éviter les impacts sur les perspectives visuelles offertes depuis les routes les plus utilisées, les belvédères, les milieux résidentiels et les infrastructures de tourisme ainsi que sur les activités récréatives. Effectivement, un site dans une zone sensible ne peut être restauré à son état original. C'est pourquoi, dans certains cas, il serait important d'y éviter des activités de l'industrie.

Quelques enjeux territoriaux analysés lors de l'inventaire territorial permettent aussi d'analyser les impacts de l'industrie gazière sur les sites d'intérêt patrimonial, historique, culturel et paysager, et sur la cohabitation des usages. Le morcellement du territoire peut aussi être une source d'impact pour le paysage en raison de la perte d'homogénéité du paysage agricole, forestier ou esthétique (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 34, 59 et 61).

Selon l'article 17 de la *Loi sur le patrimoine culturel*, « le gouvernement peut, sur la recommandation du ministre, désigner un paysage culturel patrimonial ». Cette loi élargit le champ d'action des municipalités locales. Ainsi, « la désignation d'un paysage culturel patrimonial doit être demandée par l'ensemble des municipalités locales, des municipalités régionales de comté et des communautés métropolitaines dont le territoire comprend tout ou partie du territoire du paysage visé ». L'article 18 précise que cette demande doit être transmise au ministre et accompagnée de la délimitation du territoire visé, d'un diagnostic paysager, d'une charte du paysage culturel

patrimonial adoptée par les demanderesses, laquelle charte présente les principes et les engagements pris par le milieu pour le protéger et le mettre en valeur.

Selon l'article 20 de la Loi, les municipalités qui reçoivent un avis de qualification positif du ministre peuvent élaborer un plan de conservation dans lequel la désignation du paysage culturel patrimonial comprend un plan de conservation approuvé par le ministre, y compris l'identification du territoire concerné, la description des usages économiques, sociaux et culturels, les mesures de protection et, le cas échéant, de mise en valeur du paysage. Qu'ils soient d'intérêt historique, culturel, esthétique ou écologique, ces territoires peuvent être indiqués au schéma d'aménagement et de développement.

Les MRC doivent, selon l'article 5 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, « déterminer toute partie du territoire présentant pour la municipalité régionale de comté un intérêt d'ordre historique ou culturel, notamment patrimonial, au sens de la *Loi sur le patrimoine culturel, esthétique ou écologique* ». Selon la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, lorsque les territoires d'intérêt sont déterminés, il est important de définir par réglementation les moyens privilégiés pour les mettre en valeur, tels que le zonage, les critères d'implantation et d'intégration architecturale, la constitution de sites du patrimoine.

Cependant, si la *Loi sur le patrimoine culturel* et la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, protègent, par l'attribution de statuts juridiques, les paysages culturels, le certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* n'invoque aucune obligation de la part des industries en ce qui concerne la protection des paysages. À cet égard, l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* explique la préséance de l'exploration et l'exploitation minière, conformément à la *Loi sur les mines*.

- *La commission d'enquête constate que, selon l'article 246 de la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme, *l'exploration et l'exploitation gazière ont préséance sur les outils d'aménagement qui pourraient permettre de protéger le patrimoine paysager et que cette préséance pourrait hypothéquer l'atteinte des objectifs municipaux de préservation du paysage.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'entreprise devrait déposer, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une étude de caractérisation des paysages réalisée en concertation avec les municipalités et déterminant la valeur visuelle du milieu d'insertion.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures d'atténuation en fonction des caractéristiques propres à chacun des sites (environnement, topographie, usages à proximité, communauté environnante, etc.) et en concertation avec les municipalités, afin de limiter les impacts potentiels sur le paysage.*

Les impacts sur les sites archéologiques

La *Loi sur le patrimoine culturel* souligne que les biens ou les sites archéologiques témoignent de l'occupation humaine préhistorique ou historique. Elle définit le « bien patrimonial » comme étant un document, un immeuble, un objet ou un site patrimonial. Dans l'article 2 de cette loi, le site patrimonial est désigné comme un lieu, un ensemble d'immeubles ou, dans le cas d'un site patrimonial visé à l'article 58, un territoire qui présente un intérêt pour sa valeur archéologique, architecturale, artistique, emblématique, ethnologique, historique, identitaire, paysagère, scientifique, urbanistique ou technologique.

Le potentiel archéologique désigne un lieu où des traces d'une occupation humaine ancienne pourraient être découvertes grâce à des indices topographiques, ethnologiques, archéologiques ou historiques (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 23). Ainsi, malgré les dégradations du milieu en raison de la forte densité démographique qui caractérise les basses-terres du Saint-Laurent, le potentiel archéologique de ce territoire demeure l'un des plus élevés au Québec. La présence humaine y est confirmée depuis 12 000 ans, comprenant la période préhistorique et la période historique, qui commence au XVI^{e} siècle et qui se poursuit jusqu'au début du XX^{e} siècle. Les basses-terres furent le lieu de prédilection des agriculteurs autochtones lors du premier millénaire avant aujourd'hui ainsi que des premiers colons européens. L'inventaire dressé dans le cadre de l'ÉES établit qu'« environ 2 079,43 km^2, soit 7,2 % de la superficie totale […] doit être considéré comme fortement sensible d'un point de vue archéologique et patrimonial » (PR3.7.10, Évaluation archéologique, p. 150).

Dans la situation où il existe un potentiel associé à un site archéologique répertorié par le ministère de la Culture et des Communications (MCC), une protection est établie, notamment, par la mise en place d'un périmètre, selon les normes convenues entre ce dernier et les autres ministères concernés. Dans la situation où il existe un potentiel sans site répertorié, une telle protection n'existe pas (*ibid.*, p. 215).

Sur la base des données provenant de la littérature archéologique, des cartes ont été produites et illustrent l'état actuel des connaissances archéologiques à l'intérieur des limites géographiques qui pourraient être touchées par des projets d'exploitation du gaz de schiste (*ibid.*, p. 14). L'étude de l'ÉES a surtout fait état de certains secteurs qui

présentent une plus forte sensibilité[3] du point de vue de la variable archéologique et patrimoniale sur la base de données connues (*id.*). Par ailleurs, l'étude souligne l'importance du patrimoine des communautés autochtones, puisqu'il revêt une importance historique et symbolique et est le reflet des us et des coutumes de ces peuples (PR3.7.11, p. 29).

Peu de travaux archéologiques auraient été effectués sur le territoire à l'étude, et le potentiel archéologique n'a pas été estimé avant l'évaluation environnementale stratégique (PR3.7.10, Évaluation archéologique, p. 24). La construction de plateformes de forage pourrait donc menacer le potentiel archéologique et patrimonial dans certains milieux. La préparation d'une plateforme de forage nécessite en effet l'excavation du sol et la création des routes pourrait entraîner des impacts sans retour possible à l'état initial. Par exemple, l'enlèvement d'une partie du sol pourrait détruire certains artefacts et le déboisement pourrait entraîner des conséquences sur les sites naturels patrimoniaux. La poussière générée par le camionnage pourrait, par ailleurs, altérer certains sites patrimoniaux (PR3.7.11, p. 31).

Selon l'ÉES, un inventaire pourrait être entrepris pour déterminer les lieux susceptibles de receler un patrimoine archéologique, pour éviter des conséquences permanentes et irréversibles, mais aussi pour empêcher de troubler des lieux où le tourisme pourrait être lié à la présence de sites archéologiques. La découverte de nouveaux sites archéologiques pourrait en permettre la fouille et, par conséquent, éviter la perte de lieux ayant un potentiel élevé. Des mesures devraient être mises en place afin que l'emplacement soit bien choisi et que les impacts y soient atténués. Ainsi, il serait important de procéder à la réalisation d'une étude du potentiel archéologique sur le terrain avant le début des travaux d'aménagement de la plateforme de forage et de la route d'accès (*ibid.*, p. 30).

Bien qu'il n'existe aucune réglementation qui oblige les entreprises à recourir à une étude du potentiel archéologique, une étude réalisée dans le cadre de l'ÉES propose un processus archéologique adapté à un projet de développement du gaz de schiste. Ainsi, dès l'obtention d'un certificat d'autorisation, l'entreprise pourrait collaborer avec des archéologues, sous la supervision du gestionnaire municipal, lui-même responsable de suivre les directives du MCC, pour déterminer le potentiel archéologique et historique d'intérêt du site (Archéo-Québec, 2012 ; PR3.7.11, p. 31).

Par ailleurs, la *Loi sur la qualité de l'environnement* participe à la protection du patrimoine culturel et archéologique dans le cadre de projets soumis à une évaluation

3. Les zones sensibles sont celles où les données archéologiques actuelles de même que les modèles d'occupation des populations du passé, tel qu'ils ont été élaborés par les archéologues, suggèrent une forte probabilité d'activité humaine au cours des temps préhistoriques ou historiques (PR3.7.10, Évaluation archéologique, p. 16).

environnementale en vertu de son article 31, entre autres en fixant « les paramètres d'une étude d'impact sur l'environnement en ce qui concerne notamment l'impact d'un projet sur […] les sites archéologiques et les biens patrimoniaux ». Une autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* n'aurait pas les mêmes exigences. Par ailleurs, l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* donne préséance à l'exploration et à l'exploitation minière, conformément à la *Loi sur les mines*.

Ainsi, l'implantation de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait se traduire par des pertes d'usage du territoire, non seulement au regard du paysage, qu'il soit bâti ou naturel, mais aussi en ce qui a trait au patrimoine historique et culturel (PR3.7.10, Inventaire cartographique, p. 168).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'entreprise devrait déposer une étude du potentiel archéologique au moment de la demande du certificat d'autorisation, et ce, pour chaque plateforme de forage. Si un potentiel était observé, son importance devrait être évaluée au moyen d'un inventaire et d'une fouille.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'en cas de découverte d'un site archéologique au moment de l'aménagement des plateformes, des mesures devraient être prévues au certificat d'autorisation afin d'en permettre l'évaluation et, éventuellement, d'en assurer la conservation.*

4.5 La valeur des propriétés

La perte de valeur des propriétés privées situées à proximité des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste est une préoccupation soulevée par certains participants. Étant donné que les marchés foncier et immobilier répondent aux changements dans l'environnement en ajustant les prix de façon à refléter les variations spatiales sur le plan de la qualité environnementale, il serait plausible que des variations de la valeur des propriétés soient observées si l'industrie du gaz de schiste s'implantait à proximité.

Bien que la documentation traitant des effets des activités de l'industrie du gaz de schiste sur la valeur des propriétés soit peu abondante, les études existantes semblent soutenir deux interprétations. Selon certaines, une augmentation de la valeur des propriétés aurait été observée à proximité des activités gazières, alors que, selon d'autres, on observerait une baisse dans certains cas.

Une étude soulève, sans préciser la distance entre les plateformes et les résidences, que la persistance des nuisances liées au bruit, à la circulation routière, à la poussière

et au changement paysager engendre une diminution de la qualité de vie des résidents. Il en résulterait une baisse de valeur des propriétés établies à proximité des puits, des routes, des gazoducs et des bassins de stockage des eaux de reflux (PR3.7.27, p. 26 et 27). Une autre étude mesure l'impact de l'industrie du gaz de schiste sur la valeur des propriétés environnantes en Pennsylvanie. Elle démontre que la variation de leur valeur dépend de leur proximité avec les activités gazières ainsi que de l'intensité de ces dernières (Gopalakrishnan *et al.,* 2014).

Ainsi, la valeur des propriétés pourrait aussi diminuer si leur eau provient de puits et si elles se situent près des routes utilisées par l'industrie. Les résidences installées dans une région composée à 80 % de terres agricoles afficheraient une diminution de la valeur immobilière d'environ 22 % lorsqu'elles s'approvisionnement avec l'eau d'un puits et lorsqu'elles sont situées à moins de 1,2 km d'une plateforme. Les effets se font néanmoins sentir à court terme et s'observent dans des endroits situés près des activités gazières. Ils s'atténueraient à une distance de 1,6 km pour se limiter à environ 6 %. La perception du risque lié aux activités de forage et de fracturation hydraulique expliquerait cette réduction, notamment si l'eau provient d'un puits. La baisse de la valeur des résidences situées à proximité des routes utilisées par l'industrie pourrait se faire sentir pendant des périodes plus longues. À l'opposé, la valeur des propriétés situées à une distance d'environ 3,2 km d'une plateforme pourrait croître d'environ 1,8 % (*ibid.,* p. 60 à 62).

Dans la ville de Flower Mound, au Texas, la valeur des propriétés situées à moins de 300 m d'un site d'exploitation du gaz de schiste a baissé de 3 à 14 %. Il n'y aurait aucune preuve de perte de la valeur des propriétés situées à une distance de plus de 300 m d'une plateforme[4]. Ce phénomène de perte de valeur est aussi confirmé dans le cas des villes de Denton et Fort Worth (PR3.7.27.2, p. 17). La ville de Flower Mound exige maintenant une distance minimale d'environ 450 m entre les sites d'exploitation du gaz et toute résidence privée ou puits d'eau potable[5].

Dans le comté de Garfield, au Colorado, la valeur foncière des propriétés tend à décliner pendant les premiers mois d'activité, à savoir durant le forage et la complétion. Les dévaluations pourraient être liées aux nuisances à la qualité de vie (bruit, circulation routière et odeurs), aux incertitudes institutionnelles liées à la perception du risque de la part des agents immobiliers et des institutions financières ainsi qu'à la perception du risque de la part d'acheteurs potentiels. Un minimum de 24 mois serait nécessaire pour qu'une propriété retrouve sa valeur initiale. La croissance de la demande de logement

4. INTEGRA REALTY RESOURCES (2010). *Flower Mound Well Site Impact Study. Summary Consultation Report* [en ligne (3 juillet 2014) : www.flower-mound.com/DocumentCenter/View/1456].

5. TOWN OF FLOWER MOUND (2011). *Codes and Ordinances of the Town of Flower Mound - Ord. No. 29-11, § 2, 7-18-2011* [en ligne (3 juillet 2014) : flowermound.eregulations.us/rule/coor/coor_ch34_artvii_div5_sec34-422].

créée par l'arrivée de travailleurs dans la région pourrait faire augmenter la valeur des résidences et celle des propriétés touchées par les activités[6]. En 2006, le comté de Garfield a mis en place un fonds d'atténuation destiné à réduire les impacts sociaux et environnementaux liés aux activités gazières et pétrolières, y compris les impacts sur la valeur des propriétés[7].

À l'inverse, selon une enquête effectuée auprès de décideurs communautaires dans les comtés de Wise et de Johnson, au Texas, l'exploitation gazière a été associée à plusieurs avantages économiques locaux, dont la hausse de la valeur des propriétés (Anderson *et al.*, 2009). À Fort St. John, en Colombie-Britannique, le prix moyen des maisons a augmenté d'environ 11,4 % en 2010 et 2011. La pénurie de logements observée dans cette ville en 2011 s'est également accompagnée d'une hausse des loyers. Les travailleurs n'ayant pas de lien avec l'industrie ainsi que les personnes touchant des revenus fixes seraient les plus pénalisés par la hausse des loyers (PR3.7.27.5, p. 17).

Au Québec, le MAMOT souligne qu'il ne dispose d'aucun mécanisme « pour évaluer une hypothétique réduction de la valeur marchande des propriétés advenant l'arrivée de l'industrie » (DQ18.1). Il souligne que les municipalités peuvent spécifier dans leur règlement de zonage les distances séparatrices entre les constructions et les différents usages du territoire. Afin d'obliger les municipalités à intégrer au règlement de zonage des dispositions à cet égard, une MRC peut adopter des règles et les inscrire dans le document complémentaire du schéma d'aménagement et de développement. Par contre, en vertu de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, aucune disposition de cette loi, d'un schéma ou d'un règlement municipal de zonage ne peut empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation des substances minérales, conformément à la *Loi sur les mines* (*id.*). Cette disposition annule par conséquent le pouvoir municipal de délimiter des distances séparatrices entre les usages du territoire et les activités de l'industrie gazière.

De plus, le MAMOT souligne qu'un règlement municipal de zonage ne devrait pas stipuler des critères abusifs ou déraisonnables qui viendraient rendre les conditions impossibles à satisfaire. Il ne devrait pas nuire déraisonnablement à l'exercice des activités légitimes des compagnies (*id.*).

6. BBC RESEARCH AND CONSULTING (2006). *Garfield County Land Values and Solutions Study. Final Report* [en ligne (3 juillet 2014) : www.garfield-county.com/oil-gas/documents/2006%20Land%20Values%20Study.pdf].

7. GARFIELD COUNTY. *Budget 2014*. [en ligne (3 juillet 2014) : www.garfield-county.com/finance/2014-adopted-budget.aspx].

- *La commission d'enquête constate que les nuisances ainsi que la perception du risque associées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste pourraient avoir un impact négatif sur la valeur des propriétés situées à proximité des plateformes et des routes et sur celles qui s'approvisionnent avec l'eau d'un puits.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures visant à réduire les nuisances ainsi que la perception du risque associées à leurs activités, et ce, afin d'atténuer leur éventuel impact négatif sur la valeur des propriétés.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devrait effectuer un suivi de la valeur des propriétés situées à proximité des plateformes et des stations de traitement du gaz. Le Ministère devrait élaborer un inventaire de mesures d'atténuation possibles en collaboration avec les instances municipales.*

4.6 Les communautés autochtones

Trois communautés autochtones sont présentes dans la zone d'étude, soit la communauté mohawk de Kahnawake, à l'ouest de la zone, et les communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak établies au cœur de la zone d'étude (PR3.1, p. 203).

Une étude de l'ÉES devait porter sur « la détermination et la documentation des impacts, sur les populations autochtones, des activités associées aux phases de développement de l'industrie et la désignation des mesures permettant de les éliminer, de les atténuer et d'y remédier, de même que des dispositifs de consultation et de dialogue auprès de ces communautés.[8] ». Le Comité de l'ÉES prévoyait traiter ce thème dans son rapport synthèse.

Le chapitre 13 de ce rapport, intitulé « Les communautés autochtones », s'intéresse essentiellement à définir l'obligation de consultation et d'accommodement et à présenter les modalités de consultation des communautés autochtones au moment de la délivrance des autorisations en production gazière et pétrolière en Alberta et en Colombie-Britannique. L'obligation de consultation et d'accommodement est également abordée au rapport synthèse. L'ÉES n'a pas déterminé ni documenté les

8. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Évaluation environnementale sur le gaz de schiste, Études de l'ÉES, Tableau – Acquisition de connaissances dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste [en ligne (7 octobre 2014) : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/Etudes_EES/Tableau-etudes-EES-19-fevrier-2014_BAPE.pdf].

impacts potentiels sur les populations autochtones de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste (PR3.1, 64, 66 et 70, 203 à 205).

La consultation des communautés autochtones

Au Québec, le mode de consultation des autochtones s'appuie sur le *Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones*[9] produit par le Secrétariat aux affaires autochtones du gouvernement du Québec. Ce guide s'applique aux activités qui sont susceptibles de porter atteinte aux droits et aux intérêts revendiqués par certaines communautés autochtones, comme la mise en valeur du territoire et des ressources naturelles. Plus concrètement, le document fournit des lignes directrices générales permettant de rendre plus opérationnelle l'obligation constitutionnelle qui incombe au gouvernement du Québec de consulter les communautés autochtones. Il précise également la notion d'accommodement qui découle de l'obligation de consulter. Les ministères et les organismes du gouvernement doivent s'assurer de consulter toutes les communautés susceptibles, selon l'information disponible, de revendiquer des droits qui pourraient être touchés par l'action envisagée. Le guide décrit les étapes d'une consultation adéquate, amorcée en amont des processus de décision, de telle sorte qu'il soit possible de modifier la position de départ (le projet tel qu'il a été défini initialement) (SAA, 2008, p. 4 et 8 à 13).

Par ailleurs, l'Institut de développement durable des Premières Nations du Québec et du Labrador a mis en œuvre un protocole de consultation des Premières Nations du Québec et du Labrador. Ce document est un outil destiné aux communautés pour les aider à répondre aux demandes de consultations provenant de différents ministères et de particuliers. Il détermine les critères de consultation établis selon la volonté des Premières Nations et leur permet « d'appliquer les droits promulgués dans plusieurs jugements rendus par la Cour suprême du Canada, au regard de l'obligation de consulter les Premières Nations et de fournir les moyens pour que ces consultations se déroulent adéquatement et soient cohérentes avec la portée de l'enjeu faisant l'objet de la consultation »[10].

Le coordonnateur des comités miroirs de consultation de l'ÉES a communiqué avec le chef du Conseil de bande des Abénakis d'Odanak et le chef du Conseil de bande des Abénakis de Wôlinak, en avril 2012, pour leur faire part de l'intérêt du Comité de l'ÉES à les rencontrer et à solliciter leur participation sur les divers enjeux présentés par l'ÉES.

9. SECRÉTARIAT AUX AFFAIRES AUTOCTHONES (2008). *Amérindiens et Inuits du Québec. Guide intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones*, p. 4-5 [en ligne (2 septembre 2014) : www.autochtones.gouv.qc.ca/publications_documentation/publications/guide_inter_2008.pdf].

10. INSTITUT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE DES PREMIÈRES NATIONS DU QUÉBEC ET DU LABRADOR (2005). *Protocole de consultation des Premières Nations du Québec et du Labrador* [en ligne (2 octobre 2014) : iddpnql.ca/?page_id=39].

La lettre explique que l'exploitation du gaz de schiste pourrait faire l'objet de préoccupations dans leurs communautés. En juin 2012, deux lettres ont été envoyées aux deux communautés dans lesquelles on leur proposait de siéger aux comités miroirs, dont l'objectif premier était de « contribuer à l'acquisition de connaissances du Comité de l'ÉES et d'enrichir sa réflexion en faisant appel aux connaissances et à l'expérience terrain des participants ». Les représentants de ces communautés n'ont pas répondu à l'invitation du Comité de l'ÉES (DQ5.1, p. 112 à 118).

La communauté mohawk de Kahnawake est également située dans la zone d'étude. Le Conseil de bande a déploré, dans son mémoire, que le Comité de l'ÉES n'ait pas communiqué avec lui lors de la préparation de son rapport et qu'il n'ait émis aucune observation ou recommandation en ce qui concerne les Premières Nations (DM118, p. 3).

Selon Pekuakamiulnuatsh Takuhikan (Montagnais du Lac-Saint-Jean), le Conseil des Innus Essipit et le Conseil des Innus de Pessamit, une partie de la mince bande de terrain sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent qui recelerait aussi un potentiel en gaz de schiste (correspondant à une partie du corridor 1) serait située à l'intérieur de leurs territoires traditionnels. Ces communautés craignent que leurs droits et leurs titres aborigènes soient touchés par les décisions en lien avec l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. En conséquence, les communautés exigent d'être consultées dès le moment où des travaux seraient envisagés (DM100, p. 4, 12, 14 et 18).

- *La commission d'enquête constate que trois communautés autochtones sont situées dans la zone d'étude, soit la communauté mohawk de Kahnawà:ke et les communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak.*

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a l'obligation constitutionnelle de consulter les communautés autochtones et, s'il y a lieu, de les accommoder lorsqu'il prévoit prendre une décision pouvant entraîner des effets susceptibles de porter atteinte aux droits revendiqués par ces communautés.*

Par ailleurs, les législations en matière de mines et d'environnement n'expriment rien au sujet des consultations des peuples autochtones avant la délivrance des autorisations requises pour l'exploitation d'un projet gazier. Selon la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement :

> Le régime minier autorise l'acquisition de claims sur des terres grevées de droits ancestraux ou issus de traités ainsi que l'accès à ces terres pour y réaliser des travaux. Dans ces circonstances, les droits miniers sont susceptibles d'entrer en conflit avec les droits constitutionnels des peuples autochtones. Par ailleurs, la nouvelle procédure d'information et de consultation du public, introduite dans la procédure d'autorisation préalable de l'article 22 de la LQE, ne peut se substituer à l'obligation de consulter de la Couronne, puisqu'elle laisse à un tiers, le promoteur, le soin d'organiser la consultation.
> (PR3.9.2, p. 48)

De l'avis du Comité de l'ÉES, les autorisations délivrées par le gouvernement pour procéder à l'exploration ou l'exploitation du gaz de schiste pourraient constituer des éléments déclencheurs d'une consultation auprès des communautés autochtones si une atteinte à leurs droits, ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée (PR3.1, p. 203-204 ; DQ5.1 ; M. Robert Joly, CÉES, DT7, p. 28).

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devraient, avant de délivrer les autorisations, consulter les communautés autochtones si une atteinte à leurs droits ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient évaluer les impacts appréhendés sur les communautés autochtones de tout projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, et inclure cette évaluation dans leurs demandes de certificat d'autorisation.*

Pekuakamiulnuatsh Takuhikan (Montagnais du Lac-Saint-Jean), le Conseil des Innus Essipit et le Conseil des Innus de Pessamit mentionnent que le Comité de l'ÉES, dans la section de son rapport sur la gouvernance territoriale, a identifié différents organismes régionaux, dont les MRC, les conférences régionales des élus, les conseils régionaux de l'environnement et les organismes de bassins versants, sans toutefois inclure les conseils de bande autochtones (DM100, p. 16).

Le Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka suggère la mise en place d'un comité mixte de « citoyens, autochtones, scientifiques et représentants divers et indépendants de l'industrie et du gouvernement pour veiller sur toute nouvelle énergie fossile, nucléaire et le transport de ces matières ». Également, il propose la reconnaissance du Wampum à deux voies comme approche basée sur l'ouverture entre les communautés pour discuter d'enjeux tels que les questions relatives au gaz de schiste (DM104, p. 3 et 4).

Par ailleurs, au-delà des questions de consultation et de participation, les membres des communautés autochtones qui sont intervenus en audience ainsi que les mémoires déposés par des conseils de bande ou des groupes autochtones ont repris plusieurs des enjeux évoqués par d'autres participants aux audiences. Ainsi, Pekuakamiulnuatsh Takuhikan (Montagnais du lac Saint-Jean), le Conseil des Innus Essipit et le Conseil des Innus de Pessamit ont mentionné la fragmentation du territoire qui en modifierait l'accès et la répartition ainsi que la densité des ressources traditionnelles, et les impacts cumulatifs qu'elle engendrerait (DM100, p. 17). Le Mohawk Council of Kahnawà:ke a indiqué qu'il craignait que les impacts sur la qualité de l'eau présentent des risques pour les écosystèmes aquatiques et a souligné les impacts potentiels sur les espèces menacées ou vulnérables (DM118, p. 8). L'urgence de réduire la consommation de combustibles fossiles a été reprise par le Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka (DM104, p. 1).

- *La commission d'enquête constate que les membres des communautés autochtones partagent plusieurs des préoccupations des participants aux audiences à l'égard d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que certaines communautés autochtones ont manifesté leur intérêt à participer aux démarches de planification régionale d'un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les démarches de planification régionale devraient inclure les communautés autochtones du territoire.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les communautés autochtones devraient être représentées dans d'éventuels comités de suivi.*

Le cadre législatif applicable aux terres réservées aux autochtones

La *Loi sur les Indiens* (L.R.C. (1985), ch. 1-5) a été promulguée par le Parlement fédéral, qui a également adopté des lois concernant spécifiquement l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz sur les terres visées par la *Loi sur les Indiens*. La *Loi sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* (L.R.C. (1985), ch. 1-7) et le *Règlement de 1995 sur le pétrole et le gaz des terres indiennes* (DORS/94-753) déterminent les conditions de l'octroi de baux, de permis et de licences pour l'exploitation du pétrole et du gaz ainsi que leurs modalités d'application. La *Loi sur la gestion du pétrole et du gaz et des fonds des Premières Nations* (L.C. (2005), ch. 48) leur donne la possibilité de gérer et de réglementer l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz ainsi que de recevoir les fonds que le gouvernement fédéral détient pour elles. Le *Règlement sur l'évaluation*

environnementale liée au pétrole et au gaz des Premières Nations (DORS/2007-272) précise les modalités d'application de cette loi.

Le Comité de l'ÉES indique que même si le gouvernement fédéral détient les droits de surface sur les réserves indiennes situées au Québec, les droits du sous-sol demeurent généralement la propriété du Québec. Il faut noter que le MERN n'a attribué aucun permis de recherche sur les territoires des réserves indiennes dans les basses-terres du Saint-Laurent (figure 6). Le Il ajoute que le Québec ne peut autoriser l'exploration ou l'exploitation d'une ressource du sous-sol d'une réserve indienne sans obtenir la participation et l'accord de la Première Nation touchée (PR3.1, p. 203 ; M. Robert Joly, CÉES, DT7, p. 28).

Chapitre 5 Les milieux naturels

Bien que les nouvelles techniques de forage et de fracturation permettent de réduire l'occupation du sol en surface, l'exploration du gaz de schiste nécessite plus d'équipements et de camions, que celle de gisements conventionnels (CAC, 2014, p. 119). Le déploiement de l'industrie du gaz de schiste nécessite des infrastructures, comme des plateformes de forage, des gazoducs et des routes d'accès, dont la construction et la présence pourraient entraîner des conséquences sur les écosystèmes. Quoique certains enjeux concernant les milieux aquatiques aient été traités dans le cadre de l'ÉES, aucune évaluation des impacts sur les écosystèmes ou sur la faune n'a été réalisée.

L'espace forestier couvre 45 % de l'ensemble du territoire des trois régions administratives où se trouve le shale d'Utica. Ce territoire est majoritairement privé (dans une proportion de 89 à 97 %) et est fragmenté. « Le couvert forestier est représenté par une forêt mélangée à dominance feuillue qui, dans l'ensemble, est très dégradée[11]. » Le couvert forestier de certaines MRC est inférieur à 30 % de leur territoire, principalement en Montérégie (figure 15). Les sites d'intérêt écologique sont présents sur 10 % du territoire des régions administratives, alors que les aires protégées en couvrent 4 % (PR3.7.10, Rapport synthèse, p. 27 et Inventaire cartographique, p. 165 ; PR3.7.5, p. 24, 32 et 40).

Cette section présente l'estimation des pertes de milieux boisés, la fragmentation des habitats et ses effets sur la biodiversité, sur la préservation des habitats naturels et sur la biodiversité ainsi que sur les milieux humides et hydriques.

5.1 Les pertes de milieux boisés

Dans ses scénarios de développement, le Comité de l'ÉES a retenu une superficie moyenne de 1 ha par plateforme (PR3.5.3, p. 8). Ailleurs dans les études de l'ÉES, les auteurs ont conclu que l'aménagement d'une plateforme de forage nécessiterait une superficie de 1 à 2 ha (PR3.4.1, p. 37 et 38). Comme mentionné à la section 1.3, il semble qu'une superficie de 2 ha soit plus conforme à la réalité. Cette superficie n'inclut pas les routes d'accès, les réservoirs d'entreposage d'eau hors plateforme, les

11. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Description des provinces naturelles – Portrait sommaire des basses-terres du Saint-Laurent* [en ligne (14 juillet 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4b.htm].

emprises pour les gazoducs et les stations de traitement des gaz. À elles seules, les routes d'accès pourraient représenter 1,5 ha par plateforme (PR3.8.8, p. 118).

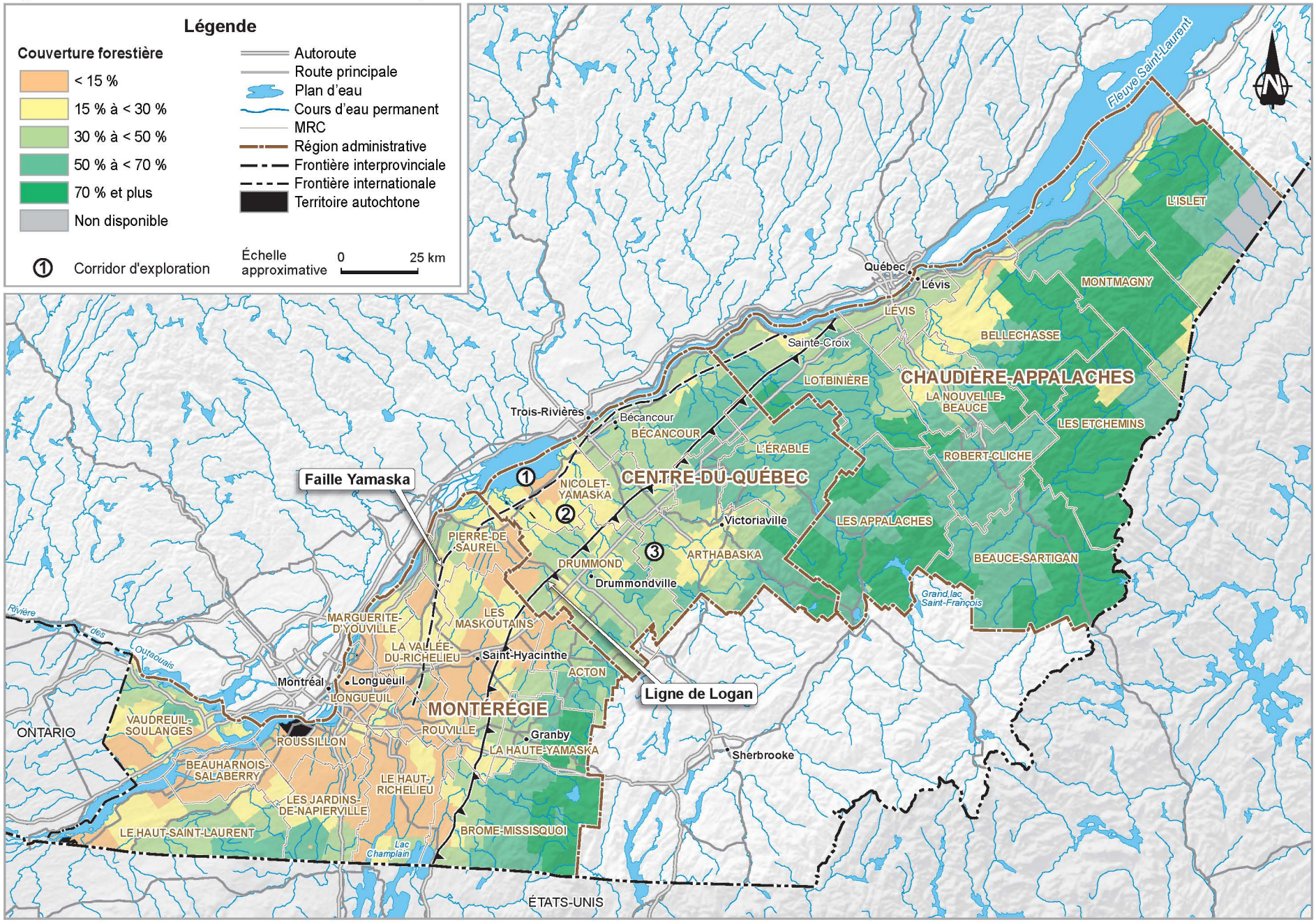
À partir du moment où l'ensemble des puits d'une plateforme sont en production, la superficie nécessaire aux opérations peut être réduite et le reste de l'espace remis en état. Le Comité de l'ÉES a estimé qu'à cette étape, l'espace nécessaire pour la tête de puits et les équipements périphériques qui doivent demeurer en place serait de 25 m sur 25 m (PR3.5.3, p. 8). Toutefois, lors de sa mission en Pennsylvanie, la commission a observé que certains exploitants souhaitent retarder la remise en état des sites des plateformes afin de conserver un accès facile aux têtes de puits pour réaliser les activités d'entretien. En secteur boisé, en particulier, le reboisement est difficile à envisager sur la majeure partie de la superficie initiale de la plateforme tant que les puits sont en production (Sweeley, 2014).

Lors des activités d'exploration du gaz de schiste qui ont été réalisées au Québec de 2006 à 2010, 35 % des puits étaient situés en milieu boisé (PR3.8.8, p. 117). Si ce pourcentage devait s'appliquer à une éventuelle exploitation du gaz de schiste à l'avenir, en considérant 3,5 ha par plateforme (incluant 1,5 ha pour les chemins d'accès), une superficie d'environ 735 ha de forêts serait perturbée pour la durée de la production des plateformes dans le cas du scénario 4 (600 plateformes de 6 puits). Selon le scénario 5 (1 500 plateformes), cette superficie pourrait s'élever à 1 838 ha. Même après la fin de la production de gaz, de nombreuses années s'écouleraient avant que les pertes de milieu forestier soient compensées, en raison de la période requise pour que les arbres atteignent leur maturité (DQ16.1, p. 6).

Dans les terres non agricoles et privées, les exigences de remise en état peuvent être négociées directement avec les propriétaires fonciers. Dans ses lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière, le MDDELCC souligne qu'à la suite de la réalisation de tous les forages, l'exploitant devrait remettre le site en état (MDDELCC, 2014b, p. 52). En vertu de l'article 31.51 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, une étude de caractérisation du terrain devrait également être réalisée après les activités d'extraction afin de vérifier si les sols sont contaminés. En cas de contamination, un plan de réhabilitation devrait être déposé.

Par contre, dans le cas d'une plateforme située en milieu agricole, la majorité de la superficie de la plateforme pourrait vraisemblablement être remise en état dès que les puits entreraient en production. La Commission de protection du territoire agricole du Québec encadre la remise en état des superficies agricoles (voir chapitre 7).

Figure 15 La couverture forestière municipale



Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Sources : adaptée de BAPE, rapport 273, figures 1 et 5 ; carte du ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire : [en ligne (9 septembre 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/pub/amenagement_territoire/orientations_gouvernementales/carte_couverture_forestiere.pdf] ; cartes régionales (régions 12, 16 et 17) du ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire : [en ligne (19 novembre 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/organisation-municipale/cartotheque/cartes-regionales/].

- *La commission d'enquête constate que si la répartition des plateformes en milieu boisé était la même que lors de la période d'exploration de 2006 à 2010, soit 35 %, les pertes de milieux boisés attribuables à une éventuelle exploration et exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient s'élever à environ 735 ha dans le cas du scénario de développement 4 et à 1 838 ha dans celui du scénario 5, pendant toute la période de production des puits.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient prévoir, dans les ententes prises avec les propriétaires privés, des mesures de remise en état des superficies boisées perturbées. Une copie de cette entente devrait être déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques au moment de la demande du certificat d'autorisation.*

5.2 La fragmentation des habitats et ses effets sur la biodiversité

Les espaces boisés remplissent plusieurs fonctions écologiques pour le maintien de la biodiversité du territoire. Ils jouent un rôle important dans la régulation de l'eau et servent de refuge et de milieu de vie à la faune. La perte et la fragmentation d'habitats peuvent entraîner des conséquences importantes sur les écosystèmes, même si elles ne représentent qu'une faible proportion du territoire. La fragmentation des habitats pourrait être causée, notamment, par la construction de plateformes et par l'aménagement de routes d'accès et de gazoducs. Selon l'Association des biologistes du Québec, les effets de la fragmentation des habitats se font « sentir à moyen et à long termes, mais son impact est certain et les conséquences sur la qualité des habitats et sur leur biodiversité sont sévères » (DM68). L'Association ajoute que la fragmentation consiste en une faible perte de la superficie d'un habitat qui a comme conséquence de transformer un territoire en une mosaïque de petites parcelles d'habitats séparées les unes des autres. Ces conséquences sont associées aux corridors de déplacements, à l'effet de lisière et à la perte de la biodiversité. La nature et l'intensité de la fragmentation varient selon le type d'infrastructure, la grandeur de la superficie perturbée, la durée de la perturbation, le type d'ouverture et les espèces présentes (*id.* ; Brittingham, 2012).

La faune emprunte des corridors préférentiels pour se déplacer, s'alimenter et se reproduire. Dans une moindre mesure, la flore profiterait également des corridors pour se disperser. La fragmentation des habitats en petites parcelles pourrait limiter les potentiels pour la faune. Pour une même superficie, un territoire fragmenté aurait une densité de population faunique et floristique moindre qu'un territoire non fragmenté. Par

conséquent, ce phénomène engendrerait une perte de biodiversité, car certaines parcelles d'habitats fragmentés pourraient ne pas offrir suffisamment d'habitats contigus afin d'assurer le cycle vital de certaines espèces (Association des biologistes du Québec, DM68).

La transition d'une parcelle de forêt à une parcelle non forestière cause des modifications des conditions de lumière, de vent, de température et d'humidité qui perturbent la composition faunique et floristique des territoires forestiers. L'effet de lisière peut réduire les interrelations entre les espèces ainsi que leurs déplacements, pouvant même augmenter le taux de mortalité, réduire le taux de recolonisation et réduire la taille des populations locales (Slonecker, 2012, p. 10 et 11). Certaines espèces profiteront de l'effet de lisière créé par la fragmentation, alors que d'autres espèces qui recherchent des habitats en forêt dense en souffriront. La perturbation du territoire actuel pourrait donc se solder en une perte d'habitat utilisable par les espèces fauniques (Racicot *et al.*, 2014, p. 1027 et 1030). En Pennsylvanie, l'augmentation de la fragmentation du territoire forestier causée par l'exploitation gazière favorise les espèces prédatrices, alors que les espèces dont l'habitat est la forêt dense seraient négativement touchées (Brittingham, 2012).

Généralement, la fragmentation des habitats résultant de l'aménagement des chemins d'accès et des plateformes avantagerait les espèces fauniques généralistes, qui ont un fort taux de reproduction et une plus grande capacité d'adaptation que les espèces spécialistes (*id.*). Ces dernières seraient plus sélectives et dépendantes d'un habitat forestier particulier. Elles auraient tendance à voir leurs effectifs décliner de façon plus marquée qu'une espèce généraliste à la suite de la modification de leur habitat (Rompré *et al.*, 2010, p. 274).

La création de corridors anthropiques pourrait également permettre la prolifération d'espèces floristiques exotiques envahissantes susceptible d'accentuer la perte de biodiversité. L'Association des biologistes du Québec mentionne qu'elles pourraient « menacer non seulement les écosystèmes, mais également la foresterie et l'agriculture, de même que les services écologiques et économiques qu'ils rendent à la société » (DM68).

Aucune étude sur l'effet d'une éventuelle fragmentation des habitats par les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec n'a été réalisée lors de l'évaluation environnementale stratégique. Une étude évalue l'impact des infrastructures gazières sur la fragmentation des habitats dans la région des MRC de Bécancour et de Lotbinière. Selon cette étude, le réseau de gazoducs aurait un effet plus grand sur le couvert forestier que la construction de routes d'accès, compte tenu du fait qu'il n'y aurait actuellement aucun réseau de collecte sur le territoire et que ces

infrastructures nécessitent du déboisement. Elle conclut que la perte de couvert forestier ne contribuerait pas de façon notable à la fragmentation du territoire boisé dans cette région, car le territoire serait déjà hautement fragmenté par les routes et les activités agricoles. La superficie couverte par des forêts denses serait néanmoins réduite substantiellement et le nombre de parcelles de forêts fragmentées augmenterait de 13 à 21 % (Racicot *et al.,* 2014, p. 1030).

Plusieurs études démontrent qu'il existe un seuil critique d'habitat sous lequel une perte importante de la biodiversité serait observée, pouvant même aller jusqu'à l'extinction à l'échelle locale. Ce seuil se situerait autour de 30 % de la superficie boisée. Dans ce contexte, le gouvernement « recommande instamment aux MRC dont le territoire inclut des municipalités qui contiennent une superficie forestière de 30 % ou moins d'adopter sans délai une réglementation visant à contrôler le déboisement dans celles-ci[12] ». De plus, dans les orientations gouvernementales *Pour un aménagement concerté du territoire*, le MAMOT fait part aux MRC de l'importance d'« assurer la pérennité et la mise en valeur des ressources forestières en tenant compte de la diversité des milieux » (DQ6.1). Afin de garantir la préservation du couvert forestier minimal et de favoriser l'aménagement durable de la forêt privée, une municipalité ou une MRC peut régir ou restreindre la plantation ou l'abattage d'arbres sur son territoire, en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* (*id.*).

Cependant, l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* mentionne qu'aucune disposition de ladite loi « ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains, faits conformément à la *Loi sur les mines* ». Cette préséance de la *Loi sur les mines* pourrait donc porter atteinte aux orientations gouvernementales visant à contrôler le déboisement et à maintenir un couvert forestier permettant d'assurer la pérennité de la diversité des écosystèmes.

- *La commission d'enquête constate que les superficies forestières de la région des basses-terres du Saint-Laurent sont déjà fragmentées et que le territoire de plusieurs MRC, particulièrement celui de la Montérégie, serait en deçà du seuil critique d'habitat de 30 %, sous lequel une perte significative de biodiversité serait observée.*

12. MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DES RÉGIONS (2005). *Les orientations du gouvernement en matière d'aménagement – La protection du territoire et des activités agricoles* [en ligne (16 juin 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/pub/amenagement_territoire/orientations_gouvernementales/orientations_amenagement_agricole_addenda.pdf].

- *La commission d'enquête constate que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient avoir un impact significatif sur le maintien d'un couvert forestier minimal dans plusieurs MRC et sur la fragmentation des habitats fauniques et floristiques.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation des impacts de leurs activités sur la fragmentation des habitats fauniques et floristiques au moment de la demande de certificat d'autorisation. Des mesures devraient être mises en place afin de réduire ces impacts et de respecter la capacité de support des écosystèmes.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste, une planification du déploiement des infrastructures gazières à l'échelle régionale se révèle essentielle pour que la fragmentation des habitats fauniques et floristiques soit réduite.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la préséance de la* Loi sur les mines *sur la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme *pourrait porter atteinte aux orientations gouvernementales visant à contrôler le déboisement et à maintenir le seuil critique d'habitat qui permettrait d'assurer la pérennité des écosystèmes.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devraient concevoir un guide de bonnes pratiques visant à réduire les impacts de la fragmentation des habitats. Ce guide devrait viser, entre autres, les propriétaires fonciers privés ainsi que les entreprises gazières.*

5.3 La préservation des habitats naturels et de la biodiversité

Les territoires visés par les scénarios de développement du gaz de schiste se situent entièrement à l'intérieur de la province naturelle des basses-terres du Saint-Laurent, qui est la plus peuplée du Québec. La proportion de la superficie d'aires protégées y a varié de 2,2 %, en 2002, à 4,5 %, en 2009 (MDDEP, 2010a). Sur l'ensemble du Québec, en 2014, une proportion de 9,1 % du territoire était réservée à l'établissement d'aires protégées (DQ16.1, p. 7 et 8). L'objectif pour l'ensemble du Québec est d'atteindre une superficie d'aires protégées de l'ordre de 12 % du territoire en 2015.

Pour y parvenir, le gouvernement s'est donné des orientations stratégiques en matière de désignation d'aires protégées pour la période 2011-2015. Il prévoit moduler ses actions en vue de compléter la représentativité du réseau d'aires protégées en fonction de quatre zones géographiques (sud, marine, centre et nord). La province naturelle des basses-terres du Saint-Laurent se situe entièrement à l'intérieur de la zone sud. Le MDDELCC mentionne qu'aucune cible spécifique n'aurait été établie pour chacune des provinces naturelles. Dans la zone sud, l'orientation gouvernementale consiste à réaliser des partenariats avec les instances régionales de planification et d'aménagement afin d'augmenter la proportion d'aires protégées sur le territoire. L'utilisation d'une gamme élargie de catégories de gestion serait privilégiée, à savoir les habitats d'espèces menacées ou vulnérables, les paysages humanisés ou les autres aires protégées où une utilisation durable des ressources naturelles serait permise[13].

En vertu de l'article 34 de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel*, l'exploitation gazière est interdite sur les terres du domaine de l'État comprises dans le plan d'une réserve aquatique, de biodiversité ou écologique projetée. Les activités d'exploration gazière y seraient néanmoins permises, sous certaines conditions prévues dans leurs plans de conservation. Lorsqu'un statut permanent est octroyé aux aires protégées projetées, elles jouissent d'une interdiction des travaux d'exploration et d'exploitation gaziers (PR3.9.2, p. 10). Les activités d'exploration du gaz de schiste pourraient causer des pertes d'habitat faunique, puisque la superficie nécessaire pour l'aménagement d'une plateforme de forage devrait être dégagée dès la réalisation des premiers travaux. En ce qui a trait aux parcs nationaux du Québec, la *Loi sur les parcs* (RLRQ, c. P-9) interdit toute forme de prospection, d'utilisation et d'exploitation des ressources à des fins de production forestière, minière ou énergétique.

L'exploration ne serait pas interdite dans certaines catégories d'aires protégées, telles que les écosystèmes forestiers exceptionnels, les refuges fauniques et biologiques de même que dans certains habitats fauniques[14]. Dans un écosystème forestier exceptionnel, le ministre des Forêts, de la Faune et des Parcs peut conclure une entente avec le titulaire d'un droit minier afin que ce dernier abandonne ses activités lorsqu'il y a un risque d'atteinte à la conservation de la diversité biologique[15] (PR3.9.2, p. 11). Afin de garantir la protection des aires protégées, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles mentionne qu'il procède à une soustraction à l'activité

13. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (2011). *Orientations stratégiques du Québec en matière d'aires protégées – Le Québec voit grand, période 2011-2015* [en ligne (18 juin 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/orientations-strateg2011-15.pdf].

14. La *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* (L.R.Q., C-61.1) et le *Règlement sur les habitats fauniques* (C-61.1, r. 18) encadrent, notamment, les travaux d'exploration dans les habitats fauniques et les activités de prélèvement d'eau dans l'habitat du poisson (PR3.9.2, p. 11).

15. *Loi sur l'aménagement durable du territoire forestier*, art. 35.

minière sur le territoire des aires protégées. De plus, au moment de la délivrance du permis de recherche, le Ministère indique les aires protégées sur la carte de localisation du permis de recherche afin d'informer le titulaire des contraintes à respecter sur le territoire (MRNF, 2011).

Selon l'article 46 du *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État* (c. A-18.1, r. 7), une lisière boisée de 60 m doit être conservée en bordure d'une réserve écologique existante ou projetée. Les nouvelles lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du MDDELCC mentionnent qu'une plateforme de forage ainsi que toute voie d'accès devraient se situer à une distance de 100 m des limites d'une aire protégée, d'un parc national du Québec et d'un habitat d'une espèce floristique menacée ou vulnérable (MDDELCC, 2014a, p. 1, 6 et 7).

Des propriétés privées peuvent également obtenir un statut de réserve naturelle en vertu de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel*. Pour ce faire, elles doivent « présenter des caractéristiques qui justifient un intérêt de conservation sur le plan biologique, écologique, faunique, floristique, géologique, géomorphologique ou paysager. Cette reconnaissance est une démarche instiguée par le propriétaire[16] ». Le MDDELCC mentionne qu'« il appartient au propriétaire privé de demander et d'obtenir du MERN l'interdiction de l'exploration et de l'exploitation minière, gazière et pétrolière, par une soustraction à l'activité minière » (MDDEP, 2010b).

Des habitats visant à préserver une espèce floristique menacée ou vulnérable peuvent être désignés en vertu de la *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables*. Au moment d'une telle désignation, l'article 17 précise que « nul ne peut […] exercer une activité susceptible de modifier les processus écologiques en place, la diversité biologique présente et les composantes chimiques ou physiques propres à cet habitat ».

Le MDDELCC souligne que lors de la demande de certificat d'autorisation, le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) émet un avis faunique qui fait mention, notamment, des préoccupations relatives aux espèces fauniques menacées ou vulnérables. Dans certains cas, le MFFP peut juger nécessaire d'exiger des inventaires fauniques ou floristiques préalablement à la délivrance de l'autorisation (DQ16.1, p. 9 ; DB40). Les lignes directrices provisoires soulignent que les entreprises gazières devraient produire un inventaire des espèces floristiques et fauniques désignées comme étant menacées, vulnérables ou susceptibles de l'être (MDDELCC, 2014a, p. 61).

16. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Les réserves naturelles : comment protéger les attraits naturels de votre propriété* [en ligne (12 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/prive/depliant.htm].

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que les aires protégées projetées, les écosystèmes forestiers exceptionnels, les refuges fauniques, les refuges biologiques et les habitats fauniques devraient obtenir le même statut de protection que les aires protégées permanentes à l'égard des activités d'exploration gazière.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait établir des distances séparatrices entre les plateformes de forage et les voies d'accès et toute aire protégée inscrite au registre des aires protégées en vertu de la* Loi sur la conservation du patrimoine naturel*.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer un inventaire faunique et floristique ainsi qu'une évaluation des impacts appréhendés, au moment de la demande de certificat d'autorisation. Cette exigence systématique permettrait au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ainsi qu'au ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs d'appliquer le principe de préservation de la biodiversité ainsi que celui du respect de la capacité de support des écosystèmes.*

Les milieux humides et hydriques

Qu'il s'agisse d'étangs, de marais, de marécages ou de tourbières, les milieux humides sont reconnus comme étant des milieux naturels essentiels au maintien et à la protection de la faune et de la flore. Ils jouent également un rôle crucial dans le maintien de la vie, au même titre que les terres agricoles et les forêts. Les milieux humides fournissent des biens et des services écologiques à l'ensemble de la population, à savoir la filtration de l'eau, la recharge des nappes d'eau souterraines et des cours d'eau, le maintien de la biodiversité, la production de ressources naturelles et fauniques, les activités récréotouristiques ainsi que le patrimoine paysager et culturel. Ils forment des écosystèmes adaptés aux zones de transition entre les milieux terrestres et aquatiques, et leur existence dépend directement de la présence d'eau de surface ou à proximité de la surface du sol. Les fonctions exercées par les milieux humides sont influencées par les échanges hydrologiques qu'ils entretiennent avec les eaux souterraines et de surface (MDDEP, 2012 ; NYSDEC, 2011b, p. 6-2).

La superficie de milieux humides dans les basses-terres du Saint-Laurent était de 2 927 km² en 2013, soit 9,5 % du territoire. De ce total, 356 km² (12 %) se trouvent en zones protégées (Pellerin *et al.*, 2013, p. 21). Tel qu'il est mentionné dans la section précédente, plusieurs niveaux de protection existent selon la catégorie de l'aire protégée. Les trois niveaux les plus élevés de protection comprennent 160 km² de milieux humides, représentant 5,5 % des milieux humides des basses-terres (tableau 17).

Tableau 17 Les superficies de milieux humides protégés pour l'ensemble du Québec et pour les basses-terres du Saint-Laurent

		Québec		Basses-terres du Saint-Laurent	
Catégorie		**km²**	**%**	**km²**	**%**
Ia	Réserve naturelle intégrale	223,94	0,12	93,47	3,19
II	Parc national	4 394,97	2,32	7,92	0,27
III	Monument naturel	9 733,83	5,13	58,63	2,00
IV	Aire de gestion des habitats ou des espèces	475,78	0,25	39,03	1,33
V	Paysage terrestre ou marin protégé	11,27	0,01	12,29	0,42
VI	Aire protégée de ressources naturelles gérées	473,24	0,25	144,35	4,93
Total		**15 313,03**	**8,08**	**355,69**	**12,14**

Source : adapté de Pellerin *et al.*, 2013, p. 24.

Quatre bassins versants de la région à l'étude rejettent leurs eaux dans le lac Saint-Pierre. Il s'agit des bassins versants des rivières Richelieu, Yamaska, Saint-François et Nicolet. Le lac Saint-Pierre est reconnu comme zone humide d'importance internationale en vertu de la convention de Ramsar, et comme réserve mondiale de la biosphère par l'UNESCO. Toutefois, la santé de l'écosystème du lac Saint-Pierre est préoccupante, notamment à cause de la piètre qualité des eaux qui proviennent de ses tributaires. La Stratégie d'intervention pour l'avenir du lac Saint-Pierre, lancée en février 2013, vise donc à restaurer la qualité de l'écosystème et à permettre la reprise de la pêche à la perchaude, actuellement suspendue[17].

Sous réserve de l'obtention au préalable d'un certificat d'autorisation, l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* interdit toute activité dans un cours d'eau à débit régulier ou intermittent, dans un lac, un étang, un marais, un marécage ou une tourbière. Cependant, les travaux de jalonnement et les levés géophysiques, géologiques ou géochimiques autorisés en vertu de la *Loi sur les mines* sont soustraits de l'application de cet article. Il importe de préciser que la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* interdit l'activité gazière dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles qui s'y trouvent (PR3.1, p. 67).

17. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Stratégie d'intervention pour l'avenir du lac Saint-Pierre* [en ligne (8 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/lac-st-pierre].

Le MDDELCC favorise la séquence « éviter-atténuer-compenser » dans son analyse des demandes de certificat d'autorisation de projets qui touchent un milieu humide. Cette séquence propose aux promoteurs d'éviter le plus possible les milieux humides. Dans le cas où il n'existerait aucune solution de rechange raisonnable pour le projet, des mesures visant à limiter les impacts devraient être considérées. Pour les impacts qui n'ont pu être évités ou réduits, des mesures de compensation, comme la restauration, la création, la protection et la valorisation écologique d'un milieu humide, pourraient être exigées par le ministre (MDDEP, 2012).

De 2006 à 2010, environ 29 km² de milieux humides ont été perturbés au Québec à la suite de demandes de certificats d'autorisation[18]. Seulement 0,15 km² a été compensé par des mesures de restauration ou de création, entraînant une perte nette d'environ 99 % de milieux humides. Au cours des 22 dernières années, des pertes de milieux humides de l'ordre de 566 km² pour la région des basses-terres du Saint-Laurent ont été recensées, soit 19 % de la superficie totale des milieux humides du territoire. Les activités agricoles et sylvicoles sont les principales sources de ces perturbations, représentant 44 % et 26 % respectivement, alors que les activités industrielles, commerciales et de construction résidentielle comptent pour environ 9 % de ces pertes (Pellerin *et al.*, 2013, p 33).

Bien qu'une évaluation du danger des substances utilisées pour le forage et de la fracturation ait été réalisée dans le cadre de l'ÉES, aucune évaluation n'a été faite sur les effets potentiels des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sur les milieux humides et hydriques. Rappelons que la technique de forage horizontal pourrait permettre aux entreprises gazières d'éloigner les plateformes de forage des milieux humides et hydriques, tout en explorant un éventuel potentiel gazier situé en dessous de ces milieux.

L'augmentation de la circulation routière ainsi que la construction des plateformes et des chemins d'accès pourraient causer de l'érosion et le transport de sédiments vers des milieux humides et hydriques, ce qui pourrait compromettre le bon fonctionnement des écosystèmes et la qualité de l'eau qu'on y trouve. De 2008 à 2011, la majorité des infractions de l'industrie du gaz de schiste en Pennsylvanie était associée à l'érosion et au transport de sédiments (Daigle, 2010 ; Staff, 2012). Quoique le contexte topographique soit différent, les sols et les dépôts des basses-terres du Saint-Laurent comportent leurs propres défis en matière d'érosion.

18. Les pertes de milieux humides au profit de l'agriculture sont absentes du bilan fait sur la base des certificats d'autorisation.

Des règles de conception et d'aménagement d'une plateforme de forage ont été proposées dans les lignes directrices du MDDELCC afin de réduire les risques de contamination du sol et des eaux ainsi que le transport de matières en suspension (MDDELCC, 2014a, p. 10 et 12). Les travaux préparatoires et les travaux d'aménagement d'une plateforme qui précèdent les activités de forage ne sont pas soumis à l'obtention d'un certificat d'autorisation, sauf s'ils touchent au milieu hydrique ou à un milieu humide (PR3.4.2, p. 2 et 3). L'aménagement d'une plateforme de forage est par ailleurs interdit dans la plaine inondable d'un lac ou d'un cours d'eau[19].

Des enjeux de fragmentation des habitats, tels qu'ils ont été mentionnés précédemment, pourraient également toucher les milieux humides, posant ainsi un risque de perte ou d'altération des habitats, de leurs fonctions écologiques et des services qu'ils rendent à la collectivité (MDDEP, 2012). De plus, le prélèvement de grandes quantités d'eau pour la réalisation des activités de fracturation hydraulique pourrait exercer un impact sur les milieux humides. Ces impacts potentiels dépendent de la quantité d'eau disponible dans un milieu humide, de la quantité d'eau prélevée du bassin versant ainsi que des échanges hydrologiques entre les milieux humides et les eaux souterraines et de surface. Une modification dans les échanges hydrologiques des milieux humides pourrait exercer des impacts significatifs sur les biens et les services écologiques qu'ils offrent et sur biodiversité qu'ils soutiennent sur un territoire. Il est donc important de comprendre les interactions des eaux de surface et des eaux souterraines d'une région avant de réaliser un prélèvement afin de préserver d'éventuels liens hydrologiques avec des milieux humides (NYSDEC, 2011b).

- *La commission d'enquête constate que les bassins versants de quatre rivières de la zone visée par une éventuelle exploitation gazière se jettent dans le lac Saint-Pierre, un écosystème dont l'état est jugé préoccupant.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait interdire les activités de forage et de fracturation dans les milieux humides.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient éviter les milieux humides lors de la construction des routes d'accès et des gazoducs. Si elles ne peuvent le faire, la délivrance du certificat d'autorisation devrait être conditionnelle à la mise en œuvre de mesures de compensation, comme le prescrit la* Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables*.*

19. *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*, art. 32.

Chapitre 6 La gestion des risques

Dans le cadre de l'ÉES, deux études ont été réalisées concernant les risques naturels et technologiques. L'étude sur les risques naturels traite principalement des risques liés à la présence des argiles sensibles observées dans les basses-terres du Saint-Laurent. Les risques qui y sont décrits et les mesures proposées ont été établis spécifiquement pour le territoire québécois, en fonction des connaissances acquises au cours des dernières décennies sur les évènements ayant impliqué des glissements de terrain.

L'étude sur les risques technologiques propose, pour sa part, une analyse basée sur la recension d'évènements survenus dans d'autres champs gaziers, sur des simulations informatiques ainsi que sur la science en matière de gestion des risques. Plusieurs types d'incidents y sont analysés.

6.1 Les glissements de terrain

Les roches sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent sont recouvertes de dépôts meubles d'origines glaciaire et post-glaciaire. La période glaciaire a laissé, par endroits, des dépôts très perméables qui hébergent aujourd'hui les eaux souterraines utilisées pour l'alimentation en eau potable d'une bonne partie de la population des basses-terres. La mer de Champlain a par la suite envahi le territoire et y a déposé une importante couche d'argiles dites sensibles.

Les argiles sensibles sont reconnues pour être propices au développement de glissements de terrain de type fortement rétrogressif, lesquels sont définis comme des glissements de terrain dont le recul est supérieur à deux fois la hauteur du talus ou à plus de 40 m. Parfois, le recul peut atteindre plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de mètres. Les glissements de type fortement rétrogressif constituent un risque majeur pour la population et pour les infrastructures en raison de leur amplitude et de leur caractère dévastateur. Il y en aurait eu 35 au cours des 35 dernières années au Québec (PR3.6.25, p. 12).

La vallée du Saint-Laurent est le seul endroit en Amérique du Nord qui présente des argiles sensibles au-dessus de schistes gazéifères. Par ailleurs, les dépôts d'argiles sensibles sont présents à peu d'autres endroits dans le monde : il y en aurait en Scandinavie ainsi que dans certains fjords de l'ouest du Canada et de l'Alaska (*ibid.*, p. 1 et 12).

Dans l'étude sur les risques de glissement de terrain réalisée dans le cadre de l'ÉES, les auteurs ont superposé l'inventaire cartographique des glissements de terrain de type fortement rétrogressif survenus au Québec et l'emplacement des puits gaziers (figure 16). Ils en ont conclu que le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste se trouve dans des secteurs potentiellement exposés aux glissements de terrain de ce type (PR3.6.25, p. 17).

- *La commission d'enquête constate que la vallée du Saint-Laurent se distingue d'autres régions du monde concernées par l'exploitation du gaz de schiste par la présence d'une couche d'argile sensible près de la surface du sol qui rend le territoire vulnérable aux glissements de terrain de type fortement rétrogressif, c'est-à-dire des glissements de terrain de grande amplitude.*

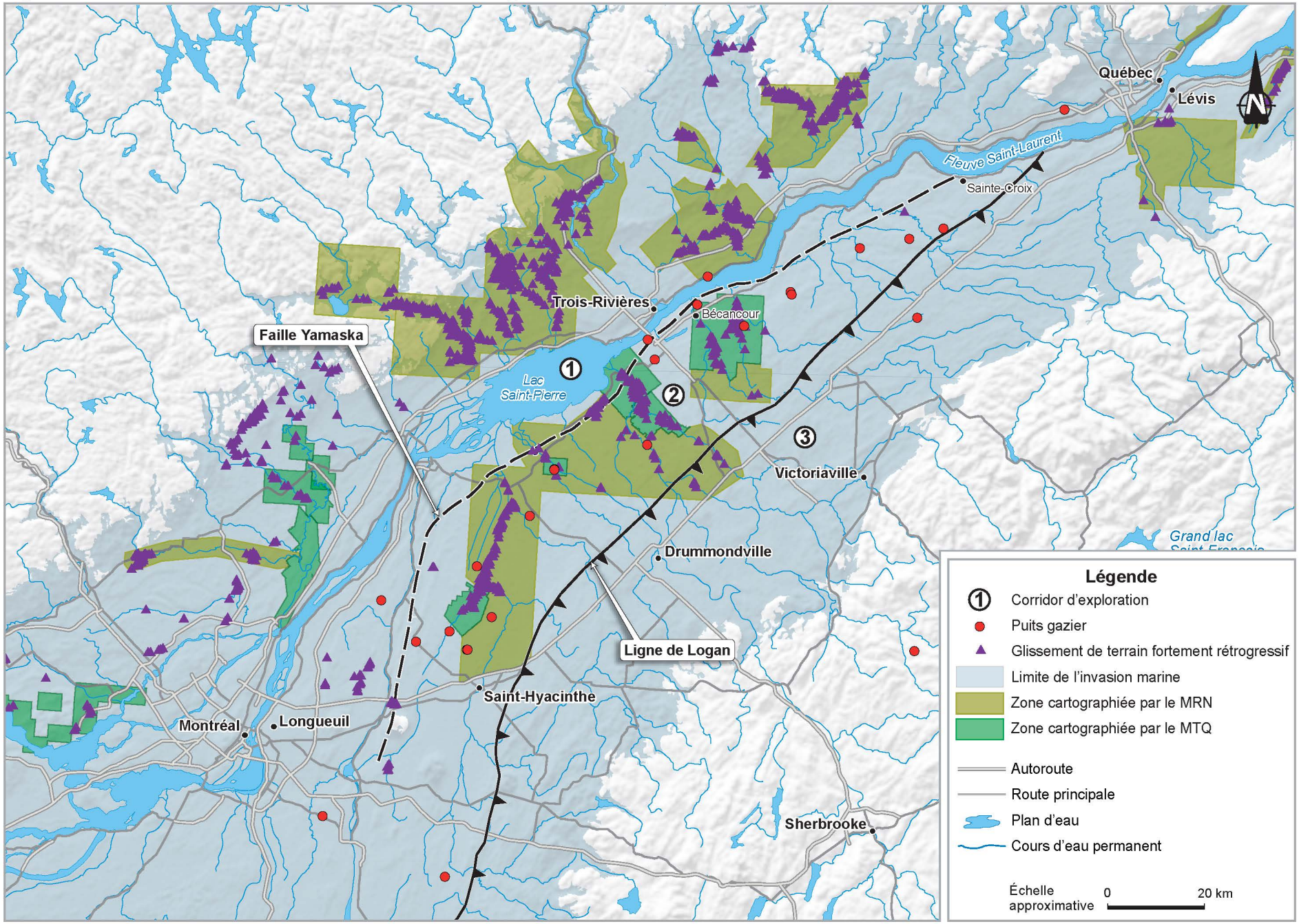
La cartographie des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain

Il existe deux types de cartes gouvernementales des zones exposées aux glissements de terrain : les cartes produites par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) de 1976 à 1986 et celles produites par le ministère des Transports (MTQ) depuis 2003. Ces cartes sont intégrées dans les documents d'urbanisme des autorités régionales et locales et leur permettent de contrôler l'utilisation du sol, de façon à assurer la sécurité des personnes et des biens sur leur territoire (*ibid.*, p. 19).

La figure 16 illustre les zones déjà cartographiées par le MERN ou par le MTQ sur le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste. Bien que tout le territoire n'ait pas encore été cartographié, les zones les plus vulnérables à l'apparition de glissements de terrain fortement rétrogressifs seraient déjà couvertes par la cartographie gouvernementale. L'emplacement des puits de gaz de schiste forés de 2006 à 2010 est aussi indiqué sur la figure 16. Huit puits gaziers se situent dans un secteur déjà cartographié, mais aucun d'eux ne se trouve à l'intérieur d'une zone potentiellement exposée aux glissements de terrain[20] (*ibid.*, p. 26).

20. Il faut se référer aux cartes à plus grande échelle produites par le MERN ou par le MTQ pour observer la délimitation précise des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain.

Figure 16 Les zones potentiellement exposées aux glissements de terrain dans la région visée par l'exploitation du gaz de schiste



Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Rapport 307

Sources : adaptée de PR3.6.25, figures 9 et 14 ; BAPE, rapport 273, figures 1 et 5.

L'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* précise que le titulaire d'un permis de forage ne peut forer à moins de 100 m de la ligne des hautes eaux. L'expérience des glissements de terrain au Québec a toutefois démontré que cette distance serait insuffisante pour empêcher une plateforme de forage et, éventuellement, les travailleurs qui s'y trouvent d'être emportés par un glissement de terrain (*ibid.*, p. 27). Par conséquent, les puits gaziers ne doivent pas être situés à l'intérieur des zones qui y sont exposées, si celles-ci ont déjà été identifiées par cartographie gouvernementale (PR3.1, p. 138). En l'absence de telles cartes, et dans le cas où un puits serait situé au-dessus d'argiles sensibles, les spécialistes du MTQ recommandent de conserver une bande de protection au sommet et à la base des talus (PR3.6.25, p. 45).

Cette bande de protection devrait mesurer deux fois la hauteur du talus, dans le cas d'un talus de moins de 10 m de hauteur, et 2 km, dans le cas d'un talus de plus de 10 m. Si des puits sont néanmoins installés à l'intérieur de ces limites, il est suggéré de procéder à la surveillance des pressions d'eau interstitielle dans les aquifères sous l'argile à l'aide de piézomètres électriques (*ibid.*, p. 37). Le MDDELCC recommande, pour sa part, pour les zones non couvertes par la cartographie gouvernementale, de procéder à une analyse de stabilité géotechnique (MDDELCC, 2014b, p. 5).

- *La commission d'enquête constate qu'à l'heure actuelle, le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste n'est pas entièrement couvert par la cartographie gouvernementale des zones exposées aux glissements de terrain. Les zones prioritaires auraient toutefois été couvertes.*

- *La commission d'enquête constate qu'au-dessus des argiles sensibles, la distance séparatrice prévue au* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *par rapport à la ligne des hautes eaux, soit 100 m, ne protégerait pas suffisamment les installations gazières et les travailleurs. Par contre, les schémas d'aménagement et de développement de certaines MRC comportent des normes visant à assurer la sécurité des personnes et des biens dans les zones sensibles aux glissements de terrain.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'il ne devrait pas y avoir de puits gazier dans les zones potentiellement exposées aux glissements de terrain qui sont déjà identifiées par la cartographie gouvernementale.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis, qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste et en l'absence de cartographie des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain, les entreprises gazières devraient, pour les installations aménagées au-dessus d'argiles sensibles, mettre en pratique les recommandations des experts du ministère des Transports en ce qui a trait l'application de bandes de protection au sommet et à la base des talus. Celles-ci devraient être respectées tant qu'une cartographie n'aura pas été réalisée ou qu'une étude de stabilité géotechnique n'aura pas confirmé que les installations projetées ne seraient pas menacées par un éventuel glissement de terrain.*

L'évaluation des risques de glissement de terrain

Les vibrations et la sismicité induite

L'étude sur les risques de glissement de terrain a évalué la possibilité que certaines activités reliées à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste puissent provoquer des glissements de terrain à la suite d'une augmentation des vibrations dans le sol. Ils ont considéré les sources de vibrations suivantes :

– les levés sismiques (par camions vibreurs ou par charges explosives) ;

– les perforations du tubage de production à l'aide d'explosifs ;

– la fracturation hydraulique ;

– l'exploitation du gaz ;

– le trafic lourd.

L'étude conclut que l'intensité des vibrations provoquées par les levés sismiques, les perforations de tubage et le trafic lourd serait trop faible pour représenter un facteur de risque de glissements de terrain. Pour ce qui est de l'exploitation du gaz, bien que des études rapportent des cas de sismicité induite reliée à l'exploitation pétrolière et gazière, aucune portant spécifiquement sur le cas de l'exploitation du gaz de schiste n'aurait été répertoriée, si bien qu'il y aurait un manque d'information sur ce sujet (PR3.6.25, p. 30 à 34).

Dans le cas de la fracturation hydraulique, il est connu que l'injection d'eau ou d'autres fluides à forte pression peut engendrer des microséismes. Ceux-ci ne peuvent à eux seuls provoquer des glissements de terrain. Toutefois, ils pourraient avoir un effet sur l'intensité et la fréquence des tremblements de terre qui, seulement s'ils excèdent une magnitude de 4,5, pourraient provoquer des glissements de terrain. (*ibid.*, p. 32 et 33).

L'injection d'eau usée dans les formations géologiques profondes aurait provoqué des séismes de magnitude supérieure à 5. Cet aspect n'a pas été abordé par les auteurs de l'étude sur les glissements de terrain. Selon la Commission géologique du Canada (CGC), cette pratique serait, elle aussi, susceptible de créer de la sismicité induite, lorsque réalisée près des failles préexistantes.

La CGC estime que lorsqu'une faille préexistante se trouve près d'un lieu de fracturation hydraulique, il est possible que les pressions appliquées durant la fracturation puissent réactiver la faille et provoquer des séismes dont l'ampleur dépendra du mouvement induit le long de la faille. Des évènements de sismicité pouvant atteindre une magnitude de 3 auraient été associés à des procédés de fracturation hydraulique en Colombie-Britannique, mais seraient considérés comme étant exceptionnels (DQ2.1). Néanmoins, la BC Oil and Gas Commission a formulé des recommandations visant à prévenir ou à atténuer la probabilité et les conséquences de la sismicité induite par fracturation hydraulique. Cet organisme recommande, notamment, d'identifier les failles préexistantes, d'éviter de forer ou de faire de la fracturation près des failles actives et d'assurer une surveillance des activités sismiques résultant de la fracturation hydraulique (PR3.6.6.1, p. 41 et 42).

En mars 2014, dans l'État de l'Ohio, des géologues ont établi un lien entre de la fracturation hydraulique et de l'activité sismique. Pour éviter que tels évènements ne se reproduisent, le Ohio Department of Natural Resources a adopté une directive visant à instaurer une surveillance des séismes à l'échelle locale autour de tout forage horizontal réalisé à l'intérieur d'un rayon de 4,8 km d'une faille préexistante ou d'une zone à risque de tremblement de terre. Si, durant la surveillance, un séisme de magnitude supérieure à 1 est détecté, les activités de fracturation hydraulique sont interrompues, le temps de déterminer la cause du séisme. La fracturation est interrompue définitivement si l'investigation détermine qu'elle est en cause (DQ2.1).

Selon l'expert en séismes de la CGC, il n'existe pas de réseau de surveillance sismique suffisamment développé dans la vallée du Saint-Laurent, bien que le territoire soit parcouru par des failles naturelles (figure 2). Le réseau actuel ne pourrait pas détecter les séismes de magnitude inférieure à 2 et l'espacement entre les stations serait trop grand (DQ2.1). Il ne serait donc pas possible, pour le moment, d'établir une surveillance sismique comparable à celle exigée dans l'État de l'Ohio.

- *La commission d'enquête constate que la fracturation hydraulique et l'injection d'eau usée en profondeur, lorsque réalisées près de failles préexistantes, pourraient causer de la sismicité induite et des tremblements de terre. Toutefois, l'incertitude demeure quant aux effets que ceux-ci pourraient exercer sur les glissements de terrain dans les argiles sensibles.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, il faudrait interdire la fracturation hydraulique près des failles préexistantes, à moins qu'une étude scientifique ne démontre l'absence de risque de ces pratiques à l'égard des glissements de terrain.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le réseau de surveillance sismique devrait être adapté à la gestion du risque de glissements de terrain, étant entendu que certaines activités liées à l'industrie pourraient créer de la sismicité induite et des tremblements de terre susceptibles de provoquer à leur tour des glissements de terrain.*

L'augmentation des pressions d'eau

Une augmentation des pressions d'eau dans les aquifères situés sous des argiles sensibles pourrait diminuer la stabilité des talus en bordure des cours d'eau et provoquer des glissements de terrain. Selon les spécialistes du MTQ, certains facteurs liés aux activités de l'industrie du gaz de schiste sont susceptibles d'augmenter les pressions d'eau dans le sol :

– la migration des gaz le long des puits ou causée par la fracturation hydraulique ;

– le battage[21] des tubages ;

– la transmission des pressions au moment de la fracturation.

Des incertitudes demeurent à propos de la possibilité de migration des gaz, que ce soit le long d'un puits mal cimenté ou le long d'une faille préexistante. Conséquemment, les auteurs de l'étude sur les glissements de terrain proposent de construire les puits gaziers suffisamment loin de la base et du sommet des talus, afin de limiter le risque qu'une migration de gaz le long d'un puits entraîne une augmentation des pressions d'eau dans les dépôts perméables sous l'argile. Dans d'autres situations, une surveillance des pressions d'eau à l'aide de piézomètres électriques pourrait être souhaitable (PR3.6.25, p. 36 et 38).

L'étude sur les glissements de terrain de l'ÉES recommande d'approfondir les connaissances sur la possibilité que la fracturation hydraulique développe des chemins préférentiels et une connectivité hydraulique entre la zone exploitée pour le gaz de schiste et les couches perméables sous l'argile, les connaissances sur la zone intermédiaire, c'est-à-dire la zone située entre les deux, étant insuffisantes. Pour le battage des tubages, l'effet sur les pressions d'eau serait minime si les puits verticaux

21. Le battage est une méthode utilisant un marteau (taille et poids divers) pour enfoncer les tubages d'un puits ; elle est aussi fréquemment utilisée pour enfoncer des pieux de fondation.

étaient situés à une distance correspondant à plus du double de la hauteur du talus. Enfin, la transmission des pressions liées à la fracturation hydraulique jusqu'au massif argileux reste à démontrer et devrait aussi être étudiée (*ibid.*, p. 40 et 41).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'il serait préférable d'acquérir une meilleure connaissance au sujet du risque de connectivité entre l'environnement géologique profond et les aquifères de surface avant d'autoriser la fracturation hydraulique dans les basses-terres du Saint-Laurent.*

Les modifications de talus

Plusieurs activités présentes sur un site de forage gazier peuvent être néfastes pour la stabilité des pentes. Les surcharges au sommet des talus, les déblais à leur base et l'accumulation d'eau vers la pente sont autant de facteurs qui modifient la géométrie des talus et qui peuvent influencer le risque de glissement de terrain. Des bandes de protection sont recommandées à la base et au sommet des talus dans le cas où des travaux seraient réalisés en dehors des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain. Pour les zones cartographiées, des largeurs des bandes de protection sont prescrites en fonction des types de zones (*ibid.*, p. 41 à 44).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les distances de protection à la base et au sommet des talus recommandées par les experts en glissements de terrain du ministère des Transports devraient être respectées, à moins qu'une étude géotechnique ait confirmé que les interventions prévues ne menacent pas la stabilité des talus.*

6.2 Les risques technologiques

Selon l'étude des risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste, un développement à grande échelle de cette filière pose plusieurs risques pour l'environnement, pour la santé et pour la sécurité des personnes. Certains sont similaires à ceux connus dans le domaine du gaz naturel conventionnel. D'autres risques sont moins bien connus, dont ceux associés à la fracturation hydraulique et au déploiement d'un grand nombre de puits sur le territoire, ou encore ceux qui exercent un impact sur la santé et la sécurité des personnes (PR3.6.27, p. 7).

L'étude sur les risques technologiques note que, de 2008 à 2011, sur 3 542 puits forés en Pennsylvanie, 1 146 constats d'infractions environnementales couvrant un éventail d'activités ont été répertoriés. Dans la catégorie des impacts majeurs, 25 événements ont été identifiés, dont neuf infractions portant sur des déversements sur le sol, huit événements touchant la contamination de l'eau et quatre éruptions accidentelles,

communément appelées « *blowout* » (*ibid.*, p. 45). Selon son évaluation, une éruption accidentelle pourrait survenir sur 3 300 puits forés (M. Jean-Paul Lacoursière, DT9, p. 14).

Un risque d'éruption accidentelle existe si des poches de gaz isolées sous pression sont rencontrées au moment du forage et de la fracturation hydraulique, ce qui peut conduire à l'éjection de fluides ou d'hydrocarbures ayant un potentiel d'incendie et d'explosion (PR3.6.27, p. 26). L'acide chlorhydrique employé peut également générer un nuage toxique en cas de déversement. Ces différents accidents peuvent survenir au moment du forage ou du retrait des tiges de forage et au moment de la fracturation ou de l'entretien de l'équipement. Les conséquences peuvent être catastrophiques, ayant comme résultats la rupture et la projection d'équipement. La présence de réservoirs de propane utilisé pour le chauffage de l'équipement en saison froide constitue un risque additionnel (*ibid.*, p. 47 et 64). Ces événements constituent un risque potentiel de blessures et de décès pour les personnes présentes sur le site et hors site, et une source potentielle de pollution (*ibid.*, p. 37).

Les scénarios d'accident

Le projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec élaboré dans le cadre de l'ÉES a servi de référence pour la conception des différents scénarios d'accident présentés (*ibid.*, p. 6). Ces scénarios ont été simulés afin d'établir les impacts possibles. L'étude fait une mise en garde à l'effet que ces simulations sont génériques. Les hypothèses utilisées étaient jugées raisonnables, mais l'auteur souligne que les résultats peuvent différer en fonction des caractéristiques géologiques et des conditions d'exploitation du site (*ibid.*, p. 52).

Les simulations présentées sont basées sur des scénarios normalisés et alternatifs. Les scénarios normalisés correspondent au pire scénario. Ils consistent en un relâchement de la plus grande quantité de matières dangereuses, dont la distance d'impact est la plus grande, et prennent en compte les mesures d'atténuation passives uniquement. Les scénarios alternatifs représentent l'accident le plus important qui peut se produire et tiennent compte de mesures de protection actives (*ibid.*, p. viii). Les simulations de pertes de confinement présentées sont élaborées en conformité avec la méthodologie reconnue par l'industrie (*ibid.*, p. 50).

Le scénario normalisé d'une éruption accidentelle de gaz naturel au moment du forage d'un puits, avec défaillance de l'obturateur antiéruption, pourrait résulter en un feu en chalumeau et en un retour de flamme horizontal d'une longueur maximale au sol de 185 m. Des radiations thermiques de 3 kW/m^2, qui causent des brûlures au deuxième degré après 97 secondes d'exposition, pourraient être ressenties à 280 m du puits. Des radiations de 5 kW/m^2, qui causent des brûlures au deuxième degré en 40 secondes,

pourraient s'étendre jusqu'à 235 m. Ce niveau de radiations thermiques est considéré comme le seuil pour la planification d'urgence. À 180 m de distance, les radiations thermiques pourraient atteindre 13 kW/m^2, soit un seuil d'effets menaçants pour la vie (*ibid.*, p. 54 et 55 ; DQ11.1, p. 2 et 5).

Le scénario alternatif présenterait un retour de flamme horizontal sur une distance maximale de 150 m. Des radiations thermiques de 3 kW/m^2 pourraient s'étendre jusqu'à 175 m du puits, alors qu'à une distance de 115 m, les radiations atteindraient 13 kW/m^2 (PR3.6.27, p. 57 ; DQ11.1, p. 10).

Deux scénarios normalisés de déversement d'un réservoir d'acide chlorhydrique, l'un à une concentration de 28 % et l'autre de 15 %, ont été présentés dans l'étude. Un scénario d'accident à une concentration de 28 % formerait un nuage toxique d'une concentration de 150 ppm qui pourrait s'étendre sur une distance de 175 m du déversement, ce qui correspondrait au seuil d'effets menaçants pour la vie (ERPG3[22]). Des concentrations de 20 ppm, soit le seuil pour la planification d'urgence (ERPG2[23]), pourraient se retrouver jusqu'à 525 m du déversement (PR3.6.27, p. 59 et 60).

L'auteur de l'étude a noté en audience que les entreprises gazières pouvaient utiliser l'acide chlorhydrique à une concentration de 15 %, plutôt que de 28 % (M. Jean-Paul Lacoursière, DT9, p. 19). Dans ce cas, un déversement générerait un nuage toxique d'une concentration de 150 ppm jusqu'à 15 m du déversement. À une distance de 40 m, la concentration serait de 20 ppm (PR3.6.27, p. 60). Deux scénarios alternatifs de déversement d'acide chlorhydrique ont été élaborés. Pour les deux concentrations, 28 % et 15 %, les résultats sont les mêmes que pour les scénarios normalisés.

Comme le propane est utilisé pour le chauffage des équipements en saison froide, des scénarios d'explosion des réservoirs de propane ont été élaborés. Le scénario normalisé établit que l'explosion d'un réservoir de propane pourrait produire une surpression de 13,8 kPa (2 psi) à 135 m de distance du réservoir, soit un seuil d'effets menaçants pour la vie. À 210 m, la surpression serait de 6,9 kPa (1 psi), soit le seuil pour la planification d'urgence (*ibid*, p. 64).

22. *Emergency Response Planning Guideline-3* : Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air sous laquelle on croit que presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent ou développent des effets sur la santé susceptibles de menacer leur vie (PR3.6.27, p 51).

23. *Emergency Response Planning Guideline-2* : Concentration maximale d'une substance dangereuse dans l'air à laquelle on croit que presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent ou développent des effets irréversibles ou sérieux sur la santé, ou des symptômes qui pourraient réduire la facilité d'une personne à prendre des actions pour se protéger (*id*.).

Dans le cas d'un scénario alternatif, l'explosion d'un réservoir de propane pourrait dégager des radiations thermiques de 3 kW/m^2, causant des brûlures au deuxième degré en 97 secondes, jusqu'à 315 m du site du réservoir (DQ11.1, p. 19).

L'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* édicte certaines distances à respecter au moment du forage d'un puits. Par exemple, une distance minimale de 100 m de toute habitation ou édifice public doit être respectée.

- *La commission d'enquête constate que le* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *prévoit une distance minimale de 100 m entre un puits de forage et toute habitation ou édifice public.*

- *La commission d'enquête constate que les différents accidents technologiques possibles pourraient générer des radiations thermiques causant des brûlures au deuxième degré en 97 secondes jusqu'à plus de 300 m des plateformes de forage, menaçant ainsi la santé et la sécurité des résidents voisins des plateformes.*

- *La commission d'enquête constate que des radiations thermiques de 3 kW/m^2, causant des brûlures au second degré en 97 secondes, ne sont pas considérées comme un seuil pour la planification d'urgence. Ce seuil correspond à des radiations de 5 kW/m^2, causant des brûlures au second degré en 40 secondes.*

- *La commission d'enquête constate que l'utilisation d'acide chlorhydrique à une concentration de 15 % plutôt qu'à 28 % permettrait de réduire l'étendue du nuage toxique résultant d'un éventuel déversement.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, avec la collaboration du ministère de la Sécurité publique, devrait réviser les distances séparatrices du* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *afin que les risques technologiques soient pris en compte et que la sécurité des personnes et des biens soit assurée.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de la Sécurité publique devrait évaluer quels seraient les seuils applicables pour la planification d'urgence au Québec.*

6.3 Les mesures d'urgence

En réponse à une question de la commission d'enquête portant sur les délais de réponse aux scénarios d'accident présentés, l'auteur de l'étude sur les risques technologiques a précisé que les interventions devraient être menées par des équipes spécialisées. Ces équipes viendraient de l'extérieur du Québec, ce qui nécessiterait un délai de réponse

variant d'une demi-journée à une journée, un délai qui inclut le temps de déplacement, avant l'arrivée des équipes spécialisées (M. Jean-Paul Lacoursière, DT9, p. 63). Ce scénario est corroboré par un des gestionnaires de l'Office of Oil and Gas Management du Department of Environmental Protection de Pennsylvanie qui, lors d'une rencontre avec la commission d'enquête, confirmait un délai d'environ 10 heures avant l'arrivée des équipes d'intervention spécialisées basées à Houston, au Texas, sur les lieux du sinistre. L'intervention des spécialistes pourrait durer plusieurs jours, voire plusieurs semaines, avant que le feu soit éteint et que le puits soit sous contrôle. Le gestionnaire confirmait également que le rôle des premiers répondants locaux se limitait à assurer la sécurité des personnes et des biens sur les lieux du sinistre et à sécuriser le site en établissant un périmètre de sécurité (Perry, 2014).

Au Québec, la *Loi sur la sécurité civile* est inopérante, car l'obligation de déclarer les sources de risques n'est pas applicable, faute de règlement (PR3.6.27, p. 22). En réponse aux interrogations de la commission, la représentante du ministère de la Sécurité publique précisait que « les exigences à l'égard des plans de mesures d'urgence, à ce stade-ci, c'est sur recommandation et selon le bon-vouloir de l'industrie » (M^{me} Francine Belleau, DT9, p. 43 et 44).

> Nous non plus, nous n'avons pas les ressources pour valider ou vérifier la validité du plan de mesures d'urgence. C'est le milieu municipal, en travaillant, qui peut poser des questions. C'est toujours un travail itératif. Le milieu municipal, souvent les services incendie, vont poser des questions, puis l'entreprise va répondre, va faire des ajustements à son projet ou à sa technologie ou à sa façon de faire. C'est ce qui est privilégié (*ibid.*, p. 44).

La *Loi sur la qualité de l'environnement* peut encadrer la gestion des risques industriels par l'étude, l'analyse et le contrôle des composantes d'une activité susceptible d'altérer l'environnement (PR3.6.27, p. 22). Toutefois, dans le cadre de l'analyse d'un projet soumis en vue de la délivrance d'un certificat d'autorisation, selon l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, la note d'instructions 01-15 du MDDEFP ajoute que « le Ministère ne doit pas exiger le dépôt d'un plan d'urgence ni d'une analyse des risques d'accidents technologiques comme condition d'obtention du certificat d'autorisation » (DB28, p. 2).

Le Ministère précise que cette note d'instructions résultait d'un constat selon lequel ses directions régionales ne possèdent pas l'expertise et les ressources requises pour commenter les analyses de risques et les plans d'urgence (M. Michel Duquette, DT9, p. 40). Il ajoute que « la gestion du risque se limite aux évaluations environnementales, donc à tous les projets qui comportent des risques qui sont assujettis à l'article 31 de la Loi. Donc, à ce moment-là, oui, des analyses de risques et des plans d'urgence peuvent être exigés, mais pas dans le cadre d'un certificat d'autorisation en vertu de

l'article 22 » (*id.*). Or, l'article 2 p du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* est explicite à l'effet que les travaux assujettis au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* ne sont pas visés.

Le porte-parole du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ajoutait que le risque est considéré lors de la délivrance de permis de forage découlant du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*. Un ingénieur doit déposer un programme de forage, ce qui engage sa responsabilité professionnelle. De plus, l'équipement, notamment l'équipement anti-éruption, est prescrit dans le Règlement. Finalement, le Règlement exige que les travaux soient exécutés selon les règles de l'art (M. Frédéric Dubé, DT9, p. 34 et 35). En effet, le dernier alinéa de l'article 15 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* exige que le programme de forage visé au paragraphe 3 du deuxième alinéa démontre que les travaux seront réalisés conformément aux règles de l'art, de manière à assurer la sécurité des personnes, des biens et de l'environnement ainsi que la pérennité de la ressource. Ce règlement n'édicte toutefois aucune exigence d'analyse de risque ou de production d'un plan de mesures d'urgence.

- *La commission d'enquête constate que les projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne sont pas soumis à l'obligation de produire une analyse de risques et un plan de mesures d'urgence.*

En Pennsylvanie, les exigences en matière de mesures d'urgence des entreprises gazières sont sous la responsabilité de l'Office of Oil and Gas Management du Department of Environmental Protection de l'État. Dans les échanges entre les membres de la commission et les représentants de l'Office, l'un deux confirmait qu'un plan de mesures d'urgence est exigé de chacune des entreprises réalisant des activités sur le territoire, que ces plans sont déposés aux municipalités où l'entreprise est présente et que des activités de formation spécifiques sont offertes aux premiers répondants (Perry, 2014).

En février 2013, le ministère de la Sécurité publique déposait sa première politique de sécurité civile intitulée *Vers une société québécoise plus résiliente aux catastrophes*[24]. Le fondement de cette politique repose sur cinq orientations. Sa mise en œuvre relèvera d'un plan d'action national élaboré sous l'égide de ce ministère (MSP, 2013, p. 7). La première orientation, qui consiste à consolider le système québécois de sécurité civile, précise qu'une meilleure prise en compte des risques et

24. MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Politique québécoise de sécurité civile 2014-2024. Vers une société québécoise plus résiliente aux catastrophes* [en ligne (16 juillet 2014) : www.securitepublique.gouv.qc.ca/fileadmin/Documents/securite_civile/publications/politique_2014-2024/politique_securite_civile_2014-2024.pdf].

des sinistres doit être visée dans les planifications, dans les politiques et dans les programmes publics.

> Qu'il soit question de santé, de transport, d'économie, d'environnement, d'aménagement du territoire, d'éducation, d'infrastructures et de bâtiments, de biens culturels, d'énergie ou de tout autre secteur d'activité, des enjeux à l'égard des risques et des catastrophes sont présents et doivent faire l'objet d'une attention particulière.
> (*ibid.*, p. 23)

La politique reconnaît que la connaissance limitée des risques peut rendre difficiles la détermination des priorités et la prise de décision éclairée. Les municipalités, de par leurs responsabilités en matière de sécurité civile, sont particulièrement interpellées et le gouvernement se reconnaît un rôle d'accompagnement dans cette tâche (*ibid.*, p. 32).

L'orientation 3, qui consiste à accroître le partage d'information et le développement des compétences, et, plus précisément, l'objectif 3.1, soit d'accroître la communication avec les communautés au sujet des risques, des mesures prises pour assurer la gestion et des consignes à suivre lors de catastrophes, indique que « les citoyens et les organisations de toute nature doivent être incités à développer leur autonomie pour faire face à tout type de sinistre. Il est aussi nécessaire pour les acteurs de connaître les consignes à suivre dans ces situations » (*ibid.*, p. 43). Pour ce qui est de la mise en œuvre de ces mesures, la politique précise que les contributions des organisations et des entreprises relèveront d'une démarche volontaire, mais que certaines catégories de biens, d'activités ou de services seront éventuellement soumises à des obligations en matière de sécurité civile (*ibid*, p. 81).

- ***Avis –*** *En accord avec les principes santé et qualité de vie et de prévention, la commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire québécois, les risques technologiques liés à ces activités devraient être à déclaration obligatoire au regard de l'application de la* Loi sur la sécurité civile*.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, avec la collaboration du ministère de la Sécurité publique, devrait exiger, par voie législative, que les entreprises déposent un plan de mesures d'urgence dans le cadre du processus d'autorisation.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les plans de mesures d'urgences des entreprises gazières devraient être déposés aux autorités municipales responsables des mesures d'urgence, là où l'industrie serait présente.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, une planification régionale des mesures d'urgences spécifiques aux risques technologiques que représentent ses activités devrait être exigée par voie législative afin d'identifier les ressources disponibles et les mesures d'intervention en cas d'urgence.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, des activités de formation portant sur les risques que présenterait cette industrie ainsi que sur les mesures de prévention et d'intervention en cas d'urgence doivent être offertes aux premiers intervenants des municipalités visées.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, en concordance avec le principe accès au savoir et en conformité avec l'objectif 3.1 de la* Politique de sécurité civile*, les citoyens des communautés d'accueil, et plus précisément les résidents voisins des installations de l'industrie, devraient être informés des risques afférents à ses activités et des mesures à prendre en cas de sinistre.*

L'assurance responsabilité civile et les risques technologiques

Au cours des travaux de la présente commission, des participants se sont exprimés sur la question de la couverture d'assurance des compagnies gazières en cas de sinistre. L'article 17 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* exige qu'une demande de permis de forage de puits soit accompagnée d'une preuve d'assurance responsabilité civile de 1 M$ pour les dommages causés par les opérations de forage ou les équipements s'y rattachant.

Pour l'Union des producteurs agricoles, la couverture d'assurance de la majorité des entreprises agricoles varie de 2 M$ à 5 M$. Elle recommande de majorer le montant de la couverture d'assurance responsabilité civile exigée des entreprises gazières (DM33, p. 19). Pour sa part, la municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu réitère ses recommandations déposées lors de la consultation du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec en 2010, dont l'exigence de détenir une assurance responsabilité minimale de 10 M$ par puits pour les compagnies gazières, leurs sous-traitants et les locateurs de terrains (DM40, p. 11). La Ville de Lévis, quant à elle, demande au gouvernement d'exiger une preuve d'assurance crédible et qualifie l'obligation réglementaire actuelle de « nettement insuffisante », considérant les risques et les enjeux en cours, en faisant explicitement référence à la catastrophe de Lac-Mégantic et à la couverture d'assurance de la compagnie ferroviaire (DM103, p. 20).

Dans son rapport de 2010-2011, le commissaire au développement durable faisait également le point sur cette question en soulignant que le montant de 1 M$ prévu au Règlement n'avait pas été réévalué depuis son entrée en vigueur, en 1988 (VG, 2011, p. 3-26).

> Considérant que la couverture d'assurance relative à la responsabilité civile pour une résidence est généralement fixée à un ou deux millions de dollars, on peut se demander si le montant exigé est suffisant dans le cadre d'une activité nécessitant du forage et de la fracturation hydraulique près des zones habitées (*id*.).

Le commissaire au développement durable recommandait au MERN de réévaluer les exigences réglementaires relatives aux montants de garantie et d'assurance.

Dans son mémoire, le Bureau d'assurance du Canada (BAC) précisait les exigences en matière de couverture et d'exclusions, autant pour les particuliers que pour les entreprises en lien avec les activités de l'industrie du gaz de schiste. Pour le BAC, les risques d'incendie et d'explosion de la résidence d'un particulier sont couverts alors que les impacts causés par la pollution sont exclus. Pour les entreprises, les risques d'incendie et d'explosion sont couverts alors que les conséquences de la pollution ne le sont pas. Toutefois, ce type de risque pourrait être couvert par l'ajout d'une clause au contrat d'assurance (DM25, p. 3). En réponse à la question de la commission quant à l'augmentation possible des primes d'assurance des résidents et des entreprises voisinant les activités de l'industrie, le BAC soulignait que l'évaluation d'un risque est influencée par plusieurs facteurs et que « l'industrie de l'assurance n'est actuellement pas en mesure d'évaluer de manière définitive le risque que représente ce type d'exploitation » (DQ27.1, p. 1). Le BAC ajoutait que si « après analyse, il est déterminé que ces opérations représentent effectivement un risque à considérer lors de tarification, il est fort probable que la distance qui sépare un puits d'une résidence ou d'un commerce aura une influence directe sur le montant de la prime ». Quant au seuil de couverture de 1 M$ exigé par règlement, le BAC s'abstient de se prononcer, considérant la difficulté d'évaluer les risques liés à ces activités (*ibid.*, p. 2 et 3).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait réévaluer le montant de couverture de 1 M$ de l'assurance responsabilité civile exigé par le* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *afin qu'il reflète les coûts réels que pourrait engendrer un accident catastrophique.*

Chapitre 7 Les impacts sur l'agriculture et le tourisme

Les régions de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches constituent les principales régions agricoles du Québec. Ces trois régions regroupent la majorité des entreprises agricoles et sont particulièrement propices à l'agrotourisme, compte tenu du fait qu'elles bordent le principal axe routier de la province et se situent à proximité des deux principaux centres urbains. Comme il a été démontré dans les sections précédentes, l'industrie du gaz de schiste présente un réel potentiel de perturbation des milieux dans lesquels elle s'insère. La commission d'enquête analysera si le dérangement pourrait se révéler suffisant pour nuire aux entreprises agricoles et pour réduire l'attrait touristique et agrotouristique des régions concernées. Les questions relatives à l'encadrement légal de la protection du territoire et des activités agricoles seront, pour leur part, abordées dans une section du chapitre 12.

7.1 Le portrait des activités agricoles

Parmi l'ensemble des régions administratives du Québec, la Montérégie, la Chaudière-Appalaches et le Centre-du-Québec constituent, dans l'ordre, les plus importantes régions agricoles du Québec. Les 15 890 entreprises agricoles qu'elles accueillent, qui comptent pour 55 % du total québécois, réalisent 62 % des recettes monétaires provenant du marché à l'échelle provinciale et emploient 60 % des salariés agricoles du Québec (tableau 18).

Tableau 18 Le portrait du milieu agricole des trois régions à l'étude en 2011

	Superficie de la zone agricole (ha)	Nombre d'exploitations agricoles enregistrées au MAPAQ	Recettes provenant du marché M $	Nombre d'emplois
Montérégie	953 294	7 091	2 300	16 600
Centre-du-Québec	645 473	3 309	990	7 600
Chaudière-Appalaches	1 001 517	5 490	1 250	9 500
Sous-total	2 600 284	15 890	4 540	33 700
Total Québec		**28 692**	**7 303**	**57 000**

Source : MAPAQ (2013), p. 15.

Les entreprises agricoles des régions où l'on trouve le shale d'Utica produisent plus de lait, de viande (bœuf, porc et volaille), de céréales, d'oléagineux et de légumes que celles établies dans toutes les autres régions du Québec (tableau 19). Pour sa part, la Chaudière-Appalaches est la principale région productrice de sirop d'érable[25].

Tableau 19 Les cinq productions les plus importantes par région, selon les recettes monétaires en 2011

Montérégie	Chaudière-Appalaches	Centre-du-Québec
Céréales et oléagineux	Vaches laitières	Vaches laitières
Porcs d'engraissement	Porcs d'engraissement	Porcs d'engraissement
Vaches laitières	Acériculture	Céréales et oléagineux
Volailles	Volailles	Bovins et veaux
Légumes	Bovins et veaux	Volailles

Source : *ibid.*, p. 105, 129 et 135.

7.2 Les impacts potentiels sur les entreprises agricoles

Une seule étude a abordé les impacts potentiels de l'industrie des gaz de schiste sur le secteur agricole, du point de vue de l'aménagement du territoire (PR3.7.17, p. 24 à 30).

En ce qui a trait à l'utilisation des terres, tel qu'établi précédemment, la superficie requise pour une plateforme de forage et pour la route d'accès serait d'environ 3,5 ha. Cette superficie n'inclut pas les réservoirs d'entreposage d'eau hors plateforme ou les emprises pour les gazoducs. Les gazoducs ne constitueraient pas une contrainte pour les activités agricoles puisqu'ils seraient enfouis et que les agriculteurs pourraient circuler au-dessus avec l'équipement de ferme[26]. Selon les scénarios de développement de l'ÉES, il pourrait y avoir une plateforme de forage par 4 km^2, soit une à toutes les trois ou quatre fermes. Au total, si 55 % des puits étaient forés en milieu agricole ouvert, comme cela a été le cas lors de l'exploration du gaz de schiste au Québec de 2006 à 2010, une superficie d'environ 1 155 ha de terres agricoles serait perturbée dans le cas du scénario 4 (600 plateformes de 6 puits) ou 2 888 ha dans le cas du scénario 5 (1 500 plateformes) (PR3.8.8, p. 117).

25. MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC (2011). *Monographie de l'industrie acéricole du Québec*, p. 22 et 23 [en ligne (25 septembre 2014) : www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Monographie_acericole.pdf].

26. BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (2007) *Projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est*, Rapport n° 243, p. 49 et 50 [en ligne (15 novembre 2014)].

Une fois les travaux de forage et de fracturation hydraulique terminés, soit normalement après environ 1 an, la plateforme serait démantelée et le terrain remis en état, selon les conditions prévues dans l'autorisation de la CPTAQ et dans l'entente entre l'agriculteur et l'entreprise gazière. (PR3.7.9, p. 14). Seule une superficie d'environ 25 m par 25 m serait conservée autour du puits, pour la durée de sa production. La route d'accès devrait également demeurer en place jusqu'à la fermeture du puits. La présence d'une plateforme, et surtout celle de la route d'accès, pourraient avoir pour effet de morceler les terres agricoles et d'entraîner des contraintes d'accès à la propriété (PR3.7.17, p. 28). Cet effet pourrait être plus fortement ressenti dans le cas d'entreprises de plus petite superficie, comme plusieurs exploitations maraîchères.

Dans leur mémoire respectif, l'Union des producteurs agricoles et l'Ordre des agronomes du Québec présentent les impacts que pourrait avoir l'industrie du gaz de schiste sur l'agriculture dans les trois régions concernées. Selon ces organisations, la quantité d'eau disponible pour l'agriculture pourrait diminuer, ce qui entraînerait des conflits d'usage (DM33, p. 4 à 6 ; DM76, p. 8 et 9). Elles avancent aussi que le passage répété de camions et les travaux de forage et de fracturation hydraulique nuisent à la qualité de l'air et génèrent du bruit[27] et des vibrations qui peuvent déranger les animaux de ferme, qu'ils soient aux champs ou dans des bâtiments, ce qui entraînerait une perte de production (DM33, p. 7 ; DM76, p. 9).

L'UPA s'inquiète également de la capacité des producteurs agricoles d'obtenir un dédommagement en cas de contamination des eaux ou des sols, par exemple à la suite d'un déversement accidentel d'eaux usées ou de contaminants, notant : « les producteurs agricoles sont d'autant plus sensibles à ces questions, car s'il y avait contamination de la nappe phréatique ou des sols, ils seraient totalement démunis, l'exploitation de leur entreprise étant basée sur ces ressources » (DM33, p. 8). L'Ordre des agronomes est d'avis que les travaux de préparation des plateformes de forage peuvent modifier les propriétés physicochimiques des sols et réduire l'efficacité des systèmes de drainage, ce qui pourrait se traduire en une réduction du rendement des cultures (DM76, p. 7 à 9). Il insiste sur l'importance du suivi de ces éléments après le démantèlement de la plateforme (*ibid.*, p. 7 à 9 et p. 12). Dans son mémoire, l'entreprise gazière Talisman note qu'elle porte une attention particulière au phénomène d'érosion, « car les apports de sédiments dans les cours d'eau et les fossés de drainage sont non seulement néfastes pour les écosystèmes aquatiques, mais également nuisibles au drainage de surface des terres agricoles » (DM126, p. 17). Finalement, l'augmentation

27. « Les animaux de la ferme sont généralement sensibles aux bruits soudains et aux sons stridents. » (DB47. p. 7) « Ils s'adaptent assez facilement à un bruit constant d'un niveau raisonnable […] ». GRANDIN, Temple (1989). *Behavorial Principles of Livestock Handling*, [en ligne (23 septembre 2014) : www.grandin.com/references/new.corral.html].

du camionnage rendrait moins sécuritaire la circulation de la machinerie agricole, dont la vitesse maximale est limitée.

Pour le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, l'exploitation des ressources naturelles doit se faire dans le respect tant du territoire agricole que des ressources utilisées par le secteur agricole, afin que son potentiel de production soit préservé (DB88, p. 2). L'analyse qui a été faite dans les chapitres précédents au sujet des impacts potentiels de l'industrie sur la qualité et la disponibilité de l'eau, sur la qualité de l'air, sur le climat sonore et sur la circulation, de même qu'à l'égard des risques de déversement et de contamination, s'applique bien entendu au secteur agricole.

Au même titre que n'importe quelle entreprise, le revenu d'une entreprise agricole varie en fonction de la quantité de produits qu'elle livre, de la présence de certaines caractéristiques recherchées et du prix qu'elle peut en obtenir. Pour dégager un profit, elle doit générer un revenu supérieur à ses dépenses d'exploitation et tente donc d'améliorer constamment sa productivité en augmentant le nombre d'unités produites par unité de matière première achetée. Par conséquent, tout événement, action ou substance qui diminue la productivité des animaux d'élevage ou des cultures aura un impact sur son niveau de revenu et sur son profit. Leur durée et leur ampleur détermineraient leur degré d'influence sur la pérennité de l'entreprise. Par ailleurs, même si l'agriculture visant le marché de masse produit la majorité des volumes, la campagne québécoise se caractérise par la présence de nombreux modèles d'entreprises qui répondent aux demandes de différents marchés[28]. De la même façon que les multiples variétés de plantes et d'animaux qui réagissent différemment aux perturbations de leur milieu, chaque type d'entreprise agricole vivrait différemment les effets de la présence de l'industrie du gaz de schiste.

L'impact serait vraisemblablement réduit dans le cas d'une entreprise agricole de grande superficie qui produit des céréales à grande échelle, maïs ou blé, par exemple, et sur laquelle aurait été installée une plateforme de forage. Dans ce cas précis, l'entreprise agricole vend un produit de grande consommation, dont le prix est déterminé d'abord par l'offre et la demande sur le marché mondial, puis par l'analyse objective de ses qualités intrinsèques[29]. Tant que les activités relatives à l'extraction du gaz de schiste ne causent pas de baisse de rendement ou de qualité, l'entreprise poursuivra ses activités normalement. Il en irait de même pour une entreprise qui élève du bétail ou de la volaille. Si la période d'engraissement ne s'allongeait pas et que la

28. COMMISSION SUR L'AVENIR DE L'AGRICULTURE ET DE L'AGROALIMENTAIRE QUÉBÉCOIS (2008). *Agriculture et agroalimentaire : assurer et bâtir l'avenir*, p. 37 [en ligne (25 septembre 2014) : www.caaaq.gouv.qc.ca/userfiles/File/Dossiers%2012%20fevrier/RapportFr_basse.pdf].

29. *ibid*., p. 38.

qualité de la viande demeurait la même, l'entreprise continuerait d'offrir un produit qui répond aux attentes de ses acheteurs.

Certaines entreprises agricoles privilégient plutôt la mise en marché par des chaînes d'approvisionnement, dites courtes, qui établissent un contact plus direct avec le consommateur[30]. Elles vendent alors leur production à la ferme, dans un des marchés publics du Québec ou directement à certains établissements. Dans ce cas, l'acheteur ne dispose pas d'une expertise particulière pour évaluer les caractéristiques des fruits ou des légumes. Sa décision d'achat, l'expression d'une préférence pour le kiosque à la ferme ou l'étal du marché public, repose plutôt sur des critères subjectifs : il veut encourager les producteurs locaux, il estime que les produits sont ainsi plus frais ou il apprécie le calme et la beauté des paysages de la campagne[31]. Le maintien du lien de confiance entre le producteur et l'acheteur et la poursuite de la relation commerciale dépendent donc de la préservation des éléments qui définissent la spécificité de la ferme et de ses produits aux yeux du consommateur.

Dans le cas de ce genre d'entreprise, la proximité avec des activités d'extraction de gaz de schiste pourrait perturber le milieu d'insertion et ainsi contribuer à en réduire l'attrait. En outre, la saison des travaux agricoles au Québec, qui a cours d'avril à octobre, correspond à la période durant laquelle l'industrie gazière serait probablement la plus active (PR3.7.17, p. 36). Les fermes qui gèrent des points de vente au détail deviendraient vraisemblablement moins invitantes durant les étapes de l'activité gazière qui nécessitent la circulation de nombreux véhicules lourds ou l'opération d'équipements bruyants. Les consommateurs qui voudraient se rendre dans la région feraient l'expérience d'un milieu changé par l'augmentation du niveau de bruit, de la quantité de poussière en suspension et des odeurs.

Ce genre de changement pourrait aussi avoir un effet négatif sur la perception des consommateurs à l'égard des fermes qui se distinguent par le caractère local de leur offre. L'image de l'industrie du gaz de schiste pourrait compromettre la mise en marché des produits locaux (PR3.9.7, p. 41). Par conséquent, les clients potentiels pourraient croire que la présence de l'industrie du gaz de schiste mène à une dégradation de la qualité de l'air ambiant ou de l'eau, et que les produits récoltés ne présentent plus les attributs recherchés.

30. GROUPE AGÉCO (2007). *Portrait des réseaux de distribution de fruits et légumes frais du Québec,* p. 58, [en ligne (3 novembre 2014) :, www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Rapport_Distribution_Fruitslegumes.pdf].

31. ZINS BEAUCHESNE ET ASSOCIÉS (2014). *Légumes offerts sur les marchés publics : détermination des attentes des consommateurs (salubrité, provenance, qualité, etc.) et de la volonté de la production à répondre à ces attentes* [en ligne (2 octobre 2014) : www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Publications/Legumes_marchespublics.pdf].

> Dans le contexte du mouvement en faveur de la consommation de produits locaux, la population est de plus en plus sensibilisée aux conditions dans lesquelles sont produits les aliments. Ainsi, la demande de certains produits agricoles pourrait être affectée par leur seule proximité avec des activités d'exploitation gazière. (PR3.7.17, p. 27)

L'avantage concurrentiel de l'entreprise agricole se basant sur des perceptions et sur sa réputation ou sur celle du milieu dans lequel elle s'insère, le consommateur pourrait perdre confiance, même en l'absence de véritables impacts sur les propriétés intrinsèques et objectives du produit vendu.

La présence de l'industrie gazière en milieu agricole pourrait aussi entraîner des conséquences négatives sur la perception des consommateurs quant à la qualité des produits biologiques (PR3.7.17, p. 27-28). Il importe toutefois de préciser que la vente de ces produits, au même titre que celle de produits vendus dans les marchés de masse, se trouve encadrée par un ensemble de critères que les producteurs doivent respecter.

La Norme biologique du Canada (NBC) est le jalon utilisé au Québec pour octroyer la certification des produits biologiques. Elle est référencée dans le *Règlement fédéral sur les produits biologiques,* qui encadre l'utilisation de l'appellation « biologique » au Canada. Elle établit des mesures de protection entre une culture sous régie biologique et une source potentielle de contamination, et ce, qu'elle soit en provenance de l'air, du sol ou de l'eau. Ces mesures sont présentées dans un document intitulé *Systèmes de production biologique, Principes généraux et normes de gestion* (CAN-3 10). Il y est expliqué que, selon les risques de contact avec des substances interdites, l'installation des zones tampons distinctes d'au moins 8 m de largeur ou d'autres barrières physiques (une haie, un brise-vent végétal ou artificiel, une route permanente, etc.) suffisent à prévenir de façon raisonnable la contamination. Par ailleurs, des mesures doivent être prises pour minimiser la dérive des substances interdites (DB87, p. 2-4). En ce qui a trait à la conformité à la NBC, ses articles 5.1.4, 5.1.5 et 5.2.1 exigent que le producteur mette en place les mesures de protection entre un champ servant à la production de produits biologiques et un site de forage destiné à l'exploration ou à l'exploitation du gaz de schiste.

La présence de normes claires et d'un processus d'évaluation offre aux entreprises qui pratiquent l'agriculture biologique une certaine protection dont ne disposent pas celles qui offrent des produits locaux. Même dans le cas de la proximité d'activités qui représenteraient une source potentielle de contamination, la ferme biologique conserverait sa certification, pourvu qu'elle prouve son observance des normes qui se basent sur des critères objectifs et mesurables. Par ailleurs, la ferme biologique qui vendrait une part ou la totalité de sa production sur le marché local pourrait quand

même perdre la confiance de sa clientèle, si celle-ci juge importante la perte de qualité de son milieu d'insertion.

Par ailleurs, les entreprises agricoles partagent, en général, une caractéristique commune quelle que soit leur taille ou leur clientèle. Dans la grande majorité des cas, le territoire qu'une entreprise agricole occupe constitue aussi un milieu de vie qui comprend des résidences et des familles. Les désagréments découlant, entre autres, de l'augmentation du camionnage, de la hausse du niveau de bruit ou de la quantité de poussières en suspension pourraient incommoder les personnes qui y habitent au même titre que les autres résidents vivant à proximité des plateformes de forage.

- *La commission d'enquête constate que les régions de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches constituent les principales régions agricoles du Québec et qu'on y trouve plusieurs modèles d'entreprises agricoles qui répondent aux exigences de différents marchés.*

- *La commission d'enquête constate que si la répartition des plateformes en milieu agricole était la même que lors de la période d'exploration du gaz de schiste de 2006 à 2010, soit 55 %, une superficie totale de 1 155 ha de terres agricoles serait perturbée dans le cas du scénario 4 (600 plateformes de 6 puits) ou 2 888 ha dans le cas du scénario 5 (1 500 plateformes). Sauf pour les routes d'accès qui seraient maintenues jusqu'à la fin de l'exploitation, cet impact serait de courte durée à l'échelle d'une plateforme, celle-ci étant normalement démantelée et le terrain remis en état après un an environ.*

- *La commission d'enquête constate que les impacts potentiels des activités de l'industrie du gaz de schiste sur la disponibilité en eau, la qualité des eaux de surface et souterraines, la qualité de l'air, le niveau sonore et la circulation routière, ainsi que les déversements accidentels d'eaux usées ou de contaminants pourraient toucher les entreprises agricoles.*

- *La commission d'enquête constate que les perturbations que causerait l'industrie du gaz de schiste toucheraient non seulement les entreprises agricoles situées à proximité des plateformes, mais également celles situées le long des itinéraires de camionnage, en raison de l'augmentation de la circulation lourde, du bruit et de la poussière.*

- *La commission d'enquête constate que la présence de l'industrie du gaz de schiste en milieu agricole pourrait perturber les entreprises agricoles qui ont établi un contact plus direct avec certains consommateurs, et qui, conséquemment, sont dépendantes de l'image de leur milieu.*

- *La commission d'enquête constate que les entreprises agricoles qui vendent leur production sur le marché de masse, où les critères d'évaluation des produits sont objectifs, seraient moins susceptibles d'être dérangées par l'industrie du gaz de schiste.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient, au moment de la demande de certificat d'autorisation, déposer une évaluation des impacts appréhendés sur les entreprises agricoles de leur zone d'influence.*

Le rôle et la portée d'une entente-cadre

Dans son mémoire, l'Union des producteurs agricoles (UPA) mentionne que « si l'industrie du gaz de schiste va de l'avant, il sera nécessaire de dédommager les producteurs agricoles […] directement touchés et les gens localisés à proximité » (DM33, p. 18). L'UPA s'inquiète aussi de l'impact potentiel des gazoducs sur l'intégrité du territoire agricole et mentionne qu'il est « difficile pour le constructeur du gazoduc d'obtenir des ententes avec l'ensemble des propriétaires visés par le tracé » (DM33, p. 10) C'est notamment pour cette raison que, dans le cas du dossier du Pipeline Saint-Laurent, l'organisation a négocié une entente-cadre avec le promoteur du projet. Cette entente a permis d'appliquer des mesures adéquates afin d'atténuer ou de compenser les pertes liées au passage de cette infrastructure (PR3.7.17, p. 30). Elle aborde notamment les sujets suivants : le bruit, l'accès aux chemins de ferme, les clôtures, la compaction des sols, le déboisement, le drainage, le dynamitage et les sols arables (DB47, p. 7 à 9, 11, 13, 16, 24 et 26).

Une entente-cadre spécifique au gaz de schiste permettrait de mieux outiller les producteurs agricoles dans leurs relations avec les compagnies gazières (PR3.7.17, p. 30). En s'entendant ainsi, l'UPA s'assurerait d'une certaine transparence de l'industrie gazière, tout en équilibrant les forces en présence afin d'assurer l'uniformité des compensations (PR3.7.9, p 41). De surcroît, l'UPA estime que tous « les gens touchés par les puits, les forages horizontaux et les gazoducs devraient recevoir une compensation » (DM33, p. 18). L'entente-cadre pourrait même inclure des dispositions visant les dommages collatéraux subis par les agriculteurs (PR3.7.9, p 41). Par exemple, l'entente pourrait prévoir des modalités de compensations dans le cas d'un déversement d'eaux usées ou de contaminants hors de la plateforme ou le long des chemins d'accès.

- *La commission d'enquête constate que l'Union des producteurs agricoles a négocié une entente-cadre avec l'entreprise responsable de la construction du Pipeline Saint–Laurent dans le but de permettre aux producteurs agricoles d'obtenir de l'information sur les conséquences négatives potentielles du passage de cette infrastructure sur leurs terres et sur les mesures d'atténuation proposées.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'Union des producteurs agricoles devrait convenir d'une entente cadre avec l'industrie, au nom des propriétaires agricoles chez qui celle-ci installerait des infrastructures. Cette entente permettrait d'uniformiser les conditions des contrats et d'assurer des compensations appropriées aux producteurs agricoles.*

L'impact potentiel sur la valeur des terres

Outre la question de la perte de revenus pouvant découler de la présence de l'industrie du gaz de schiste, la commission d'enquête croit qu'il faut aussi s'intéresser à la question de son impact potentiel sur la valeur des terres. Le tableau 20 montre que cette valeur varie considérablement d'une région à l'autre. Les données compilées par la Financière agricole du Québec montrent aussi qu'il s'agit d'un actif dont la valeur a crû de 14 % par année, de 2008 à 2012, pour l'ensemble du Québec. Cette valeur dépend d'abord de caractéristiques intrinsèques, comme la qualité des sols, la morphologie du terrain et son emplacement, les zones climatiques de température plus élevée favorisant généralement l'obtention de rendements plus élevés (FADQ, 2013, p. 4).

Tableau 20 La valeur moyenne des terres en culture[1] transigées en 2012

Région	Valeur ($/ha)
Montérégie	18 216[2]
Centre-du-Québec	8 062
Chaudière-Appalaches	6 354
Québec	11 754

Source : FADQ (2013), p. 5.

Certaines caractéristiques extrinsèques influencent aussi la valeur marchande des terres, comme l'usage prévu, la proximité avec d'autres terres que possède déjà l'acheteur potentiel et la disponibilité des terrains sur un territoire donné (*ibid.,* p. 4). Le taux d'intérêt et l'évolution du prix des denrées agricoles jouent également un rôle[3].

Par ailleurs, il est difficile d'estimer quel pourrait être l'effet des activités gazières sur la valeur des terres agricoles, et plus particulièrement, l'effet des impacts potentiels sur la

1. Les terres en culture sont les superficies cultivables, transigées sans bâtiment. Elles ne comprennent pas les pâturages, les vergers, les érablières et les boisés.
2. Le document présente la valeur pour Montérégie-Est (18 210 $) et Montérégie-Ouest (18 222 $). Le chiffre retenu pour le tableau correspond à la moyenne de ces deux valeurs.
3. GROUPE AGÉCO (2012), *Valeur et propriété des terres agricoles : Enjeux et perspectives*, p. 49 [en ligne (3 novembre 2014) : groupeageco.ca/fr/pdf/stat/ValeurEtProprieteDesTerresAgr_EnjeuxEtPersp_RapportComplet.pdf].

disponibilité en eau et la qualité de l'eau de surface ou souterraine, ou encore l'effet des risques de déversements de contaminants.

- *La commission d'enquête constate qu'elle ne dispose pas de l'information lui permettant d'évaluer l'impact de la présence de l'industrie du gaz de schiste sur la valeur des terres agricoles.*

7.3 Le tourisme et l'agrotourisme

L'expérience touristique dans les trois régions administratives visées par l'exploitation du gaz de schiste repose principalement sur leur caractère rural et agricole, sur la présence de villages de charme et sur leurs voies d'eau.

Sur son site Web d'accueil des touristes et des visiteurs, Tourisme Québec qualifie ainsi ces trois régions :

- Chaudière-Appalaches : « Entre fleuve et montagnes – La région égrène le long du fleuve un chapelet de villages parmi les plus beaux du Québec et se dévoile dans l'architecture de ses manoirs, seigneuries, demeures ancestrales et moulins[4]. »

- Centre-du-Québec : « De prés en boisés, une vraie campagne de charme – Profitez de ses vues sur le fleuve et sur son horizon dégagé, où se dessinent les silhouettes de ses villages campagnards[5]. »

- Montérégie : « Un vaste territoire champêtre ponctué de collines qui abritent sur leurs versants vergers, érablières et vignobles. Bordée par le fleuve Saint-Laurent et traversée par la rivière Richelieu, la Montérégie invite à la détente et aux découvertes gourmandes. Plusieurs itinéraires, le Circuit du Paysan, la Route des vins et la Route des Cidres mettent les produits du terroir à l'honneur, tout comme le font les grands restaurateurs de la région. Partez à bicyclette sur l'une des pistes de l'imposant réseau cyclable (600 km au total) reliées à la Route Verte, ou explorez la Route du Richelieu[6]. »

L'industrie touristique de ces trois régions représente des revenus non négligeables pour des milliers de petites entreprises. En 2012, en Montérégie, les dépenses des

4. TOURISME QUÉBEC . *Découvrez – Chaudière-Appalaches* [en ligne (4 septembre 2014) : www.bonjourquebec.com/qc-fr/chaudiereappalaches.html].
5. TOURISME QUÉBEC *Découvrez – Centre du Québec* [en ligne (4 septembre 2014) : www.bonjourquebec.com/ca-fr/centrequebec.html].
6. TOURISME QUÉBEC . *Découvrez – Montérégie* [en ligne (4 septembre 2014) : www.bonjourquebec.com/ca-fr/monteregie.html].

touristes se sont élevées à 196 M$. En Chaudière-Appalaches, elles ont atteint 155 M$ et, dans le Centre-du-Québec, 83 M$. À titre de comparaison, les dépenses en Gaspésie et dans Charlevoix, deux régions très touristiques, se sont élevées à 223 M$ et 119 M$ respectivement pour la même année[7].

Comme mentionné au chapitre 4, les activités en lien avec le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, telles que le camionnage intensif, le forage et la fracturation hydraulique, contribueraient à l'augmentation du bruit ambiant, de la quantité de poussière en suspension, de la pollution lumineuse et de l'achalandage sur les routes rurales. De plus, ces activités nécessiteraient la mise en place de structures en hauteur telles que les tours de forage, présentes sur le site de chaque plateforme pendant plusieurs mois, voire pendant plus d'une année.

Ces installations auraient un impact sur le paysage, lequel impact varierait en fonction des mesures d'atténuation appliquées et de la présence ou non de couvert forestier. Toutefois, en milieu agricole, les installations en hauteur seraient vraisemblablement visibles à plusieurs kilomètres à la ronde, en raison du caractère relativement plat de toute la zone des basses-terres du Saint-Laurent. Comme mentionné à la section 4.4, les impacts de la présence de l'industrie sur les routes scéniques ou sur les panoramas reconnus pour leur valeur esthétique pourraient être importants. Les conduites d'eau temporaires, si elles ne sont pas enfouies, ajouteraient également à l'impact sur le paysage.

De plus, l'augmentation substantielle du nombre de camions en circulation sur les routes rurales pourrait mener à une réduction de l'accessibilité aux attraits de ces trois régions. L'agrément et la sécurité des cyclistes et des automobilistes qui empruntent les routes rurales pourraient également être compromis. Par ailleurs, les activités de l'industrie gazière se dérouleraient surtout d'avril à octobre, période la plus propice aux différentes activités touristiques et agrotouristiques des trois régions (PR3.7.17, p. 36).

Plusieurs mémoires déposés en audiences publiques ont fait état de préoccupations en ce qui a trait aux impacts potentiels de l'industrie gazière sur les secteurs touristique et agrotouristique. La MRC de Rouville a insisté sur l'importance de « préserver les paysages offerts par les Montérégiennes, le milieu rural et le couloir des principales rivières » (DM7, p. 4).

La MRC de Lotbinière indique que « le bruit émis par les différents processus d'extraction du gaz (camionnage, brûlage, fracturation, etc.), l'altération des paysages

7. TOURISME QUÉBEC (2012). *Le tourisme au Québec en bref*, p. 10 [en ligne (4 septembre 2014) : www.tourisme.gouv.qc.ca/publications/media/document/etudes-statistiques/TQ-bref-2012.pdf].

par la présence de sites de forages, l'apparition d'odeurs lors des travaux de forage ne doivent pas nuire à l'industrie touristique où d'importants efforts sont consentis et déployés chaque année en vue de la développer » (DM84, p. 5).

La MRC de Val-Saint-François, située légèrement au sud de la zone ciblée pour l'exploitation du gaz de schiste, notait que cinq de ses principales orientations d'aménagement entraient en conflit direct avec les activités de l'industrie. Elle ajoutait que son nouveau plan de développement de l'offre touristique allait « focaliser davantage sur les forces de notre région : l'accessibilité de notre territoire, de nos jolis paysages agricoles » (DM54, p. 6 et 7).

Par ailleurs, plusieurs établissements d'hébergement et de restauration pourraient profiter, pendant la durée de l'exploration gazière dans leur région, de la présence de gestionnaires et de travailleurs de l'extérieur de la région, qui devraient se loger temporairement et se restaurer dans la région (PR3.7.18, p. 28).

L'agrotourisme

Le Groupe de concertation sur l'agrotourisme, qui rassemble tous les principaux intervenants du domaine au Québec, définit l'agrotourisme comme étant « une activité touristique complémentaire de l'agriculture ayant lieu dans une exploitation agricole[8]. » Bien qu'il constitue un élément important de l'offre touristique du Québec, l'agrotourisme est encore considéré comme un secteur économique jeune, alors que ses premières manifestations remontent aux années 1980[9]. Dans le contexte québécois, il ne s'agit pas d'un produit d'appel de la même façon que peut l'être l'agrotourisme en France et, conséquemment, il fait rarement office de motif principal de séjour. L'agrotourisme s'inscrirait plutôt à l'intérieur d'une expérience touristique plus large qui « peut bénéficier de l'effet levier des autres produits touristiques pour positionner son offre sur les marchés hors Québec, tout comme sur le marché québécois[10]. »

À la suite d'une compilation réalisée en 2012, le MAPAQ a recensé 837 entreprises agrotouristiques au Québec, en hausse de 57 % par rapport au total de 534 observé en 2005. Les régions de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches

8. *ibid.,* p. 15.
9. MARCOTTE, P. *L'agrotourisme au Québec, un produit d'appel?*, p. 3 [en ligne (3 novembre 2014) : www.agrireseau.qc.ca/Marketing-Agroalimentaire/documents/Marcotte.pdf],
10. TOURISME QUÉBEC (2012). *Le tourisme au Québec en bref*, p. 9 [en ligne (4 septembre 2014) : www.tourisme.gouv.qc.ca/publications/media/document/etudes-statistiques/TQ-bref-2012.pdf].

regroupent la majorité des entreprises agricoles qui pratiquent l'agrotourisme, avec respectivement 240, 66 et 80 entreprises, soit 46 % du total québécois[11].

L'agrotourisme permet aux visiteurs d'explorer la campagne, ses paysages ruraux, ses champs, ses vergers et ses fermes et de se procurer, sur place, des produits locaux. Ces produits sont associés à la notion de terroir, particulièrement valorisée par de nombreux chefs cuisiniers réputés. L'agrotourisme contribue à la satisfaction d'un intérêt croissant pour la découverte des traditions culinaires et d'une alimentation saine issue d'autres modèles que celui de l'agroindustrie. Les populations étant de plus en plus urbaines, l'agrotourisme encourage l'établissement d'un contact avec les producteurs agricoles ainsi qu'une immersion dans le monde rural, dont on aime l'authenticité[12].

D'un point de vue pratique, « l'accessibilité constitue sans doute un élément crucial du succès d'une entreprise agrotouristique. La proximité d'un grand centre urbain représente, sans conteste, un atout[13]. » De même, une recension de plusieurs études de préférences des consommateurs démontre l'importance qu'ils accordent à l'emplacement, c'est-à-dire au site et à l'environnement de l'entreprise d'agrotourisme, lorsqu'ils planifient une visite à ce type d'entreprise[14]. La fraîcheur des produits, leur qualité et leur goût sont également fréquemment mentionnés comme motivations. Une étude menée auprès de touristes new-yorkais a permis de déterminer que le paysage offert sur le site où est établie la ferme était l'un des deux attributs les plus importants pour les consommateurs lorsque vient le temps de choisir un site agrotouristique[15].

Les impacts potentiels des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, soit l'augmentation du niveau de bruit ambiant, de la quantité de poussière en suspension, de la pollution lumineuse nocturne et de l'achalandage sur les routes rurales ainsi que les impacts sur les paysages affecteraient le secteur agrotouristique au même titre qu'elles auraient des effets sur le secteur touristique en général. Les activités de l'industrie gazière sont susceptibles de ternir, aux yeux des clients d'agrotourisme, l'image d'authenticité associée au milieu rural et villageois et de nuire à l'agrément qui accompagne les visites à la campagne. Une préoccupation importante s'ajoute aux

11. MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC . *Agrotourisme en chiffres* [en ligne (11 novembre 2014) : www.mapaq.gouv.qc.ca/fr/Productions/agrotourisme/agrotourismechiffres/Pages/agrotourismechiffres.aspx].
12. TOURISME QUÉBEC (2012). *Le tourisme au Québec en bref*, p. 4 [en ligne (4 septembre 2014) : www.tourisme.gouv.qc.ca/publications/media/document/etudes-statistiques/TQ-bref-2012.pdf].
13. LE GROUPE TYPE (1997). *Étude sur le tourisme rural au Québec relié au monde agricole,* p. 5-19 [en ligne (4 septembre 2014) : www.tourisme.gouv.qc.ca/publications/media/document/etudes-statistiques/t_rural.pdf].
14. LADOUCEUR-PARENTEAU. S (2013). *Analyse des préférences des consommateurs pour un site agro-touristique*, p. 32 [en ligne (4 septembre 2014) : www.archipel.uqam.ca/5970/1/M13090.pdf].
15. *ibid*., p. 25.

impacts déjà mentionnés, soit l'impact potentiel, réel ou perçu, sur la qualité des produits agricoles des fermes situées à proximité d'activités gazières.

Dans son mémoire, le Comité Non-Schiste de la municipalité de La Présentation, en Montérégie, présente les préoccupations de trois entreprises agrotouristiques. Dans le cas du Domaine Le Clos des Brumes, une hydromellerie, l'inquiétude concerne une éventuelle contamination de l'eau du puits. Dans le cas de la ferme Les Délices campagnards, les propriétaires se demandent si la proximité des puits pourrait mettre en péril la qualité des produits. Et même si ce n'était pas le cas, ils se demandent si certains clients pourraient remettre en question la qualité de leurs produits. Pour l'Érablière Bouvier et Fils inc., une entreprise qui transforme sur place les produits de l'érable, l'inquiétude porte sur d'éventuelles fuites des puits de gaz qui compromettraient la qualité du produit (DM36, p. 3 et 4).

Les désagréments ou les impacts associés à l'industrie du gaz de schiste constitueraient des externalités négatives de la présence de l'industrie et pourraient perturber non seulement les entreprises qui devraient accueillir ces activités sur leur terrain, mais également leurs voisins. Il existe donc un potentiel réel de perte d'attributs importants aux yeux de la clientèle cible, laquelle perte pourrait se traduire par une diminution du revenu pour les entreprises agrotouristiques. Les entreprises qui misent sur l'autocueillette comme créneau principal seraient particulièrement touchées. L'effet sur la réputation étant primordial, l'arrêt des activités les plus intrusives et un retour à la situation antérieure à l'exploration du gaz de schiste ne garantirait pas nécessairement le retour rapide de la confiance des consommateurs.

Actuellement, il n'existe aucun mécanisme qui permettrait à des entreprises ainsi touchées d'obtenir une quelconque forme de compensation.

- *La commission d'enquête constate que l'expérience touristique dans les trois régions où aurait lieu l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste repose principalement sur leur caractère rural et agricole, sur la présence de villages de charme et sur leurs voies d'eau.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises touristiques et agrotouristiques des basses-terres du Saint-Laurent pourraient être touchées négativement par la présence des activités de l'industrie en raison notamment de l'impact potentiel de ces activités sur les paysages, sur la tranquillité des campagnes et des villages, sur la qualité de l'air et sur l'agrément et la sécurité des déplacements sur les routes rurales, éléments clés de l'expérience touristique.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises à vocation agrotouristique, tout comme les entreprises agricoles qui vendent leurs produits directement au consommateur, pourraient être touchées négativement par les activités de l'industrie si ces activités modifiaient la perception de leur clientèle à l'égard de la qualité de leurs produits.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient soumettre, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une évaluation des répercussions potentielles de leurs activités sur les secteurs touristique et agrotouristique.*

Chapitre 8 Les émissions de gaz à effet de serre

Les effets d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont abordés dans ce chapitre. Dans un premier temps, le bilan des émissions québécoises est présenté ainsi que les principales orientations gouvernementales en matière de lutte contre les changements climatiques. Dans un deuxième temps, les résultats d'une étude réalisée par le CIRAIG dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) ont permis d'estimer les émissions de GES associées aux différentes étapes d'un projet de gaz de schiste au Québec, selon une approche de type analyse de cycle de vie (ACV). L'étude a permis d'évaluer le poids éventuel de cette industrie sur le bilan québécois des émissions de GES.

Toutefois, l'impact de cette industrie sur les changements climatiques dépendrait de sa contribution nette aux émissions de GES à l'échelle mondiale : les émissions directement associées à la filière et les effets de substitution sur le marché de l'énergie. Ces derniers sont encore peu compris et font l'objet de nombreuses controverses (CAC, 2014, p. 116). Ils ne seront pas traités dans ce chapitre.

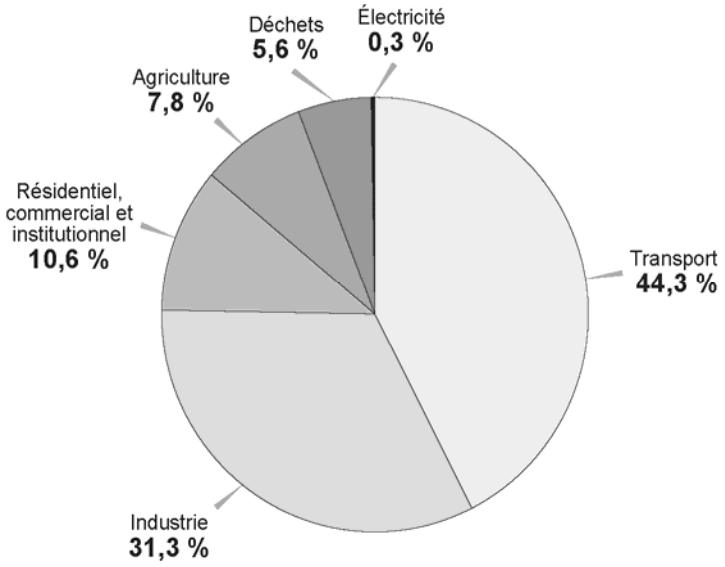
8.1 Le bilan québécois des émissions de GES

En 2011, au Québec, les émissions de GES se chiffraient à 81,0 Mt éq. CO_2 (millions de tonnes équivalent de CO_2), soit une moyenne de 10,1 t par habitant. Il s'agit du taux d'émissions le plus faible parmi l'ensemble des provinces et des territoires canadiens. L'Alberta et la Saskatchewan, deux provinces productrices d'hydrocarbures, se situent à l'autre extrême de la performance canadienne avec des taux d'émissions par habitant de 64,4 t et de 68,2 t respectivement (MDDELCC, 2014a).

Après le secteur des transports, qui a généré 35,9 Mt éq. CO_2 en 2011, le secteur industriel a émis 25,3 Mt éq. CO_2. Les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel se sont classés au troisième rang, avec 8,6 Mt éq. CO_2. La majeure partie des GES produits par ces secteurs d'activité provient des combustibles fossiles utilisés pour le chauffage des édifices commerciaux et institutionnels. Enfin, le secteur de la production d'électricité n'a généré que 0,2 Mt éq. CO_2, résultat de l'utilisation massive de l'hydroélectricité (MDDELCC, 2014a). Ailleurs dans le monde, il n'est pas rare que la production d'électricité se fasse à partir de sources d'énergie plus émettrices de GES, comme le charbon, le gaz naturel ou le mazout, et que la production d'électricité soit

un secteur d'activité fortement émetteur de GES. La figure 17 illustre la répartition des émissions de GES au Québec par secteur d'activité pour l'année 2011.

Figure 17 La répartition des émissions de GES au Québec par secteur d'activité en 2011



Source : MDDELCC, 2014a.

Les orientations gouvernementales en matière de lutte contre les changements climatiques

Lancé en juin 2012, le *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques* (PACC 2020) propose un ensemble d'outils et de mesures visant l'atteinte de l'objectif 2020 du Québec en matière de réduction des émissions. L'objectif est établi à 20 % sous le niveau de 1990. Le PACC 2020 fait suite à un premier plan d'action qui couvrait la période de 2006 à 2012 et qui avait pour objectif de réduire les émissions de GES de 6 % sous le niveau de 1990. Le Québec a atteint la cible en 2012, avec une réduction de 6,8 %, selon les données de l'inventaire fédéral[16].

Le gouvernement du Québec s'est doté d'outils complémentaires aux plans d'action afin d'atteindre ses objectifs de réduction de GES : la Politique québécoise du transport collectif (2006), la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, la Stratégie de développement de l'industrie québécoise de l'environnement et des technologies vertes (2008), la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles (2011), le Plan d'action 2011-2020 sur les

16. *id.*

véhicules électriques et, plus récemment, la Stratégie d'électrification des transports 2013-2017 et la Stratégie nationale de mobilité durable (2014).

Dans un document sur le budget 2012-2013 consacré à la lutte contre les changements climatiques, le ministère des Finances mentionnait qu'il prévoit que plus de 2,6 G$ seront octroyés pour encourager des initiatives visant la diminution des émissions de GES de 2013 à 2020 : 220 M$ provenant de la prolongation, jusqu'au 31 décembre 2014, du prélèvement de la redevance sur les carburants et les combustibles fossiles (Gouvernement du Québec, 2012) et 2,4 G$ provenant de la vente de permis dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES, le SPEDE. Le SPEDE sera abordé plus en détail dans la section suivante.

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec s'est doté de politiques, de programmes et d'outils en matière de lutte contre les changements climatiques.*

- *La commission d'enquête constate qu'au terme du Plan d'action sur les changements climatiques 2006-2012, le gouvernement du Québec a atteint, en 2012, sa cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixée à 6 % sous le niveau de 1990.*

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec s'est donné un objectif de réduction des gaz à effet de serre pour 2020 de 20 % sous le niveau de 1990 et qu'il a mis en place un ensemble de mesures pour l'atteindre.*

Les droits d'émission de gaz à effet de serre

Pour respecter ses engagements de réduction d'émissions de GES, 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* (RLRQ, c. Q-2, r. 46.1). Ce dernier oblige les entreprises du Québec émettant plus de 10 000 t.éq.CO_2/an à déclarer leurs émissions. Celles qui en déclarent plus de 25 000 doivent s'inscrire au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE). Le SPEDE a été mis en place le 1er janvier 2013. Dans le cadre de la première période de conformité, le gouvernement a attribué aux 80 entreprises du secteur industriel qui y participent un plafond d'émissions fixé à 23,2 millions d'unités correspondant à 23,2 Mt.éq.CO_2[17]. À partir de cette date, elles disposent de deux ans pour obtenir, sur la base du niveau d'émissions qu'elles ont déclaré, suffisamment de droits d'émission pour remplir leurs obligations respectives de conformité au Règlement (DB55, p. 20 et 21).

17. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE)* [en ligne (2 octobre 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm].

Le 1er janvier 2015, une deuxième période de conformité commencera et le plafond d'émissions montera à 65,3 millions d'unités (*ibid.*, p. 19). S'ajouteront de nouvelles catégories d'émetteurs, soit « les exploitants d'entreprises qui distribuent des carburants et des combustibles au Québec ou qui en importent pour leur propre consommation[18]. » Comme lors de la première période de conformité, les entreprises seront assujetties si elles émettent annuellement plus de 25 000 t.éq.CO_2. Elles auront cependant trois ans pour respecter leurs obligations[19] (*ibid.*, p. 20). De 2015 à 2020, le plafond annuel d'émissions passera de 65,30 Mt à 54,74 Mt de manière à inciter les entreprises assujetties à réduire leurs émissions (*ibid.* p. 19). Une troisième période de conformité commencera le 1er janvier 2018 pour se terminer au 31 décembre 2020 (*ibid.*, p. 20).

À titre d'émettrice de GES, chaque entreprise de l'industrie du gaz de schiste serait assujettie au SPEDE dès que ses émissions déclarées excéderaient 25 000 t par année, et ce, sans égard au nombre de puits forés. Elle devrait alors acquérir la totalité des unités requises à la couverture de ses obligations, car elle ne satisferait pas les critères la qualifiant pour l'allocation d'unités gratuites dont le mécanisme d'attribution est décrit plus loin (*ibid.*, p. 32).

L'obtention de droits d'émission peut se faire de cinq façons différentes. Les entreprises dont la production est soumise à la concurrence internationale et dont le prix est fixé reçoivent des allocations gratuites équivalant à environ 80 % de l'obligation de conformité[20] (*ibid.*, p. 22). Les ventes aux enchères permettent aux entreprises d'acquérir les unités d'émission non obtenues au moment de la distribution des unités gratuites (*ibid.*, p. 24 à 26). Les ventes de gré à gré du ministre à partir d'une réserve de droits d'émission, dont le prix varie de 40 $ à 50 $, en fonction de la catégorie seront possibles[21]. Également, il est envisageable de réaliser des transactions entre les émetteurs et les participants par lesquelles une entreprise assujettie « qui réduit ses émissions de GES au-delà de l'objectif établi par la réglementation peut vendre les unités d'émission excédentaires reçues » à une autre entreprise qui en a besoin pour couvrir ses propres obligations de conformité (*ibid.*, p. 27). Les entreprises assujetties pourront aussi obtenir des crédits compensatoires auprès d'entreprises non assujetties qui réaliseraient des projets de réduction de GES (*ibid.*, p. 27 à 30).

18. *id.*

19. *id*.

20. *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, art. 39 ; GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *Le marché du carbone du Québec : ses forces, ses avantages*, p. 6 [en ligne (2 octobre 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/SPEDE_forces-avantagesFR.pdf].

21. Les émissions de GES sont divisées en trois catégories en fonction de leur provenance, soit les émissions fixes de procédés, les émissions de combustion et les émissions autres (RSPEDE, Annexe C, Partie II B).

La création d'un marché commun avec la Californie permet d'augmenter la quantité d'unités d'émission qu'il est possible de transiger, de même que le nombre d'entreprises concernées. Ainsi, en 2015, le nombre d'unités en circulation sera de 425 millions plutôt que les seuls 65 millions du Québec. La plus grande abondance d'unités d'émission devrait permettre de limiter l'impact de l'arrivée de nouvelles entreprises assujetties (M. Jean-Yves Benoît, MDDELCC, DT13, p. 70).

En établissant la durée des prochaines périodes de conformité à trois ans, le gouvernement estime qu'il laisse aux entreprises le temps de bien planifier les investissements nécessaires à la réduction de leurs émissions de GES[22]. En créant une provision d'unités réservées aux ventes de gré à gré et vendues à un prix plafond, il prévoit répondre, à un coût raisonnable, aux besoins des entreprises qui peineraient à trouver suffisamment d'unités pour remplir leurs obligations de conformité[23].

Le gouvernement du Québec se préoccupe aussi du maintien de l'intégrité et de la crédibilité du système. Pour cette raison, il a d'abord mis en place un système qui recueille des données auprès de chaque entreprise, en plus de respecter des protocoles reconnus internationalement et de faire l'objet d'une vérification suivant des normes ISO[24]. De plus, le gouvernement a confié la surveillance des activités du marché à une firme indépendante[25]. À ce contrôle s'ajoute l'imposition de « sanctions administratives et pénales sévères en cas de non-respect » des dispositions du règlement[26]. Le gouvernement publiera aussi une liste des entreprises inscrites ainsi que leurs déclarations dûment vérifiées afin que les citoyens du Québec puissent suivre l'évolution du niveau d'émissions (*ibid.*, p. 58).

Les sommes que le gouvernement du Québec prélèvera par la vente de droits d'émission seront entièrement versées au Fonds vert. Elles serviront à financer des initiatives « de réduction des émissions de GES et d'adaptation aux changements climatiques », notamment celles du Plan d'action sur les changements climatiques 2020[27].

- *La commission d'enquête constate que les entreprises gazières seraient assujetties au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dès que leurs émissions de GES excéderaient 25 000 t éq.CO2 par année.*

22. GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *Le marché du carbone du Québec : ses forces, ses avantages*, p. 6 [en ligne (2 octobre 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/SPEDE_forces-avantagesFR.pdf].
23. *ibid.*, p. 4 et 5.
24. *ibid.,* p. 4.
25. *ibid.,* p. 5.
26. *id.*
27. GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. *Le marché du carbone du Québec : ses forces, ses avantages*, p. 6 [en ligne (2 octobre 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/SPEDE_forces-avantagesFR.pdf].

- *La commission d'enquête constate que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission pourrait contribuer à la création d'un signal de prix qui inciterait les entreprises à réduire leurs émissions de GES.*

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a conçu le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de manière à permettre aux entreprises assujetties de s'y intégrer le plus aisément possible, même dans l'éventualité de l'arrivée d'entreprises fortement émettrices de GES, comme celles de l'industrie du gaz de schiste.*

8.2 Les émissions de GES liées à l'industrie du gaz de schiste

Le potentiel de réchauffement du méthane

La production et l'utilisation de gaz de schiste entraîneraient des émanations de dioxyde de carbone (CO_2) et de méthane (CH_4), deux gaz à effet de serre qui contribuent aux changements climatiques (CAC, 2014, p. 116). Toutefois, ces deux gaz n'ont pas le même effet sur le réchauffement planétaire ni le même poids dans les bilans d'émissions de GES. Pour cette raison, l'indicateur « potentiel de réchauffement planétaire » (PRP) est utilisé pour convertir le poids des émissions de méthane en équivalent de CO_2. Le choix de l'horizon temporel considéré est important dans l'établissement la valeur du PRP, puisque tous les GES n'ont pas la même persistance dans l'atmosphère. Par exemple, le méthane, qui a un PRP supérieur à celui du CO_2, se dégrade plus rapidement ; son pouvoir de réchauffement est donc plus important, mais il dure moins longtemps (*ibid.*, p. 119).

Le PRP du CO_2 est fixé par convention à 1. Les valeurs de PRP des autres GES évoluent en fonction de l'avancement des connaissances et sont mises à jour par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Ainsi, le PRP du méthane est récemment passé de 56 à 86 sur un horizon de vingt ans, alors qu'il est passé de 21 à 34 sur un horizon de 100 ans (M^{me} Annie Roy, MDDELCC et M^{me} Geneviève Martineau, CIRAIG, DT12, p. 38 à 42 ; AQLPA, DM102, p. 12).

La plupart des pays, les Nations Unies et le GIEC utilisent des valeurs de PRP sur 100 ans[28]. Un récent rapport du Conseil des académies canadiennes (CAC) souligne que certains scientifiques préféreraient utiliser une valeur de PRP sur vingt ans, compte

28. L'étude sur les émissions de GES réalisée par le CIRAIG est pour sa part basée sur deux horizons temporels différents : un de 500 ans pour le volet ACV et un de 100 ans aux fins de comparaison du bilan des émissions GES de la filière du gaz de schiste avec le bilan provincial pour l'année 2010.

tenu de la nécessité de réduire de façon substantielle, et à court terme, les émissions mondiales de GES (CAC, 2014, p. 119). C'est aussi l'avis de certains participants à l'audience (DM89, DM102, DM113). D'autres soutiennent pour leur part qu'un horizon de 100 ans intègre mieux l'effet cumulatif des différents GES et que cet effet cumulatif est le principal facteur contributif aux changements climatiques (CAC, 2014, p. 119 et 120). Le MDDELCC mentionne que l'horizon de 100 ans permet d'adopter une approche multi GES, qui tient compte de la durée de vie de chaque gaz (M. Sylvio Cassanas, DT12, p. 41).

- *La commission d'enquête constate que les émissions de gaz à effet de serre issues de la filière du gaz de schiste sont essentiellement constituées de CO_2 et de méthane et que le méthane possède un potentiel de réchauffement planétaire beaucoup plus important que celui du CO_2, même s'il demeure moins longtemps dans l'atmosphère.*

- *La commission d'enquête constate que l'horizon temporel d'action retenu influence grandement la valeur du potentiel de réchauffement planétaire du méthane et, par le fait même, l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre émis par l'industrie du gaz de schiste.*

Les émissions de GES associées aux étapes d'un projet type

L'évaluation des émissions de GES associées à la filière du gaz de schiste est basée sur la description des différentes étapes d'un projet type de gaz de schiste au Québec et sur deux scénarios de développement de l'industrie : le scénario développement à petite échelle et le scénario développement à grande échelle[29]. Cette évaluation tient compte également de deux niveaux d'émissions fugitives : 1 % et 3 % (PR3.6.23, p. 11). Les émissions fugitives correspondent aux émissions gazeuses envoyées à l'atmosphère à toutes les étapes du cycle de vie d'un projet de gaz de schiste, et à la fraction du méthane resté imbrûlé après la combustion en torchère (*ibid.*, p. v). Le tableau 21 présente les résultats obtenus.

29. Le scénario à petite échelle comprend 166 plateformes et 1 000 puits et le scénario à grande échelle comprend 1 500 plateformes et 9 000 puits.

Tableau 21 Les émissions de GES par puits à chaque étape d'un projet type de gaz de schiste au Québec

Scénarios de développement de l'industrie et taux d'émissions fugitives de méthane	Émissions de GES (t éq. CO_2)				
	Travaux préliminaires	Exploration	Production	Activités de fermeture	Émissions totales par puits[1]
Petite échelle – 1 %	295	19 673	1 865	97	21 930
Petite échelle – 3 %	295	40 854	5 394	97	46 640
Grande échelle – 1 %	295	17 221	1 555	97	19 169
Grande échelle – 3 %	295	34 884	4 496	97	39 775

Note 1 : Émissions totales par puits sur toute la durée de vie du puits jusqu'à sa fermeture, soit 25 ans.

Source : adapté de PR3.6.24, p. 13.

La phase exploratoire, qui consiste à forer, fracturer et faire la complétion d'un grand nombre de puits, contribue pour plus de 80 % des émissions de GES d'un puits (PR3.6.24, p. 13). L'ACV a déterminé que les émissions fugitives de méthane et les émissions de combustion à la torchère représentaient respectivement 28 % et 30 % des émissions durant la phase exploratoire (PR3.6.23, p. 36). Pour des raisons de sécurité et de coûts ou parce que le réseau de collecte de gaz était encore inexistant à ce moment, les pratiques ont longtemps consisté à dégazer ou à brûler le méthane au moyen de torchères, causant ainsi d'importantes émissions de GES. Toujours à l'étape exploratoire, les émissions liées à l'utilisation de la machinerie sur les sites de forage seraient, elles aussi, notables (PR3.1, p. 129). Dans l'étude ACV, les émissions générées aux étapes de transport et de distribution du gaz n'ont pas été comptabilisées parce qu'elles sont considérées comme étant identiques à celles du gaz conventionnel (PR3.6.23, p. 4)[30].

Les émissions fugitives de méthane constitueraient le principal contributeur du bilan GES de l'industrie du gaz de schiste, comptant pour une proportion de 62 % à 84 % des émissions totales (PR3.1, p. 127). La partie restante du bilan GES comprendrait les émissions attribuables à l'utilisation de la machinerie et de l'équipement de combustion, au transport à l'extérieur du site (matériaux, eau, réactifs, déchets, etc.), au traitement du gaz, etc. (PR3.6.23, p. 60).

L'ACV fait ressortir que « le taux d'émissions fugitives est un paramètre extrêmement sensible, qui influence de manière importante la performance environnementale de la filière du gaz de schiste sur le plan des émissions de GES » (*ibid.*, p. 38). En passant

30. Ces émissions ne sont pas présentées dans le tableau 21.

d'un taux d'émissions fugitives de 1 % à 3 %, les émissions totales de gaz à effet de serre augmenteraient de 53 % (*ibid.*, p. 32).

- *La commission d'enquête constate que les émissions fugitives de méthane contribuent pour une grande part au bilan des émissions de gaz à effet de serre des puits de gaz de schiste. Dans une moindre mesure, l'utilisation de la machinerie et de la torchère contribueraient aussi au bilan.*

Les émissions fugitives

L'amplitude des émissions fugitives de l'industrie du gaz de schiste est sujette à des débats scientifiques. Les différences de méthodologie et d'hypothèses de calcul, les pratiques de l'industrie et les variations régionales de géologie expliquent la variété des taux d'émission obtenus. Les premières études qui ont tenté d'évaluer les émissions fugitives datent de 2010. Le sujet du gaz de schiste étant d'actualité, des articles scientifiques présentant des données nouvelles sont publiés à intervalles réguliers (*ibid.*, p. 2 et 3). Dans la littérature, on retrouve principalement deux catégories d'études : celles qui évaluent les émissions fugitives de l'ordre de 0,5 % à 2 % de la production d'un puits et celles qui tendent vers des émissions fugitives à la hauteur de 3 % à 8 % (M^{me} Geneviève Martineau, CIRAIG, DT12, p. 6).

La productivité des puits est déterminante pour l'estimation des émissions fugitives, car elles sont souvent exprimées en pourcentage de gaz produit. Or, les puits de gaz de schiste ont une productivité qui varie dans le temps : ils sont très productifs au cours des premiers mois d'exploitation et leur production décline rapidement par la suite (figure 9).

Il arrive également que les puits continuent d'émettre du méthane après leur fermeture, conséquence de la dégradation du ciment dans les puits. L'ACV n'a considéré aucune fuite de gaz après la fermeture des puits, mais les auteurs reconnaissent que « sur une longue période de temps (des centaines d'années), il est cependant plausible que les bouchons de ciment installés sur les puits ne soient plus étanches et laissent passer le gaz » (PR3.6.23, p. 57). Le gaz qui s'échappe ainsi proviendrait de la part du gaz qui reste dans le sol après l'extraction. Le taux de récupération de la ressource en gaz de schiste oscillant de 15 % à 20 % (PR3.5.1, p. 76), il resterait de 80 % à 85 % de gaz dans les formations rocheuses après l'extraction.

Le précédent rapport du BAPE sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec a rapporté qu'à l'automne 2010, une grande proportion de puits fuyaient (dix-huit sur les 29 puits de gaz de schiste forés), dont certains à des taux presque imperceptibles, alors que l'ensemble de ces puits étaient âgés de moins de trois ans (BAPE, 2011, rapport n° 273, p. 119). Les débits mesurés dans les puits ont atteint 49 m^3/jour pour le puits A261 de La Visitation et 190 m^3/jour dans le cas du

puits A266 de Leclercville. À la suite de travaux correctifs, les plus grands débits à l'évent se situent aujourd'hui autour de 10 m^3/jour[31] (DB59 ; M. Pierre-Olivier Roy, CIRAIG, DT12, p. 76 et 116).

L'Office national de l'énergie affirme que, dans « le cas des schistes, on s'attend à un taux de récupération de 20 % en raison de la faible perméabilité et en dépit du forage horizontal haute densité et du recours intensif à la fracturation hydraulique » (*ibid.*, p. 20). La part du gaz resté dans le sous-sol qui s'échapperait dans l'atmosphère après sa fermeture a fait l'objet d'échanges et de mémoires à l'audience publique. Sur la question de la quantification des émissions fugitives post-fermetures, on note un manque de connaissances (*id.*).

- *La commission d'enquête constate que l'ampleur des émissions fugitives de gaz naturel dépend de plusieurs facteurs, tels que la productivité des puits et les pratiques de l'industrie, et que ces émissions peuvent varier grandement.*

- *La commission d'enquête constate qu'au Québec, 18 des 29 puits de gaz de schiste forés de 2006 à 2010 ont présenté des fuites après l'arrêt des activités des entreprises. À la suite de travaux correctifs, les plus grands débits se situaient à environ 10 m^3 par jour en 2013.*

- *La commission d'enquête constate que le risque à long terme d'émissions fugitives post-fermeture est encore très peu connu et que de telles fuites n'ont pas été comptabilisées dans le bilan des gaz à effet de serre de l'industrie du gaz de schiste réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait approfondir les connaissances sur les émissions fugitives post-fermeture des puits gaziers et maintenir une veille technologique sur le sujet. Le cas échéant, les prochaines études visant à quantifier les émissions de gaz à effet de serre de la filière du gaz de schiste devraient inclure les émissions fugitives post-fermeture.*

Le bilan GES de l'industrie du gaz de schiste

À partir des émissions totales de GES sur 25 ans de tous les puits qui devraient être forés, le CIRAIG a fait une moyenne annuelle à des fins de comparaison avec le bilan des émissions québécoises. Le tableau 22 présente les résultats obtenus pour les scénarios de déploiement de l'industrie à petite échelle (166 plateformes) et à grande échelle (1 500 plateformes), avec un taux d'émissions fugitives de 3 %.

31. A250 Bécancour : 11,3 m^3/jour ; A254 Saint-Louis-de-Richelieu : 8,8 m^3/jour ; A261 La Visitation : 7,3 m^3/jour ; A267 Saint-Édouard : 13,9 m^3/jour ; A269 Saint-Grégoire : 7,3 m^3/jour.

Tableau 22 Les émissions totales de GES de la filière du gaz de schiste par rapport au bilan des émissions québécoises de 2010

Scénarios de développement (taux d'émissions fugitives de 3 %)	Émissions de GES (t éq. CO_2)		
	Émissions totales sur 25 ans	Émissions moyennes par année	Pourcentage du bilan du Québec, année 2010
Petite échelle	61 938 063	2 477 523	3 %
Grande échelle	477 296 552	19 091 862	23,2 %

Source : adapté de PR3.6.24, p. 15.

À la lumière des résultats présentés, il apparaît que l'industrie du gaz de schiste pourrait augmenter le bilan des émissions québécoises de 3 % par année pour un déploiement à petite échelle et de 23,2 % par année pour un déploiement à grande échelle[32] (PR3.1, p. 128 ; M. Pierre-Olivier Roy, CIRAIG, DT12, p. 15, 16, 49 et 50).

L'approche de la moyenne sur 25 ans utilisée dans l'étude sur les GES permet d'obtenir un ordre de grandeur des émissions annuelles de GES. Cependant, elle n'illustre pas la variation dans le temps des émissions liées aux différentes phases de l'exploitation du gaz de schiste, au rythme de déploiement des puits (PR3.6.24, p. 14) ou même à la productivité inégale des puits. De plus, l'étude n'intègre pas les émissions fugitives post-fermeture, de sorte qu'en cas de forte détérioration du ciment des puits à long terme, le bilan des émissions de GES de la filière pourrait être sous-estimé.

Dans un rapport produit dans le cadre de l'ÉES, le Bureau des changements climatiques conclut que « certains enjeux requièrent d'être étudiés davantage, notamment l'évolution temporelle des émissions de GES inhérentes à l'exploitation de cette filière et les émissions fugitives en lien avec le scellement des puits » (*ibid.*, p. 5).

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les émissions de gaz à effet de serre du Québec pourraient augmenter de 3 % à 23 % en moyenne par année, à moins qu'elles ne soient compensées par une réduction des émissions dans les autres secteurs d'activité.*

- *La commission d'enquête constate qu'il est difficile d'estimer l'impact net d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec sur les changements climatiques. Cet impact dépend non seulement du niveau d'émissions de gaz à effet de*

32. Pour le scénario à petite échelle, il a été supposé que les équipements spécialisés de forage et de fracturation provenaient d'un endroit situé à quelque 3 500 km, alors que pour le scénario à grande échelle, le CIRAIG a supposé que le Québec mettrait au point une industrie locale de soutien à l'industrie du gaz de schiste et que, par conséquent, les équipements voyageraient sur une distance beaucoup plus courte évaluée à 30 km (PR3.6.23, p. 11).

serre de cette industrie, mais également des effets de substitution entre les différentes sources d'énergie, au Québec et ailleurs en Amérique du Nord.

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le Québec devrait être en mesure de respecter ses engagements internationaux en matière de réduction de gaz à effet de serre, en raison de l'existence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, qui obligerait les entreprises gazières à acheter des droits d'émission pour la totalité de leurs émissions.*

8.3 Les moyens pour limiter les émissions de GES

L'encadrement législatif

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* oblige les compagnies gazières à réaliser des inspections annuelles sur les puits fermés temporairement et à transmettre les résultats au MERN. Le Règlement ne précise rien en ce qui concerne les puits fermés définitivement. À ce jour, un seul puits de gaz de schiste a été fermé définitivement au Québec alors que les 28 autres puits sont fermés temporairement (DB59). Les articles 60 et 61 du règlement indiquent qu'au moment de la fermeture (temporaire ou définitive), « le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou des gaz hors du puits ». Sur le terrain, toutefois, les puits peuvent présenter des fuites. Des travaux correctifs sont exigés quand des fuites sont détectées, mais le MERN n'est pas en mesure de préciser le seuil d'intervention appliqué (M. Pascal Perron, DT2, p. 97 **;** M. Frédéric Dubé, DT12, p. 116 à 118).

- *La commission d'enquête constate que le* Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains *prévoit qu'un puits gazier doit être conçu de manière à ne laisser s'échapper aucune fuite de gaz ou de liquide, en phases d'exploration et d'exploitation de même qu'après sa fermeture.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait exercer une surveillance étroite des émissions fugitives post-fermeture, tant pour les puits fermés temporairement que pour ceux fermés définitivement, et s'assurer que les entreprises possédant des puits qui fuient apportent les correctifs requis.*

Le *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* oblige les entreprises à déclarer certaines émissions, dont celles de GES. Le MDDELCC est ainsi en mesure de réaliser un inventaire des émissions de GES et d'assurer une surveillance des entreprises qui dépassent le seuil d'assujettissement, lequel est fixé à 10 000 t éq. CO_2 par année. Ce seuil s'applique à l'échelle de l'entreprise,

ce qui comprendrait, dans le cas de la filière du gaz de schiste, toutes les plateformes de forage détenues par une même entreprise. Le protocole QC-33 encadre le calcul des émissions de GES des activités d'exploration et d'exploitation pour le pétrole et le gaz naturel. À ce jour, ce protocole n'a pas encore été utilisé pour quantifier les émissions d'une entreprise gazière (DQ16.1, p. 4).

En l'absence de données réelles, l'étude du CIRAIG fournit un bilan prospectif des émissions de GES d'une plateforme sur une période de 25 ans. Dans son évaluation, le CIRAIG considère qu'une plateforme contient deux puits forés durant la phase exploration auxquels s'ajouteraient six puits forés durant la phase d'exploitation[1].

Tableau 23 Les émissions de GES par plateforme de forage

Scénarios de développement (taux d'émissions fugitives de 3 %)	Émissions de GES sur 25 ans (t éq. CO_2)	Émissions de GES annuelles[2] (t éq. CO_2)
Petite échelle	481 000	19 240
Grande échelle	405 000	16 200

Source : adapté de PR3.6.23, p. 64.

Qu'il s'agisse du scénario de développement à petite échelle ou de celui de développement à grande échelle, le bilan annuel des émissions de GES d'une plateforme varierait de 15 000 t éq. CO_2 à 20 000 t éq. CO_2 pour un taux d'émissions fugitives de 3 %. La mise en activité d'une seule plateforme comprenant plusieurs puits gaziers serait donc susceptible d'assujettir une entreprise gazière au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*. Il y aurait, toutefois, des limites importantes à l'évaluation du bilan de GES par plateforme, l'une d'elles étant liée aux incertitudes entourant la productivité des puits (PR3.6.23, p. 73). Selon le Règlement, les émissions fugitives des puits fermés, même définitivement, devraient aussi faire partie des sources à comptabiliser pour les entreprises qui dépassent le seuil d'assujettissement (DQ32.1).

- *La commission d'enquête constate que, selon les estimations de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, une entreprise gazière pourrait être assujettie au* Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère *dès la construction d'une première plateforme de forage.*

- *La commission d'enquête constate que tant qu'une entreprise gazière est assujettie au* Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans

1. L'évaluation du CIRAIG considère donc un total de huit puits gaziers par plateforme, alors que le projet type de l'ÉES en prévoyait six.
2. La moyenne est calculée en divisant les émissions de GES sur 25 ans par 25. Elle ne tient pas compte de la productivité variable des puits dans le temps.

l'atmosphère*, elle doit comptabiliser les émissions fugitives post-fermeture des puits dont elle est responsable. Par contre, elle n'est plus tenue de le faire si elle tombe sous le seuil d'assujettissement.*

- ***Avis** – Compte tenu de l'impact cumulatif des émissions de gaz à effet de serre liées à un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la commission est d'avis que toutes les entreprises gazières devraient être assujetties à l'obligation de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre, quel que soit le niveau de leurs émissions. Cela permettrait au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques d'améliorer les connaissances sur les quantités de gaz à effet de serre émises par l'industrie aux différentes étapes d'un projet.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'obligation pour les entreprises gazières de déclarer leurs émissions devrait être maintenue après la fermeture définitive des puits, quel que soit le niveau de leurs émissions.*

Par ailleurs, les entreprises dont les émissions de GES dépassent 25 000 t éq. CO_2 par année doivent se procurer des droits d'émission en vertu du SPEDE. Sur la base des chiffres présentés dans le tableau 23, une entreprise gazière opérant deux plateformes de forage pourrait donc être dans l'obligation d'acquérir des droits d'émission.

- *La commission d'enquête constate que, selon les estimations de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, une entreprise gazière serait tenue d'acquérir des droits d'émission de gaz à effet de serre en vertu du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dès qu'elle exploiterait plus de deux plateformes de forage.*

Les mesures de réduction des GES

Au cours des dernières années, certaines juridictions productrices de gaz naturel ont adopté différentes mesures visant à contrôler les émissions de gaz à effet de serre de cette industrie. En Alberta et en Colombie-Britannique, par exemple, des mesures ont été mises en place pour éliminer ou pour réduire les pratiques de dégazage et de combustion à la torchère, diminuant ainsi les émissions de GES de la filière gazière. Les deux provinces disposent d'un encadrement réglementaire qui oblige les gazières à mesurer les émanations sur lesquelles elles doivent payer une taxe carbone. Cela les incite à récupérer le gaz le plus rapidement possible et à le mettre en vente (M. Charles Lamontagne, MDDELCC, DT12, p. 28).

Aux États-Unis, différents programmes réglementaires et volontaires de réduction d'émissions ont vu le jour récemment, dont le National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants (NESHAP), le New Source Performance Standards (NSPS) et

le programme Natural Gas STAR. Selon l'Environmental Protection Agency (EPA), ceux-ci ont permis d'éviter, en 2012, près de 38 % des émissions fugitives de méthane (US EPA, 2014, p. 3-64), notamment par le recours à des techniques de complétion à émissions réduites (*reduced emissions completions*), aussi connues sous le nom de « complétions vertes ». Celles-ci permettent de capter jusqu'à 90 % des écoulements de gaz en réduisant, notamment, le recours aux torchères (CAC, 2014, p. 122).

Au Québec, les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière mentionnent l'obligation, pour les entreprises, de faire une estimation des émissions de GES générées par leurs projets à l'intérieur d'une demande d'autorisation. Le SPEDE, qui assujettit les entreprises émettant plus de 25 000 tonnes de CO_2 par année à l'obligation d'acheter des droits d'émission, incite les compagnies gazières à prévoir « l'utilisation des meilleures technologies disponibles et la mise en place de mesures minimisant les émissions de GES », et ce, dès les premières étapes des projets. Ces mesures peuvent comprendre, par exemple, l'utilisation d'appareils électriques ou le recours aux pratiques préconisées par le programme Natural Gas STAR de l'EPA (MDDELCC, 2014a, 42, 43 et 72).

Le contrôle et le suivi des fuites gazeuses reposent sur les résultats des essais à l'évent du tubage de surface requis par le MERN et sur les campagnes de caractérisation de la migration des gaz autour des puits. Advenant la détection d'une fuite, les lignes directrices énoncent une procédure à suivre qui dépend de sa localisation et de son ampleur (*ibid.*, p. 32 à 36). Plusieurs mesures d'atténuation des émissions de contaminants dans l'air ont été présentées à la section 4.1. Certaines d'entre elles s'appliquent également aux GES.

- *La commission d'enquête constate que des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre spécifiques à l'industrie gazière existent dans certains pays.*

- *La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires exigent des entreprises gazières qu'elles présentent une estimation des émissions de gaz à effet de serre générées par leurs projets au moment de la demande de certificat d'autorisation. Compte tenu de l'existence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, les entreprises gazières sont encouragées à prévoir des mesures permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre.*

- *La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires prévoient un contrôle et un suivi des émissions fugitives des puits gaziers et que des procédures sont prévues pour corriger les problèmes détectés.*

Chapitre 9 Le contexte de développement de l'industrie du gaz de schiste

Au même titre que n'importe quel autre type d'activité économique, le déploiement de l'industrie du gaz de schiste ne pourrait se faire que si les conditions économiques s'y prêtaient. Les entreprises gazières auraient à trouver un débouché pour le gaz naturel extrait, et ce, à un prix qui leur permettrait de couvrir leurs frais d'exploitation et de dégager un profit. Le présent chapitre brosse un portrait général de la consommation d'énergie et de l'utilisation du gaz naturel au Québec. La description des conditions de marché et de production en Amérique du Nord permet ensuite de présenter les éléments de contexte qui aideront à mieux comprendre l'expansion prochaine du réseau de transport du gaz naturel dans l'est du Canada. Le chapitre examine ensuite les scénarios de développement potentiels, les prix que pourraient toucher les entreprises et la rentabilité potentielle de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

9.1 Le portrait énergétique du Québec

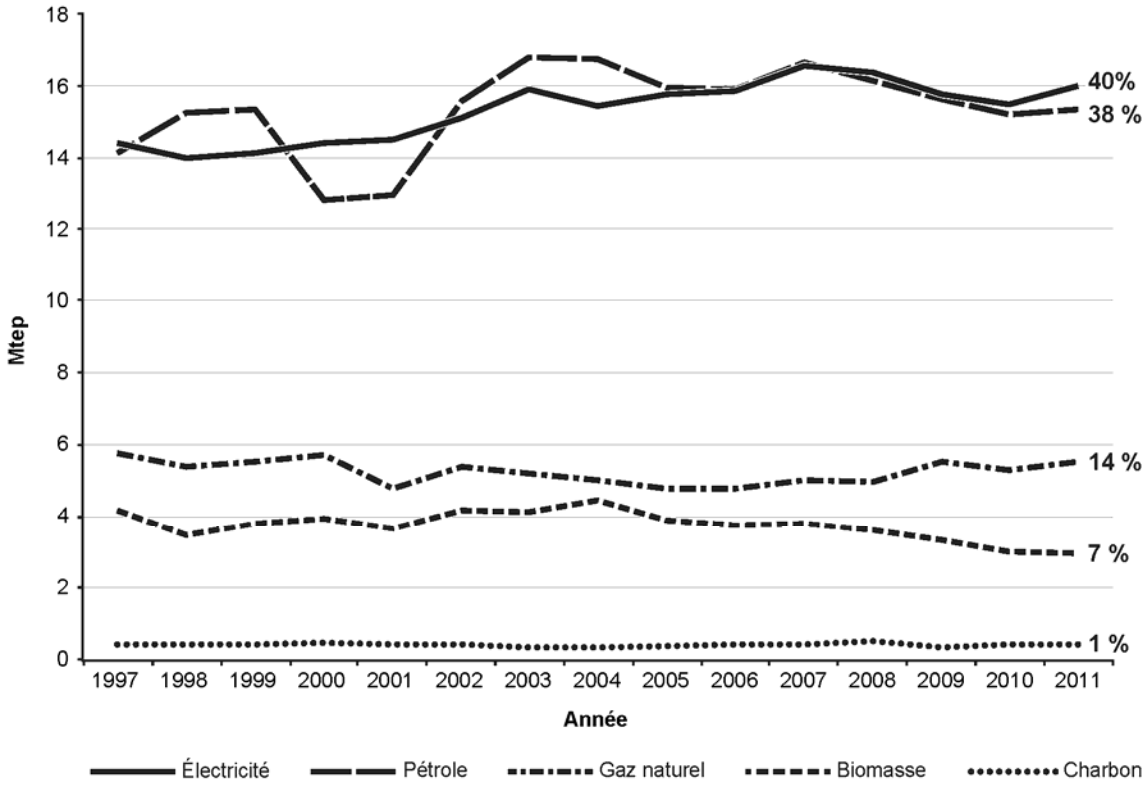
En 1997, la consommation d'énergie du Québec a totalisé 38,9 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep). Elle a atteint un sommet de 42,5 Mtep en 2007 et un creux de 36,3 Mtep en 2006. Cependant, elle a autrement peu varié, se situant autour de la moyenne de 40 Mtep, de 1997 à 2011[3]. Pendant cette période, la production économique du Québec a, quant à elle, poursuivi une croissance continue. L'efficacité énergétique a donc connu une amélioration, la quantité d'énergie requise pour chaque 1 000 $ de production ayant passé de 0,202 tep à 0,145 tep[4].

En 2011, l'électricité a fourni 40 % des besoins énergétiques, comparativement à 38 % pour les produits pétroliers. Le gaz naturel et le charbon représentent respectivement 14 % et 1 % de la demande énergétique, portant ainsi la part totale des énergies dites fossiles à 53 % (figure 18).

3. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (2014). *La consommation totale d'énergie et l'intensité énergétique* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/excel/2014/Tableau%207.1.1.1.xls].

4. *id.*

Figure 18 La consommation énergétique du Québec par forme d'énergie, de 1997 à 2011

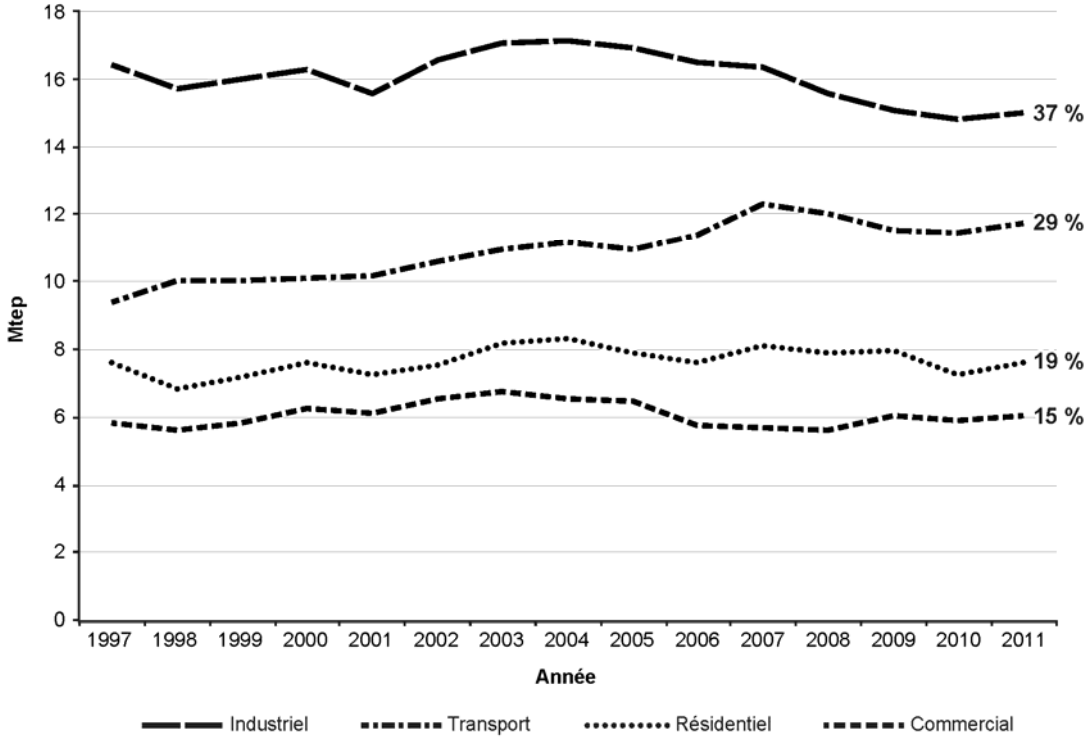


Source : MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Consommation d'énergie par forme d'énergie* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-forme.jsp].

La consommation d'énergie au Québec se répartit en quatre grands secteurs : industriel, transport, commercial et résidentiel. Si la consommation totale a peu varié depuis 1997, on remarque des variations marquées du côté des usages industriels et de ceux à des fins de transport. On remarque une tendance à la baisse pour le secteur industriel depuis 2005, après une croissance presque ininterrompue au cours des deux décennies précédentes[5]. La consommation d'énergie du secteur du transport a plutôt augmenté depuis 1997, passant de 9,3 à 11,5 Mtep. Durant cette même période, la consommation du secteur résidentiel a peu varié et a oscillé entre 7 et 8,4 Mtep. La consommation d'énergie du secteur commercial avoisine les 6 Mtep (figure 19).

5. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Consommation d'énergie par secteur* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-secteur.jsp].

Figure 19 La consommation énergétique par secteur d'activité au Québec, de 1997 à 2011



Source : MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Consommation d'énergie par secteur* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-secteur.jsp].

La consommation de gaz naturel au Québec[6]

Le marché du gaz naturel fait partie d'un ensemble intégré à toute l'Amérique du Nord. Le gaz du réseau canadien se vend à un prix de référence unique, celui du carrefour d'Empress, en Alberta. Les différences de prix entre les provinces canadiennes s'expliquent par l'ajout de coûts de transport et de frais de distribution et d'équilibrage[7]. Contrairement au prix du gaz, les coûts de transport sont réglementés par l'Office national de l'énergie. Au Québec, la responsabilité de déterminer les frais de distribution et

6. Dans ce document, et malgré l'usage habituel du système métrique pour la présentation de données, l'information relative au volume de gaz naturel et à son prix est présentée en pi^3 ou en $ par pi^3.

7. Comme les réceptions quotidiennes de gaz naturel demeurent les mêmes quelle que soit la période de l'année, mais que la consommation varie d'une saison à l'autre, les distributeurs de gaz doivent entreposer une portion du gaz reçu en été afin de disposer des quantités nécessaires pour répondre aux pics de consommation hivernaux. GAZ MÉTRO. *Le service d'équilibrage* [en ligne (1er octobre 2014) : www.gazmetro.com/data/media/2199ficheequilibragetousclients_fr.pdf?culture=fr-ca].

d'équilibrage sur la base des représentations des distributeurs et d'autres intervenants concernés incombe à la Régie de l'énergie (PR3.8.1, p. 33). Le prix au Québec se révèle le plus élevé du Canada, parce qu'il se trouve à l'extrémité est du réseau canadien[8].

Le gaz consommé au Québec provient traditionnellement de l'Alberta, mais une part croissante serait d'origine américaine, plus particulièrement du shale de Marcellus. L'Office national de l'énergie a récemment déclaré que le « gazoduc Tennessee Gas Pipeline achemine maintenant le gaz de schiste de la formation Marcellus vers le réseau principal de TransCanada en vue d'approvisionner les marchés de l'Ontario et du Québec[9] ». Les distributeurs de gaz naturel du Québec contractent maintenant la plupart de leurs achats à partir du terminal de Dawn, en Ontario, qui reçoit du gaz en provenance de l'Alberta et des États-Unis (*ibid.*, p. 32). Ce terminal est un carrefour d'échange qui fournit à ses clients un point de réception et d'expédition connecté à au moins deux gazoducs en direction d'autres centres. Dawn est aussi un important site d'équilibrage qui permet de pallier les fluctuations saisonnières de la demande[10].

Au Québec, le développement du réseau de gaz naturel s'est fait en fonction de l'évolution de la demande du secteur industriel (*ibid.*, p. 24). La figure 20 montre qu'en 2013, le secteur industriel a consommé 121 Gpi^3 de gaz naturel, comparativement à 60 Gpi^3 et 23 Gpi^3 pour les secteurs commercial et résidentiel. Depuis 1997, la demande à des fins commerciales ou résidentielles tend à rester stable, en dépit du fait que le prix ait connu d'assez fortes fluctuations.

À l'opposé, la consommation de gaz naturel du secteur industriel a connu d'assez grandes variations depuis 1997. Elle a été de 138 Gpi^3 en 1997, est descendue à une moyenne de 52 Gpi^3 de 2002 à 2006, pour ensuite rapidement remonter à 138 Gpi^3 en 2007. Ces fluctuations s'expliquent d'abord par la variation du niveau de production des industries. Elles s'expliquent aussi par le fait que les industries peuvent utiliser d'autres sources d'énergie que le gaz naturel, s'il perd son avantage concurrentiel en ce qui a trait au prix par unité d'énergie produite[11] (figure 20). En 2011, la consommation totale

8. INSTITUT HYDRO-QUÉBEC EN ENVIRONNEMENT, DÉVELOPPEMENT ET SOCIÉTÉ (2011). *Aspects économiques* [en ligne (1er octobre 2014) : www.ihqeds.ulaval.ca/index.php?id=15352#.U8QZJza1ZHg].

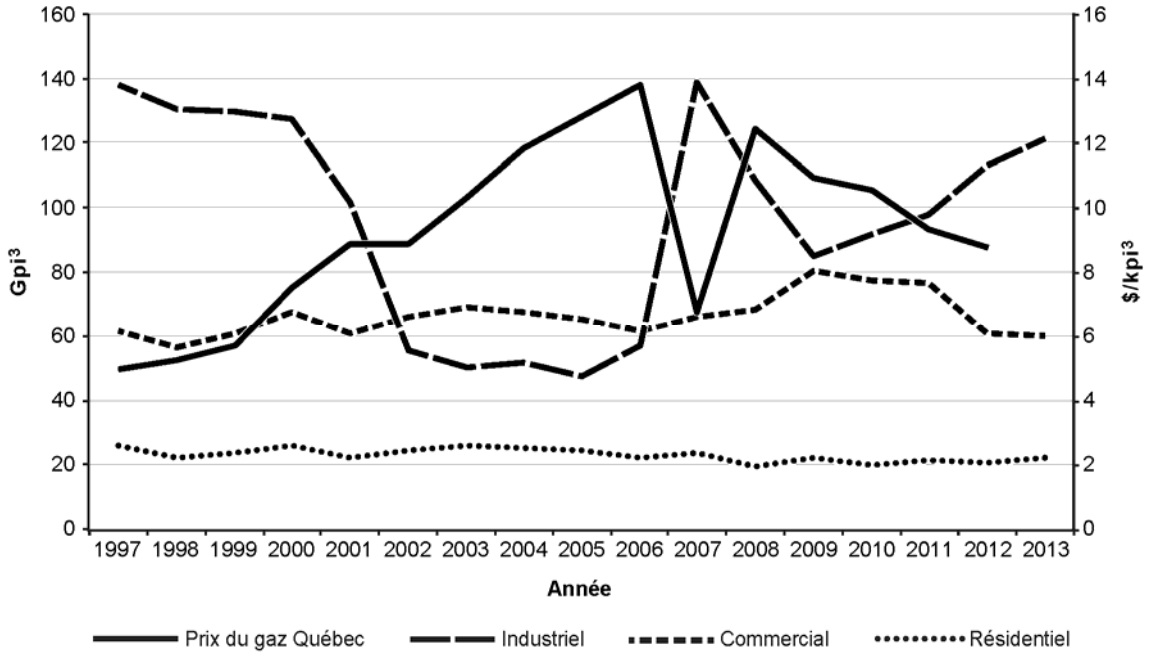
9. OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2014). *Le réseau pipelinier du Canada – Évaluation du marché de l'énergie*, p. 31 [en ligne (1er octobre 2014) : www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/trnsprttn/2014trnsprttnssssmnt/2014trnsprttnssssmnt-fra.html].

10. SPECTRA ENERGY. *Dawn Hub* [en ligne (1er octobre 2014) : www.spectraenergy.com/Operations/Storage/Dawn-Hub/].

11. HARVEY, J. CONSULTANT ET ASSOCIÉ (2010). *Potentiel commercial d'économies de combustibles et de carburants utilisés en industrie*, p. 18 [en ligne (1er octobre 2014) : www.regie-energie.qc.ca/audiences/3709-09/RepDDRAEE_3709-09/B-47_AEE-18Doc1-2_3709_04nov10.pdf].

de gaz naturel au Québec s'élevait à 214 Gpi³, soit près de 1 % de la consommation du Canada et des États-Unis[12].

Figure 20 La consommation de gaz naturel par secteur et le prix, de 1997 à 2013



Note : Le prix du gaz naturel au Québec inclut les frais de transport, de distribution et d'équilibrage. Ces données ne sont pas disponibles pour l'année 2013.

Source : STATISTIQUE CANADA. *Arrivages et utilisation du gaz naturel*, Tableau 129-0002 : MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *Prix du gaz naturel* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/statistiques/prix-gaz-vente.xls].

En mettant en parallèle la progression de la consommation de gaz naturel du secteur industriel et celle du prix, on constate que la période de croissance du prix correspond à celle durant laquelle l'utilisation décroît. Cette dernière recommence à monter en 2005 et 2006, au moment où le prix connaît une correction notable. La corrélation demeure étroite par la suite, alors qu'on remarque notamment que la baisse de consommation de 2007 à 2009 correspond à une majoration simultanée du prix (figure 20).

12. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. *La consommation de gaz naturel par secteur*, [en ligne (3 novembre 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-consommation-gaz.jsp] ; ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Dry Natural Gas Consumption*, [en ligne (3 novembre 2014) : www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&*aid*=2].

À l'échelle nord-américaine, voire à l'échelle mondiale, le Québec se trouve dans une situation particulière du point de vue de son profil énergétique. Il se démarque notamment par la place importante qu'y occupe l'électricité, soit près de 40 % des besoins totaux en énergie, de même que par son mode de production (PR3.8.1, p. 40). Alors que la plupart des pays produisent leur électricité à partir de charbon, d'énergie nucléaire ou de gaz naturel, le Québec se distingue en produisant près de 100 % de son électricité à partir de barrages hydroélectriques, soit près de 40 000 MW sur un total de 42 600 MW[13].

Au Canada, le gaz naturel génère environ 10 % de toute l'électricité, comparativement à 12 % pour le charbon. On trouve des centrales au charbon dans les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Nouvelle-Écosse. Il y existe donc un potentiel de substitution du charbon par le gaz naturel qui se révèle tout de même plus limité qu'aux États-Unis (CAC, 2014, p. 100, 112 et 113). En 2000, le charbon et le gaz naturel y comptaient respectivement pour 52 % et 16 % de la production d'électricité[14]. L'augmentation rapide de la production de gaz naturel durant la dernière décennie a favorisé la substitution du charbon par le gaz naturel. En 2013, le charbon ne contribuait plus que pour 39 % de la production d'électricité, alors que la part du gaz naturel avait atteint 27 %.

Dans le cas du Québec, les possibilités de substitution du gaz naturel au charbon sont faibles en raison de l'utilisation limitée du charbon. Une éventuelle production du gaz de schiste au Québec ne changerait rien à cette situation. Le gaz produit remplacerait celui qui provient actuellement de l'ouest du Canada et des États-Unis. Selon l'analyse du marché nord-américain du gaz naturel réalisée dans le cadre de l'ÉES, il n'est pas plausible que la consommation de gaz naturel augmente de façon importante au Québec dans les années à venir (PR3.8.1, p. 6).

La présence de l'industrie du gaz de schiste au Québec ne participerait à la croissance de la part de marché du gaz naturel au Québec, en se substituant au pétrole et au mazout, que si elle menait à une extension du réseau de distribution. Selon l'analyse de l'ÉES, « le marché du gaz au Québec est déterminé par l'offre », en ce sens que le réseau de distribution du gaz naturel n'est pas présent dans toutes les régions du Québec. La hausse du nombre de clients dépend donc des décisions des distributeurs en ce qui concerne le développement du réseau gazier (*ibid.*, p. 35 et 36). Dans l'avenir, les distributeurs de gaz ne feraient croître leurs réseaux qu'en présence de grands consommateurs industriels

13. COMMISSION SUR LES ENJEUX ÉNERGÉTIQUES, document de consultation, figures 1.9 et 2.1.

14. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Table 7.2a – Electricity Net Generation* [en ligne (2 octobre 2014) : www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec7_5.pdf].

qui, si le prix est avantageux, délaisseraient l'électricité ou le mazout pour procéder à une conversion de leurs installations vers le gaz (*ibid.*, p. 36 et 38).

- *La commission d'enquête constate qu'au Québec, la consommation de gaz naturel varie en fonction de la demande du secteur industriel et que celle-ci y constitue le principal déterminant du développement du réseau gazier.*

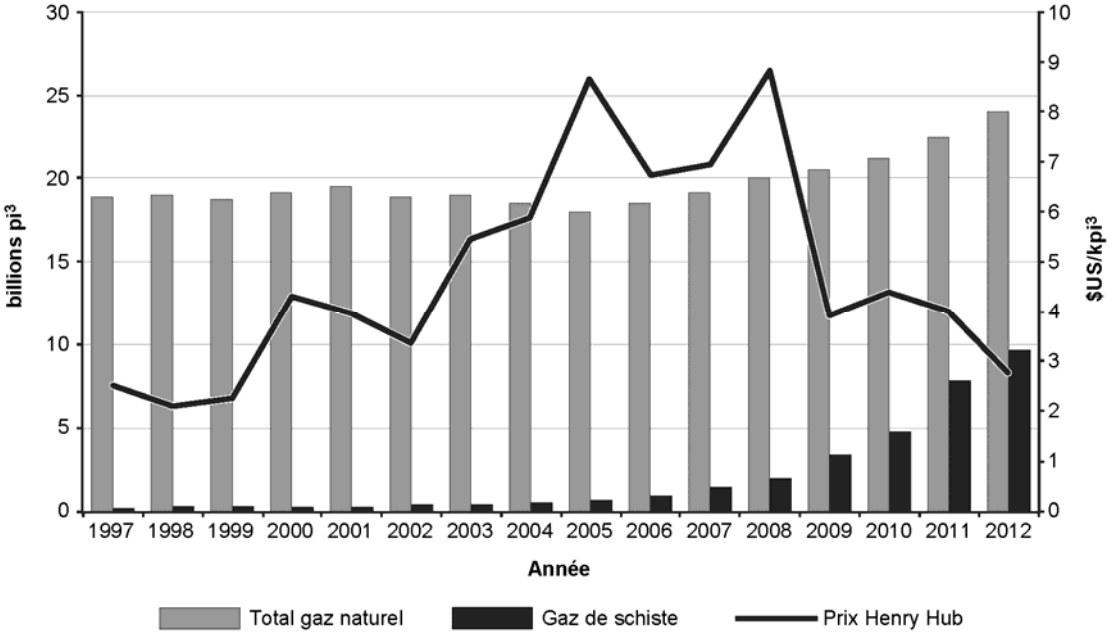
- *La commission d'enquête constate que, contrairement à d'autres juridictions en Amérique du Nord, le Québec n'a pas recours aux carburants fossiles pour la production d'électricité et que, par conséquent, le potentiel d'augmentation de la consommation de gaz naturel y demeure faible.*

9.2 Le marché du gaz naturel en Amérique du Nord

Depuis l'année 2000, outre un ralentissement observé de 2002 à 2005, la production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 19,2 à 24,2 billions pi^3 de 2000 à 2013. Au cours de cette période, on remarque aussi une progression soutenue de la production du gaz de schiste qui, en 2000, représentait 1,6 % de tout le gaz produit aux États-Unis, comparativement à 40 % en 2012. En incluant la part du gaz de réservoir étanche[15], soit 20 %, la part du gaz non conventionnel s'élève 60 % (figure 21).

15. Les formations étanches se composent de roches peu perméables qui ne sont pas des schistes.

Figure 21 Le prix et la production de gaz naturel et de gaz de schiste aux États-Unis, de 1997 à 2012



Source : U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, figure MT-44. U.S. *Natural gas production by source in the Reference case, 1990-2040* et U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *Henry Hub Natural Gas Spot Price* [en ligne (1er octobre 2014) : www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdM.htm].

À l'opposé, on constate une baisse de la production canadienne de gaz depuis 2006, celle-ci ayant passé de 17 Gpi^3 à 14 Gpi^3/jour. On observe aussi une croissance de la production de gaz naturel dit non conventionnel qui a totalisé 6,7 Gpi^3 jour en 2013, en comparaison à 2,7 Gpi^3/jour en 1998. On ne parle pas ici de gaz de schiste, mais plutôt de gaz de formations étanches à partir desquelles l'extraction se fait aussi par fracturation hydraulique. Au début des années 2000, le gaz non conventionnel comptait pour 20 % du total canadien par rapport à 50 % à la fin de 2013 (figure 22).

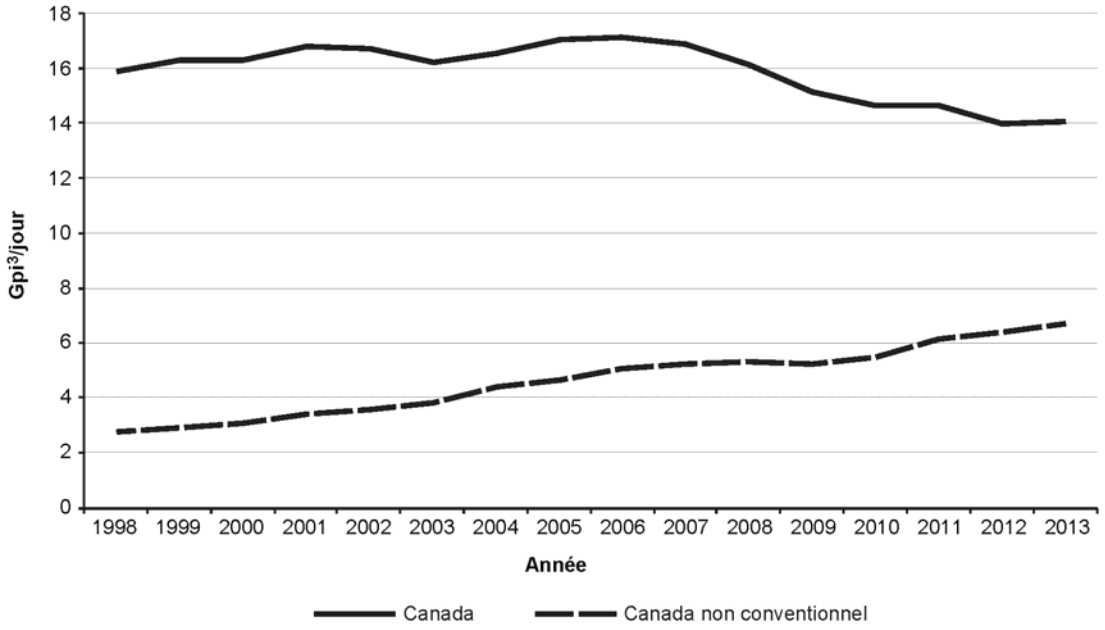
Contrairement à ce que l'on pourrait croire, la production du gaz de schiste est encore limitée au Canada. Seuls les shales de la région de Horn River, en Colombie-Britannique, ont jusqu'à maintenant fait l'objet d'une exploitation[16]. En Alberta, malgré la présence d'une forte industrie gazière et pétrolière, les activités d'exploration du gaz de schiste en sont encore à leurs tout débuts[17]. La commission observe que

16. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014). Overview on energetic situation in Canada, p. 13 [en ligne (1er octobre 2014) : www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Canada/canada.pdf].

17. ALBERTA ENERGY. *Shale gas new well royalty rate frequently asked questions* [en ligne (1er octobre 2014) : www.energy.alberta.ca/About_Us/1860.asp].

l'exploitation des shales aux États-Unis a animé la croissance de la production, alors qu'au Canada, les formations étanches ont plutôt permis de ralentir le déclin.

Figure 22 La production de gaz naturel conventionnel et non conventionnel au Canada, de 1998 à 2013



Source : OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE. *Production de gaz naturel commercialisable au Canada* [en ligne (1er octobre 2014) : www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/sttstc/mrktblntrlgsprdctn/mrktblntrlgsprdctn-fra.html].

- *La commission d'enquête constate que l'approvisionnement en gaz naturel de l'Amérique du Nord provient de plus en plus des formations étanches de l'ouest du Canada et des États-Unis ainsi que des shales des États-Unis desquels les entreprises extraient le gaz naturel en utilisant la technique de la fracturation hydraulique.*

Le gaz naturel liquéfié

La relative abondance de gaz naturel en Amérique du Nord au cours des dernières années a entraîné une pression à la baisse sur le prix de référence Henry Hub, tel qu'on le constate à la figure 21. C'est notamment pour avoir accès à des marchés où les prix sont supérieurs que de nombreuses entreprises souhaitent exporter du gaz naturel liquéfié vers le marchés européens et asiatiques.

La quasi-autosuffisance gazière observée actuellement dans le marché intégré du Canada et des États-Unis tranche avec la situation observée il y a quelques années. Au milieu de la décennie 2000, une baisse de la production nord-américaine a fait naître des

projets d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) par bateau dans les deux pays afin que l'approvisionnement soit assuré. On prévoyait ainsi la construction de nombreuses installations de gazéification du GNL, semblable au projet québécois connu sous le nom « Rabaska »[18]. La reprise de la croissance de la production de gaz naturel aux États-Unis a renversé la tendance. En 2005, l'Energy Information Administration (EIA) avait prévu qu'en 2025, le GNL importé représenterait 22 % du gaz consommé aux États-Unis, alors que cette part n'atteignait que 0,6 % en 2012. Ressources naturelles Canada répertorie présentement sept projets de construction de terminal de liquéfaction qui permettraient l'exportation de gaz naturel à partir du Canada[19]. Dans le cas des États-Unis, l'EIA en dénombre 21, dont deux sont approuvés[20].

Alors que le gaz naturel à l'état gazeux est un produit de consommation local transporté par gazoduc à l'échelle nord-américaine, par exemple, le gaz naturel liquéfié fait l'objet d'échanges internationaux. Au même titre que celui du pétrole, le prix de ce produit varie en fonction de la demande et de l'offre à l'échelle mondiale. Le processus de liquéfaction demande des installations spécialisées et coûteuses, et le GNL est transporté par navires exclusivement réservés à cette tâche. Il se transige donc, sur les marchés d'importation, à un prix nettement supérieur au prix de référence nord-américain. En juin 2014, le prix de référence américain (Henry Hub) s'établissait à 4,59 $/MMBtu[21], alors qu'au même moment, le prix du GNL, pour livraison au mois d'août, atteignait plus de 11 $/MMBtu sur les marchés de l'Inde, du Japon ou du Brésil (tableau 24).

18. BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Projet d'implantation du terminal méthanier Rabaska et des infrastructures connexes*, Rapport n° 241, 244 p.

19. RESSOURCES NATURELLES CANADA (2014). *Les projets canadiens de GNL* [en ligne (1er octobre 2014) : www.rncan.gc.ca/energie/gaz-naturel/5684].

20. U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (2013). *Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower-48 States* [en ligne (1er octobre 2014) : energy.gov/sites/prod/files/2013/05/f0/summary_lng_applications.pdf].

21. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014). *Selected National Average Natural Gas Prices*, *2009-2014* [en ligne (1er octobre 2014) : www.eia.gov/naturalgas/monthly/pdf/table_03.pdf].

Tableau 24 Le prix du gaz naturel liquéfié selon les marchés, pour livraison en août 2014

Marché	Prix du GNL ($US/MMBtu)
Rio de Janeiro	12,34
Espagne	9,70
Royaume-Uni	6,59
Inde	11,20
Japon	11,35

Source : FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *World LNG Estimated August 2014 Landed Prices* [en ligne (1er octobre 2014) : www.ferc.gov/market-oversight/othr-mkts/lng/othr-lng-wld-pr-est.pdf].

- *La commission d'enquête constate que l'augmentation de la production de gaz naturel en Amérique du Nord a contribué à mettre un terme à des projets d'importation de gaz naturel liquéfié et qu'en contrepartie, des installations d'exportation de gaz naturel liquéfié sont en cours d'évaluation.*

La structure d'approvisionnement en gaz naturel du Québec

Le gaz naturel aujourd'hui consommé au Québec provient en totalité de l'extérieur de la province. Jusqu'à tout récemment, ce gaz provenait de l'Alberta à partir du point d'approvisionnement du terminal d'Empress[22]. À la demande de Gaz Métro et de Gazifère, les deux distributeurs de gaz naturel du Québec, la Régie de l'énergie a accepté de déplacer le point d'approvisionnement du Québec de l'Alberta vers le terminal de Dawn, en Ontario[23]. Dawn représente un meilleur choix parce qu'il est approvisionné à partir de plus d'une source, en l'occurrence l'Alberta et les États-Unis. L'objectif des distributeurs de gaz du Québec est d'augmenter leur sécurité d'approvisionnement à un meilleur coût, considérant que la production de gaz naturel de l'Ouest canadien tend à baisser depuis 2006, tandis qu'elle augmente aux États-Unis. Conséquemment, les importations de gaz naturel à partir des États-Unis ont presque doublé depuis 2007 et ont atteint 2,5 Gpi^3/j en 2013[24].

22. RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2012). *Décision D-2012-175 - Décision finale sur le plan d'approvisionnement, le projet multipoints et la stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn*, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/205/DocPrj/R-3809-2012-A-0055-DEC-DEC-2012_12_18.pdf].
23. RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Décision D-2014-064 - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013*, p.8, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-A-0151-Dec-Dec-2014_04_17.pdf].
24. OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2013). *Dynamique du marché de l'énergie au Canada – 2013*, p. 8, [en ligne (20 novembre 2014) : www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2013/2013nrgdnmc-fra.pdf].

Le projet Énergie Est de TransCanada[25] prévoit la construction de nouveaux pipelines et la conversion en oléoduc de certains tronçons du gazoduc Canadian Mainline, notamment ceux qui traversent l'Ontario et qui servent présentement à l'approvisionnement en gaz naturel de l'est de l'Ontario et du Québec.[26]

La compagnie qui exploite ce réseau, TransCanada Pipelines Limited (TCPL) s'est donc engagée à construire des capacités de transport de gaz supplémentaires. Un nouveau gazoduc, le Union's Dawn Parkway System, compenserait la perte anticipée en capacité d'approvisionnement de l'est de l'Ontario et du Québec. Cet engagement s'est concrétisé en 2013 par la signature d'une entente de principe qui lie TCPL aux distributeurs de gaz de l'est de l'Ontario et du Québec[27,28]. L'Office national de l'énergie doit l'entériner afin qu'elle soit mise en œuvre. Gaz Métro croit qu'elle pourrait ainsi réaliser des économies annuelles de 47 M$ dont elle ferait bénéficier sa clientèle[29]. À la suite de la mise en œuvre de l'entente, la structure d'approvisionnement du Québec se trouverait modifiée de façon importante.

L'entente de principe prévoit que de 2015 à 2020, seulement 10 % du gaz que Gaz Métro livrera sur le territoire du Québec devrait provenir d'Empress, le reste étant livré à partir de Dawn, qui reçoit du gaz produit aux États-Unis et en Alberta. À partir de 2021, 100 % de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec pourrait provenir de Dawn, et la proportion qui arrive notamment des États-Unis pourrait alors se révéler beaucoup plus élevée que présentement. Le projet d'entente prévoit également que les distributeurs québécois signataires pourraient accepter, sans pénalité, d'intégrer à leur réseau un volume de gaz produit localement, correspondant à 5 % des engagements de livraison envers leurs clients. Tout gaz produit localement en surplus de ce 5 % ferait l'objet d'une

25. Il serait opéré par Energy East Pipeline Ltd., possédée en part entière par TransCanada Pipelines Ltd.

26. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED (2014). *Energy East Pipeline Project*, *Project Description*, [en ligne (21 novembre 2014) : www.energyeastpipeline.com/wp-content/uploads/2014/03/Energy-East-Project-Description-Volume-1.pdf].

27 RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Décision D-2014-064 - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013*, p.10, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-A-0151-Dec-Dec-2014_04_17.pdf].

28. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED (2013). *Transcanada Pipelines Limited Mainline Settlement Agreement among Transcanada Pipelines Limited and Enbridge Gas Distribution and Union Gas Limited and Gaz Metro Limited Partnership*, [en ligne (20 novembre 2014) : docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-3__Attachment_1a_Mainline_Settlement_Agreement_-_A3S7T8.pdf?nodeid=2398216&vernum=-2].

29. RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Décision D-2014-064 - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013*, p. 10, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-A-0151-Dec-Dec-2014_04_17.pdf].

pénalité équivalente au coût moyen de transport du gaz naturel entre Dawn et le réseau québécois. Ces conditions s'appliqueraient jusqu'à la fin de l'entente, prévue en 2030.

La signature de l'entente semble limiter la capacité d'intégration de gaz local au réseau québécois de distribution de gaz naturel. Par ailleurs, Gaz Métro et Gazifère pourraient difficilement baser leur approvisionnement futur sur des perspectives incertaines de production québécoise. Considérant cela, le bon fonctionnement du marché du gaz devient donc « une affaire de développement de réseau, de distribution et de mise en marché » (PR3.8.1, p. 35). La clientèle québécoise étant captive, car il n'existe qu'un point d'entrée du gaz, la Régie de l'énergie doit veiller à ce qu'elle soit protégée des fluctuations de prix, d'une hausse des coûts de distribution ou d'une baisse de la capacité d'approvisionnement.

Soulignons que dans le contexte de ses efforts de diversification de ses sources d'approvisionnement, Gaz Métro a déposé devant la Régie de l'énergie une « demande pour autoriser la création d'un tarif de réception du gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro[30] ». À la suite de l'approbation de cette demande par la Régie, en 2013, Gaz Métro pourrait intégrer du gaz naturel local à son réseau et imposer un tarif de réception à des clients producteurs[31]. Tout gaz naturel en surplus du 5 % devrait assumer autant le tarif de réception que les frais prévus dans le projet d'entente avec TCPL sur la base du principe suivant : « tous les clients du Distributeur devraient assumer les coûts supplémentaires découlant de ces réservations[32] ».

- *La commission d'enquête constate que, dans un avenir rapproché, les distributeurs de gaz naturel du Québec s'approvisionneront exclusivement à partir du terminal de Dawn, en Ontario, qui reçoit du gaz en provenance de l'Ouest canadien et des États-Unis.*

- *La commission d'enquête constate qu'une part notable du gaz naturel qui transite par le terminal de Dawn provient de champs gaziers où l'extraction se fait par fracturation hydraulique.*

30. RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2013). *Décision D-2013-195 - Demande pour autoriser la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro, pour énoncer les principes généraux pour la détermination et l'application d'un tel tarif, pour approuver des méthodes d'établissement et la fixation de certains taux* [en ligne (20 novembre 2014) :publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/67/DocPrj/R-3732-2010-A-0041-Dec-Dec-2013_12_11.pdf].
31. *ibid.*, p. 4.
32. RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Décision D-2014-064 - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013* [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-A-0151-Dec-Dec-2014_04_17.pdf].

- *La commission d'enquête constate que les distributeurs de gaz du Québec viennent de signer une entente avec TransCanada Pipelines Limited, sujette à l'approbation de l'Office national de l'énergie, afin de sécuriser leur accès au réseau de transport de gaz à partir de l'Ontario. Cette entente prévoit, entre autres, la construction d'un nouveau gazoduc entre l'Ontario et le Québec afin de compenser la conversion d'un gazoduc existant en oléoduc.*

- *La commission d'enquête constate que l'entente entre TransCanada Pipelines et les distributeurs de gaz prévoit que toute production de gaz naturel au Québec supérieure à 5 % de la consommation de gaz naturel du Québec se verrait imposerune pénalité équivalente au coût moyen de transport du gaz naturel entre le terminal de Dawn et le réseau québécois.*

- *La commission d'enquête constate qu'à court et à moyen termes, l'enjeu principal en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pour le Québec est l'accès aux infrastructures de transport pour le gaz destiné au Québec, plutôt que la capacité de production à l'échelle nord-américaine.*

9.3 L'industrie du gaz de schiste au Québec

Au Québec, tout le territoire des basses-terres du Saint-Laurent fait l'objet de permis de recherche pour le gaz de schiste depuis plusieurs années. À la fin de 2013, quatorze compagnies se partageaient les permis de recherche pour ce territoire (figure 6). Lors de la première phase d'exploration, de 2006 à 2010, 29 puits ont été forés. Les six entreprises responsables du forage de ces puits sont Canadian Forest Oil, Cambrian Energy, Gastem, Junex, Société d'énergie Talisman et Questerre (DB59). Le profil de ces six entreprises varie beaucoup. La majorité, en effet, sont des entreprises engagées uniquement dans des activités d'exploration (des « juniors », dans le langage minier). D'autres compagnies, telles que la Société d'énergie Talisman, disposent de moyens financiers et techniques importants et sont déjà engagées dans de nombreux projets d'exploitation de grande envergure dans différentes régions du monde. Parmi les six entreprises, seules Gastem et Junex ont leur siège social au Québec.

L'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) « a été créée afin d'encourager le dialogue sur le potentiel d'une nouvelle industrie au Québec : l'industrie pétrolière et gazière ». L'Association regroupe neuf membres (excluant les membres associés ou affiliés)[33]. Seules deux des six entreprises engagées dans les premières activités d'exploration de gaz de schiste au Québec en sont membres, soit Cambrian Energy et

33. ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *À propos de l'APGQ* [en ligne, (3 octobre 2014) : www.apgq-qoga.com/a-propos-de-l%e2%80%99apgq/].

Questerre. Canadian Quantum et Molopo, qui détiennent des permis de recherche dans les basses-terres du Saint-Laurent, mais qui n'ont pas été actives dans les activités de forage de puits jusqu'à maintenant[34], adhèrent également à l'APGQ.

Une association sectorielle existe également à l'échelle canadienne, soit l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). Elle regroupe quelque 90 entreprises pétrolières ou gazières[35]. Toutefois, seules deux entreprises ayant effectué des forages au Québec de 2006 à 2010 en sont membres, soit Questerre et la Société d'énergie Talisman. Parmi les autres entreprises détenant un permis de recherche dans les basses-terres du Saint-Laurent, la compagnie Suncor est également membre. Finalement, l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers existe depuis 2011.

- *La commission d'enquête constate qu'actuellement, la majorité des entreprises détenant des permis de recherche dans les basses-terres du Saint-Laurent ou ayant procédé à des forages dans cette région de 2006 à 2010 ne sont pas membres de l'association provinciale, soit l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), ni de l'association nationale, soit l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).*

Lors de l'audience publique, deux des six compagnies gazières ayant effectué des activités d'exploration au Québec de 2006 à 2010, soit Junex et Questerre, ont présenté un mémoire, tandis qu'une troisième, la Société d'énergie Talisman, a déposé un mémoire sans le présenter (DM71 ; DM52 ; DM126).

Six associations industrielles, soit l'Association pétrolière et gazière du Québec, l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers, l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, la Petroleum Services Association of Canada et la Canadian Society for Unconventional Resources, ont déposé un mémoire en audience (DM51 ; DM16 ; DM55 ; DM101 ; DM109 ; DM115). Dans tous ces mémoires, les compagnies gazières et les représentants des associations industrielles ont réitéré leur intérêt à l'égard de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

Junex et Questerre de même que l'Association pétrolière et gazière du Québec et l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers ont proposé qu'un projet pilote comprenant le forage, la fracturation hydraulique et l'exploitation d'une dizaine de puits soit élaboré et financé conjointement par l'industrie et par le

34. Canadian Quantum et Molopo ne figurent pas parmi les propriétaires ou les opérateurs de puits listés dans les rapports d'inspection du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (DB59).

35. CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS. *About Us – Membership – Producer Members* [en ligne, (3 octobre 2014) : www.capp.ca/aboutUs/membership/Pages/producerMembers.aspx].

gouvernement afin de valider plusieurs paramètres d'exploration et d'exploitation (DM71, p. 4 à 20 ; DM52, p. 11 ; DM51, p. 14 ; DM16, p. 10).

La compagnie Junex a précisé quel pourrait être le cheminement d'un tel projet pilote et a proposé la mise sur pied d'un comité mixte de planification regroupant des représentants de la population, des ministères, de la communauté scientifique et de l'industrie. Junex a également établi les principaux paramètres susceptibles de faire l'objet d'évaluations et de suivis au moment de la réalisation du projet pilote : eau, eaux de reflux, émanations dans l'air, émanations de gaz à effet de serre, stabilité des sols, plans de mesures d'urgence, nuisances (bruit, vibrations et impacts visuels), effet « boomtown » (stress, écarts de salaires et autres effets psychologiques), santé publique, courbe de déclin et de production des puits et marché du carbone. Finalement, elle a indiqué comment l'évaluation de chacun de ces paramètres pourrait être intégrée au projet pilote et quels seraient les résultats attendus (DM71, p. 9 à 20).

La proposition d'un projet pilote, ou projet de démonstration, a été reprise par le Conseil du patronat du Québec et par la Fédération des chambres de commerce du Québec (DM97, p. 23 à 25 ; DM93, p. 7).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec ne devrait pas considérer la réalisation de projets pilotes avant la mise à jour du cadre législatif de l'exploitation gazière et pétrolière.*

9.4 Les scénarios de déploiement de l'industrie

Tel qu'il a été mentionné à la section 1.2, les estimations du potentiel de la ressource en gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent varient beaucoup, tant en ce qui concerne l'ampleur des réserves qu'en ce qui concerne le potentiel de récupération de cette ressource. En 2012, une étude du Département de géologie et de génie géologique de l'Université Laval concluait que les réserves seraient de l'ordre de 100 à 300 TCF de gaz, dont de 22 à 47 TCF pourraient être récupérés. Cette conclusion s'appuyait sur des expertises produites par des gazières et des spécialistes du domaine de 2006 à 2011. L'ordre de grandeur des réserves a été confirmé en 2014 par la Commission géologique du Canada. Le potentiel des basses-terres du Saint-Laurent se compare aux évaluations inférieures pour les shales de Barnett, de Haynesville et de Montney, trois régions américaines où l'exploitation du gaz de schiste a cours depuis plusieurs années.

Cependant, il n'est pas certain que la totalité de ce potentiel pourrait être exploitée. Dans le corridor 1 (figure 2), le shale se retrouve à 800 m ou moins de la surface. Tel

qu'il a été mentionné au chapitre 3, le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection,* récemment adopté*,* interdit toute fracturation à moins de 400 m sous la nappe phréatique, dont la base est fixée à 200 m sous la surface. Sauf exception, aucune fracturation ne pourrait donc avoir lieu à moins de 600 m de la surface. La majorité du corridor 1 serait ainsi vraisemblablement soustraite à l'exploitation du gaz de schiste. Le potentiel de récupération de ce corridor aurait été de l'ordre de 4,5 à 8,9 TCF de gaz, soit environ 20 % du potentiel des basses-terres (PR3.5.1, p. 73).

- *La commission d'enquête constate que les estimations des volumes de gaz récupérables dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent sont relativement modestes en comparaison des évaluations des réserves de plusieurs autres régions productrices. Ces volumes de gaz récupérables seraient vraisemblablement réduits en raison de l'exclusion de la majorité du corridor 1.*

À l'inverse, dans le corridor 3, le shale est très profond, ce qui présente l'inconvénient d'augmenter de façon marquée les coûts de production. De plus, les données fragmentaires disponibles sur ce corridor laissent croire que son potentiel serait probablement moins intéressant que celui du corridor 2 (*ibid.*, p. 17 et 18).

Le meilleur potentiel se trouverait dans le corridor 2 (scénario 4), où les shales sont présents à une profondeur variant de 1 200 m à 2 500 m. Le potentiel de récupération de ce corridor est de l'ordre de 14 à 27,5 TCF de gaz, soit environ 60 % du potentiel total des basses-terres (*ibid.*, p. 73). En retenant une production moyenne par puits de 2,75 Gpi^3, le Comité de l'ÉES a conclu que l'exploitation du gaz de schiste de ce corridor pourrait se traduire par le forage de 3 600 puits répartis en 600 plateformes de six puits chacune (PR3.5.3, p. 24).

Le comité a fait l'hypothèse que l'industrie déploierait ses activités sur une période de quatre à cinq ans, puis forerait et fracturerait 92 % du total des puits, soit 3 303 puits, sur une période de cinq ans (*ibid.*, p. 28). Le comité n'a pas présenté, dans le rapport des scénarios de développement, d'évaluation des volumes de gaz naturel produits par année. Par contre, le MDDELCC a réalisé une estimation de la production annuelle de gaz pour un scénario basé sur 2 000 puits (DB9, p. 26). Selon cette évaluation, la production annuelle atteindrait 246 Gpi^3 dès la quatrième année de production et augmenterait jusqu'à 1 053 Gpi^3 au cours de la dixième année, avant de redescendre graduellement. Pour 3 600 puits, la production atteindrait près du double de ces chiffres.

Par ailleurs, en 2011, le ministère des Finances basait ses estimations sur un développement plus linéaire de l'industrie. En effet, après un déploiement sur quatre ou cinq ans également, le Ministère faisait l'hypothèse que « 250 puits pourraient être forés annuellement, une fois que l'industrie aurait atteint son rythme de croisière ». Le

scénario « estimation prudente » proposé par le Ministère était semblable au scénario 4 de l'ÉES, puisqu'il totalisait 3 900 puits. Dans ce cas, la production passerait graduellement de 225 Gpi^3, à l'année 6, à 427 Gpi^3 de gaz à la quinzième année (MFQ, 2011, p. 7 et 25).

Or, depuis 2007, la consommation de gaz naturel au Québec est d'environ 200 Gpi^3 par année (PR3.8.1, p. 25). Une partie de la production devrait donc être exportée. Dans ce cas, l'exportation serait tributaire de la capacité des infrastructures de transport de gaz naturel.

- *La commission d'enquête constate que, sur la base des estimations du potentiel de récupération du gaz de schiste et sur la base du scénario de développement 4 (corridor 2), la production de gaz naturel des basses-terres du Saint-Laurent pourrait dépasser la consommation du Québec pendant plusieurs années, et ce, même avec un rythme de déploiement de seulement 250 puits par année. Une partie de la production devrait donc être exportée.*

9.5 Le prix du gaz naturel

Le prix du gaz naturel constitue, avec le potentiel récupérable de la ressource, un des principaux éléments qui influent sur la rentabilité de l'industrie et sur la décision d'une entreprise d'entreprendre ou de continuer le développement d'un gisement.

En Amérique du Nord, comme indiqué à la section 9.2, le marché du gaz est entièrement intégré. Le prix de référence est le prix NYMEX, aussi appelé « Henry Hub Natural Gas Spot Price ». Après avoir augmenté graduellement de 1998 à 2004, passant de 2,09 $ par millier de pieds cubes (Kpi^3) à 5,89 $, les prix du gaz naturel ont connu un sommet historique de 2005 à 2008, atteignant 8,86 $ en 2008[36]. Ils ont chuté de façon draconienne par la suite, glissant à environ 4 $/Kpi^3 de 2009 à 2013, avec un creux à 2,75 $ en 2012. Au début de 2014, les prix ont légèrement remonté, oscillant entre 4,71 $/Kpi^3 et 6 $ pour les trois premiers mois de l'année, possiblement en raison de l'hiver froid. Depuis, les prix ont baissé graduellement jusque sous les 4 $/Kpi^3, en septembre 2014.

Les projections de prix

Pour une entreprise gazière, les prévisions de prix à moyen et à long termes sont encore plus importantes que les niveaux actuels du prix du gaz. En effet, entre la prise de

36. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2014). *Natural Gas Spot and Future Prices (NYMEX)* [en ligne (3 octobre 2014) : www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_a.htm].

décision d'aller de l'avant et le début de l'exploitation à grande échelle, il s'écoulera quelques années. Bien que la grande majorité des coûts d'un puits soient engagés la première année, les revenus sont quant à eux répartis sur plusieurs années.

De nombreuses organisations et firmes sont spécialisées dans la prévision des prix du gaz à moyen et à long termes. Toutefois, il s'agit d'un exercice hautement spéculatif (PR3.8.3, p. 27). L'histoire récente présente de nombreux exemples où les spécialistes ont erré. Malgré tout, les prévisions de prix à moyen et à long termes sont une information qu'il est essentiel de considérer dans la prise de décision. En 2012 et en 2013, différentes organisations projetaient une augmentation relativement modérée des prix à moyen et à long termes :

– En 2013, l'Energy Information Administration (EIA), l'autorité en matière d'énergie en Amérique du Nord, projetait que les prix augmenteraient de 3,32 $/Kpi^3 en 2013 à 4,87 $ en 2025 et à 7,99 $ en 2040 (en $US de 2012) (*ibid.*, p. 27 et 28).

– En 2012, diverses autres sources spécialisées projetaient que les prix augmenteraient de 3,98 $/Kpi^3 en 2011 à un prix compris entre 4,39 $ et 6,34 $ en 2025 (en $US de 2011) (PR3.8.1, p. 23).

Par ailleurs, plusieurs observateurs envisagent un développement important du marché du gaz naturel liquéfié (GNL) à moyen terme (*ibid.*, p. 18). L'installation d'infrastructures d'exportation de GNL pourrait avoir une influence à la hausse sur le prix du gaz naturel sur le marché nord-américain. Cependant, il n'y a pas, actuellement, de projet de port méthanier au Québec (M. Patrick Gonzalez, Université Laval, DT14, p. 54, 55 et 57).

♦ *La commission d'enquête constate qu'en 2013, l'Energy Information Administration estimait que les prix du gaz naturel des prochaines 25 années n'atteindraient pas les sommets atteints en 2005 et en 2008, c'est-à-dire qu'ils ne dépasseraient pas, en $US de 2012, 4,87 $/Kpi3 en 2025 et 7,99 $ /Kpi3 en 2040.*

Le prix du gaz naturel vendu au Québec

Même si le marché du gaz naturel est intégré en Amérique du Nord, cela ne veut pas dire que les prix versés aux entreprises gazières pour le gaz qu'elles produisent sont exactement les mêmes partout. Ce prix dépend de leur emplacement et de leur marché. Le Québec est actuellement situé à l'une des extrémités du réseau de distribution de gaz naturel en Amérique. Les consommateurs doivent donc payer, en plus du prix du gaz, le coût du transport du gaz. Ce coût n'est pas négligeable puisqu'en août 2013, le

coût du transport de l'Alberta jusqu'au Québec était d'environ 1,74 $/Kpi^3 (6,136 ¢/m^3)[37], soit environ 47 % du prix moyen du gaz à cette époque, qui était de 3,73 $/Kpi^3. Depuis, Gaz Métro, de loin le principal distributeur de gaz naturel au Québec, a commencé à s'approvisionner à partir du poste de Dawn, en Ontario, plus proche (section 9.2). Le coût de transport à partir du poste de Dawn est estimé à environ 1,20 $/Kpi^3 (M. David Johnston, Johnston-Vermette, DT28, p. 101).

En théorie, les entreprises gazières produisant du gaz naturel au Québec pourraient donc recevoir une prime de proximité aux marchés comprise entre 0 $ et 1,20 $/Kpi^3 pour le gaz vendu aux consommateurs québécois, c'est-à-dire qu'elles pourraient recevoir jusqu'à 1,20 $/Kpi^3 de plus que le prix de référence nord-américain (MFQ, 2011, p. 27). Si cette prime était inférieure à 1,20 $/Kpi^3, cela signifierait une baisse du coût du gaz naturel pour les consommateurs. En 2011, dans un document accompagnant le budget 2011-2012 du gouvernement du Québec, les auteurs ont posé l'hypothèse selon laquelle le prix de vente du gaz au Québec serait majoré d'une prime de proximité des marchés de 0,25 $/Kpi^3.

En pratique, cela ne serait probablement pas le cas. En effet, Gaz Métro s'est engagée dans des démarches visant à lui assurer l'accès à moyen et à long terme aux gazoducs de TransCanada entre l'Ontario et le Québec. Pour obtenir cette garantie, Gaz Métro devra, selon les termes de l'entente soumise pour approbation à l'Office national de l'énergie, accepter de payer un montant équivalent au coût de transport pour le gaz qu'elle distribue, et ce, qu'elle utilise ou non les gazoducs entre Dawn et le Québec. De plus, la Régie de l'énergie a autorisé Gaz Métro à imposer un tarif de réception à d'éventuels clients producteurs. Ce tarif, qui ne s'applique pas actuellement, s'ajouterait aux coûts de l'industrie.

- *La commission d'enquête constate qu'en raison du projet d'entente entre Gaz Métro et TransCanada, lequel est déjà approuvé par la Régie de l'énergie du Québec et est présentement soumis pour approbation à l'Office national de l'énergie, les entreprises gazières produisant du gaz au Québec ne toucheraient vraisemblablement pas de prime de proximité aux marchés pour le gaz destiné aux consommateurs du Québec.*

Les effets du taux du change

Tous les prix mentionnés précédemment sont exprimés en dollars américains. Si, de 2011 à 2013, le dollar canadien se transigeait plus ou moins à parité avec le dollar américain, ce n'était pas toujours le cas au cours des années précédentes, notamment

37. GAZ MÉTRO. *Résidentiel – Installer le gaz naturel – Explication des tarifs* [en ligne (2 juillet 2014) : www.gazmetro.com/residentiel/raccorder-votre-residence/tarifs.aspx?contentid=167&culture=fr-ca].

de 2005 à 2007 et en 2009, alors que le dollar canadien se transigeait entre 0,82 $US et 0,86 $US en début d'année[38].

Le taux de change pourrait avoir un impact sur le prix effectivement versé à une compagnie gazière produisant au Québec. Par exemple, le taux de change au 14 juillet 2014 était de 0,93 $US. Cela signifie que le prix du gaz naturel pour cette journée, qui était de 4,31 $/Kpi^3, en dollars américains, correspondait en fait à 4,63 $ en dollars canadiens. Cela dit, l'avantage d'un dollar canadien faible est moins important qu'il n'y paraît à première vue. En effet, une part importante de l'équipement spécialisé de forage serait, selon toute probabilité, importé des États-Unis. De plus, certains sous-traitants seraient probablement basés aux États-Unis. Cet équipement et ces sous-traitants devraient être payés en dollars américains, ce qui aurait pour effet d'annuler en partie l'avantage d'un taux de change favorable. Le dollar canadien pourrait aussi, comme cela est déjà arrivé par le passé, se transiger à un taux supérieur à celui du dollar américain, avec des effets inverses.

- *La commission d'enquête constate que les variations potentielles du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ajoutent un élément d'incertitude en ce qui a trait aux prix du gaz naturel perçus par les entreprises gazières qui exploiteraient du gaz de schiste au Québec.*

La situation aux États-Unis

Malgré la chute du prix du gaz naturel depuis 2009, la production gazière s'est accélérée aux États-Unis depuis cette date. La production du gaz de schiste, qui était de 3,110 Gpi^3 en 2008, alors que les prix avaient atteint un sommet de 8,86 $/Kpi^3 en moyenne sur l'année, a rapidement augmenté à 10 371 Gpi^3 en 2012, malgré un prix qui a chuté graduellement à 2,75 $[39].

Parmi les facteurs qui pourraient avantager certaines entreprises gazières américaines, même dans le contexte des faibles prix observés ces dernières années, notons le fait, pour une entreprise, d'être en activité dans une région depuis plusieurs années, avec un fort volume de production qui permet de réaliser des économies d'échelle, d'avoir profité de l'augmentation marquée du rendement des puits observée au cours des

38. BANQUE DU CANADA. *Convertisseur de devises* [en ligne (14 juillet 2014) : www.banqueducanada.ca/taux/taux-de-change/convertisseur-de-devises-dix-dernieres-annees/].

39. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Sources and Uses – Natural Gas – Data – Natural Gas Spot and Future Prices* [en ligne (3 octobre 2014) : www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm].

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *International Energy Statistics – Gross Natural Gas Production* [en ligne (3 octobre 2014) : www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=1].

dernières années[40] et d'exploiter des shales produisant, en plus du gaz naturel, du pétrole et d'autres liquides de gaz naturel (éthane, butane, propane), dont les prix sont actuellement beaucoup plus intéressants que ceux du gaz naturel. Il est également possible que certaines entreprises aient fait le pari que les prix augmenteraient éventuellement et qu'elles aient décidé de produire malgré un coût de production supérieur au prix.

9.6 La rentabilité estimée de l'exploitation du gaz de schiste au Québec

Dans le cadre de l'ÉES, une analyse avantages-coûts (AAC) du consortium Genivar/Groupe Agéco/Jean-Thomas Bernard a permis d'estimer la rentabilité d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec pour l'industrie. Les principaux paramètres retenus sont résumés au tableau 25.

Les auteurs de l'AAC concluent que, sur la base des paramètres utilisés dans l'analyse et des projections de prix du gaz naturel pour les 35 prochaines années, l'exploitation du gaz de schiste au Québec ne serait pas rentable pour l'industrie. Pour le scénario 3, qui consiste à déployer l'industrie du gaz de schiste seulement dans la partie est du corridor 2, les auteurs évaluent qu'un prix minimum de 6,76 $/Kpi^3 (prix cible) serait nécessaire pour rentabiliser les activités. Ce prix cible requis est supérieur aux projections de prix de l'EIA, qui correspondent à un prix moyen d'environ 5,92 $/Kpi^3 sur la période[41].

Pour le scénario 5, qui regroupe les trois corridors, un prix cible de 7,84 $/Kpi^3 serait nécessaire pour assurer la rentabilité des activités. La différence de prix cible entre les scénarios 3 et 5 s'explique essentiellement par le fait que la productivité moyenne par puits est jugée supérieure pour le scénario 3 (3 Gpi^3) à celle prévue au scénario 5 (2,5 Gpi^3) en raison du potentiel supérieur de la zone qui correspond au scénario 3 (partie est du corridor 2).

40. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2014). *Today in Energy*, « Growth in U.S. Hydrocarbon Production From Shale Resources Driven by Drilling Efficiency » [en ligne (3 octobre 2014) : www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15351].

41. Le prix de 5,92 $/Kpi^3 correspond à la moyenne arithmétique des prix projetés de 2014 à 2048, selon l'Agence américaine d'information sur l'énergie (PR3.8.3, p. 28). De 2041 à 2048, les auteurs de l'AAC ont posé l'hypothèse selon laquelle les prix du gaz demeureraient les mêmes qu'en 2040 (DQ30.2).

Tableau 25 Les paramètres de l'analyse avantages-coûts relatifs aux coûts et aux revenus de l'industrie gazière

Durée de l'AAC	35 ans
Taux d'escompte privé	10 %
Revenus	
Prix du gaz naturel (note 1)	Les projections de l'Energy Information Administration (EIA) jusqu'en 2040. Les auteurs de l'AAC ont fait l'hypothèse que, de 2041 à 2048, les prix du gaz demeureraient les mêmes qu'en 2040 (PR3.8.3, p. 27-28 et DQ30.2).
Production moyenne par puits	3 Gpi^3/puits pour le scénario 3 (partie est du corridor 2) et 2,5 Gpi^3 pour le scénario 5 (ensemble des corridors 1, 2 et 3).
Dépenses	
Coûts de forage et de fracturation des puits	En phase d'exploration : 10 M$/puits foré et 20 M$/puits fracturé ; En phase d'exploitation : 5,75 M$/puits fracturé.
Coûts d'exploitation variables	1,40 $/$Kpi^3$
Redevances	De 5 % à 35 % de la valeur au puits de la production, en fonction du prix du gaz naturel et du volume de production moyen par jour (note 2).
Redevances sur l'eau	7 ¢/m^3, comme prévu au *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau*.
Coût des unités d'émissions de GES	Ce coût n'a pas été inclus.
Coûts de gestion de la qualité de l'eau	Coût initial de 128 000 $ et coûts de suivi de 98 000 $ répartis sur 10 ans.
Impôts sur les sociétés	Taux combiné de 26,9 % pour les impôts fédéral et provincial.

Note 1 : Il s'agit ici du « Henry Hub Natural Gas Spot Price ». Ces prix sont toujours exprimés en dollars américains.

Note 2 : Sur la base du régime de redevances proposé dans un document accompagnant le budget 2011-2012. FINANCES QUÉBEC. *Budget 2011-2012*, « Un régime de redevances juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable du gaz de schiste », 2011, p. 18 à 20.

Source : PR3.8.3, p. 24, 27, 28, 29, 31 et 33.

Le niveau de production moyenne de 3 Gpi^3/puits retenu comme paramètre de l'AAC est comparable à la moyenne de production estimée dans quelques shales aux États-Unis en 2008 et 2009 (PR3.5.3, p. 8). Selon l'EIA, la productivité des puits de gaz de schiste a augmenté rapidement depuis 2009 en raison de l'amélioration de la précision et de l'efficacité des opérations de forage et de fracturation hydraulique[42].

Par ailleurs, l'AAC n'a pas tenu compte du programme de crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources (DQ30.1). La prise en compte de ce programme aurait eu pour effet de réduire les coûts d'investissements initiaux de l'industrie. Finalement, les auteurs n'ont pas inclus le coût des unités d'émission de gaz à effet de serre dans les coûts variables de l'industrie, bien qu'ils aient estimé le coût social du carbone lors de l'évaluation des externalités pour la société québécoise (voir section 10.2). Rappelons qu'avec le nouveau système de plafonnement et d'échange des droits d'émission, les entreprises gazières devront acheter des unités d'émission pour couvrir la totalité de leurs émissions de gaz à effet de serre (section 8.3). À titre indicatif, lors de la séance de vente aux enchères du 26 août 2014, les unités d'émission de gaz à effet de serre se sont vendues 11,39 $/t éq. CO_2 [43].

- *La commission d'enquête constate que la productivité des puits de gaz de schiste a augmenté rapidement aux États-Unis depuis 2009, année à laquelle remontent les données de production moyenne par puits utilisées dans l'analyse avantages-coûts.*

- *La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique n'a pas tenu compte du programme de crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources dans l'évaluation des coûts de l'industrie.*

- *La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique n'a pas inclus le coût des unités d'émission de gaz à effet de serre dans les coûts d'exploitation variables de l'industrie.*

- *La commission d'enquête constate que, selon l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique, les prix du gaz naturel projetés par l'Energy Information Administration des États-Unis, soit un prix moyen d'environ 5,92/Kpi^3 pour les 35 prochaines années, ne permettraient pas d'assurer la rentabilité de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.*

42. ENERGY INFORMATION AGENCY (EIA) (2014). *Today in Energy*, *« Growth in U.S. Hydrocarbon Production From Shale Resources Driven by Drilling Efficiency »* [en ligne (3 octobre 2014) : www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15351].

43. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 26 août 2014*, *Rapport sommaire des résultats*, p. 2.

- *La commission d'enquête constate que, selon l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique, un prix cible de 6,76 $/Kpi^3 (scénario 3) et 7,84 $/Kpi^3 (scénario 5) serait nécessaire pour assurer la rentabilité de l'industrie. Ces prix cibles requis sont supérieurs aux projections de prix de l'Energy Information Administration des États-Unis pour les 35 prochaines années, qui correspondent à un prix moyen d'environ 5,92 $/Kpi^3.*

- *La commission d'enquête constate le caractère incertain des exercices de prévision des prix du gaz naturel jusqu'en 2040 et l'ampleur des changements et des ajustements en cours en ce qui concerne les infrastructures de transport du gaz en Amérique du Nord. Il n'est donc pas exclu que les prévisions de prix pour cette période soient modifiées, à la hausse ou à la baisse, au cours des prochaines années.*

Chapitre 10 Les avantages, les coûts et les externalités pour le Québec

Dans le chapitre précédent, la commission a examiné la question de la rentabilité de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pour l'industrie gazière. Dans le présent chapitre, elle examine l'exploitation du gaz de schiste du point de vue de la société québécoise. Quels seraient les bénéfices financiers pour la société québécoise? Est-ce qu'ils seraient suffisamment importants pour compenser, d'une part, les coûts assumés par le gouvernement provincial et par les instances régionales et, d'autre part, les externalités, c'est-à-dire les impacts sur l'environnement et les impacts et les nuisances pour les citoyens, les municipalités et les entreprises qui ne seraient pas compensés par l'industrie?

Dans le cas où l'activité serait, dans l'ensemble, avantageuse pour la société, les bénéfices ne seraient pas nécessairement également répartis. Certains groupes de la société pourraient être avantagés, alors que d'autres seraient perdants. Comment faudrait-il alors répartir les redevances touchées par l'État? La question de l'équité intergénérationnelle se pose également dans le cas du partage de la rente de l'exploitation du gaz de schiste, d'autant plus qu'il s'agit d'une ressource non renouvelable.

Le régime de redevances québécois et les régimes en place dans quelques autres juridictions sont présentés dans la première section du chapitre. Les résultats de l'analyse avantages-coûts, y compris l'évaluation des bénéfices, des coûts et des externalités, sont décrits dans la deuxième section. Le partage de la rente, ou « partage des bénéfices monétaires de l'exploitation éventuelle du gaz de schiste », fait l'objet de la troisième partie. Finalement, les impacts sur le plan de la création ou du maintien d'emplois ainsi que les retombées potentielles pour les entreprises du Québec sont examinés plus en détail dans les deux dernières sections du chapitre.

10.1 Les redevances

Le régime de redevances au Québec

Au Canada, les gouvernements provinciaux sont propriétaires du sous-sol et de ses ressources naturelles. Les entreprises qui veulent exploiter du gaz de schiste doivent donc obtenir du gouvernement provincial le droit d'exploiter. Elles doivent également payer des redevances généralement établies en fonction du volume de ressources

extraites. Au Québec, les redevances nettes de l'industrie forestière s'élevaient à moins de 6 M$ en 2012-2013. Les redevances nettes de l'industrie minière ont atteint un sommet de 332 M$ en 2011-2012, mais sont retombées à 187 M$ en 2012-2013, année de bas prix pour certaines ressources minières[44]. Ces redevances représentaient 0,2 % des revenus de 88 G$ du gouvernement du Québec pour cette année[45].

Le régime de redevances qui s'applique à l'exploitation gazière et pétrolière a fait l'objet de nombreuses discussions au cours des dernières années. Au final, la *Loi modifiant la Loi sur les mines* de décembre 2013 et son *Règlement sur le pétrole, le gaz et les réservoirs souterrains* n'ont pas modifié le régime de redevances en place depuis 1988 pour le secteur gazier. Ce régime prévoit donc toujours des redevances équivalentes à 10 à 12,5 % de la valeur au puits du gaz naturel, selon le niveau de production.

Le coût des permis

Par définition, le gouvernement touche des redevances uniquement lorsque la production des puits commence. Le Règlement précise la tarification de certains permis ou baux. Les montants en question constituent la rente *ex ante*, c'est-à-dire la rente que peut toucher le gouvernement lorsqu'il donne le droit à une compagnie d'exploiter une ressource, que cette ressource soit effectivement exploitée ou non. Jusqu'à tout récemment, les coûts des différents permis (de recherche, de forage, de complétion, etc.) et des baux d'exploitation représentaient de faibles montants. Ces montants n'auraient couvert qu'une partie des coûts de gestion et d'inspection assumés par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, le principal ministère responsable de l'encadrement de l'exploitation du gaz et du pétrole. Avec les modifications au Règlement, la tarification des différents permis et des baux a été augmentée, l'objectif étant de couvrir entièrement les coûts de gestion et d'inspection assumés par ce ministère.

De plus, à l'avenir, les permis de recherche seront octroyés par l'entremise d'un système de ventes à l'enchère, comme il en existe déjà en Colombie-Britannique et en Alberta. La réglementation à ce sujet étant en cours d'élaboration, ce système n'est pas encore fonctionnel au Québec. Cela dit, comme la presque totalité des permis de recherche des basses-terres du Saint-Laurent ont été attribués avant la mise sur pied de ce système, il n'entraînera pas de revenus supplémentaires pour le gouvernement à court terme.

- *La commission d'enquête constate que le régime de redevances sur le gaz et le pétrole de la nouvelle* Loi modifiant la Loi sur les mines *de décembre 2013 est identique au régime en place au Québec depuis la fin des années 1980.*

44. FINANCES QUÉBEC. *Comptes publics 2012-2013*, volume 2, p. 277.

45. FINANCES ET ÉCONOMIE QUÉBEC. *Comptes publics 2012-2013*, volume 1, p. 24.

- *La commission d'enquête constate qu'avec la nouvelle* Loi sur les mines*, la tarification des différents permis et des baux d'exploitation gazière a été augmentée. Toutefois, comme des permis de recherche ont déjà été délivrés sur la base de l'ancienne tarification, pour la presque totalité des basses-terres du Saint-Laurent, les bénéfices de la mise en place du nouveau système de ventes à l'enchère des permis de recherche seront limités à court et à moyen terme.*

Les régimes de redevances dans d'autres juridictions

Tous les gouvernements font face au même défi quand ils choisissent un régime de redevances. Un régime idéal devrait permettre au gouvernement d'aller chercher la part maximum de la rente générée par l'exploitation d'une ressource, tout en demeurant concurrentiel, c'est-à-dire en continuant d'attirer des entreprises.

Les régimes de redevances ailleurs au Canada

Au Canada, les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont les plus engagées dans l'exploitation du gaz naturel et du gaz de schiste. Comme au Québec, les gouvernements provinciaux sont propriétaires des ressources et perçoivent donc les redevances. Le tableau 26 présente les principales caractéristiques du régime de redevances et des autres outils financiers qui permettent à l'Alberta, à la Colombie-Britannique et au Québec de prélever une partie de la rente générée par l'exploitation du gaz naturel ou du gaz de schiste.

Notons que les régimes de redevances des différentes juridictions sont en constante évolution. Les tableaux 26, 27 et 28 présentent la situation telle qu'elle est résumée dans l'étude *Partage et utilisation de la rente*, en novembre 2012 (PR3.8.7, p. 32 à 56).

Tableau 26 Les régimes de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique et au Québec

	Alberta	Colombie-Britannique	Québec
Droits d'exploration	Système d'enchères en place depuis plusieurs années	Système d'enchères en place depuis plusieurs années	Système d'enchères en cours d'implantation
Régime de redevances (% de la valeur du gaz au puits)	Taux progressif de 5 % à 36 %	Taux progressif de 9 % à 27 %	10 % - 12,5 %
Mesures incitatives	Nombreuses	Nombreuses	Crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources
Impôts sur les sociétés (taux combiné fédéral et provincial)	25 %[1]	26 %[2]	26,9 %[3]
Droits d'émission ou taxes sur les GES	Taxe sur le carbone de 15 $\t éq. CO_2[44]	Taxe sur le carbone de 30 $/t éq. CO_2[45]	Droits d'émission de 11,39 $/t éq. CO_2[4] en août 2014[6]
Prélèvement gouvernemental	59 % des bénéfices bruts de l'exploitation (pétrole conventionnel)[7]	39 % des bénéfices bruts de l'exploitation[7]	33 % du revenu net de l'exploitation[8]

Note 1 : KENWAY MACK SLUSARCHUK STEWART. *2009-2013, Federal and Alberta Corporate Tax Rate Table*, www.kmss.ca/_pdfs/Tax-Information/2009-2013_Federal_and_Alberta_Corporate_Tax_Rate_Table.pdf.

Note 2 : CANADA REVENUE AGENCY. *Businesses – Corporations – Corporation Tax Rates*, www.cra-arc.gc.ca/tx/bsnss/tpcs/crprtns/rts-eng.html.

Note 3 : REVENU QUÉBEC. *Entreprises – taux d'imposition*, www.revenuquebec.ca/fr/entreprise/impot/societes/taux_imposition.aspx.

Note 4 : ALBERTA ENVIRONMENT AND SUSTAINABLE RESOURCE DEVELOPMENT. *Climate Change and Emissions Management Fund*, [en ligne (11 novembre 2014) : esrd.alberta.ca/focus/alberta-and-climate-change/climate-change-and-emissions-management-fund.aspx].

Note 5 : BRITISH COLUMBIA MINISTRY OF FINANCE. *Carbon Tax – How the Carbon Tax Works*, www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/A4.htm.

Note 6 : MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 26 août 2014, Rapport sommaire des résultats*, p. 2.

Note 7 : IRENA AGALLIU, IHS CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (IHS CERA). *Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System, Final Report*, published by the U.S. Department of the Interior, October 2011, p. 62.

Note 8 : FINANCES QUÉBEC. *Budget 2011-2012*, « Un régime de redevances juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable du gaz de schiste », 2011, graphique 7, p. 28.

Source : PR3.8.7, p. 32 à 37.

Une évaluation du prélèvement gouvernemental est présentée à la dernière ligne du tableau 26. Le concept de prélèvement gouvernemental (*government take*) « fond tous les mécanismes d'extraction de la rente en un impôt équivalent unique assis sur le flux net de trésorerie produit sur la durée de vie totale d'un projet » (*ibid.*, p. 13). Ce concept permet de comparer les différents régimes entre eux. Ainsi, le prélèvement gouvernemental est estimé à 59 % en Alberta, 39 % en Colombie-Britannique et 33 % au Québec. Notons, toutefois, que la source des données pour l'Alberta et la Colombie-Britannique n'est pas la même que pour le Québec. Les résultats présentés ne sont donc pas parfaitement comparables.

- *La commission d'enquête constate que l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Québec imposent toutes les trois un coût à l'industrie gazière pour les émissions de gaz à effet de serre, soit une taxe sur le carbone de 15 $/t éq. CO_2 et de 30 $/t éq. CO_2 respectivement pour l'Alberta et la Colombie-Britannique et, en août 2014, des droits d'émission de 11,39 $/t éq. CO_2 pour le Québec.*

- *La commission d'enquête constate que le prélèvement gouvernemental du Québec, soit le pourcentage des revenus nets de l'exploitation du gaz naturel qui serait perçu par le Québec avec le régime de redevances actuel, serait inférieur aux prélèvements gouvernementaux observés en Alberta et en Colombie-Britannique.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement du Québec devrait évaluer à nouveau le régime de redevances actuellement en place afin de s'assurer qu'il permette au Québec de recevoir sa juste part des revenus d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.*

Le régime de redevances en Pennsylvanie

Aux États-Unis, les propriétaires du terrain en surface sont généralement propriétaires du sous-sol et des ressources qui s'y trouvent. Une part importante des redevances est donc perçue directement par les propriétaires des terrains, qu'ils soient privés ou gouvernementaux. Règle générale, les États américains captent une part de la rente sous une forme ou l'autre, même lorsqu'ils ne sont pas propriétaires des terrains. Le tableau 27 présente les principales caractéristiques du régime de redevances et des autres outils financiers en vigueur en Pennsylvanie, l'un des principaux États producteurs de gaz de schiste aux États-Unis.

Tableau 27 Les régimes de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Pennsylvanie

	Terrains appartenant à l'État de Pennsylvanie	Terrains privés
Droits d'exploration	Système d'enchères	Bonus de signature et bail de location négociés avec le ou les propriétaires du terrain.
Redevances touchées par l'État	18 % de la valeur de la production	« *Local impact fee* » : 50 000 $/puits
Redevances touchées par le propriétaire privé	n. d.	Redevances touchées par le ou les propriétaires négociées avec la compagnie gazière : de 12,5 % à 20 % de la valeur du gaz au point de vente (note 1)
Mesures incitatives	Nombreuses	Nombreuses
Impôts sur les sociétés (taux combiné fédéral et État)	Environ 41 %, avec de nombreuses déductions possibles. Le taux d'imposition réel est généralement beaucoup plus bas (note 2)	
Droits d'émission ou taxes sur les GES	Pas de droits d'émission ou de taxes sur les GES	

Note 1 : Sweeley (2014).

Note 2 : Le taux d'impôt sur le revenu au fédéral est de 35 %. Le taux en vigueur dans l'État de Pennsylvanie est de 9,99 %. Comme les impôts payés à l'État sont déductibles au moment du calcul de l'impôt fédéral, le taux combiné est d'environ 41 %.
KPMG. *Corporate Tax Rates Table*, [en ligne (4 septembre 2014) : www.kpmg.com/global/en/services/tax/tax-tools-and-resources/pages/corporate-tax-rates-table.aspx].

Source : PR3.8.7, p. 46 à 48.

Dans le cas de propriétaires privés, les redevances ne sont pas perçues seulement par le propriétaire du terrain où sont forés les puits, mais par l'ensemble des propriétaires des terrains sous lesquels passent les puits horizontaux. Par exemple, dans le cas d'une plateforme de six puits horizontaux couvrant une zone de 1 km sur 4 km, tous les propriétaires des terrains en surface de cette zone d'exploitation de 4 km^2 se partageront les redevances, au prorata des superficies possédées. Le propriétaire du terrain où sont forés les puits touchera en plus une compensation pour la perte d'usage d'une partie de son terrain.

Le régime de redevances en Norvège

La Norvège est citée par plusieurs comme un modèle de gouvernance en matière d'exploitation des ressources naturelles. Le gouvernement de la Norvège a choisi très tôt de s'engager directement dans la production pétrolière et gazière sur son territoire.

Depuis 1972, la Norvège a acquis une prise de participation dans tous les projets par l'entremise de la compagnie Statoil. Précisons que la totalité de la production gazière de la Norvège se trouve en mer. Il n'y a pas d'exploitation du gaz de schiste. Le tableau 28 présente les principaux outils financiers utilisés.

Tableau 28 Le régime de redevances et les principaux outils financiers associés à l'exploitation du gaz naturel en Norvège

	Norvège
Droits d'exploration	Appel de propositions – Prise de participation obligatoire du gouvernement de Norvège (moyenne récente : 20 % de participation)
Taxe spéciale – profits pétroliers	50 %
Impôts sur les sociétés	28 %
Statoil (67 % gouvernement)	67 % des dividendes
Droits d'émission ou taxes sur les GES	Une taxe sur le carbone est en place depuis 1991
Prélèvement gouvernemental	73 % (note 1)

Note 1 : IRENA AGALLIU, IHS CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (IHS CERA). *Comparative Assessment of the Federal Oil and Gas Fiscal System, Final Report*, Published by the U.S. Department of the Interior, October 2011, p. 62.

Source : PR3.8.7, p. 53 à 56.

Une étude portant sur une vingtaine de pays producteurs d'hydrocarbures, réalisée en 2011 pour le gouvernement des États-Unis, indique que, de manière générale, plus un territoire offre des réserves récupérables élevées pour une ressource, plus le gouvernement de ce territoire est en mesure d'obtenir une part élevée des revenus nets d'exploitation. Par exemple, la Norvège obtient une part des revenus des hydrocarbures plus élevée que celle qu'obtient la Colombie-Britannique (*ibid.*, p. 14).

- *La commission d'enquête constate que plus un territoire offre des réserves récupérables élevées, plus le gouvernement de ce territoire est en mesure d'obtenir une part élevée des revenus nets d'exploitation.*

- *La commission d'enquête constate que le pourcentage des revenus nets de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel prélevé par le gouvernement de la Norvège est supérieur au prélèvement gouvernemental qu'obtiendrait le Québec avec le régime de redevances actuellement en place.*

- *La commission d'enquête constate que l'ampleur relativement limitée des réserves récupérables estimées pour les basses-terres du Saint-Laurent, par rapport aux réserves d'autres régions en Amérique du Nord, pourrait restreindre la capacité du Québec à mettre en place un régime de redevances résultant en un prélèvement gouvernemental élevé.*

10.2 L'analyse avantages-coûts

L'analyse avantages-coûts (AAC) est un outil intéressant qui permet de comparer les bénéfices et les coûts sur toute la durée d'une activité. Une AAC doit déterminer et quantifier tous les bénéfices et les coûts ou les externalités d'une activité et leur attribuer une valeur monétaire considérée juste par les personnes concernées. Cela permet d'estimer le bénéfice net, ou la valeur sociale nette de cette activité pour la société. Pour que l'activité soit jugée avantageuse pour la société dans son ensemble, il faut que sa valeur sociétale nette soit positive. L'AAC de l'exploitation du gaz de schiste porte sur une période de 35 ans.

Les avantages potentiels pour le Québec

Selon les auteurs de l'AAC, les principaux avantages que pourrait retirer le Québec d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste seraient les redevances touchées par le gouvernement du Québec, l'augmentation du salaire de certains travailleurs, les profits des entreprises québécoises et les impôts des entreprises gazières.

Les redevances

Tout comme les prévisions des prix du gaz naturel à moyen et à long terme, les prévisions des redevances que l'État pourrait toucher à l'avenir constituent un exercice teinté d'incertitude. L'AAC a estimé que les redevances associées à l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent atteindraient 2,5 G$ sur 35 ans pour le scénario 3, soit 71 M$ par an en moyenne, et 16 G$ pour le scénario 5, soit 457 M$ par an en moyenne. Ces estimations ont été réalisées pour les scénarios selon lesquels le prix minimum du gaz naturel requis pour assurer la rentabilité de l'industrie (prix cible) serait atteint (tableau 29).

L'AAC a utilisé le régime de redevances proposé dans un document accompagnant le budget du gouvernement du Québec de 2011-2012. Le pourcentage de redevances y variait de 5 % à 35 % de la valeur au puits, en fonction du prix du gaz naturel et des volumes de production (MFQ, 2011, p. 18 à 20). Rappelons que le régime actuellement en vigueur prévoit un taux de 10 % à 12 %, selon le niveau de production.

Tableau 29 Les redevances selon les trois scénarios d'exploitation du gaz de schiste – Scénarios avec prix cible, selon l'analyse avantages-coûts

	Scénario 3	**Scénario 4** (note 1)	**Scénario 5**
Localisation	Partie est du corridor 2	Corridor 2	Corridors 1, 2 et 3
Nombre de puits	1 000	3 600	9 000
Production moyenne par puits	3 Gpi^3	2,75 Gpi^3	2,5 Gpi^3
Prix cible requis ($/$Kpi^3$)	6,76 $/$Kpi^3$	-	7,84 $/$Kpi^3$
Redevances estimées sur 35 ans (M$ 2012)	2 451	7 700	16 100
Redevances moyennes par année (M$ 2012)	71	220	457
Redevances moyennes par puits (M$ 2012)	2,5	2,14	1,78

Note 1 : Les redevances prévues selon le scénario 4 n'ont pas été présentées dans l'AAC. Nous les avons extrapolées sur la base des résultats des deux autres scénarios : redevances moyennes/puits de 2,5 M$ pour le scénario 3 et 1,78 M$ pour le scénario 5 ; production moyenne/puits de 3 Gpi^3 pour le scénario 3 et 2,5 Gpi^3 pour le scénario 5. Comme la production moyenne/puits pour le scénario 4 est intermédiaire entre celle du scénario 3 et celle du scénario 5, soit 2,75 Gpi^3, nous avons estimé que les redevances moyennes/puits seraient également intermédiaires, soit 2,14 M$/puits (2,5 M$ + 1,78 M$ = 4,28 M$; 4,28 M$/2 = 2,14 M$). Finalement, comme le scénario 4 prévoit le déploiement de 3 600 puits, les redevances totales sont estimées à environ 7,7 G$ (3 600 puits X 2,14 M$/puits).

Source : PR3.5.3, p. 21, 24 et 26 ; PR3.8.3, p. 54-55.

Les analystes du ministère des Finances ont estimé que, pour une faible productivité des puits, le régime de redevances proposé avec le budget 2011-2012 était plus avantageux que le régime actuel dès que les prix du gaz atteignaient environ 6 $/$Kpi^3$ (*ibid.,* p. 20)[46]. En effet, à ce niveau de prix, pour une faible productivité (de 250 à 1 250 Kpi^3/jour), le taux de redevance du régime proposé aurait varié de 9,2 % à 23 % de la valeur du gaz naturel au puits. Avec le régime actuel de redevances, ce taux aurait été de 10 % (*ibid.*, p. 19). Pour une productivité moyenne des puits, le régime proposé aurait été plus avantageux que le régime actuel dès que les prix auraient atteint 5,25 $/$Kpi^3$.

Les emplois

L'exploitation du gaz de schiste se traduirait par la création ou le maintien d'un certain nombre d'emplois au Québec. Dans leur méthodologie, les auteurs de l'AAC expliquent que selon eux, le seul avantage net associé aux emplois de cette industrie serait

46. Le Ministère considère qu'une faible productivité correspond à une productivité initiale moyenne de 1 250 Kpi^3 par jour. Une productivité moyenne correspond à une productivité initiale de 2 250 Kpi^3 par jour.

« l'augmentation du salaire du rapport à celui de réserve », c'est-à-dire la différence entre les salaires versés par l'industrie gazière et les salaires des emplois auparavant occupés par les travailleurs (PR3.8.3, p. 33). En choisissant de ne considérer que le différentiel de salaire, les auteurs de l'AAC ont fait l'hypothèse implicite que l'exploitation du gaz de schiste n'entraînerait pas de création nette d'emploi. Faute de données, toutefois, les auteurs n'ont finalement pas évalué ce type de bénéfice. Le sujet de la création d'emploi est présenté à la section 10.4.

Les profits des entreprises québécoises

L'AAC a posé l'hypothèse selon laquelle qu'au mieux 25 % des entreprises gazières participant à une éventuelle exploitation du gaz de schiste seraient de propriété québécoise (*ibid.*, p. 35). Les profits des entreprises québécoises sont considérés comme un bénéfice pour le Québec dans le cadre de l'AAC, contrairement aux profits des entreprises canadiennes ou étrangères. Les retombées potentielles pour les entreprises québécoises sont présentées à la section 10.5.

Les impôts sur les sociétés

Un taux combiné fédéral et provincial de 26,9 % a été utilisé pour estimer les impôts payés par les gazières (*ibid.*, p. 33). Le Québec touchera directement moins de la moitié de ces impôts, le taux d'imposition du gouvernement provincial étant de 11,9 % pour l'année 2013[47].

Par ailleurs, dans leurs évaluations, les auteurs de l'AAC n'ont pas tenu compte du crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources (DQ30.1). Ce crédit équivalait, jusqu'en 2014, à 15 % des dépenses d'exploration admissibles pour les entreprises exploitant du gaz. Les dépenses admissibles peuvent inclure des frais d'études géologiques, géophysiques ou géochimiques, des frais de défrichement ou de déblaiement et des frais de forage[48]. En 2015, le taux du crédit sera réduit à 10 %. En 2011, le ministère des Finances a estimé qu'un crédit équivalent, le crédit de redevance non remboursable, pourrait s'élever à 206 M$ à l'année 15 du projet, dans le cas d'un scénario s'appuyant sur l'exploitation d'un peu plus de 3 000 puits, soit à peu près l'équivalent du scénario de développement 4 (MFQ, 2011, p. 21 et 25)[49]. Les crédits de 206 M$ auraient représenté près de la moitié des redevances estimées à 427 M$ par le Ministère pour la même année. Même en tenant compte du fait que le taux du crédit

47. REVENU QUÉBEC. *Entreprises – Taux d'imposition*, [en ligne (21 novembre 2014) : www.revenuquebec.ca/fr/entreprise/impot/societes/taux_imposition.aspx].

48. FINANCES ET ÉCONOMIE QUÉBEC (2013). *Bulletin d'information*, *Modifications à diverses mesures à caractère fiscal*, 20 décembre, p. 4.

49. L'estimation du ministère des Finances porte sur un crédit de redevance non remboursable, dont les modalités diffèrent légèrement de celles relatives au crédit d'impôt remboursable actuel. Ce crédit, tel qu'il est proposé, aurait été appliqué à l'encontre des redevances à payer, à hauteur de 15 % des dépenses d'exploration admissibles.

d'impôt remboursable relatif aux ressources sera diminué de 15 % à 10 % à compter de 2015, cela représenterait toujours un crédit important, qui réduirait d'autant les impôts (ou les redevances nettes) touchés par le gouvernement.

- *La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts évalue les redevances de l'exploitation du gaz de schiste à 2,5 G$ au total sur 35 ans, soit 71 M$ par année en moyenne pour le scénario de développement 3 (1 000 puits), dans la mesure où un prix cible du gaz naturel de 6,76 $/Kpi^3 serait atteint. Pour le scénario de développement 4 (3 600 puits), les redevances sont estimées à 220 M$ par année. Pour le scénario 5 (9 000 puits), les redevances s'élèveraient à 457 M$ par an si un prix cible de 7,84 $/Kpi^3 était atteint.*

- *La commission d'enquête constate que, pour un prix du gaz naturel de 6 $/Kpi^3 ou plus, le régime de redevances actuel est moins avantageux pour le Québec que le régime de redevances utilisé dans l'analyse avantages-coûts, et ce, même pour une productivité faible des puits.*

- *La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont posé l'hypothèse qu'il n'y aurait pas de création nette d'emplois au Québec associée à l'exploitation du gaz de schiste. Ils n'ont pas évalué l'augmentation du salaire par rapport à celui de réserve, c'est-à-dire la différence entre les salaires qui seraient versés par l'industrie gazière et les salaires des emplois antérieurs.*

- *La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont inclus la totalité des impôts sur les sociétés touchés par le gouvernement fédéral dans l'évaluation des avantages pour le Québec.*

- *La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts n'ont pas tenu compte du crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources versé aux entreprises gazières pour les dépenses d'exploration admissibles.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que, dans l'ensemble, l'analyse avantages-coûts surestime les avantages que retirerait le Québec dans l'éventualité d'une exploitation du gaz de schiste.*

Les coûts et les externalités potentiels pour le Québec

Les externalités d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste correspondent aux coûts, aux impacts ou aux nuisances que la présence de l'industrie imposerait au Québec, sans compensation de la part de l'industrie (ou, inversement, aux avantages que l'industrie procurerait au Québec, sans être payée pour ces avantages) (PR3.8.5, p. 31).

Le coût social des émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre de l'analyse avantages-coûts, les auteurs devaient estimer les coûts associés aux émissions de gaz à effet de serre issues d'une éventuelle production du gaz de schiste au Québec. Pour établir leur scénario de référence, ils ont utilisé le niveau d'émissions de GES correspondant à un taux d'émissions fugitives de 1 %, considéré comme faible par plusieurs sources. Par contre, ils ont également réalisé une analyse de sensibilité un taux de 3 %.

En ce qui a trait aux coûts unitaires d'une tonne d'émissions de GES, les auteurs ont retenu les estimations du coût social du carbone produites par l'Environmental Protection Agency des États-Unis (US EPA). Ce coût social tient compte de l'ensemble des coûts associés aux changements climatiques, par exemple les impacts sur les rendements agricoles, les impacts sur la santé humaine et les dommages causés à la propriété à la suite d'inondations[50]. Le coût social pour une tonne de CO_2 correspond donc au montant qui serait nécessaire pour compenser l'ensemble des impacts environnementaux et sociaux associés aux émissions de cette tonne de GES. Pour 2014, ce coût social, ou coût du carbone, est estimé à 48 $/t éq. CO_2. Il augmenterait jusqu'à 91 $ en 2049 (PR3.8.3, p. 53).

À titre de comparaison, rappelons qu'en août 2014, les unités d'émission de GES se sont vendues 11,39 $/t éq. CO_2 sur le marché du carbone québécois[51].

- *La commission d'enquête constate que pour évaluer le coût social du carbone, les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont considéré la totalité des émissions de gaz à effet de serre générées par une éventuelle production du gaz de schiste au Québec sur la base d'un taux d'émissions fugitives de 1 % dans leur scénario de référence et de 3 % dans l'analyse de sensibilité.*

- *La commission d'enquête constate qu'en 2014, le coût social du carbone, tel qu'il a été estimé par l'Environmental Protection Agency des États-Unis, était quatre fois supérieur au prix auquel se transige actuellement la tonne de carbone sur le marché du carbone québécois (48 $/t éq. CO_2 comparativement à 11,39 $/t éq. CO_2). Autrement dit, le prix actuel du marché du carbone québécois ne couvrirait qu'environ 24 % des externalités et des coûts totaux associés à la génération d'une tonne de carbone.*

50. U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *The Social Cost of Carbon*, [en ligne (4 septembre 2014) : www.epa.gov/climatechange/EPAactivities/economics/scc.html].

51. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Vente aux enchères d'unités d'émission de gaz à effet de serre du Québec du 26 août 2014, Rapport sommaire des résultats*, p. 2.

La valeur de la ressource eau

Les auteurs de l'AAC ont inclus, dans les coûts de l'industrie, la redevance de 7 ¢ par mètre cube d'eau prévue par la réglementation québécoise (*ibid.*, p. 55). Le scénario de référence de l'AAC fait l'hypothèse que 20 000 m^3 d'eau seraient prélevés par puits. Les auteurs n'ont pas évalué le coût social de l'eau, comme ils l'ont fait pour les émissions de gaz à effet de serre.

Tel qu'il est noté au chapitre 3, environ 50 % des volumes d'eau utilisés au moment de la fracturation des puits ne remontent pas à la surface et seraient, *de facto*, retirés du bassin versant du Saint-Laurent pour plusieurs centaines, voire des milliers d'années. Par ailleurs, les volumes d'eau qui remontent à la surface doivent éventuellement être traités avant d'être réintroduits dans les eaux du bassin versant.

- ***Avis –*** *La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait s'assurer que les redevances sur le prélèvement de l'eau soient suffisantes pour tenir compte du fait qu'environ la moitié de l'eau qui serait utilisée pour la fracturation hydraulique demeurerait dans les formations profondes et serait, à toutes fins utiles, sortie du bassin versant du Saint-Laurent.*

Les impacts sur la qualité de l'air et sur les écosystèmes

Dans l'AAC, l'évaluation monétaire des impacts sur la qualité de l'air est basée sur des données de Pennsylvanie en lien avec le développement du gaz de schiste. Les impacts et les externalités associés aux émissions de contaminants dans l'air ont été estimés à 1 702 $ par puits et à 6 $/Mpi^3 de gaz produit (*ibid.*, p. 53).

Finalement, la perte d'écosystèmes a été évaluée à 2 307 $ par plateforme par année. Les auteurs de l'AAC notent que ce montant tient imparfaitement compte d'une potentielle fragmentation des milieux naturels et des impacts cumulatifs (*ibid.*, p. 49 et 53).

Les coûts d'entretien et de réparation des puits orphelins

Le nouveau *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection* prévoit que des échantillons d'eau souterraine seraient analysés sur une base régulière pendant les dix années suivant la fermeture d'un puits afin de s'assurer qu'il ne génère aucune fuite de méthane. En ce qui concerne d'éventuelles émissions fugitives dans l'air après la fermeture, l'article 61-8 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* indique que le puits fermé définitivement « doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement des liquides ou des gaz hors du puits ». En théorie, l'entreprise gazière demeure donc toujours responsable de s'assurer que ses puits ne fuient pas et d'exécuter les réparations nécessaires au besoin.

En pratique, il existe un risque réel que des puits qui fuient deviennent orphelins, c'est-à-dire sans propriétaire connu ou solvable. Après leur fermeture, la durée de vie de ces puits pourrait facilement excéder la durée de vie des entreprises qui les ont forés. Même dans le cas de puits encore en activité, cette situation peut se produire à la suite de la faillite de l'entreprise propriétaire des puits. La question du maintien de l'intégrité à long terme des puits est un enjeu qui n'est pas encore résolu et qui préoccupe de nombreux citoyens, représentants d'organismes environnementaux et responsables municipaux qui ont déposé des mémoires à ce sujet en audience. Plusieurs ont mentionné l'ampleur des passifs environnementaux associés aux terrains contaminés que le Québec a dû assumer et leur crainte que l'exploitation du gaz de schiste vienne augmenter ces passifs à l'avenir (chapitre 2).

Plusieurs provinces canadiennes ou États américains comptant une industrie active d'extraction d'hydrocarbures sur leur territoire ont mis en place un fonds servant à gérer les sites orphelins. Ces fonds sont financés par les entreprises gazières et pétrolières selon différentes modalités (BAPE, 2011, rapport n^{o} 273 p. 214). Par ailleurs, même avec la création d'un fonds financé par l'industrie, le risque que les puits fermés constituent, un jour, un passif environnemental est réel.

Dans le cas du Québec, un tel fonds n'existe pas. En vertu des articles 16 et 18 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains,* une garantie d'exécution est exigée des entreprises gazières ou pétrolières. Cette garantie correspond à 10 % du coût estimé des travaux. Elle ne peut toutefois être inférieure à 5 000 $ ou supérieure à 150 000 $. De plus, lorsque l'entreprise gazière commence à verser des redevances, la garantie d'exécution est graduellement libérée d'un montant équivalent aux redevances payées. À partir du moment où l'entreprise a versé plus de 150 000 $ en redevances pour un puits, la garantie d'exécution est totalement libérée. Dans tous les cas, la garantie d'exécution n'est plus exigée à partir de la fermeture définitive du puits. L'existence d'une garantie d'exécution ne règle donc pas le problème des puits orphelins.

De plus, le montant de la garantie, qui n'a pas été augmenté depuis plusieurs années, correspond dans les faits à un pourcentage du coût des travaux bien en deçà de 10 %. En effet, les coûts de forage et de fracturation d'un puits sont estimés à environ 5,75 M$ (tableau 25). En raison du maximum de 150 000 $ applicable, la garantie exigée correspondrait à seulement 2,6 % du coût des travaux.

Les coûts et les externalités potentiels pour le Québec associés aux puits orphelins n'ont pas été évalués dans le cadre de l'analyse avantages-coûts.

- *La commission d'enquête constate qu'en limitant à 150 000 $ le montant maximum de la garantie d'exécution qu'il exigerait des entreprises gazières, le gouvernement du Québec fixe la garantie à un niveau très inférieur à 10 % du coût des travaux, considérant que les coûts de forage et de fracturation d'un puits sont estimés à 5,75 M$.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait s'assurer que la garantie d'exécution exigée des entreprises gazières et pétrolières soit d'un montant suffisant pour permettre de garantir, en tout temps, le maintien ou le retour à l'intégrité des puits, de façon à ce que la société n'ait à assumer aucun risque financier ou environnemental.*

- *La commission d'enquête constate que la durée de vie des puits de gaz de schiste définitivement fermés pourrait être supérieure à celle des entreprises gazières qui les ont exploités et qu'il existe un risque réel que certains de ces puits se trouvent éventuellement sans propriétaire connu ou solvable.*

- ***Avis –*** *Tout en souscrivant au principe selon lequel une entreprise doit demeurer responsable de toute émission de gaz ou écoulement de liquides hors de ses puits, la commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la création d'un fonds financé par l'industrie gazière serait nécessaire, selon les principes équité et solidarité sociales et pollueur payeur. Ce fonds devrait couvrir les coûts de restauration des sites et des puits abandonnés par un propriétaire insolvable ou qui a cessé ses opérations, afin de s'assurer qu'il n'y ait aucune émission de gaz ou écoulement de liquides hors des puits.*

Les coûts et les externalités qui n'ont pas été évalués

Les auteurs de l'AAC inventorient plusieurs coûts et externalités qu'ils ont relevés, mais qu'ils n'ont pas évalués (PR3.8.3, p. 36 à 39). À cette liste s'ajoutent certains coûts et externalités mentionnés par les participants aux audiences publiques et dans les études de l'ÉES. Ces coûts et ces externalités qui n'ont pas été évalués lors de l'AAC, mais qui ont été examinés aux chapitres 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 et 13 comprennent notamment :

– Les coûts d'encadrement de l'industrie par le MERN qui ne seraient pas couverts par la nouvelle tarification des permis et baux de location et les coûts de gestion et d'inspection du MDDELCC et de la CPTAQ ;

– Les coûts d'entretien et de réparation des puits orphelins qui produiraient des émissions fugitives de gaz ou desquels s'écouleraient des liquides ;

– Les coûts de planification, de suivi et d'inspection assumés par les autorités municipales et régionales ;

- Les coûts accrus pour les municipalités en matière de plans d'urgence et d'équipements permettant de réagir aux accidents et aux situations d'urgence ;

- Les impacts sur les infrastructures collectives, particulièrement les infrastructures municipales (routes, services de santé, etc.) ;

- Les impacts potentiels sur la nappe phréatique et sur la qualité des eaux de surface ;

- Les risques de sismicité et de glissements de terrain susceptibles de créer des sinistres ;

- Les risques d'accidents majeurs sur les sites des plateformes, tels que les explosions et conflagrations (*blowout*) ;

- Les nuisances pour les résidents (bruit, poussières, vibrations, odeurs, pollution lumineuse durant la nuit, trafic, perte d'accès, etc.) ;

- Les impacts potentiels sur la santé ;

- Les impacts sur le logement et, plus particulièrement, sur la capacité des plus démunis à assumer des hausses potentielles de loyer. Cet enjeu est examiné à la section 11.1 ;

- Les impacts potentiels sur la valeur des résidences situées à proximité des installations gazières ;

- L'augmentation potentielle du coût des assurances pour les citoyens et pour les entreprises situées à proximité des installations gazières ;

- Les impacts sur le paysage, tant du point de vue des résidents que de celui des touristes et des visiteurs d'une région ;

- Les impacts sociaux, et plus particulièrement, les tensions potentielles résultant de l'inégale répartition des avantages et des externalités de l'exploitation du gaz de schiste ;

- Les impacts potentiels sur le secteur agricole, et plus particulièrement sur les producteurs concernés en agriculture biologique ou vendant leurs produits dans des marchés de proximité ;

– Les impacts potentiels sur les secteurs touristique et agrotouristique ;

– Les difficultés potentielles de recrutement de main-d'œuvre pour les PME locales.

Finalement, les coûts d'élaboration du nouveau cadre législatif et d'ajustement des nombreuses lois et des nombreux règlements existants seraient extrêmement importants. Ces coûts ne constituent pas, à proprement parler, des externalités. Il n'en demeure pas moins que la mise à jour systématique des lois et des règlements encadrant l'exploitation du gaz et du pétrole constituerait un exercice législatif majeur.

- *La commission d'enquête constate que, tel que le précisent les auteurs de l'analyse avantages-coûts, de nombreux coûts et externalités pour le Québec découlant d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste n'ont pas été évalués.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que l'analyse avantages-coûts sous-estime l'importance des coûts et des externalités pour le Québec qui découleraient d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.*

La valeur sociale pour le Québec

La valeur sociale d'un projet correspond à la différence entre les bénéfices de ce projet pour la société et les coûts ou les externalités du projet pour cette même société.

Dans le chapitre 3 de son rapport 2010-2011, déposé peu de temps après le rapport des premières audiences publiques du BAPE sur les gaz de schiste de 2011, le commissaire au développement durable du Québec notait :

> Les travaux relatifs aux retombées économiques et aux redevances attendues à la suite d'une éventuelle phase d'exploitation du gaz de schiste que nous avons consultés ne permettent pas de démontrer de façon satisfaisante que les bénéfices sont supérieurs aux coûts pour la société québécoise (VG, 2011, p. 3-19).

La réalisation d'une analyse avantages-coûts visait justement à pouvoir mieux répondre à cette question. Les auteurs de l'AAC ont conclu qu'avec les projections de prix actuelles pour le gaz naturel, l'exploitation du gaz de schiste ne serait pas rentable pour l'industrie et qu'elle ne serait pas avantageuse pour le Québec. Les coûts et les externalités pour la société pris en compte dans l'AAC (principalement le coût social du carbone) seraient supérieurs aux avantages pour la société (redevances, profits des sociétés québécoises et impôts des sociétés) (PR3.8.3, p. 53 à 56).

Dans le cas où les prix des prochaines années seraient plus élevés que prévu actuellement et où ils atteindraient au moins 6,76 $/Kpi^3, les auteurs de l'AAC estiment que la valeur sociale nette pour le Québec serait positive pour le scénario de

développement 3. Tel que l'illustre le tableau 30, la valeur actualisée nette des avantages pour la société québécoise s'élèverait alors à 3,4 G$ et les coûts et externalités, à 1,4 G$, pour une valeur sociale nette de près de 2 G$ sur 35 ans.

Tableau 30 La valeur sociale d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec pour le scénario 3 (en dollars de 2012)

Valeur actualisée nette pour la période de 35 ans	Scénario de référence (projections de prix de l'EIA)	Scénario avec prix cible assurant la rentabilité privée	Scénario avec prix cible – moyenne par année
Prix du gaz naturel	5,92 $/Kp^3 (note 1)	6,76 $/Kp^3 (note 2)	6,76 $/Kp^3 (note 2)
Avantages pour le Québec			
- Redevances	n. d.	2 451 395 544	
- Impôts des sociétés	n. d.	732 359 870	
- Part des profits après impôts des sociétés québécoises	n. d.	173 404 245	
Total des avantages évalués	**990 802 556**	**3 357 159 659**	*95 918 847*
Externalités pour le Québec			
- Coût social du carbone	1 373 695 496	1 373 695 496	
- Qualité de l'air	9 895 980	9 895 980	
- Biens et services écosystémiques	3 817 235	3 817 235	
Total des externalités et des coûts évalués	**1 387 408 711**	**1 387 408 711**	*39 640 249*
Valeur sociale nette pour le Québec	**(396 606 155)**	**1 969 750 948**	*56 278 599*

Note 1 : Le prix de 5,92 $/Kp^3 correspond au prix moyen du gaz naturel projeté pour le scénario de référence, pour la période de 35 ans (PR3.8.3, tableau 3.3, p. 28). Pour les années 2041 à 2048, les auteurs de l'AAC ont posé l'hypothèse selon laquelle les prix demeureraient les mêmes qu'en 2040 (DQ30.2).

Note 2 : Le prix cible correspond au prix permettant à l'entreprise de couvrir tous ses frais et de produire un rendement de 10 %.

Source : PR3.8.3, tableaux 5.2 et 5.3, p. 54.

Le coût social du carbone représente à lui seul près de 1,4 G$, et ce, selon un taux d'émissions fugitives de 1 %. Les résultats de l'analyse de sensibilité montrent que le coût social du carbone grimpe à environ 3,3 G$ si on utilise un taux d'émissions fugitives de 3 %. La valeur sociale nette pour le Québec serait alors à peine positive, soit 35 M$ sur 35 ans (PR3.8.3, tableau 5.16, p. 60).

Dans le cas du scénario de développement 5, si un prix du gaz naturel de 7,84 $/Kpi^3 était atteint, la valeur sociale actualisée pour le Québec s'élèverait à 12,9 G$ sur 35 ans, soit des avantages estimés à 21,6 G$, desquels on soustrait des coûts et des externalités estimés à 8,7 G$. Dans le cas de ce scénario comme dans celui du scénario 3, il est important de rappeler que plusieurs coûts et externalités importants n'ont pas été évalués.

L'analyse avantages-coûts présente la valeur actualisée des avantages et des coûts. En effet, lorsqu'on estime les avantages et les coûts d'un projet sur une longue période, 35 ans dans ce cas, on considère généralement qu'un dollar de redevances perçues à la dernière année du projet vaut moins qu'un dollar reçu la première année du projet. Le taux d'escompte utilisé dans l'analyse reflète l'importance accordée aux revenus et aux coûts à court terme plutôt qu'à long terme. Dans le cas de la présente AAC, les auteurs ont retenu un taux d'escompte social de 6,5 % (*ibid.*, p. 53). En utilisant plutôt un taux d'escompte de 3 %, la valeur sociale nette de l'exploitation du gaz de schiste passerait de 2,0 G$ à 3,1 G$ dans le cas du scénario 3 (*ibid.*, p. 63).

- *La commission d'enquête constate que, selon les auteurs de l'analyse avantages-coûts, les niveaux de prix du gaz naturel projetés par l'Energy Information Agency des États-Unis et les paramètres retenus dans l'analyse ne permettent pas de rentabiliser l'exploitation du gaz de schiste pour l'industrie ni de dégager une valeur sociale nette positive pour le Québec.*

- *La commission d'enquête constate que, selon les auteurs de l'analyse avantages-coûts, l'exploitation du gaz de schiste serait avantageuse pour le Québec si le prix moyen du gaz naturel atteignait un prix cible d'au moins 6,76 $/Kpi^3 au cours des 35 prochaines années.*

- *La commission d'enquête constate que le coût social du carbone, évalué sur la base des coûts unitaires proposés par l'Environmental Protection Agency des États-Unis, représenterait à lui seul au moins 54 % des redevances touchées par le Québec, et ce, avec un taux d'émissions fugitives des GES de 1 %.*

- *La commission d'enquête constate qu'avec un taux d'émissions fugitives de 3 %, même avec un prix cible du gaz naturel permettant d'assurer la rentabilité des entreprises gazières, la valeur sociale nette de l'exploitation du gaz de schiste serait, à toutes fins utiles, nulle pour la société québécoise.*

- ***Avis –** La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste n'a pas évalué plusieurs coûts et externalités importants, tandis que les avantages pour le Québec auraient été surestimés. La commission d'enquête est d'avis que la valeur sociale nette pour le Québec aurait ainsi été surestimée.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête estime qu'étant donné l'incertitude quant aux coûts et aux externalités réels et quant au niveau de redevances nettes que toucherait le gouvernement, elle n'est pas en mesure de conclure que l'exploitation du gaz de schiste serait avantageuse pour le Québec, même dans le cas où les prix cibles permettant d'assurer la rentabilité de l'industrie seraient atteints.*

10.3 Le partage de la rente

À la section précédente, la commission a présenté les estimations des bénéfices, principalement les redevances et les impôts des sociétés, que pourrait toucher l'État québécois dans l'éventualité d'une exploitation du gaz de schiste. Comme le notent les auteurs de l'étude *Partage et utilisation de la rente*, « la question du partage et de l'utilisation de la rente qui pourrait provenir de l'exploration et de l'exploitation éventuelle du gaz de schiste est une question cruciale tant au plan de l'apport de cette exploitation éventuelle à la richesse collective du Québec que de son acceptabilité sociale » (PR3.8.7, p. 4). En effet, les gouvernements, les entreprises et les citoyens qui profiteraient de l'exploitation du gaz de schiste ne sont pas nécessairement les mêmes que ceux qui en subiraient les inconvénients. Il pourrait en résulter une répartition asymétrique des bénéfices et des coûts. Ces préoccupations ont fait l'objet de plusieurs échanges durant l'audience publique.

Plus particulièrement, la question de l'équité intergénérationnelle a été abordée dans le cas du partage de la rente de l'exploitation du gaz de schiste, d'autant plus qu'il s'agit d'une ressource non renouvelable. Est-il légitime d'exploiter ces ressources non renouvelables maintenant ou devrait-on les préserver pour les générations futures ? Devrait-on attendre que de meilleures technologies, qui réduiraient les impacts de l'exploration, soient disponibles ? Et si l'on décidait d'exploiter ces ressources maintenant, pourrait-on le faire dans une perspective de développement durable, en atténuant les impacts de cette activité pour la génération actuelle, qui vivrait l'exploitation du gaz de schiste, tout en préservant une partie de ce capital pour les générations futures ?

Plusieurs chercheurs se sont penchés au fil des ans sur cette question. Selon M. John M. Hartwick, notamment, « la totalité de la rente de la ressource non renouvelable doit être investie dans du capital humain, financier, environnemental ou physique, sinon il y a réduction du capital ». Autrement dit, la rente découlant de l'exploitation du gaz de schiste devrait servir à rembourser la dette (capital financier) ou à conserver des espaces naturels (capital environnemental), par exemple, mais pas à « payer l'épicerie », c'est-à-dire à payer les dépenses d'opérations courantes du gouvernement. Certains auteurs soutiennent que si l'on veut vraiment parler de

développement durable, la perte de capital naturel, dans ce cas-ci la perte d'une ressource naturelle, comme le gaz naturel, devrait être compensée par au moins l'équivalent en capital naturel (*ibid.*, p. 8).

La notion de rente

La rente économique d'une ressource est la différence entre son prix de vente et son coût de production, y compris le rendement normal du capital (*ibid.*, p. 4). La figure 23 illustre cette notion.

La rente brute correspond ainsi à la valeur de la ressource naturelle (élément 8 dans la figure). Une partie de cette rente brute peut être captée par l'entreprise gazière (4), particulièrement si cette entreprise a réussi à réduire ses coûts de production sous ceux normalement observés dans l'industrie. Le reste de la rente est captée par le gouvernement (7).

Une partie des externalités de l'exploration sont compensées par les entreprises gazières, soit parce que la réglementation l'exige ou soit de gré à gré entre les parties (2). C'est le cas, notamment, des coûts d'entretien des routes municipales utilisées par les gazières. Bien qu'aucune réglementation ne l'oblige actuellement, des ententes peuvent être conclues à ce sujet entre les gazières et les municipalités.

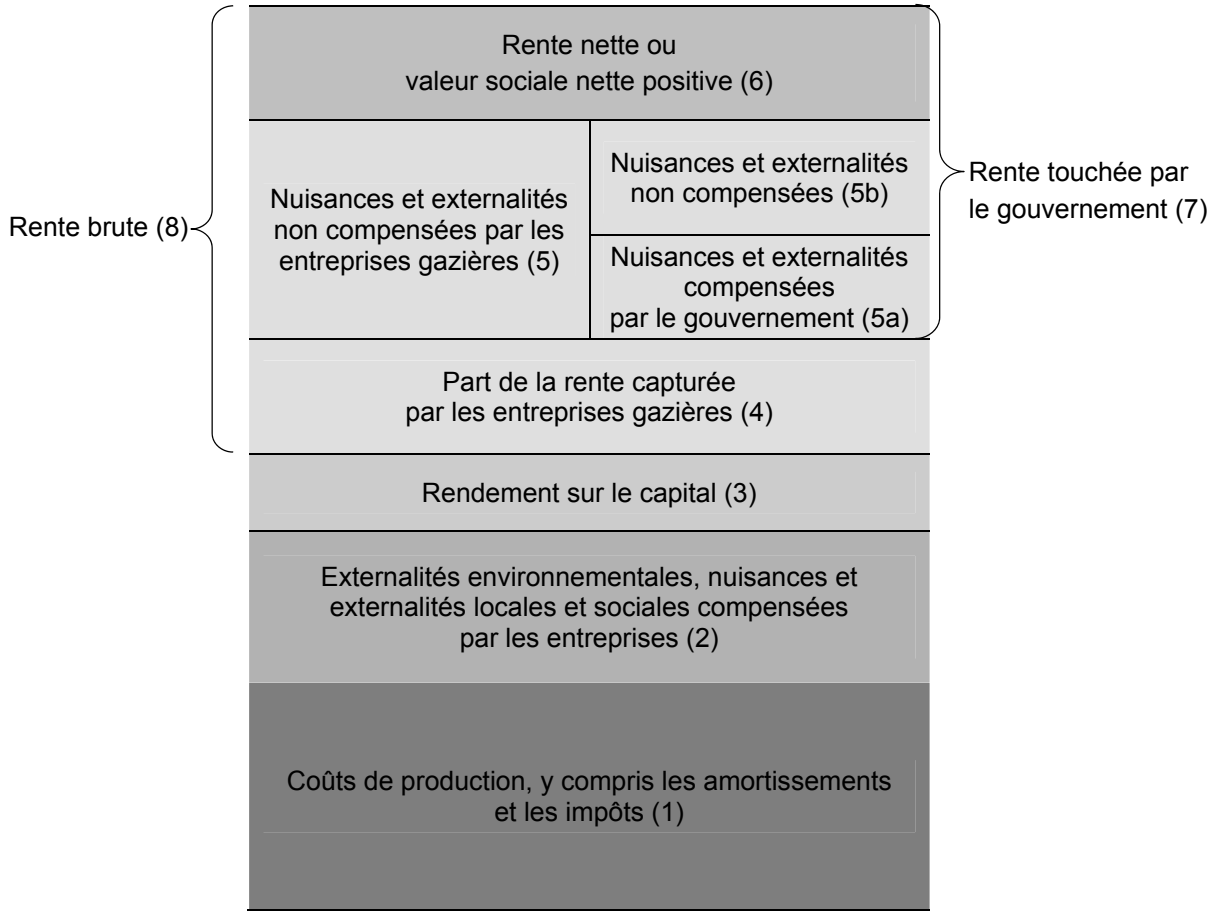
Les coûts pour la société associés à l'émission des gaz à effet de serre seraient également partiellement internalisés dans les coûts des entreprises, puisque celles-ci devraient acquérir des droits d'émission pour 100 % de leurs émissions. Toutefois, les droits d'émission se transigent actuellement à environ 24 % du coût social estimé pour ces émissions. Cela signifie que les trois quarts des coûts sociaux associés aux émissions de gaz à effet de serre devraient être assumés par le gouvernement, à même la rente qu'il toucherait, et par les citoyens et les entreprises. De même, plusieurs nuisances pour les résidents, divers impacts pour les entreprises ou plusieurs coûts pour les municipalités ne seraient pas compensés par les entreprises (5).

Une part de la rente touchée par le gouvernement serait utilisée pour compenser des coûts ou des externalités découlant de l'exploitation du gaz de schiste (5a). Selon toute probabilité, certaines nuisances et externalités ne seraient compensées ni par les entreprises ni par le gouvernement (5b).

La rente nette (6) correspond donc à la rente touchée par le gouvernement (7), moins les coûts ou les externalités qui n'ont pas été compensés par les entreprises gazières (5). Bien entendu, pour que cette rente nette, ou valeur sociale nette, soit positive, il

faut que la rente touchée par le gouvernement soit supérieure à l'ensemble des coûts ou des externalités non compensés par les entreprises gazières.

Figure 23 La rente nette, ou la valeur sociale nette, dans le cas où la rente touchée par le gouvernement est supérieure aux nuisances et aux externalités non compensées par les entreprises gazières



Source : adapté de PR3.8.7, p. 6.

Le partage de la rente : ce qui se fait ailleurs

Les modèles de l'Alberta et de la Colombie-Britannique

En 1976, l'Alberta a créé un des tout premiers fonds souverains de ressources naturelles, l'Alberta Heritage Savings Trust Fund. De l'année de sa création jusqu'en 1987, 30 %, puis 15 % des redevances des ressources naturelles non renouvelables ont été versées au fonds, qui a atteint, à ce moment, 12,6 G$. Depuis 1987, toutes les redevances provenant des ressources non renouvelables ainsi qu'une part importante des rendements du fonds ont été versées aux revenus généraux de la province. Les revenus de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel ont permis d'éliminer la dette de la province, d'abolir la taxe de vente et la taxe sur la masse salariale et de réduire les autres taxes et impôts. En 2011-2012, les revenus des ressources naturelles non renouvelables représentaient 28 % du budget de la province. Au 31 mars 2012, le fonds affichait un actif de 16,1 G$ (*ibid.*, p. 33 à 35).

Les redevances du gaz naturel en Colombie-Britannique sont entièrement versées au fonds général de la province. En 2011-2012, les redevances représentaient moins de 1 % du budget de la province (*ibid.*, p. 37).

- *La commission d'enquête constate que bien que l'Alberta ait mis sur pied, en 1976, l'Alberta Heritage Savings Trust Fund, toutes les redevances et tous les revenus provenant des ressources non renouvelables sont versés, depuis 1987, aux revenus généraux de la province. Ces revenus ont permis, entre autres, d'éliminer la dette de la province.*

- *La commission d'enquête constate que les régimes de redevances de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ne prévoient aucun partage direct des redevances touchées par le gouvernement provincial avec les régions et les municipalités où ont lieu les activités d'exploration et d'exploitation.*

Le modèle américain

Aux États-Unis, le partage de la rente varie selon le régime de propriété des terres où a lieu l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel. Lorsque le gouvernement fédéral est propriétaire des terres, les redevances et les autres revenus perçus de l'exploitation des ressources non renouvelables sont partagés de la façon suivante :

– 49 % des revenus sont versés aux États où a lieu l'exploitation ;

– 40 % sont versés dans le Reclamation Fund, un fonds réservé à des projets de production d'énergie et d'infrastructures de gestion de l'eau dans l'ouest des États-Unis ;

– 11 % sont versés au fonds général des États-Unis (US. Treasury) (*ibid.*, p. 41).

Lorsque l'exploitation des ressources a lieu sur des propriétés privées, la plupart des États imposent aux entreprises gazières une taxe sur la production dite « severance tax » qui s'ajoute aux redevances payées par l'entreprise au propriétaire privé. La répartition des revenus de cette taxe varie selon les États. De manière générale, une partie est versée aux instances régionales et locales où a lieu l'exploitation dans le but de compenser les coûts et les externalités négatives découlant de cette exploitation. Certains États en consacrent une partie à des initiatives de conservation et de restauration. Le reste des revenus est versé à leur fonds général (*ibid.*, p. 46 et 47).

La Pennsylvanie présente un modèle légèrement différent puisque jusqu'en 2012, elle n'imposait pas de « severance tax ». C'est seulement depuis cette date qu'un « local impact fee » est imposé aux entreprises. En 2012, les 180 M$ perçus par la Pennsylvanie de cette façon ont été répartis ainsi :

– 25 M$ versés aux fonds généraux de l'État pour compenser les impacts à l'échelle de son territoire ;

– 60 % du solde, soit 93 M$, versés aux municipalités où a lieu l'exploitation pour compenser les impacts à l'échelle locale et comme aide à l'adaptation ;

– 40 % du solde, soit 62 M$, réservés à des initiatives de l'État.

Une partie de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel en Pennsylvanie a lieu sur des terres dont elle est propriétaire. Depuis 1955, la totalité des redevances et autres droits relatifs à ses terres est versée au Oil and Gas Lease Fund, originellement destiné à financer des infrastructures de parcs ou de forêts publiques ou à l'acquisition de terres permettant de préserver l'intégrité des parcs et des forêts de l'État. Une part des revenus a généralement été utilisée pour financer les activités du ministère de la Conservation et des Ressources naturelles (19,5 M$ sur 60 M$ de revenus en 2012) et une autre part versée aux fonds généraux. En 2012, l'Environmental Stewardship Fund a été créé avec l'objectif de garantir un versement minimum de 20 M$ en 2013 et 35 M$ par la suite pour les initiatives de conservation (*ibid.*, p. 46 à 48).

- *La commission d'enquête constate que, d'une manière générale, les régimes de redevances des États-Unis, tant à l'échelle fédérale qu'à celle des États, prévoient un partage des redevances et des revenus touchés avec les régions et les municipalités où a lieu l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel.*

- *La commission d'enquête constate que certains États, notamment la Pennsylvanie, avec l'Environmental Stewardship Fund, versent une part des redevances de l'exploitation des ressources naturelles dans des fonds visant la conservation et la restauration de certains milieux naturels.*

Le modèle norvégien

Le modèle norvégien est cité par plusieurs comme un modèle en matière d'utilisation des revenus des ressources naturelles non renouvelables. Tous les revenus et les taxes sur le pétrole et le gaz sont versés au Government Pension Fund Global, créé en 1990, initialement sous le nom de « Petroleum Fund ». En 2011, environ la moitié des revenus de 44 G$ ont été transférés au budget du gouvernement, représentant ainsi 10 % du budget. La loi prévoit que les revenus transférés au budget ne doivent pas dépasser 4 % de la valeur marchande du fonds, qui a atteint une capitalisation de 540 G$ au début de 2011. Le fonds doit permettre de combler les déficits éventuels des fonds de pension publics et permettre de compenser la baisse de revenus de l'État, lorsque les ressources naturelles non renouvelables auront été épuisées. Avant 1990, les revenus de l'exploitation du pétrole et du gaz ont principalement été consacrés au budget national et ont servi, entre autres, au remboursement d'une partie de la dette (*ibid.*, p. 55-56).

- *La commission d'enquête constate que les versements nets du gouvernement de la Norvège au Government Pension Fund Global, une fois déduits les transferts au budget de fonctionnement du gouvernement, ont atteint 22,5 G$ en 2011, soit la moitié des redevances et des revenus de l'exploitation du pétrole et du gaz.*

- *La commission d'enquête constate que bien que le Government Pension Fund Global ait atteint une capitalisation de 540 G$ au début de 2011 (pour une population de 5 millions d'habitants), le gouvernement de la Norvège continue de limiter à 4 % de la valeur marchande du fonds la ponction annuelle qui peut être prélevée par le gouvernement pour son budget de fonctionnement.*

Le partage de la rente des ressources naturelles au Québec

Selon la législation actuelle, le gouvernement du Québec toucherait la totalité des redevances qui seraient versées par l'industrie du gaz de schiste, en plus des impôts sur les sociétés. La législation ne prévoit aucun mécanisme de partage de cette rente avec les communautés où s'implanterait éventuellement l'industrie du gaz de schiste. Un document, maintenant caduc, accompagnant le budget 2011-2012 proposait de verser un montant total de 100 000 $ par puits aux municipalités, tiré à même les redevances perçues par le gouvernement, afin de compenser certains coûts et externalités (MFQ, 2011, p. 30). En mai 2014, dans le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, le gouvernement a indiqué son intention de « réviser le régime de redevances et le partage des retombées économiques, en faveur notamment des collectivités locales et autochtones » (Gouvernement du Québec, 2014).

Même dans le cas où une part des redevances serait versée aux municipalités ou aux MRC, cela ne règlerait pas nécessairement le problème de l'adéquation entre les compensations et les préjudices subis. En effet, les redevances viendraient compenser les municipalités pour les coûts associés à l'industrie du gaz de schiste qu'elles devraient assumer, comme les coûts additionnels en matière de services d'urgence ou d'entretien des routes. Toutefois, les résidents subiraient également des nuisances telles que le bruit, les odeurs, la poussière, les vibrations, l'augmentation de la circulation et les impacts potentiels sur la santé, sans être compensés. De même, certaines entreprises pourraient être pénalisées par la venue de l'industrie du gaz de schiste, sans toutefois pouvoir obtenir de compensation.

Au Canada, les propriétaires des terrains où s'installent les puits d'exploitation du gaz de schiste n'ont droit à aucune part des redevances, puisque le sous-sol et ses ressources sont des propriétés du gouvernement provincial. Toutefois, les propriétaires ont droit à une compensation pour perte d'usage de la portion de leur terrain utilisée par les gazières. Cette compensation est négociée. Aucune compensation n'est versée aux voisins des terrains où s'installent les gazières, même si les puits horizontaux passent sous leurs propriétés et s'ils subissent des désagréments.

- *La commission d'enquête constate que selon le cadre législatif en vigueur actuellement au Québec, les régions où auraient lieu d'éventuelles activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne recevraient aucune part des redevances touchées par le gouvernement du Québec.*

- ***Avis –** La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait évaluer la possibilité de transférer une partie des redevances aux régions où auraient lieu ces activités afin de compenser certains coûts et externalités assumés par les régions.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement devrait élaborer un cadre d'évaluation des principaux coûts et externalités au profit des régions qui en subiraient les inconvénients.*

Le Fonds des générations du Québec

Le gouvernement du Québec a créé, en 2006, le Fonds des générations et l'a affecté exclusivement au remboursement de la dette. Sa création visait à réduire la dette totale

du Québec, qui représentait 43 % du produit intérieur brut du Québec au début de 2007, à un maximum de 25 % en 2025-2026[52].

Le fonds est alimenté en majeure partie par les redevances versées sur les ressources naturelles. Jusqu'ici, seules les ressources hydrauliques ont généré des montants importants en redevances pour l'État, soit 650 M$ versés au Fonds des générations pour l'année budgétaire 2011-2012 (*ibid.*, p. 20).

L'article 3 de la *Loi sur la réduction de la dette et instituant le Fonds des générations* (RLRQ, c. R-2.2.0.1) prévoit qu'une partie des redevances pour le prélèvement de l'eau soient portées au Fonds des générations. Toutefois, au 1er août 2014, cet article n'était pas en vigueur.

L'article 4.2 de la Loi précise que 25 % des redevances minières, après déduction de certains montants, doivent être versés au Fonds. Les redevances minières, tel qu'elles sont définies dans cet article, n'incluent pas les redevances gazières et pétrolières. Finalement, le budget 2014-2015 prévoit que la totalité des revenus miniers perçus par le gouvernement à compter de 2015-2016, estimés à 114 M$ pour cette année, seront versés au Fonds[53]. Cette mesure ne s'applique pas à d'éventuelles redevances gazières (DQ35.1, p. 2).

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a déjà mis en place un Fonds des générations dédié au remboursement de la dette et alimenté en majeure partie par les redevances sur l'exploitation des ressources naturelles.*

- *La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec vient de confirmer, dans le budget 2014-2015, son intention de verser la totalité des redevances et autres revenus miniers au Fonds des générations.*

- *La commission d'enquête constate qu'il n'est pas actuellement prévu que d'éventuelles redevances provenant de l'exploitation du gaz de schiste soient versées au Fonds des générations.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait verser les redevances au Fonds des générations, comme il le fait avec les redevances sur l'exploitation minière, une fois déduits les montants qui seraient partagés avec les régions pour compenser les coûts et les externalités associés aux activités de l'industrie.*

52. FINANCES QUÉBEC (2007). *La dette du gouvernement du Québec*, p. 4 [en ligne (21 novembre 2014) :www.finances.gouv.qc.ca/documents/Autres/fr/AUTFR_LaDette_GouvQC.pdf].

53. FINANCES QUÉBEC. *Plan budgétaire 2014-2015*, p. D-45.

10.4 Les emplois créés ou maintenus

Parmi les principaux bénéfices d'un projet de développement économique, on retrouve généralement la création ou le maintien d'emplois dans les régions où ont lieu les projets. Tel qu'il est noté précédemment, cet aspect n'a pas été évalué dans l'analyse avantages-coûts de l'exploitation du gaz de schiste au Québec. Toutefois, au cours des dernières années, différentes firmes de consultants ainsi que le ministère des Finances et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles ont tenté d'estimer le nombre d'emplois (directs et indirects) qui seraient créés ou maintenus dans le cadre d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ces estimations sont très divergentes :

– pour le scénario faible (dont la définition varie d'une source à l'autre), les estimations vont de 4 026 emplois/an en moyenne, pendant seize ans, à 8 086 emplois/an pendant 25 ans.

– pour le scénario élevé (dont la définition varie également d'une source à l'autre), les estimations vont de 13 900 emplois/an en moyenne pendant seize ans à 24 288 emplois/an en moyenne pendant 25 ans (PR3.8.3, p. 17 à 20).

Si l'on retire les évaluations extrêmes, les estimations de SECOR 2010, celles d'Information Handling Services Inc. 2011 et celles du ministère des Finances et du MERN convergent vers environ 8 000 emplois créés ou maintenus par an, pendant une quinzaine d'années (PR3.8.6, p. 7 à 9 et 14 à 15 ; PR3.8.3, p. 18 ; MFQ, 2011, p. 39 à 41). Ces estimations incluent les emplois directs et indirects pour un scénario équivalent au scénario 4 de l'ÉES (3 600 puits). Ces chiffres correspondent à des moyennes sur quinze ans. Comme les projections de déploiement de l'industrie gazière font souvent état d'une concentration des forages sur quelques années, le nombre d'emplois créés ou maintenus serait en fait supérieur à 8 000 pendant quelques années et inférieur par la suite (PR3.5.3, p. 28).

Le nombre d'emplois directs et indirects par plateforme pourrait ainsi être estimé à environ 200, soit 8 000 emplois en moyenne par an pour desservir une quarantaine de plateformes actives[54]. Cette estimation correspond aux données de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, qui indique, dans son mémoire, que chaque plateforme contribue à la création ou au maintien de 135 emplois directs et de 75 emplois indirects (DM 101, p. 2).

54. Chaque plateforme regrouperait six puits en moyenne, soit un total de 240 puits en moyenne par an, pour un total de 3 600 puits sur une période de quinze ans.

Les emplois associés à l'industrie du gaz de schiste peuvent être regroupés en trois grandes catégories[55] :

– les emplois très spécialisés, propres à cette industrie, tels que les emplois de gestionnaires de plateforme et de spécialistes en forage et en fracturation hydraulique. Ces travailleurs sont les seuls à être basés sur les plateformes de forage ;

– les emplois occupés dans les entreprises qui exécutent différents travaux et fournissent divers services directement en lien avec les activités courantes : aménagement des sites, construction ou réfection des routes, fourniture et installation des conduites d'eau et des gazoducs, transport de l'eau, etc. ;

– l'ensemble des emplois de gestion et de planification, tels que ceux de spécialistes en environnement, en communications, et des emplois de soutien administratif. Ces emplois ne sont pas nécessairement occupés par du personnel résidant dans la région où a lieu l'exploitation.

La grande majorité des emplois associés à l'industrie du gaz de schiste sont offerts en phases d'exploration et de développement. En 2010, SECOR a estimé que 97 % des emplois directs et indirects d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste au Québec seraient associés à cette phase (PR3.8.3, tableau 2.2, p. 18). Cette phase d'exploration pourrait durer une quinzaine d'années, si l'on retient le scénario de déploiement de 250 puits par année proposé par le ministère des Finances ou le scénario de déploiement proposé dans l'ÉES pour le scénario 4 (MFQ, 2011, p. 24 ; PR3.5.3, p. 28). Bien entendu, un rythme de déploiement différent pourrait allonger ou raccourcir la durée des activités réalisées dans les basses-terres du Saint-Laurent.

En phase d'exploitation, laquelle pourrait durer plus de vingt ans par puits, selon les représentants de l'industrie (M. Michael Binnion, Association pétrolière et gazière du Québec, DT18, p. 32), les retombées en nombre d'emplois par plateforme seraient très faibles.

Les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont indiqué qu'une éventuelle exploitation du gaz de schiste n'entraînerait pas de création nette d'emplois au Québec (M. Jean-Thomas Bernard, consortium GENIVAR/Groupe AGÉCO/Jean-Thomas Bernard, DT15, p. 73 et 74). Autrement dit, tous les emplois reliés à l'industrie du gaz de schiste seraient occupés par des gens qui détenaient auparavant un autre emploi.

55. ERNST & YOUNG (2014). *Getting ready for UK shale gas – Supply chain and skills requirements and opportunities,* p. 15 à 18 [en ligne (20 novembre 2014) : www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Getting_ready_for_UK_shale_gas/$FILE/EY-Getting-ready-for-UK-shale-gas-April-2014.pdf].

On observerait seulement un déplacement des travailleurs. Par contre, les représentants du ministère des Finances ont indiqué, à l'audience publique, qu'ils croyaient que l'industrie du gaz de schiste donnerait lieu, en partie, à une création d'emplois, et pas uniquement à un déplacement de la main-d'œuvre (M. Daniel Florea, MFQ, DT15, p. 81 et 82 et p. 104-105).

Le pourcentage des travailleurs qui proviendraient du Québec est également difficile à estimer. Le Québec dispose actuellement de très peu d'expertise dans le domaine de l'exploitation pétrolière et gazière. De plus, les gazières et leurs sous-traitants responsables des activités spécialisées, telles que les activités de forage et les activités de fracturation, ont généralement pour pratique de déplacer leurs équipes de travailleurs spécialisés sur les sites d'exploration, selon les modalités du « fly in-fly out » (Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors, DM101, p. 3). Même en Pennsylvanie, un État où l'exploitation gazière a cours depuis plus de cent ans, cette pratique est toujours en vigueur (Sweeley, 2014).

Il semble donc probable que la majorité des spécialistes en forage et en fracturation hydraulique seraient engagés par des sous-traitants de l'extérieur du Québec, possiblement en Alberta ou en Colombie-Britannique, les deux seules autres provinces canadiennes où ont actuellement lieu des activités d'exploitation du gaz de schiste.

Toutefois, de nombreux Québécois travaillent actuellement dans ces domaines en Alberta, en Colombie-Britannique, à Terre-Neuve ou même aux États-Unis (DM101, p. 3 ; M. Mario Lévesque, AFSPG, DT28, p. 89). Plusieurs d'entre eux pourraient souhaiter revenir au Québec, si les gazières actives au Québec étaient en mesure de leur assurer du travail à court et à moyen terme. De même, le Québec dispose d'une solide expertise en exploration et en exploitation minière. Les compétences des travailleurs de ces domaines sont en partie transférables au domaine gazier.

La place que pourraient prendre les travailleurs québécois dans les équipes de forage et de fracturation dépendrait, entre autres, de la capacité du système d'enseignement québécois à offrir rapidement une formation appropriée. Les perspectives d'emploi à moyen et à long terme dans les secteurs gazier et pétrolier et dans les secteurs où des compétences similaires sont requises devraient également exercer un impact sur le nombre de travailleurs et d'étudiants du Québec qui s'orienteraient vers un emploi dans ce domaine.

Les représentants du Cégep de Thetford, qui offre un programme de trois ans en technologie minérale, ont indiqué qu'ils auraient besoin d'environ un an pour adapter ce programme aux besoins de l'industrie gazière (M. Robert Rousseau, DT28, p. 55-56). Dans le cas des attestations d'études collégiales, quelques mois seraient suffisants pour

adapter la programmation et être en mesure d'offrir la formation. Au niveau universitaire, un spécialiste en gestion de risque a estimé que les universités québécoises seraient en mesure d'offrir une formation adaptée aux besoins de l'industrie gazière dans un délai d'environ trois à cinq ans (M. Jean-Paul Lacoursière, DT9, p.33).

Les activités de l'industrie du gaz de schiste créeraient plusieurs emplois non spécialisés ou d'emplois en lien avec les activités de gestion et de planification. Il est difficile de juger de l'intérêt que ces emplois représenteraient pour la main-d'œuvre québécoise. En juillet 2014, le taux de chômage dans les trois principales régions administratives des basses-terres du Saint-Laurent, soit les régions de la Chaudière-Appalaches, du Centre-du-Québec et de la Montérégie, était inférieur au taux de chômage du Québec, soit 5,3 %, 6,3 % et 7,0 % respectivement, par rapport à un taux de chômage moyen de 7,9 % pour la province[56].

Par ailleurs, les entreprises et les organisations qui emploient des travailleurs susceptibles d'être intéressés par les emplois en lien avec l'industrie gazière, notamment les petites et les moyennes entreprises manufacturières, les producteurs agricoles et les administrations municipales et régionales, pourraient avoir plus de difficulté à recruter et à conserver leur personnel à la suite de l'implantation de l'industrie gazière dans leur région. Cet impact potentiel a été soulevé dans quelques mémoires déposés en audiences publiques (DM62; DM120; DM34).

La MRC de Lotbinière a exprimé ses préoccupations au sujet de la proportion de la main-d'œuvre spécialisée qui proviendrait de la région et de l'ensemble du Québec ainsi qu'au sujet de la stabilité des emplois offerts par l'industrie gazière (DM84, p. 5).

- *La commission d'enquête constate que les estimations du nombre d'emplois créés ou maintenus à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent varient beaucoup selon les différentes études.*

- *La commission d'enquête constate que, sur la base des différentes estimations, le nombre d'emplois, directs et indirects, créés ou maintenus à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste pourrait s'élever à environ 8 000 emplois en moyenne par an, pendant une quinzaine d'années, pour un scénario équivalent au scénario 4, soit environ 3 600 puits.*

56. INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC, *Statistiques et publications, Profils statistiques par région et MRC géographiques* [en ligne (4 septembre 2014) : www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/profils/region_00/region_00.htm].

- *La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts et les représentants du ministère des Finances n'ont pas la même opinion à savoir s'il y aura création nette d'emplois à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste ou s'il y aura simplement un déplacement de travailleurs de leurs emplois existants vers les emplois en lien avec l'industrie du gaz de schiste.*

- *La commission d'enquête constate que la majorité des emplois spécialisés et bien rémunérés en lien avec les opérations de forage et de fracturation hydraulique des puits seraient vraisemblablement occupés par des travailleurs embauchés par des sous-traitants de l'extérieur du Québec.*

- *La commission d'enquête constate que l'information disponible ne permet pas de déterminer quel sera le nombre d'emplois créés par l'industrie du gaz de schiste, plutôt que simplement maintenus, et quel sera le nombre d'emplois qui seront occupés par des travailleurs du Québec.*

10.5 Les retombées potentielles pour les entreprises québécoises

Comme mentionné au chapitre 9, seulement deux des six entreprises gazières impliquées dans les activités d'exploration de gaz de schiste au Québec en 2006-2010, soit Gastem et Junex, ont leur siège social au Québec. Les autres gazières ont leur siège social à Calgary ou à l'extérieur du Canada. Lors de l'évaluation des profits des sociétés qui demeureraient au Québec, les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont fait l'hypothèse qu'au mieux, 25 % des entreprises gazières participant à une éventuelle exploitation du gaz de schiste seraient de propriété québécoise (PR3.8.3, p. 35). Autrement dit, ils ont jugé qu'en raison de la structure actuelle de l'industrie gazière, un maximum de 25 % des profits de l'exploitation resteraient au Québec. Dans l'AAC, cette part des profits (après impôts) a été évaluée à 173 M$ sur 35 ans pour le scénario 3, soit 5 M$ en moyenne par année (*ibid.*, tableau 5.2, p. 54).

La plupart des entreprises gazières confient à des sous-traitants la majeure partie des travaux d'exploration. Les travaux de forage et de fracturation hydraulique, en particulier, sont presque toujours confiés à des sous-traitants, avec lesquels l'entreprise a souvent établi des relations de longue date. Les sous-traitants dans ces deux domaines d'expertise proviennent majoritairement de l'extérieur du Québec, notamment de l'Alberta.

La machinerie et l'équipement spécialisés requis pour réaliser ces opérations, comme l'équipement utilisé pour forer des puits verticaux à près de 2 000 m et des puits

horizontaux aussi longs, sont fabriqués depuis longtemps dans les régions productrices de gaz et de pétrole. Il est peu probable que ce secteur de fabrication puisse se développer au Québec compte tenu du volume relativement limité des réserves gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent et de l'existence d'une industrie bien établie en Amérique du Nord. À court terme du moins, cet équipement et ces installations seraient, selon toute probabilité, transportés au Québec en provenance de l'ouest du Canada ou des États-Unis.

Le Québec dispose d'une structure manufacturière diversifiée. Les entreprises manufacturières québécoises devraient donc être en mesure de répondre à plusieurs besoins des entreprises gazières en ce qui a trait aux composantes des plateformes de forage qui ne sont pas spécifiques au secteur gazier. À cet égard, le regroupement Les Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec a réalisé un sondage auprès de ses membres afin d'évaluer le potentiel d'affaires que l'industrie du gaz de schiste pourrait représenter pour eux (DM32, p. 5 et 6).

Finalement, la plupart des autres travaux et services requis par l'industrie gazière, tels que l'aménagement des plateformes, la construction ou l'entretien des routes, le transport de l'eau, la fourniture et l'installation des conduites d'eau, les services de génie et d'arpentage, les services-conseils en environnement et en agronomie pourraient être fournis par les entreprises québécoises. De même, le Québec dispose déjà d'une bonne expertise dans le domaine de la distribution du gaz naturel, en raison de la présence de Gaz Métro en sol québécois depuis de nombreuses années.

Quelques organismes ont souligné l'atout important pour les entreprises manufacturières que constituerait l'extension du réseau de gaz dans leur région (DM60, MRC de Nicolet-Yamaska, p. 6 ; M. Pierre Laroche, Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches, DT28, p. 41 et 42). L'UPA a également souhaité, dans son mémoire, que l'exploitation du gaz de schiste au Québec amène une plus grande disponibilité du gaz naturel dans les régions rurales (DM33, p. 18). Ces participants espèrent que le fait de produire du gaz naturel dans leur région assure la desserte en gaz des entreprises locales. Toutefois, les installations de collecte du gaz des plateformes de forage jusque vers le réseau de distribution de Gaz Métro n'auraient pas les caractéristiques requises d'un réseau de distribution. L'exploitation du gaz de schiste dans une région ne garantit donc pas automatiquement la desserte en gaz des entreprises de cette région.

La Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches (CCRCA) a fait part de ses préoccupations et formulé des recommandations spécifiques en ce qui a trait aux retombées potentielles de la venue de l'industrie du gaz de schiste pour les entreprises. Elle a insisté, notamment, sur l'importance de maximiser le recours aux sous-traitants

locaux et régionaux et a suggéré que les entreprises gazières mettent sur pied, en collaboration avec les représentants de la sphère socioéconomique, des comités de maximisation des retombées économiques dans chacune des principales régions visées (DM31, p. 3 et 5).

Par contre, plusieurs MRC ont exprimé leurs préoccupations quant à l'impact négatif d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste sur le secteur agricole et sur l'industrie agroalimentaire. De même, les auteurs de plusieurs mémoires ont fait part de leurs préoccupations quant à l'impact que l'industrie du gaz de schiste pourrait avoir sur le tourisme et l'agrotourisme. Les impacts potentiels sur l'agriculture et le tourisme ont été analysés dans le chapitre 7.

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que, dans l'éventualité d'une exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, la mise sur pied de comités de maximisation des retombées économiques, dans chacune des principales régions de déploiement de l'industrie, pourrait contribuer à mieux faire connaître les entreprises, les produits et les services québécois aux entreprises gazières et à leurs sous-traitants.*

Chapitre 11 Les enjeux sociaux

11.1 Les impacts sur la cohésion sociale

Les dynamiques sociales d'une communauté sont fragiles et en mouvance. Le paysage humain n'est donc pas figé dans le temps. L'arrivée d'une nouvelle activité d'exploitation du gaz de schiste, qui se déploierait graduellement sur l'ensemble du territoire des basses-terres du Saint-Laurent, pourrait laisser des traces positives au sein des communautés, mais elle pourrait aussi les marquer négativement. L'industrie du gaz de schiste pourrait entraîner des changements dans les usages et dans l'aménagement du territoire dans les différents milieux où elle s'installerait. Elle serait alors susceptible d'affecter la cohésion sociale existante et d'engendrer des situations conflictuelles. Elle pourrait aussi fragiliser les instances régionales et locales qui veillent à ce que la planification et l'aménagement se fassent dans le respect des principes santé et qualité de vie ainsi que équité et solidarité sociales (DB24.1, p. 48 ; PR3.7.17, p. 21 et 51).

Ces impacts sociaux n'ont pas été évalués dans le cadre de l'ÉES. Toutefois, six études de cas décrivent les impacts sociaux et psychosociaux observés dans différentes régions d'Amérique du Nord après quelques années d'exploitation intense du gaz de schiste (PR3.7.27). De plus, l'INSPQ a réalisé une revue de la littérature scientifique qui documente les impacts du développement de l'industrie du gaz de schiste sur le milieu humain en Amérique du Nord (DB24 et DB24.1). Bien que le milieu d'insertion des basses-terres du Saint-Laurent soit généralement différent des régions qui ont fait l'objet des études de cas ou qui ont été examinées dans la revue de littérature, cette information est d'intérêt pour déterminer les impacts potentiels d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.

- *La commission d'enquête constate qu'aucune évaluation des impacts sociaux et psychosociaux potentiels associés à une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.*

L'équité dans le partage des avantages et des inconvénients

Plusieurs études ont porté sur les clivages sociaux provoqués par l'arrivée d'une industrie, en particulier « les clivages sur l'équité face aux risques et l'équité économique » entre ceux qui en retirent un avantage et ceux qui n'en retirent pas

(M[me] Geneviève Brisson, INSPQ, DT7, p. 15). Ces études ont été effectuées dans d'autres contextes que celui des basses-terres du Saint-Laurent, mais donnent tout de même quelques indications sur les impacts potentiels du développement de l'industrie. Pour l'INSPQ, certaines communautés pourraient récolter des avantages du développement de l'industrie du gaz de schiste, tandis que d'autres, limitrophes, n'en récolteraient que les impacts négatifs (*id.*).

Au sein même d'une communauté, des personnes pourraient ne pas avoir accès aux emplois et aux avantages du déploiement du gaz de schiste, tandis que d'autres verraient leur niveau de vie augmenter (*id.*). Ainsi, selon plusieurs études menées dans les régions où a eu lieu l'exploitation du gaz de schiste, la venue de l'industrie s'est traduite par des écarts de salaires entre les nouveaux travailleurs et la population travaillant dans d'autres secteurs (PR3.7.27, p. 14 ; PR3.7.27.5, p. 33-34 ; PR3.7.27.6, p. 13).

De plus, la hausse des salaires peut causer une croissance du coût de la vie à laquelle, au même titre que la montée du prix des maisons et des logements, certains groupes de la population, tels que les retraités et les prestataires d'assistance sociale, seraient plus vulnérables (PR3.7.27, p. 14 ; PR3.7.27.6, p. 12 ; PR3.7.27.1, p. 33 et 34 ; PR3.7.27.3, p. 22). Pour l'INSPQ, l'augmentation du coût de la vie peut créer des disparités entre les citoyens et « des effets sur ce qu'on appelle le tissu social : sur l'entraide, le voisinage, la famille, mais aussi des effets sur l'individu, par exemple des effets sur leur sentiment de détresse, sur leur désengagement dans la communauté » (M[me] Geneviève Brisson, DT7, p. 15). Une pression sur le coût des logements pourrait engendrer un stress pour certaines familles et accroître la détresse de certaines personnes déjà vulnérables (DB24.1, p. 50). Ainsi, le sentiment d'iniquité dans le partage des avantages et des inconvénients pourrait affaiblir le tissu social.

Par ailleurs, les emplois offerts par l'industrie pourraient contribuer à l'augmentation du taux d'abandon des étudiants désirant tenter leur chance dans l'industrie (*ibid.*, p. 47). Certains jeunes deviendraient vulnérables lorsque les activités du secteur gazier viendraient à ralentir, en raison de leur manque de formation (PR3.7.27, p. 14). À Dawson Creek, en Colombie-Britannique, les auteurs ont noté que certains jeunes étaient plus enclins à abandonner l'école, parce qu'ils savaient qu'ils pourraient toucher un bon salaire dans l'industrie du gaz de schiste. Cette ville a mis en place un programme pour faciliter le retour aux études des jeunes travailleurs qui n'auraient pas terminé leur formation secondaire (PR3.7.27.4, p. 17 et 18).

- *La commission d'enquête constate que dans certaines régions d'Amérique du Nord où l'industrie du gaz de schiste s'est implantée, le niveau de vie d'une partie de la population a augmenté ainsi que le coût de la vie.*

- *La commission d'enquête constate que, dans certaines communautés nord-américaines où l'industrie du gaz de schiste est active, l'asymétrie dans le partage des avantages et des inconvénients et le sentiment d'iniquité qui en résulte peuvent affaiblir le tissu social.*

Les conflits d'usages et la perte de l'espace

Un conflit d'usages peut se manifester lorsqu'un changement ou la possibilité d'un changement de l'usage du sol provoque une situation d'opposition entre différents acteurs. Il est alors « le résultat des insatisfactions d'une partie de la population quant à des actions entreprises ou projetées par ses voisins, par des institutions privées ou par les pouvoirs publics » (PR3.7.17, p. 55). Par ailleurs, il est difficile d'anticiper les conséquences de la venue de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, puisque les sites des plateformes de forage et le rythme de déploiement des activités ne sont pas connus.

L'implantation de l'industrie pourrait modifier, d'un point de vue culturel et symbolique, la façon dont les citoyens voient leur communauté (DB24.1, p. 41). Dans des régions où la filière gazière s'est implantée, il serait possible d'observer des changements du style de vie des résidents, du caractère des villages ou dans la façon dont la région est perçue (*ibid.*, p. 48). À cet égard, plusieurs porte-parole des régions et des municipalités des basses-terres du Saint-Laurent ont indiqué en audience qu'ils craignaient que l'exploitation du gaz de schiste ait un impact sur l'identité de leur communauté.

Jusqu'à aujourd'hui, peu de recherches ont abordé la problématique de la santé psychologique des résidents vivant dans les régions où s'est développée l'industrie du gaz de schiste. Cependant, les études de cas en Pennsylvanie ou au Texas et les travaux de l'INSPQ rapportent des témoignages de stress, d'anxiété et d'angoisse chez certains résidents vivant à proximité des plateformes gazières (PR3.7.27.1, p. 31 et 34 ; PR3.7.27.2, p. 7). Ces études de cas dépeignent des sentiments de perte de contrôle et de perte de confiance chez certaines personnes qui vivent des tensions et des conflits individuels et collectifs. Elles démontrent que plus les répondants vivent à proximité d'une plateforme de forage, plus les symptômes ressentis sont nombreux (DB24.1, p. 50). Au Québec, quelques participants à l'audience publique ont évoqué une fracture sociale qui, dans certains cas, a été observée même avant l'arrivée de l'industrie. Ces effets pourraient être plus importants chez certaines populations vulnérables.

L'octroi de permis de recherche du gaz de schiste pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent est une source d'inquiétude et de frustration pour plusieurs participants à l'audience publique, qui se sentent dépossédés de leur territoire. Certains ont qualifié cette situation « d'approche envahissante des compagnies gazières ».

Plusieurs responsables municipaux ou régionaux partagent ce sentiment de perte de contrôle sur leur espace ou sur leur territoire et ont également exprimé leur impuissance face à la préséance de la *Loi sur les mines* par rapport à la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*.

À l'opposé, des points de vue socioculturel, historique et économique, la longue tradition de l'Oil and Gas State, à Grande Prairie, en Alberta et au Texas, par exemple, a permis à l'industrie du gaz de schiste de s'intégrer dans le milieu et d'être acceptée par la population. Les études de cas décrivent une culture locale d'appropriation et de coexistence avec l'industrie extractive, qui témoigne de l'ancienneté de ces pratiques et de leur enracinement dans le quotidien de la communauté, mais aussi de leur rôle dans l'économie régionale. Les activités d'extraction faisant partie de l'économie régionale depuis longtemps, l'acceptabilité sociale semble ancrée dans la conscience collective, ce qui confère à l'industrie « un acquis de taille qu'elle ne pourrait trouver aussi facilement ailleurs ». Ces communautés se caractérisent par l'absence de militantisme (PR3.7.27.6, p. 19-20 et 24-25, PR3.7.27.2, p. 6). Ainsi, les enjeux sociaux pourraient être davantage problématiques dans les régions qui possèdent peu ou pas d'expérience en lien avec les activités pétrolières ou gazières, comme c'est le cas dans les basses-terres du Saint-Laurent.

- *La commission d'enquête constate que plusieurs citoyens et responsables municipaux ont fait état de leur sentiment de dépossession et d'impuissance en raison de la préséance de la* Loi sur les mines *sur la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme *dans un contexte où des permis de recherche du gaz de schiste ont été octroyés pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent.*

- *La commission d'enquête constate que des impacts sociaux et psychosociaux pourraient être observés dans les communautés à la suite d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste, particulièrement chez certaines populations vulnérables.*

La divulgation de l'information

Dans plusieurs études de l'ÉES, les citoyens et les organisations environnementales ont dénoncé le manque de transparence des entreprises. Les entreprises n'auraient pas fourni toute l'information nécessaire pour permettre à la population d'appréhender convenablement les différents enjeux de cette industrie, ce qui a contribué à polariser les communautés locales et à en éroder la cohésion sociale (PR3.7.27.1, p. 4 et 27 ; PR3.7.27.4, p. 20 ; PR3.7.27.5, p. 4 ; PR3.7.27.3, p. 31). Des citoyens et des représentants d'associations citoyennes ont notamment évoqué, durant l'audience publique, à quel point il était difficile d'obtenir de l'information sur les produits chimiques utilisés pendant la fracturation hydraulique.

Plusieurs études de cas démontrent que le manque de transparence des entreprises gazières se traduit en une perte de confiance de plusieurs citoyens envers celles-ci. Il en découlerait aussi une perte de confiance à l'égard des autorités gouvernementales (PR3.7.27.1, p. 26 ; PR3.7.27.2, p. 7 et 26 ; PR3.7.27.4, p. 20). L'INSPQ estime que l'exploitation du gaz de schiste pourrait miner la confiance envers les autorités, tant locales que provinciales. Elle pourrait affaiblir les liens de bon voisinage et d'entraide existants dans les petites communautés, confronter les différences culturelles et même redéfinir l'identité locale (M[me] Geneviève Brisson, DT7, p. 17).

L'arrivée des nouveaux travailleurs

Les études de cas notent que plusieurs municipalités qui ont accueilli l'industrie du gaz de schiste ont vu leur population augmenter pendant la durée des activités de forage et de fracturation hydraulique, en raison de l'arrivée de nouveaux travailleurs (PR3.7.17, p. 46 ; DB24.1, p. 41). Une partie des nouveaux travailleurs sont des travailleurs spécialisés qui sont présents dans la région seulement pendant leurs quarts de travail (modalités « fly in-fly out ») et qui ne s'installent pas dans la région. De plus, un pourcentage important des emplois indirects associés à l'exploitation du gaz de schiste (aménagement des plateformes, camionnage, installation de conduites, etc.) seraient vraisemblablement occupés par des travailleurs résidant déjà dans les régions d'accueil.

Le Comité de l'ÉES a prévu, dans ses scénarios de développement, qu'après un démarrage graduel des activités, la majorité des puits seraient forés et fracturés sur une période de quelques années (PR3.5.3, tableau 7, p. 28). Le nombre de travailleurs associés à l'exploitation du gaz de schiste pourrait donc augmenter rapidement, se maintenir pendant quelques années, puis décroître. Selon l'INSPQ, cette croissance plus rapide que la normale pourrait « entraîner des effets socioéconomiques, culturels et psychologiques. Ces impacts varient selon le profil de la communauté d'accueil, les infrastructures et les services offerts et le niveau de préparation des autorités » (DB24.1, p. 55). La décroissance très rapide qui surviendrait à la fin des activités d'exploration du gaz de schiste pourrait également produire des effets (M[me] Geneviève Brisson, INSPQ, DT7, p. 11).

Certaines études démontrent que l'arrivée des travailleurs provenant de l'extérieur de la région pourrait engendrer un sentiment d'insécurité chez certaines personnes et, dans certaines conditions, pourrait augmenter le taux de criminalité dans la région (DB24.1, p. 47 et 50 ; PR3.7.27.4, p. 18 ; PR3.7.27.5, p. 3 et 31 ; PR3.7.27.6, p. 22).

Les communautés isolées et dont l'économie locale est peu diversifiée ressentiraient plus fortement les effets de l'activité gazière. La situation serait différente pour les localités plus densément peuplées et les économies locales plus diversifiées

(PR3.7.27, p. 11). Ainsi, lorsque les forages ont lieu à proximité de zones urbaines importantes, comme c'est le cas au Texas, les impacts de la croissance de la population sont moins importants (PR3.7.17, p. 47).

Les basses-terres du Saint-Laurent sont plus densément peuplées que plusieurs des régions où l'exploitation du gaz de schiste a eu lieu jusqu'à maintenant. La présence de plusieurs villes de bonne taille au cœur même des basses-terres pourrait faire en sorte que l'éventuelle augmentation de population soit répartie entre les municipalités d'accueil et les centres régionaux, ce qui aurait pour effet d'atténuer les impacts sociaux associés à l'arrivée des nouveaux travailleurs. De même, dans le cas où le déploiement des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste serait réparti sur une plus longue période de temps, plutôt que concentré sur quelques années, les impacts potentiels de l'arrivée des nouveaux travailleurs seraient vraisemblablement réduits.

- *La commission d'enquête constate que l'arrivée des nouveaux travailleurs, associée au déploiement de l'industrie du gaz de schiste, pourrait entraîner des effets socioéconomiques, culturels et psychologiques dans les communautés d'accueil. Ces impacts varieraient selon le profil de la communauté d'accueil, les infrastructures et les services offerts et le niveau de préparation des autorités, et risqueraient d'être plus prononcés dans le cas de petites communautés.*

- *La commission d'enquête constate que la présence de plusieurs villes de bonne taille dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait faire en sorte que l'éventuelle augmentation de la population associée à l'exploitation du gaz de schiste soit répartie entre les municipalités d'accueil et les centres régionaux, ce qui aurait pour effet d'atténuer les éventuels impacts sociaux associés à l'arrivée des nouveaux travailleurs.*

- *La commission d'enquête constate que l'importance des impacts sociaux associés à l'arrivée des nouveaux travailleurs dans les basses terres du Saint-Laurent dépendrait du rythme de déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire.*

Les impacts sur les services et le logement

L'information disponible ne permet pas à la commission d'enquête d'estimer quel serait le nombre d'emplois créés, plutôt que maintenus, à la suite de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Il n'est pas non plus possible d'estimer le nombre d'emplois créés qui seraient occupés par des travailleurs temporaires venus de l'extérieur du Québec plutôt que par des résidents du Québec. Finalement, la répartition de ces emplois entre les différentes régions où seraient situées les plateformes de forage et les grands centres urbains, tels que Montréal et Québec, n'est pas connue non plus.

Il est donc difficile d'évaluer quel pourrait être l'impact du déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur la demande en services et en logements dans les différentes régions des basses-terres. Bien que certaines études de l'ÉES aient fait référence aux impacts potentiels observés dans des études de cas ailleurs en Amérique du Nord, aucune évaluation des impacts potentiels à cet égard n'a été réalisée pour les basses-terres du Saint-Laurent (DB24.1 ; PR3.7.27.4 ; PR3.7.27.5). Selon l'INSPQ, l'augmentation rapide de la population d'une communauté ou d'une région « accroît la demande en logement, en éducation, en services d'urgence, en services sociaux, en services municipaux, en soins de santé et en surveillance policière » (DB24.1, p. 49).

Les travailleurs spécialisés en forage et en fracturation hydraulique font généralement partie d'équipes qui se déplacent sur le site d'une plateforme pour deux semaines à la fois. Certaines compagnies gazières choisissent de loger ces travailleurs dans des installations temporaires situées à même les plateformes (Sweeley, 2014). Toutefois, d'autres travailleurs temporaires devraient se loger sur place, soit dans des motels ou des hôtels, soit dans des logements locatifs à court terme. Cette demande en hébergement des travailleurs temporaires pourrait générer des impacts indirects sur l'industrie du tourisme, dont la main-d'œuvre saisonnière doit parfois loger dans les mêmes établissements (DB24.1, p. 49; PR3.7.17, p. 47).

Un certain nombre de travailleurs embauchés par les entreprises gazières seraient susceptibles de s'installer de manière plus permanente dans les régions où seraient installées les plateformes. Toutefois, le nombre de ces travailleurs serait probablement limité par la durée relativement courte des travaux dans une région donnée. En effet, l'ensemble des travaux de forage et de fracturation des puits d'une plateforme pourrait s'étaler sur une période d'environ un an. Comme les travaux de plusieurs plateformes ont généralement lieu en même temps, la durée totale de la présence des gazières, et donc des travailleurs dans une région, ne dépasserait vraisemblablement pas quelques années. Selon les scénarios de développement du Comité de l'ÉES, 92 % des 3 600 puits du corridor 2 seraient installés sur une période de cinq ans (chapitre 1, tableau 1).

Pour la commission d'enquête, les travailleurs et les entreprises qui souhaiteraient demeurer actifs pendant toute la durée de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pourraient donc choisir de s'installer dans les centres urbains, au cœur de la région des basses-terres, tels que Saint-Hyacinthe (54 575 habitants), Drummondville (88 480 habitants) ou Victoriaville (46 354 habitants). Certains pourraient préférer les grands centres urbains en périphérie de la région : Montréal, Longueuil, Trois-Rivières, Lévis ou Québec[1]. La

1. STATISTIQUE CANADA (2011). *Enquête nationale auprès des ménages, agglomérations de recensement de Saint-Hyacinthe, Drummondville et Victoriaville* [en ligne (30 septembre 2014) : www12.statcan.gc.ca/nhs-

presque totalité du territoire des basses-terres se trouve à moins de 60 km de l'un ou l'autre de ces centres urbains.

- *La commission d'enquête constate que l'arrivée de nouveaux travailleurs de l'industrie du gaz de schiste serait susceptible d'accroître la demande en logement, en éducation, en services d'urgence, en services sociaux, en services municipaux, en soins de santé et en surveillance policière.*

- *La commission d'enquête constate que l'arrivée de nouveaux travailleurs de l'industrie du gaz de schiste pourrait diminuer le nombre de logements disponibles dans certaines municipalités et, dans certains cas, entraîner une hausse du coût des loyers, ce qui pourrait pénaliser les ménages les plus démunis.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la présence de plusieurs centres urbains d'importance au cœur et en périphérie de la région des basses-terres du Saint-Laurent pourrait permettre de limiter les impacts potentiels de l'arrivée de nouveaux travailleurs sur la disponibilité des logements et des services.*

La planification de l'implantation de l'industrie

Le rapport synthèse de l'ÉES souligne que « l'encadrement légal et réglementaire existant n'oblige pas les entreprises gazières à réaliser une démarche territoriale intégrée permettant de dresser un portrait complet d'un territoire qui pourrait être touché par les activités d'une industrie, et ce, préalablement à l'arrivée de cette industrie » (PR3.1, p. 12 et 13). L'INSPQ note qu'il pourrait être utile de réaliser un état des lieux des communautés d'accueil, c'est-à-dire un portrait des communautés avant le début des activités d'exploitation du gaz de schiste et en cours d'exploitation, l'objectif étant de mesurer les changements survenus, notamment en ce qui a trait à la qualité de vie des résidents (M^{me} Geneviève Brisson, DT7, p. 18 et 19 ; PR3.7.5, p. 11 à 13).

Par ailleurs, plusieurs municipalités du Québec sont confrontées, avant même l'arrivée de l'industrie du gaz de schiste, à un manque de ressources financières et humaines pour répondre adéquatement aux besoins de leurs communautés. (DB24.1, p. 49 et 50). Une planification de l'implantation de l'industrie à l'échelle régionale pourrait permettre d'anticiper certains problèmes et de déterminer les ajustements nécessaires (section 12.1). Le rythme de déploiement des activités d'exploration du gaz de schiste sur le territoire de chaque municipalité est difficile à préciser tant que la présence de la ressource en gaz n'est pas confirmée. Néanmoins, la connaissance du nombre de travailleurs susceptibles d'être présents sur le territoire d'une municipalité ou d'une

enm/2011/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=F&Geo1=CMA&Code1=452&Data=Count&SearchText=Saint-Hyacinthe&SearchType=Begins&SearchPR=01&A1=All&B1=All&TABID=1].

région serait nécessaire pour permettre aux autorités municipales d'anticiper les effets résultant de l'arrivée de nouveaux travailleurs dans le milieu. Il serait également utile de connaître la répartition de ces emplois par catégorie ainsi que le calendrier prévisionnel de déploiement des travailleurs. De plus, cette information aiderait les municipalités à évaluer les enjeux auxquels elles feront face et à proposer des ajustements aux projets au moment des discussions et des consultations par les entreprises gazières.

L'article 7.1 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* présente les obligations des entreprises gazières qui souhaitent entreprendre des activités d'exploration en matière d'information et de consultation du public. À la suite de la consultation publique, l'entreprise doit produire un rapport présentant les observations recueillies et expliquant les modifications qui seront apportées au projet à la suite de ces observations. Elle doit transmettre une copie à la municipalité qui aura dix jours pour soumettre ses commentaires au ministre. L'entreprise doit joindre le rapport sur la consultation à sa demande de certificat d'autorisation. (PR3.9.2, p. 42 et 43).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que la planification du déploiement de l'industrie du gaz de schiste, en collaboration avec les différents acteurs du milieu, est un élément déterminant afin de limiter les impacts éventuels sur le tissu social.*

- ***Avis –*** *Advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, la commission d'enquête est d'avis que les entreprises gazières devraient déposer, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une estimation du nombre de travailleurs, de leur répartition par catégorie et de leur déploiement dans le temps dans les régions d'accueil, pour permettre aux autorités municipales et régionales d'anticiper les effets de l'arrivée de nouveaux travailleurs.*

11.2 L'acceptabilité sociale

L'acceptabilité sociale est une notion reprise par nombre d'acteurs. Elle n'a pas toujours la même résonnance lorsqu'elle est évoquée par la société civile ou par le monde des affaires. Pour certaines entreprises, l'acceptabilité sociale est « un passage obligé » et une « condition à satisfaire » pour pouvoir mettre en œuvre leurs projets (BAPE, rapport nº 301, p. 122 ; PR3.7.19, p. 8). « Le processus d'acceptabilité sociale est souvent raisonné et géré comme une démarche volontaire de la part d'un promoteur qui cherche à s'adapter au contexte du milieu et surtout à obtenir un certain aval populaire à l'aide de techniques de communication et de consultation » (BAPE, rapport nº 301, p. 122).

Pour les citoyens potentiellement touchés par un projet, l'importance de l'acceptabilité sociale est mise de l'avant tant par les défenseurs d'un projet que par ses opposants. Certaines personnes exprimeront l'acceptabilité ou la non-acceptabilité du projet suivant leur vision de la société, alors que d'autres y verront une façon d'exprimer leurs craintes en ce qui a trait aux impacts potentiels du projet sur leur santé et sur leur qualité de vie. L'acceptabilité sociale devient, dès lors, la raison évoquée pour confirmer le bien-fondé du projet ou, au contraire, pour le refuser (*id.*).

Faute de définition claire et d'un large consensus pour faciliter la prise de décision, la notion d'acceptabilité sociale est souvent interprétée et réappropriée selon les visions de chacun. Pourtant, le concept d'acceptabilité sociale est intégré dans la planification et la gouvernance territoriales. Les entreprises peuvent l'intégrer dans leur gouvernance et dans leurs politiques de responsabilité sociale. Il lui manque un cadre opératoire clarifiant sa portée. Pour recourir de façon juste et cohérente à la notion d'acceptabilité sociale, il faut lui donner des balises (*id.*). Quelques auteurs ont proposé des définitions de ce concept, dont les deux exemples suivants :

> L'acceptabilité sociale est le résultat d'un processus par lequel les parties concernées construisent ensemble les conditions minimales à mettre en place pour qu'un projet, programme ou politique s'intègre de façon harmonieuse, et à un moment donné, dans son milieu naturel et humain.
> (Caron-Malenfant et Conraud, 2009, p. 14)

> L'acceptabilité sociale est ainsi définie comme un processus d'évaluation politique d'un projet sociotechnique mettant en interaction une pluralité d'acteurs impliqués à diverses échelles et à partir duquel se construisent progressivement des arrangements et des règles institutionnels reconnus légitimes, car cohérents avec la vision du territoire et le modèle de développement privilégiés par les acteurs concernés.
> (PR3.7.19, p. 10)

L'acceptabilité sociale d'un projet se traduirait non pas par l'assentiment général, mais plutôt par un consensus des parties prenantes à travers la consultation et les échanges. Un consensus est toujours plus ardu à obtenir dans un contexte où « la population est de plus en plus scolarisée, informée des problèmes et intéressée à prendre une part active à leurs solutions, alors que parallèlement, les zones d'ombre et les incertitudes peuvent difficilement être occultées et que la vérité historiquement détenue par les chercheurs, les décideurs et les gouvernements est constamment mise en doute » (BAPE, rapport n^{o} 301, p. 123). Conséquemment, l'entreprise ne pourrait plus prétendre parler au nom d'une évidence incontestable, au risque d'avoir à composer avec une mobilisation citoyenne.

Il importe alors de mieux saisir les attentes et les intérêts variés des citoyens ou des groupes d'intérêt qui, selon la nature du projet, peuvent l'accepter selon certaines conditions ou le refuser. Dans ce contexte, « la recherche d'un consensus social passe par la reconnaissance de ces limitations et l'admission que les interprétations donnent à la vérité un sens abusif » (*id.*). De plus, le qualificatif « social » revêt des formes complexes et multiples (voisinages, parties prenantes, groupes d'intérêt ou autres). Dans le cas des projets énergétiques, l'acceptabilité sociale intégrerait un nombre important d'acteurs locaux et régionaux ainsi que leur articulation avec les dynamiques territoriales. Ils pourraient jouer un rôle dans la mise en œuvre des projets et dans leur articulation avec les dynamiques territoriales (PR3.7.19.1, p. 3).

L'acceptabilité sociale serait garante des principes du développement durable pour établir une certaine cohésion entre les besoins de la collectivité et les objectifs de l'industrie. Elle valoriserait la participation et l'engagement, l'accès au savoir et la subsidiarité, favorisant ainsi une sensibilité, une vision concertée du développement et donc de l'innovation pour assurer la durabilité de tout projet sur les plans social, environnemental et économique. L'acceptabilité sociale serait donc un processus collectif et évolutif : « une réaction initiale positive peut évoluer vers un refus; à l'inverse, un conflit peut émerger puis se résorber » (PR3.7.19, p. 9 et 10).

- *La commission d'enquête constate que la notion d'acceptabilité sociale manque de définition claire et n'a pas toujours la même résonnance selon les acteurs concernés.*

- *La commission d'enquête constate que l'acceptabilité sociale est un processus collectif et évolutif qui intègre un nombre important d'acteurs locaux et régionaux. Elle se traduirait non pas par l'assentiment général, mais plutôt par un consensus des parties prenantes à travers la consultation et les échanges.*

L'évolution de l'acceptabilité sociale

Dans le cadre de l'ÉES, l'Université du Québec à Rimouski a réalisé une étude portant sur l'acceptabilité sociale. Cet examen démontre que l'acceptabilité sociale est un processus dynamique, qui relève du dialogue, pouvant se dérouler sur plusieurs années, et comportant des pics d'intensité et des revirements. Ainsi, la compréhension que les différents acteurs avaient des impacts potentiels des activités d'exploration du gaz de schiste a évolué « au gré des interactions, des événements, de l'information » (PR3.7.19, p. 13).

De 2006 à 2011, cinq grandes étapes ont été identifiées dans l'étude. La première correspond à l'arrivée plutôt discrète de l'industrie gazière sur le territoire. La deuxième étape décrit l'éveil et la prise de conscience de la présence de l'industrie du gaz de schiste par les citoyens et les groupes environnementaux qui s'interrogent sur ses

effets. La troisième étape démontre la mobilisation des multiples réseaux de connaissances afin de mieux comprendre les impacts de l'exploration gazière sur les territoires. À ce moment, les citoyens prennent conscience de ses impacts sur l'eau et sur certaines utilisations du territoire, comme l'agriculture. La quatrième étape s'organise autour de débats, dans nombre de tribunes formelles ou informelles, qui discutent de l'exploration gazière et des enjeux que cette industrie présente pour l'avenir du territoire et des communautés. La cinquième étape se définit par la consolidation de la mobilisation citoyenne, qui se matérialise par un refus du projet gazier ou par son inacceptabilité sociale (*id.*).

Ainsi, à partir de 2008, la multiplication des forages au Québec provoque de plus en plus d'inquiétudes dans les collectivités où l'industrie s'installe, mais aussi parmi les citoyens de la société en général. Les citoyens notent un encadrement gouvernemental déficient et une attribution asymétrique des pouvoirs entre les différents acteurs du milieu. Le manque de maîtrise de la technologie de fracturation hydraulique et ses impacts constituerait un autre enjeu majeur (*ibid.*, p. 8 et 9).

La mobilisation autour de la filière du gaz de schiste dans plusieurs endroits du monde (Colombie-Britannique, France et Pennsylvanie, notamment) engage divers acteurs, en particulier des citoyens et des municipalités qui ont porté l'enjeu du gaz de schiste dans l'espace public et qui « ont forcé le positionnement des autres acteurs institués, groupes et acteurs politiques confondus » (PR3.7.21, p. 8 et 9). Les auteurs de l'étude sur l'acceptabilité sociale ont examiné les mémoires déposés en 2010 dans le cadre des travaux de la commission du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Ils ont constaté que ces mémoires font état d'un débat d'intérêt national et que les profils des acteurs engagés sont très variés : représentants du monde associatif (47,5 %), citoyens (33 %), représentants du milieu institutionnel (9,5 %), industriels et fournisseurs (10 %) (PR3.7.19, p. 11).

Les sujets abordés dans les mémoires lors de l'audience publique de 2010 sont diversifiés et plusieurs enjeux se dégagent : « adaptation du cadre de régulation aux exigences des sociétés contemporaines, capacités de l'État à faire respecter ses normes, révision des processus décisionnels prévoyant l'implication de nouveaux acteurs, risques mal connus pour l'eau, domination de certains intérêts, etc. ». L'acceptabilité sociale serait liée au « niveau d'exigences plus ou moins fortes de transformation du cadre de régulation connu. En d'autres termes, plus les exigences de changement revendiquées par un acteur sont fortes, plus la controverse apparaît comme ouverte ». Les exigences de changement en ce qui a trait à la gouvernance et au modèle de développement sont, à cette époque, déjà très fortes et alimentent la controverse et la contestation. La société demande que l'on apporte des réponses « touchant la façon de décider et de réguler les activités industrielles et même, plus

globalement, de penser les possibilités de son exploitation dans un modèle renouvelé de développement » (*id.*).

Six facteurs ressortent comme ayant une forte influence sur les processus sociaux observés de 2008 à 2011, en lien avec une éventuelle exploitation du gaz de schiste. Premièrement, l'État est apparu aux yeux de certains acteurs comme étant trop proche de l'industrie. Il semble avoir donné son accord en amont des débats. Son rôle et ses capacités semblaient en retrait sur le dossier du gaz de schiste, certains jugeant qu'il manquait d'expertise pour répondre aux préoccupations des citoyens et pour faire respecter les règles en vigueur (*ibid.*, p. 14).

Deuxièmement, la participation des municipalités et des populations locales au processus décisionnel a été jugée insuffisante par plusieurs, ces acteurs ayant été conviés trop tard au débat. D'autres participants ont estimé que la présence de représentants de l'industrie avait entaché l'indépendance du processus délibératif des travaux du comité de l'ÉES (*id.*).

Troisièmement, l'économie constituait, à l'époque, le principal référentiel dans les débats ainsi que dans des négociations avec certains groupes. À titre d'exemple, citons les ententes intervenues avec l'UPA (*id.*).

Quatrièmement, pour certains, le savoir des citoyens aurait été négligé au profit de la connaissance scientifique, reconnue comme étant plus légitime par les décideurs publics et privés (*id.*).

Cinquièmement, les dynamiques territoriales ne sont « ni connues, ni considérées lors de la conception du projet gazier, pas plus que les formes de l'économie existantes comme l'agriculture portée par des entreprises familiales » (*id.*).

Sixièmement, les communautés sont restées dans l'incertitude. L'information disponible à l'époque était incomplète et souvent contradictoire, notamment en ce qui a trait aux « impacts des technologies de fracturation sur les nappes phréatiques, l'ampleur du projet gazier (nombre et localisation des puits), les effets sur l'agriculture » (*id.*).

L'examen des mémoires déposés lors des audiences publiques de la présente commission d'enquête, en 2014, fait état d'un débat engageant à nouveau une variété d'acteurs. Les mémoires déposés recoupent sensiblement les mêmes thèmes que ceux déposés lors des audiences de 2010. Plusieurs ont dénoncé l'incompatibilité de l'exploitation du gaz de schiste avec les usages résidentiels et agricoles du territoire en raison des nuisances et des impacts cumulatifs sur le territoire et sur la santé des populations. Certains participants ont déploré le manque de sensibilité à l'égard des

caractéristiques du milieu d'accueil, pourtant essentielle dans une logique de dialogue et d'engagement avec les parties prenantes. L'industrialisation du paysage par la multiplication des forages ainsi que les craintes de contamination de la nappe phréatique en raison de l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique ont également été mentionnées par de nombreux participants. Plusieurs ont souligné le manque de marge de manœuvre des instances régionales et l'absence de participation des municipalités et des citoyens au processus de décision. Des MRC et des municipalités se sont opposées à la préséance de la *Loi sur les Mines* sur leurs compétences en aménagement du territoire. De manière plus générale, de nombreux participants ont remis en doute la pertinence de la filière du gaz de schiste dans un contexte de changements climatiques et de transition énergétique vers les énergies renouvelables.

Les mémoires présentés devant la commission d'enquête en 2014 démontrent donc, pour la plupart, de fortes inquiétudes, voire un rejet de l'exploitation du gaz de schiste (voir chapitre 2). Un sondage a été réalisé en juin 2013 auprès de citoyens de la Pennsylvanie, du Michigan et du Québec. Les résultats montrent que, comparativement aux autres populations sondées, « les Québécois ont une réticence particulièrement prononcée face à l'extraction du gaz de schiste » [1] (PR3.7.22, p. 6).

Tel qu'exprimé en 2010, certains participants à l'audience de 2014 ont fait part de leur perte de confiance envers l'État, trop proche, selon eux, de l'industrie et de ses intérêts. Ils doutent de la capacité de l'État à encadrer et à surveiller cette industrie, tant pour des questions de ressources humaines que pour des questions de compétences et de coordination entre ministères. Malgré la publication des nombreuses études réalisées dans le cadre de l'ÉES, plusieurs citoyens et représentants d'organismes ont insisté sur le manque de connaissances concernant les impacts potentiels de l'exploitation du gaz de schiste sur l'environnement et sur la santé et ont souligné l'importance d'appliquer le principe de précaution.

Plusieurs mémoires ont présenté des éléments permettant de qualifier l'acceptabilité sociale. La campagne *Vous n'entrerez pas chez nous,* lancée par le Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent (RIGSVSL) a récolté plus de 65 000 signatures de propriétaires. Cette campagne a été mentionnée dans plusieurs mémoires pour illustrer la non-acceptabilité de l'exploitation du gaz de schiste. Ce refus a également été véhiculé par plusieurs municipalités et MRC qui ont clairement invoqué son incompatibilité avec l'usage agricole de leur territoire et avec l'approvisionnement en eau potable. Alors que le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* n'avait pas encore été adopté, le règlement « dit de Saint-Bonaventure », qui proposait

1. Au Québec, le sondage a été effectué auprès de 1 531 citoyens, dont 505 provenaient des 23 municipalités touchées par les enjeux relatifs au déploiement de l'industrie du gaz de schiste (PR3.7.22, p. 6).

des limites de protection des sources d'eau potable afin d'en assurer l'intégrité, a été adopté par plus de 70 municipalités. Plusieurs citoyens et responsables municipaux ont indiqué que, selon eux, l'exploitation du gaz de schiste ne devrait pas être autorisée s'il n'était pas clairement démontré qu'il y avait acceptabilité sociale pour cette activité.

- *La commission d'enquête constate que le profil des participants aux audiences publiques de 2010 et 2014 est varié et que les préoccupations et les enjeux abordés reflètent cette variété d'acteurs.*

- *La commission d'enquête constate que la mobilisation citoyenne se matérialise autour de l'incertitude relative au contexte réglementaire actuel et aux impacts potentiels de l'industrie du gaz de schiste au Québec et se traduit, selon plusieurs participants à l'audience, par un refus de l'exploitation du gaz de schiste, ou par son inacceptabilité sociale.*

L'acceptabilité sociale dans la prise de décision

La commission d'enquête est consciente qu'il existe plusieurs approches menant à l'acceptabilité sociale. Elle reconnaît le rôle du citoyen dans la planification du développement de son territoire et établit un lien avec les responsabilités et les pouvoirs des entités locales et régionales à définir elles-mêmes leur devenir territorial et le type de développement souhaité. La population elle-même constitue pour la commission d'enquête un des fondements de l'acceptabilité sociale.

À cet égard, le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures, déposé en mai 2014, précise que les « travaux d'exploration et d'exploitation devront susciter l'adhésion des communautés concernées », sans toutefois définir ce concept ni ce cadre opératoire (Gouvernement du Québec, 2014). L'ÉES a permis d'identifier six facteurs constitutifs de l'acceptabilité sociale dans le cadre du déploiement du gaz de schiste.

La commission d'enquête estime que, sur cette base, le gouvernement du Québec pourrait élaborer des principes et des lignes directrices en matière d'acceptabilité sociale et indiquer comment il entend évaluer l'adhésion des communautés à un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste.

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement devrait indiquer de quelle façon il définit l'acceptabilité sociale et comment il évaluera si l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent suscite l'adhésion des communautés concernées.*

11.3 La gestion environnementale et la responsabilité sociale de l'entreprise

La perception du risque, ou la menace qu'un projet présente pour la qualité de vie ou l'environnement d'un milieu, constitue un facteur important de l'acceptabilité d'un projet, dans l'espace et dans le temps. Si l'estimation d'un risque relève du domaine scientifique, l'acceptabilité, ou non, de ce risque relève du domaine social. Le risque estimé par les scientifiques et le risque accepté par la population peuvent diverger. Il arrive que le risque soit jugé faible par les scientifiques, mais dénoncé par la société, et vice versa. Ainsi, l'acceptabilité sociale d'un projet se définit par l'acceptation anticipée de ses risques et de ses bénéfices, dans l'espace et dans le temps. Un risque est considéré comme étant acceptable par une collectivité lorsque celle-ci peut en accepter les conséquences et les dommages, en tenant compte de la probabilité que ce risque se matérialise (BECK, 2001). Si les appréhensions des citoyens témoignent parfois d'une certaine méconnaissance, il est néanmoins essentiel de les prendre en considération. Le promoteur d'un projet doit donc tenir compte à la fois du risque évalué scientifiquement et du risque tel qu'il est perçu par la population.

Une démarche transparente peut contribuer à l'atteinte d'un consensus social. Une des principales manifestations d'une démarche transparente est le fait de rendre facilement accessible aux citoyens l'information pertinente, afin qu'ils puissent se prononcer sur les risques du projet et sur son acceptabilité. Une participation éclairée des citoyens dans les processus d'évaluation des projets constitue un moyen privilégié de limiter les impacts environnementaux et sociaux. Elle ne garantit toutefois pas le succès.

Ainsi, certains promoteurs adoptent une démarche constructive, intégrant un programme de responsabilité sociale, qui s'amorce dès la conception d'un projet et se poursuit jusqu'à sa mise en œuvre et à la fin des activités. La responsabilité sociale de l'entreprise (RSE) est un concept relativement nouveau qui « représente un ensemble d'engagements et de pratiques des entreprises, principalement dans les domaines sociaux, environnementaux, d'éthique et de gouvernance » (PR.3.7.23, p. 1). Ces engagements et ces pratiques portent tant sur les processus de gestion interne des entreprises que sur les relations entre les entreprises et les groupes concernés. Par définition, la RSE est un processus dans lequel l'entreprise s'engage sur une base volontaire. La RSE ne se substitue pas à la réglementation, mais la complète.

Dans le cas de l'ÉES, une étude a été réalisée sur la responsabilité sociale de l'entreprise au sein de l'industrie du gaz de schiste, au Québec et ailleurs. Elle note une lacune dans la publication d'information en matière de RSE de la part de la quasi-totalité des entreprises qui détiennent des permis de recherche au Québec (*ibid.*, p. 33).

Le constat est plus nuancé si l'on considère uniquement les entreprises ayant réalisé des forages dans les basses-terres du Saint-Laurent de 2006 à 2010. En effet, en date de juillet 2014, trois de ces six entreprises (Talisman Energy[2], Gastem[3] et Cambrian Energy[4]) présentaient de l'information en matière de RSE sur leur site Web. Par ailleurs, dans son mémoire déposé lors de l'audience publique, Talisman Energy a détaillé ses pratiques d'exploration au Québec, notamment en matière de sélection et d'aménagement de lieux de forage, d'entreposage de l'eau, de prévention de l'érosion, de suivi des récoltes, de sécurité routière, d'atténuation du bruit, de la poussière et de la pollution lumineuse et d'information (DM126, p. 5 à 58).

Bien que la présence d'information en matière de gestion environnementale ou de RSE sur un site Web soit un indicateur de l'importance qu'une entreprise accorde à ces enjeux, il n'est pas toujours facile pour les investisseurs, les consommateurs et les citoyens de juger de la pertinence et de la validité de l'information présentée. C'est pour cette raison qu'au cours des dernières années, de nombreuses associations sectorielles, organisations internationales de normalisation ou organisations non gouvernementales ont proposé différents programmes en matière de gestion environnementale afin d'encadrer les pratiques des entreprises. Plus récemment, certaines organisations ont commencé à proposer des programmes en matière de RSE, qui intègrent généralement les engagements et les pratiques des entreprises dans le domaine de l'environnement, en y ajoutant ceux en matière de relations avec les communautés, de gouvernance et d'éthique.

L'Organisation internationale de normalisation (ISO) a énoncé, en 2010, des lignes directrices relatives à la responsabilité sociétale[5]. Au Canada, dans le secteur gazier et pétrolier, les programmes ou les éléments de programmes proposés par les associations sectorielles se limitent essentiellement, jusqu'à maintenant, aux principes et aux pratiques en matière de gestion environnementale et de divulgation de l'information.

L'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) propose, sur son site Web, des principes et des engagements envers la communauté qui incluent une déclaration

2. TALISMAN ENERGY. *Corporate Responsibility, CR Report* [en ligne (4 septembre 2014) : www.talisman-energy.com/responsibility/cr_report.html].
3. GASTEM. *Responsabilité corporative* [en ligne (4 septembre 2014) : www.gastem.ca/contenteng.php?pagename=FR-Responsabilitecorporative].
4. CAMBRIAN ENERGY. *Corporate Responsibility* [en ligne (4 septembre 2014) : www.canbriam.com/corporate-responsibility/].
5. ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION (2010). Norme ISO 26000:2010 – *Lignes directrices relatives à la responsabilité sociétale* [en ligne (1er octobre 2014) : www.iso.org/obp/ui/fr/#iso:std:iso:26000:ed-1:v1:fr].

d'acceptabilité sociale[6]. Toutefois, ces principes sont très généraux. Aucun objectif précis n'est fixé et aucun rapport n'est produit à ce sujet.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) propose un cadre de gestion environnementale des activités de fracturation hydraulique[7]. En septembre 2011, l'Association a publié des principes directeurs concernant la fracturation hydraulique. À ces principes se sont ajoutées, en 2012, sept pratiques qui couvrent les aspects suivants :

– la divulgation des additifs dans le fluide de fracturation ;

– l'évaluation et la gestion des risques liés aux additifs des fluides de fracturation ;

– la caractérisation initiale des eaux souterraines avant le forage ;

– la conception des puits et la qualité de la construction ;

– l'approvisionnement en eau, la mesure et la réutilisation ;

– le transport des fluides, la manipulation, l'entreposage et les installations ;

– la sismicité induite anormale : évaluation, surveillance, mesures d'atténuation et capacité d'intervention.

Pour chacune des sept pratiques, l'objectif visé, les exigences spécifiques d'exploitation et les indicateurs de performance sont indiqués, de même que les attentes en matière de divulgation de l'information[8]. Toutefois, les principes directeurs proposés se limitent aux questions environnementales et de divulgation de l'information et n'abordent pas les questions de relations avec les communautés, de gouvernance ou d'éthique.

L'ACPP propose également un programme plus général de mesure, de suivi et de reddition de comptes, connu sous le nom d'« Énergie canadienne responsable ». Ce programme comprend certains éléments d'un programme de RSE. Des objectifs ont été établis pour différents critères (population, air, eau, terre), et l'Association fait

6. ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. *À propos de l'APGQ, principes et engagements envers la communauté* [en ligne (4 septembre 2014) : www.apgq-qoga.com/a-propos-de-l%e2%80%99apgq/principes-et-engagements-envers-la-communaute/].

7. CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS. *Natural Gas – CAPP Guiding Principles and Operating Practices for Hydraulic Fracturing* [en ligne (1er octobre 2014) : www.capp.ca/canadaIndustry/naturalGas/Pages/default.aspx].

8. Le site Web de l'ACPP est presqu'uniquement en anglais. Toutefois, les documents portant sur les principes directeurs et les pratiques d'exploitation ont été traduits en français, de même que certains communiqués de presse.

rapport à ce sujet annuellement. Le programme représente un engagement collectif et l'information recueillie est présentée de manière agrégée. L'information présentée sur le site Web de l'Association ne permet pas de savoir si la participation à cet exercice est obligatoire ou facultative ni si l'information recueillie fait l'objet d'une vérification externe, comme c'est le cas pour les meilleurs programmes de RSE.

- *La commission d'enquête constate que les principes et les bonnes pratiques en matière de gestion environnementale des activités de fracturation hydraulique de l'Association canadienne des producteurs pétroliers ont été présentés à ses membres en 2011 et 2012, soit après la première phase d'exploration du gaz de schiste au Québec, de 2006 à 2010.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que la mise en place, au sein de chacune des entreprises gazières impliquées dans l'exploitation du gaz de schiste au Québec, d'un cadre de référence en responsabilité sociale portant sur les pratiques et les engagements des entreprises en matière d'éthique et de gouvernance, de relations avec les communautés et d'environnement, y compris de gestion des risques, pourrait favoriser une meilleure acceptabilité sociale.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'il serait souhaitable que les entreprises gazières actives au Québec s'entendent sur un cadre de référence commun en matière de responsabilité sociale afin de faciliter la consultation de l'information par les citoyens et les groupes concernés. Le projet de cadre devrait faire l'objet d'une consultation publique.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les résultats en matière de gestion environnementale et de responsabilité sociale divulgués par les entreprises devraient faire l'objet d'une vérification externe.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devraient mettre sur pied une plateforme d'information permettant l'accès facile à une information homogène, fiable et produite en temps opportun, et ce, pour chaque puits foré au Québec.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, il serait essentiel, pour assurer la mise en place de bonnes pratiques en matière de gestion environnementale et de responsabilité sociale, que les entreprises gazières veillent à ce que leurs sous-traitants et fournisseurs adoptent ces pratiques.*

Chapitre 12 La planification territoriale et l'encadrement de l'industrie

L'organisation territoriale au Québec implique une multitude d'acteurs et d'outils, notamment en matière de planification et de réglementation, qui interagissent afin d'aménager le territoire d'une façon durable. Cet aménagement passe par un partage de responsabilités entre l'État et les pouvoirs publics sur les plans local et régional. Ces différents acteurs jouent un rôle dans la gestion politique et la prise de décision[9].

Dans ce chapitre, la commission d'enquête examine la planification du territoire et la cohabitation harmonieuse des usages ainsi que le cadre législatif associé à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

12.1 La planification du territoire et la cohabitation harmonieuse

L'aménagement du territoire

La *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* confère aux instances municipales les pouvoirs relatifs à l'élaboration et à la mise en œuvre des différents instruments d'aménagement du territoire. Elle s'articule au moyen d'orientations gouvernementales, de schémas d'aménagement et de développement pour les MRC ainsi que de plans et de règlements d'urbanisme pour les municipalités locales. La Loi établit les rapports hiérarchiques entre les différents acteurs et met en place la règle de conformité afin de « s'assurer de la concordance des objectifs et des projets des divers paliers de décision » (MAMOT, 2014). Dans ce contexte, les plans et les règlements d'urbanisme adoptés par les municipalités doivent être conformes aux objectifs du schéma d'aménagement et de développement de leur MRC, alors que le schéma doit se conformer aux orientations gouvernementales (DB41). Par ailleurs, les instances municipales disposent de mécanismes d'information, de participation et de consultation publique (PR3.7.2, p. 23 à 25).

9. MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES (1995). *Orientations du gouvernement en matière d'aménagement – Pour un aménagement concerté du territoire : Document complémentaire* [en ligne (7 août 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/pub/amenagement_territoire/orientations_gouvernementales/orientations_amenagement_complement.pdf].

Les orientations gouvernementales relatives aux ressources minérales stipulent que les instances municipales doivent « contribuer au développement du secteur minier en favorisant la protection et la mise en valeur des ressources minérales par une meilleure planification territoriale » (DB41). Le MAMOT, dont le ministre est responsable de l'application de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* ainsi que de la préparation des orientations gouvernementales, souligne deux attentes du gouvernement à l'égard des MRC. La première vise à « assurer l'harmonisation des activités de mise en valeur des ressources minérales et celles relatives à la protection et au développement des autres ressources et potentiels sur l'ensemble du territoire par la planification d'affectations et d'usages compatibles ». La deuxième concerne la santé et la sécurité publiques et souligne le fait que les MRC doivent prendre en compte, « dans la planification de l'occupation du sol, les sources de contraintes majeures de nature anthropique que constituent les immeubles, les ouvrages et les activités à risques présents ou futurs sur le territoire » (*id.*).

Comme démontré aux chapitres précédents, les instances municipales possèdent de nombreuses compétences, notamment en matière d'environnement, d'approvisionnement et de traitement des eaux, de transport, de mesures en cas d'urgence, de cohabitation des usages et de nuisances. De plus, les municipalités peuvent spécifier dans leur règlement de zonage les distances séparatrices exigées entre les constructions et les différents usages du territoire (DQ18.1). Bien que le gouvernement ait des attentes à l'égard des MRC en ce qui a trait à l'harmonisation des activités et que les municipalités locales possèdent des pouvoirs réglementaires, les instances municipales ne disposent pas de pouvoirs spécifiques afin de régir les activités gazières ayant cours sur leur territoire, car le cadre législatif donne préséance aux activités minières. En effet, en vertu de l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, la *Loi sur les mines* a préséance sur toute règle en matière d'aménagement du territoire[10]. Par ailleurs, cette disposition est demeurée inchangée dans le projet de loi intitulé *Loi sur l'aménagement durable du territoire et l'urbanisme,* déposé en 2011 et visant à remplacer la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*[11].

L'article 6 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* a été modifié en 2013 avec l'adoption de la *Loi modifiant la Loi sur les mines*, et ce, afin de permettre aux MRC de délimiter tout territoire incompatible avec l'activité minière. Cette disposition n'est

10. Selon l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, « aucune disposition de la présente loi, d'un plan métropolitain, d'un schéma, d'un règlement ou d'une résolution de contrôle intérimaire ou d'un règlement de zonage, de lotissement ou de construction ne peut avoir pour effet d'empêcher le jalonnement ou la désignation sur carte d'un claim, l'exploration, la recherche, la mise en valeur ou l'exploitation de substances minérales et de réservoirs souterrains, faits conformément à la *Loi sur les mines* ».

11. ASSEMBLÉE NATIONALE DU QUÉBEC (2012). *Projet de loi nº 47, Loi sur l'aménagement durable du territoire et l'urbanisme, article 357* [en ligne (13 août 2014) : www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/projets-loi/projet-loi-47-39-2.html].

toutefois pas encore entrée en vigueur. De plus, le MAMOT indique que cette interdiction ne concernerait pas les hydrocarbures. Il souligne que ce nouveau pouvoir des MRC sera balisé par de nouvelles orientations gouvernementales en matière d'aménagement. Une fois que ces territoires incompatibles seront reproduits sur les cartes du MERN, les travaux de prospection, de recherche, d'exploration et d'exploitation minières y seront interdits. Cependant, les travaux pourront se poursuivre sur les terrains faisant l'objet d'un titre minier avant d'avoir été définis comme territoires incompatibles, ce qui est le cas de la quasi-totalité des basses-terres du Saint-Laurent (DB41 ; figure 6).

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la préséance de la* Loi sur les mines *sur les instruments municipaux d'urbanisme, d'aménagement et de développement du territoire pourrait compromettre le respect des attentes du gouvernement à l'égard des MRC concernant, notamment, l'harmonisation des usages ainsi que la santé et la sécurité publiques.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que la révision de la* Loi sur l'aménagement et l'urbanisme *devrait conférer des pouvoirs en matière d'aménagement du territoire aux municipalités afin qu'elles soient parties prenantes à l'encadrement du développement de l'industrie du gaz de schiste, le cas échéant, en vertu du principe de subsidiarité.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'une éventuelle loi sur les hydrocarbures devrait accorder aux MRC le pouvoir de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière, à l'instar des dispositions prévues pour le secteur minier.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devrait adopter des orientations gouvernementales en matière d'aménagement spécifiques aux activités gazières afin de mieux accompagner les instances municipales dans l'aménagement et dans le développement du territoire. Les orientations gouvernementales devraient également prévoir des balises claires pour que les MRC puissent délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière, et ce, en vertu des principes participation et engagement et subsidiarité.*

La planification régionale du développement de l'industrie

Au cours des dernières années, les conférences régionales des élu(e)s (CRÉ) ont constitué, pour les régions administratives qu'elles représentaient, les interlocuteurs privilégiés du gouvernement en matière de développement régional. La CRÉ est une instance composée d'élus municipaux qui « s'adjoignent des représentants des divers secteurs socioéconomiques et des communautés autochtones pour favoriser la concertation des principaux intervenants et assumer la planification du développement

régional[12] ». Les régions participent à la gestion intégrée des ressources naturelles et du territoire par l'intermédiaire des Commissions régionales des ressources naturelles et du territoire. Elles sont sous la responsabilité des CRÉ, qui en déterminent la structure et les règles de fonctionnement en ce qui a trait, par exemple, au mode de prise de décision et aux règles à suivre pour tenir des consultations publiques et assurer la transparence des travaux. Les CRÉ doivent prévoir la participation des communautés autochtones présentes sur le territoire[13].

En concertation avec les acteurs du milieu régional, les Commissions régionales des ressources naturelles et du territoire ont pour mandat de planifier et de promouvoir le développement des régions dans le domaine des ressources naturelles et du territoire. Pour ce faire, elles doivent élaborer, avec l'aide du MERN, des plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire et participer à leur réalisation. Ces plans doivent être conformes aux orientations gouvernementales, à celles élaborées par le Ministère et, le cas échéant, avec toute autre orientation préparée par un ministère concerné[14]. Les commissions régionales doivent établir un processus de consultation publique et de règlement des différends afin d'assurer leur rôle de concertation du milieu. Les plans doivent faire « l'objet d'une consultation dans la région afin de donner à son contenu la plus large acceptation possible[15] ».

Le plan de la commission régionale détermine des orientations et des objectifs régionaux liés à la conservation ou à la mise en valeur de la faune, de la forêt et du territoire. Il prévoit les mécanismes de suivi et de reddition de comptes au MERN. Il peut également traiter d'énergie, de mines ou de tout autre sujet, selon une entente particulière établie avec le MERN. Le développement éventuel de l'industrie du gaz de schiste est donc compatible avec la mission des commissions régionales.

Le rapport du BAPE de 2011 relatif au développement durable de l'industrie des gaz de schiste mentionnait qu'un mandat de concertation des acteurs à l'échelle régionale sur les activités de l'industrie du gaz de schiste pourrait être confié aux commissions régionales (BAPE, 2011, rapport nº 273, p. 235). La commission d'enquête souligne qu'une organisation de concertation régionale, à l'exemple des commissions régionales, pourrait contribuer à la planification du développement de l'industrie gazière. Une telle

12. MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE (2010). *Conférence régionale des élu(e)s : Composition et répartition* [en ligne (13 août 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/developpement-regional-et-rural/conferences-regionales-des-elus/composition-et-repartition/].

13. *Loi sur le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire*, art. 21.17.1.

14. *Loi sur le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire*, art. 21.17.2.

15. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES (2014). *Les plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire* [en ligne (14 août 2014) : www.mern.gouv.qc.ca/regions/commissions/commissions-plans.jsp].

organisation pourrait faciliter l'élaboration d'une vision globale et intégrée du développement de l'industrie gazière, notamment en ce qui a trait à la gestion de l'eau, aux plans de mesures d'urgence et aux plans de développement des entreprises.

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait évaluer la possibilité de confier à une organisation régionale le mandat de concertation en matière de planification régionale des activités de l'industrie.*

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire devraient s'arrimer avec les orientations établies dans les schémas d'aménagement et de développement des municipalités régionales de comté afin d'assurer un développement cohérent sur le territoire.*

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait inciter les entreprises gazières à participer à la planification régionale afin de développer une vision globale et intégrée du déploiement des activités de l'industrie.*

12.2 Le cadre législatif

Le cadre législatif applicable à l'industrie du gaz de schiste fait intervenir plusieurs régimes d'autorisation. Les compétences en matière gazière et environnementale relèvent du MERN et du MDDELCC. L'utilisation des terrains situés en territoire agricole à des fins autres que l'agriculture est soumise à la compétence de la CPTAQ.

Le droit minier et les activités gazières

Différents permis doivent être demandés au MERN en vertu de la *Loi sur les mines* selon les phases d'exploration, d'exploitation et de fermeture. Pendant l'exploration, les entreprises doivent obtenir un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, un permis de levé géophysique, un permis de forage de puits et un permis de complétion. Ce dernier comprend les opérations entourant la fracturation hydraulique.

L'article 176 de la *Loi sur les mines* précise que si les travaux d'exploration mènent à la découverte d'un gisement, l'entreprise doit aviser le ministre et lui indiquer de façon détaillée la nature et l'emplacement de ce gisement. À la demande du ministre, le titulaire du permis de recherche doit réaliser une évaluation économique du gisement

afin de conclure un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel[16]. Dans le cas où le ministre ne demande pas d'évaluation économique du gisement, « la décision d'obtenir un bail d'exploitation revient entièrement au titulaire du permis de recherche ayant fait la découverte du gisement économiquement exploitable » (MRN, 2013).

Une étude de l'ÉES souligne que « certaines particularités des activités réalisées par cette industrie, après le début de la période d'exploitation du puits, ne sont pas prises en compte par le cadre juridique applicable à la phase d'exploitation » (PR3.9.2, p. 29). Ainsi, le titulaire d'un permis de recherche pourrait réaliser des travaux de forage, de complétion et de fracturation hydraulique de tous les puits d'une plateforme visant le même gisement, et ces activités seraient considérées comme étant de l'exploration. Selon les scénarios de développement de l'ÉES, le nombre de puits nécessaires par plateforme en phase d'exploration serait moindre qu'en phase d'exploitation, « car l'objectif n'est pas de rentabiliser le puits, mais de recueillir des données de production ». Le nombre de fracturations par puits serait également moindre en phase d'exploration pour les mêmes raisons (PR3.5.3, p. 7 et 8).

Sur le plan des impacts, la distinction entre l'exploration et l'exploitation, telles que définies dans la législation minière, est mal adaptée à l'industrie du gaz de schiste. Dans le cas des activités minières, l'extraction est l'étape qui génère les impacts les plus importants. Elle est, par conséquent, soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, en vertu de l'article 31.1 de la LQE, à partir de certains seuils de production[17]. Dans le cas de l'industrie gazière, ce sont les étapes préalables à la mise en production d'un puits qui génèrent le plus d'impacts. Dans le régime d'autorisation du MERN, appliqué par puits plutôt que par plateforme ou par entreprise, tous les travaux préliminaires, l'aménagement des plateformes et les activités de forage et de complétion d'un puits, y compris la fracturation hydraulique, sont considérés comme des activités d'exploration, même dans un champ gazier en exploitation. Depuis 2011, une modification au *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* soumet les activités de forage dans le shale ainsi que la fracturation à l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Un régime spécifique à l'industrie gazière, dans une nouvelle loi sur les hydrocarbures, serait plus approprié à l'évaluation et à l'autorisation des activités de l'industrie.

Par ailleurs, le crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources donnait droit, jusqu'en 2014, à un crédit équivalant à 15 % des dépenses d'exploration admissibles. Ces

16. La superficie du territoire qui fait l'objet d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain est, le cas échéant, réduite de la superficie du terrain qui fait l'objet du bail d'exploitation (MRN, 2013).

17. *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* (RLRQ, c. Q-2, r. 23), art. 2.

dépenses peuvent inclure des frais d'études géologiques, géophysiques ou géochimiques, des frais de défrichement ou de déblaiement et des frais de forage. À compter de 2015, le taux sera réduit à 10 %. Ce taux s'applique aux sociétés qui exploitent des ressources pétrolières ou gazières, c'est-à-dire qui tirent des revenus de leur exploitation[18].

- *La commission d'enquête constate que les phases d'exploration et d'exploitation définies dans la* Loi sur les mines *à l'égard des activités minières ne sont pas adaptées à un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste.*

- ***Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'une éventuelle loi sur les hydrocarbures devrait définir un régime d'autorisation adapté au déploiement de l'industrie du gaz de schiste et clarifier à partir de quel moment les forages supplémentaires dans le même gisement devraient être autorisés en vertu d'un permis d'exploitation plutôt qu'en vertu d'un permis délivré pour des activités d'exploration.*

Les droits d'exploration et les droits des propriétaires de surface

Au Québec, les mines sont généralement situées sur des terres publiques, lesquelles couvrent plus de 92 % du territoire. Par contre, dans les basses-terres du Saint-Laurent, plus de 92 % de la superficie couverte par les permis de recherche de gaz accordés pour les activités d'exploration du gaz de schiste est de propriété privée[19].

Les articles 170, 200 et 235 de la *Loi sur les mines* accordent à l'entreprise un droit d'accès au terrain pour y réaliser tout travail d'exploration et d'exploitation. Elle doit obtenir l'autorisation écrite du propriétaire des droits de surface au moins 30 jours avant d'y accéder ou avoir acquis le terrain. Dans le cas de la négociation d'un droit de passage, l'entente, d'une durée variable, peut inclure des mesures d'atténuation, des compensations et des dédommagements pour la perte d'usage.

Le deuxième alinéa de l'article 235 de la *Loi sur les mines* prévoit qu'à défaut d'entente, l'entreprise peut recourir à la procédure d'expropriation, et ce, seulement pour les travaux d'exploitation. En ce qui a trait à la phase d'exploration, la Loi précise, depuis décembre 2013, que le titulaire d'un permis de recherche doit obtenir une entente de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface et ne pourrait pas se servir de la procédure d'expropriation (M. Pascal Perron, MERN, DT7, p. 4 ; DQ31.1, p. 1). Par ailleurs,

18. Les sociétés qui n'exploitent aucune ressource minérale ni aucun puits de pétrole ou de gaz et qui ne sont pas liées à une société exploitant une ressource, peuvent bénéficier d'un crédit de 35 % en 2014 et de 25 % à compter de 2015. FINANCES ET ÉCONOMIE QUÉBEC (2013). *Bulletin d'information – Modifications à diverses mesures à caractère fiscal*, 20 décembre, p. 4 à 7.

19. MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (2011). *Réponse à la question 1 du document DQ34,* 10 janvier 2011, 1 page et annexe, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, 2011, DQ34.1.

l'article 194.0.1 de la Loi spécifie qu'une entreprise pourrait faire de l'exploitation sans réaliser de l'exploration au préalable. Selon cette disposition, « le ministre peut procéder à l'adjudication d'un bail d'exploitation de pétrole ou de gaz naturel, relativement à un territoire qui n'est pas l'objet d'un permis de recherche, s'il estime que ce territoire présente un gisement économiquement exploitable ». Par conséquent, cette disposition législative pourrait permettre un recours à la procédure d'expropriation.

Le recours à l'expropriation peut donner lieu à des contestations judiciaires. Le propriétaire qui conteste le droit à l'expropriation doit s'adresser à la Cour supérieure, dont la décision peut faire l'objet d'un appel. Celui qui conteste uniquement l'indemnité ou les conditions de l'expropriation s'adresse au Tribunal administratif du Québec, dont la décision peut être soumise à une révision judiciaire par la Cour supérieure. Cette décision peut également faire l'objet d'un appel à la Cour d'appel (BAPE, 2011, rapport nº 273, p. 189).

Lorsque le Ministère attribue un droit d'utilisation de la ressource, il exerce son devoir de gestionnaire de la ressource qui appartient à l'État. Pour exercer son droit, le titulaire doit accéder au terrain dès l'exploration, sauf dans le cas mentionné ci-dessus concernant l'article 194.0.1 de la Loi. De 1990 à 2010, le Ministère n'a relevé aucun cas d'expropriation pour le forage de puits de gaz ou de pétrole en vertu de l'article 235 de la *Loi sur les mines*. Deux cas ont toutefois été recensés pour des activités minières, dont un droit d'expropriation accordé en 2010 à la Corporation minière Osisko pour son projet d'exploitation aurifère à Malartic[20].

En Colombie-Britannique et en Alberta, personne ne peut réaliser d'activités d'exploration sur un terrain privé à moins d'avoir obtenu le consentement du propriétaire du terrain (PR3.9.1.1, p. 13 ; PR3.9.1.2, p. 18). À défaut d'une entente, « les parties peuvent faire une demande de médiation ou arbitrage auprès du Surface Rights Board, un organe indépendant chargé d'accompagner les parties afin d'accéder à une entente satisfaisante pour chacun des intéressés » (PR3.7.24, p. 32).

- *La commission d'enquête constate qu'à défaut d'une entente de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface, le titulaire d'un permis de recherche de gaz naturel ne peut pas procéder par expropriation pour réaliser des travaux d'exploration sur une propriété privée, et ce, en raison des modifications apportées à la* Loi sur les mines *en décembre 2013. Par contre, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles peut autoriser l'expropriation en phase d'exploitation.*

20. MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (2010). *Réponses à la question 2 du document DQ34,* 13 janvier 2011, 1 page, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, DQ34.2 et DQ34.3.

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement devrait élaborer, en collaboration avec les instances municipales et régionales, une entente cadre qui pourrait servir de modèle aux propriétaires de terrains chez qui l'industrie installerait des infrastructures. Cette entente type servirait aux propriétaires qui ne sont pas des producteurs agricoles, pour lesquels l'Union des producteurs agricoles élaborerait une entente cadre spécifique.*

Les distances séparatrices

L'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* établit des distances minimales à respecter entre les puits de forage et les chemins publics, les voies ferrées, les pipelines, les lignes électriques à haute tension, les habitations et les édifices publics, les lignes des hautes eaux et les aéroports. Ainsi, un puits ne peut être foré à moins de 100 m d'une habitation ou d'un édifice public. Le MERN a indiqué que ces distances séparatrices seraient révisées et qu'il « entend appliquer les marges de recul les plus sévères présentement en vigueur dans d'autres juridictions en Amérique du Nord[21] ». À titre indicatif, dans le contexte des travaux d'exploration pétrolière réalisés sur l'île d'Anticosti, le MERN établit une distance minimale de 500 m entre tout immeuble public et ces travaux. Il importe de mentionner que ces conditions ne modifient pas la distance minimale de 100 m à respecter concernant une habitation[22]. Par ailleurs, l'article 32 du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* interdit d'aménager un site de forage à moins de 500 m d'un site de prélèvement d'eau destiné à la consommation humaine ou à la transformation alimentaire, sous réserve des conclusions de l'étude hydrogéologique demandée selon l'article 38, qui pourrait faire en sorte d'augmenter cette distance.

Le rapport du BAPE relatif au développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec mentionnait que « des distances visant entre autres à assurer la sécurité et la quiétude des riverains devraient être déterminées à la suite d'études scientifiques », et ce, de concert avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère de la Santé et des Services sociaux et le ministère de la Sécurité publique (BAPE, 2011, rapport nº 273, p. 187). La commission d'enquête réitère cet avis et considère que l'analyse présentée dans les chapitres précédents démontre que des distances parfois importantes sont requises pour

21. MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (2010). *Réponses aux questions 7 à 10 du document DQ28*, décembre 2010, 4 pages, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, DQ28.2.

22. Arrêté du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles en date du 30 juin 2014 concernant les conditions et obligations auxquelles sont subordonnés les travaux de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoirs souterrains sur les terrains de l'île d'Anticosti qui sont réservés à l'État (2014, *G.O.* 2, 2233A).

respecter les normes et les seuils divers. Par conséquent, les distances séparatrices minimales doivent être revues afin d'atténuer les impacts des travaux sur le milieu.

- ***Avis*** *– La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait augmenter les distances séparatrices entre les travaux d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les habitations et les autres zones sensibles afin d'assurer la santé, la qualité de vie et la sécurité des populations ainsi que la protection de l'environnement. Il devrait le faire en collaboration avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère de la Santé et des Services sociaux, le ministère de la Sécurité publique et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que l'établissement de nouvelles distances séparatrices par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait servir de balises aux instances municipales afin de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière.*

La protection du territoire et des activités agricoles

La *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* délimite les zones agricoles. À l'intérieur de ces zones agricoles, la Loi prévoit des utilisations prohibées sous réserve d'une autorisation de la CPTAQ. La *Loi sur les mines* ne contient aucune disposition qui viendrait soustraire les détenteurs de permis de recherche d'hydrocarbures situés en zone agricole à l'application à la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (PR3.7.7, p. 7).

Les demandes l'utilisation d'un lot à une fin autre que l'agriculture doivent être déposées aux instances municipales visées. Ces dernières doivent étudier la demande et produire une recommandation motivée en vertu des critères énoncés dans la Loi. Pour être recevable, la demande doit être conforme au règlement de zonage de la municipalité locale ou, le cas échéant, aux mesures de contrôle intérimaire (DB38 ; PR3.7.7, p. 4). Par contre, la préséance dont dispose la *Loi sur les mines* sur la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* « fait en sorte que la CPTAQ ne tient pas compte dans ses décisions d'un avis de non-conformité d'une municipalité pour l'établissement et l'exploitation d'un site de forage » (PR3.9.2, p. 10).

Les décisions de la CPTAQ peuvent être assujetties à des conditions. Depuis 2009, elle exige un rapport d'expertise agronomique avec le dépôt des demandes d'autorisation (PR3.1, p. 181). Une fois que la CPTAQ entreprend l'examen d'une demande, elle présente au demandeur ainsi qu'à toute personne intéressée son orientation préliminaire. À ce moment, la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* accorde à ces personnes un délai pour qu'elles puissent présenter

des observations ou même demander une rencontre publique. Des modifications à l'orientation de la décision pourraient donc être apportées à la suite de ces représentations. Le rapport synthèse de l'ÉES mentionne que la notion de *personne intéressée* « semble poser problème, car elle est trop vague et imprécise sur la nature des intérêts que doit démontrer une personne pour être considérée comme personne intéressée aux fins de la loi » (*ibid.*, p. 182). L'article 13 de la Loi précise que la CPTAQ peut « consulter ou recevoir les observations de toute personne qu'elle considère intéressée par une demande qui lui est présentée », et ce, sans définir la notion de *personne intéressée*. La CPTAQ possède donc un pouvoir discrétionnaire à cet égard. Dans une décision, l'organisme souligne qu'une personne intéressée doit être personnellement et directement concernée par une demande, par exemple à titre de demandeur, de propriétaire ou de voisin. De plus, les instances municipales et l'Union des producteurs agricoles sont considérées comme personnes intéressées[23].

La CPTAQ peut également émettre des ordonnances pour s'assurer du respect des conditions imposées dans ses décisions. Pour ce faire, un suivi des travaux autorisés peut être effectué au début des travaux, pendant les travaux et au moment du démantèlement du site (PR3.7.9, p. 14).

L'article 12 de la Loi précise que pour exercer sa compétence, la CPTAQ « tient compte de l'intérêt général de protéger le territoire et les activités agricoles ». Dans le contexte d'une prise de décision, l'article 62 précise qu'elle doit également prendre en compte le contexte régional ainsi que plusieurs critères énoncés dans la Loi, notamment le potentiel agricole du lot et des lots avoisinants, les possibilités d'utilisation du lot à des fins agricoles, les conséquences d'une autorisation sur les activités agricoles et la disponibilité d'autres emplacements. De plus, cet article mentionne que ses décisions doivent prendre en compte « les contraintes et les effets résultant de l'application des lois et règlements, notamment en matière d'environnement » ainsi que l'effet sur la préservation pour l'agriculture des ressources eau et sol.

Aucun permis ou autorisation quant aux activités de l'industrie du gaz de schiste ne peut être délivré à moins que la Commission de protection du territoire agricole du Québec n'ait préalablement autorisé l'utilisation d'un terrain à une fin autre que l'agriculture. Selon une étude de l'ÉES, la CPTAQ serait réticente à jouer un rôle en matière d'environnement (PR3.7.9, p. 42). Dans une de ses décisions, la CPTAQ souligne que l'article 98 de la Loi précise qu'une personne qui obtient une autorisation n'est pas dispensée de requérir tout permis par ailleurs exigé en vertu d'une loi, d'un règlement du gouvernement ou d'un règlement municipal. Elle ajoute qu'elle ne possède pas une compétence élargie et, qu'en

23. COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC (2012). *Décision nº 400127 à la demande de la Société d'énergie Talisman inc.*, 28 mars 2012.

matière d'environnement, l'article 97 de la Loi prévoit que le MDDELCC intervienne en cas de demande d'autorisation sur une superficie agricole en zone agricole. Le rapport synthèse de l'ÉES mentionne qu'une « clarification du rôle qu'entend et que peut jouer la CPTAQ comme organisme de réglementation de l'industrie du gaz de schiste s'impose » (PR3.1, p. 186).

Selon la commission d'enquête, la participation du MAPAQ à la procédure d'autorisation environnementale en vertu de l'article 22 de la Loi pourrait contribuer à bonifier l'évaluation des impacts des activités de l'industrie du gaz de schiste qui pourraient éventuellement avoir un impact sur le territoire et sur les activités agricoles. Par exemple, le prélèvement de l'eau nécessaire pour la fracturation pourrait avoir un impact sur la disponibilité de l'eau pour l'agriculture. Les eaux de ruissellement provenant des sites de forage et des chemins d'accès pourraient transporter des sédiments et des contaminants vers des sites agricoles.

- *La commission d'enquête constate qu'aucun permis ou autorisation quant aux activités de l'industrie du gaz de schiste ne peut être délivré à moins que la Commission de protection du territoire agricole du Québec n'ait préalablement autorisé l'utilisation d'un terrain à une fin autre que l'agriculture. Cet organisme dispose de plusieurs pouvoirs permettant de protéger le territoire agricole. Il peut consulter les parties intéressées, imposer des conditions aux entreprises gazières et effectuer des suivis et des inspections afin de s'assurer du respect de ces conditions.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait consulter le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation dans le cadre de la procédure d'autorisation environnementale afin de bonifier l'évaluation des impacts appréhendés sur le territoire et sur les activités agricoles.*

L'autorisation environnementale des activités de l'industrie du gaz de schiste

Le MDDELCC est responsable de la protection de l'environnement, de la prévention de la pollution et de la lutte contre les changements climatiques. Tel qu'il est mentionné dans les chapitres précédents, il est responsable de l'application de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et de ses règlements qui encadrent, notamment, les prélèvements d'eau, les activités de forage dans le shale, la fracturation, la gestion des eaux usées et la valorisation des boues, l'utilisation de torchères, la gestion des matières résiduelles, la qualité de l'air et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La *Loi sur la qualité de l'environnement* prévoit deux procédures d'autorisation des projets qui sont susceptibles d'exercer des impacts sur l'environnement. La première procédure est l'octroi d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi. La seconde procédure est plus exigeante et vise les activités et les ouvrages susceptibles de causer des impacts significatifs l'environnement. Il s'agit de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement de l'article 31.1 de la Loi.

Cette dernière prévoit la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement dont la nature, la portée et l'étendue sont définies par des directives sectorielles. La liste de projets assujettis est définie dans un règlement[24]. Le Ministère souligne que cette procédure constitue un exercice de planification du développement qui vise à assurer la durabilité de l'utilisation des ressources et du territoire. Il ajoute qu'« elle permet, avant même la réalisation des projets, de considérer, d'analyser et d'interpréter l'ensemble des facteurs exerçant une influence sur les écosystèmes, sur les ressources et sur la qualité de vie des individus et des collectivités » (MDDELCC, 2014b). Bien que le MDDELCC soit responsable de l'application de cette procédure, le pouvoir décisionnel repose entre les mains du Conseil des ministres. Conséquemment, la procédure fait appel à une approche de coordination entre les ministères et les organismes concernés qui participent, notamment, à l'analyse de recevabilité et à l'analyse environnementale des études d'impact soumises au MDDELCC. Toutes les études d'impact assujetties à cette procédure sont rendues publiques et peuvent faire l'objet d'une audience publique du BAPE (*id*.).

24. Les projets visés et les seuils à partir desquels ils sont assujettis sont identifiés de façon précise dans le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*. Ces projets comprennent, notamment, les travaux en milieu hydrique, les ports et les quais, les mines, les installations industrielles, les lieux de traitement et d'élimination de matières dangereuses, les installations de production et de transport d'énergie, les routes et les autoroutes, les gares et les chemins de fer, les aéroports, l'épandage aérien de pesticides et les lieux d'élimination de matières résiduelles.

Actuellement, les travaux qui relèvent du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains* sont exclus de la procédure d'évaluation des impacts sur l'environnement de l'article 31.1 de la Loi. Seuls certains ouvrages et activités de l'industrie gazière pourraient être assujettis à cette procédure lorsque les dimensions des projets dépassent les seuils d'assujettissement : « installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel, gazoduc de plus de 2 km et de plus de 30 cm de diamètre, usine de transformation ou de synthèse de gaz, réservoirs d'une capacité d'entreposage totale de 10 000 kl (10 000 m³) » (PR3.9.2, p. 22).

En 2011, une modification a été apportée au *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* afin que les travaux de forage destinés à rechercher ou à exploiter du pétrole ou du gaz naturel dans le shale ainsi que toute opération de fracturation soient assujettis à l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Des autorisations doivent également être délivrées par le Ministère, notamment, pour la valorisation des boues de forage, les prélèvements d'eau et l'utilisation d'une torchère.

Le MDDELCC peut exiger du requérant tout renseignement, toute recherche ou toute étude supplémentaire dont il estime avoir besoin pour connaître les conséquences du projet sur l'environnement et juger de son acceptabilité. Toutefois, la portée de l'article qui mentionne les éléments à documenter au moment de la demande du certificat d'autorisation est large et laisserait place à l'interprétation. En effet, selon l'article 7 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, la demande doit comporter « une description de la nature et du volume des contaminants susceptibles d'être émis, rejetés, dégagés ou déposés ainsi que leurs points d'émission, de rejet, de dégagement ou de dépôt dans l'environnement ». Elle doit aussi inclure une description des données au plan géologique, hydrogéologique, géochimique ou géophysique et l'évaluation de techniques et de méthodes nouvelles de forage sécuritaires pour l'environnement.

Le Ministère souligne qu'afin de juger de la conformité d'un projet, une analyse des conséquences potentielles du projet sur l'environnement doit être réalisée. Cette analyse peut amener le Ministère « à demander des études et des engagements additionnels s'il estime que ceux-ci sont requis pour l'analyse de la demande et la délivrance de l'autorisation recherchée[25] ». De plus, d'autres ministères, en particulier le MERN, pourraient être consultés lors de l'analyse des projets (MDDELCC, 2014b, p. 4).

25. MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014). *Les autorisations environnementales : une démarche pour protéger l'environnement* [en ligne (7 juillet 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/autorisations/inter.htm].

En juillet 2014, le MDDELCC a rendu publiques des lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière. Ces lignes directrices reflètent les grandes orientations du Ministère en matière de protection environnementale et visent à encadrer les travaux d'exploration. Le Ministère souligne que ces lignes directrices précisent la nature de ses attentes en ce qui a trait aux données scientifiques et techniques qu'il exigerait de la part des entreprises gazières.

Selon l'étude sur l'encadrement législatif de l'ÉES, les lignes directrices provisoires constituent une directive. Elles visent à favoriser la cohérence des décisions et à simplifier la compréhension des obligations environnementales applicables à l'industrie du gaz de schiste au Québec. Elles ont pour objectifs de baliser l'exercice du pouvoir discrétionnaire du ministre et d'assurer un traitement uniforme des demandes d'autorisation. À la différence d'une loi ou d'un règlement, elles ne créent pas de normes juridiques contraignantes (PR3.9.3, p. 13 et 14).

Différentes hypothèses d'encadrement de l'industrie du gaz de schiste ont été proposées dans les études de l'ÉES. Par exemple, une étude souligne que toutes les obligations imposées à un promoteur désirant explorer et exploiter une plateforme de forage devraient être indiquées et intégrées dans un règlement environnemental en vue de l'obtention d'un seul certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (*ibid.*, p. 19 et 20). Une autre étude mentionne que chaque plateforme devrait être soumise à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement en vertu de l'article 31.1 de la Loi (PR3.7.4, p. 69).

Chacune des procédures possède ses points forts et ses points faibles. L'assujettissement de chaque plateforme de forage à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts pourrait permettre de documenter les impacts appréhendés de manière uniforme puisque la nature, la portée et l'étendue de l'étude d'impacts à réaliser sont prévues par des directives sectorielles du MDDELCC. De plus, cette procédure interpelle l'expertise des ministères et des organismes concernés, indispensable à l'analyse des impacts. Par contre, en raison du nombre potentiellement élevé de plateformes de forage, il pourrait être laborieux d'assujettir chaque plateforme à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. La procédure établie en vertu de l'article 22 serait plus souple et pourrait s'appliquer à chaque plateforme, et ce, avec certaines bonifications.

Plusieurs mémoires et études de l'ÉES, dont celle de la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement, ont suggéré l'adoption d'un règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière (PR3.9.3). L'élaboration de ce règlement permettrait d'intégrer des obligations déjà prévues dans la législation environnementale, y compris l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation en vertu de

l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, et ce, afin de clarifier l'encadrement juridique applicable à l'industrie du gaz de schiste. De plus, ce règlement pourrait intégrer dans un seul texte l'ensemble des enjeux abordés dans les sections d'analyse de ce rapport afin que soient précisées la nature, la portée et l'étendue de l'évaluation qui devrait être réalisée par toute entreprise gazière.

- *La commission d'enquête constate que l'encadrement environnemental en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste est insuffisant et que les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière n'ont pas de caractère normatif et ne créent pas de normes juridiques contraignantes.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'un règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazières devrait être adopté afin de clarifier et d'uniformiser l'encadrement juridique applicable à cette filière. Ce règlement devrait intégrer les obligations déjà prévues dans la législation environnementale et préciser la nature, la portée et l'étendue de l'évaluation des répercussions environnementales à réaliser par toute entreprise désirant réaliser des travaux d'exploration et d'exploitation gazière.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'à l'instar de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, la procédure d'autorisation prévue dans un éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière devrait instaurer une approche de partenariat et de coopération entre les différents ministères et organismes visés, afin que leur expertise puisse bonifier l'analyse environnementale des projets.*

La prise en compte des impacts cumulatifs

Les sections précédentes démontrent que plusieurs régimes d'autorisation interviennent à différentes étapes des activités de l'industrie du gaz de schiste. Actuellement, l'assujettissement aux obligations environnementales se réalise puits par puits, en fonction de l'intention de l'entreprise gazière. Durant l'exploration, l'entreprise peut donc déposer une demande de certificat d'autorisation seulement pour des activités de forage. Le certificat d'autorisation ne tiendrait alors compte que de cette étape et un autre certificat devrait être délivré pour autoriser des travaux de fracturation. Dans le cas où une entreprise demanderait un certificat pour des travaux de forage et de fracturation, tous les renseignements relatifs à ces deux travaux distincts devraient être présentés au préalable au moment de la demande. En période d'exploitation, puisque la mise en place de nouvelles infrastructures et opérations se révèle nécessaire, une nouvelle demande de certificat d'autorisation doit être soumise au Ministère (DQ16.1, p. 11 et 12 ; DQ32.1).

L'entreprise est responsable d'obtenir les différentes autorisations et les permis requis selon l'évolution de son projet. L'arrimage entre les autorisations de forage et de fracturation du MDDELCC et le bail d'exploitation du MERN semble difficile. À cet égard, le rapport synthèse de l'ÉES souligne que « l'abondance des différents régimes nuit à la compréhension que les promoteurs ont de leurs obligations et à l'efficacité des mesures de protection de l'environnement » (PR3.1, p. 60). Le manque d'arrimage entre les permis et autorisations délivrés par des ministères à vocations différentes et à diverses étapes des projets pourrait rendre fragmentaires la planification du développement de l'industrie ainsi que la prise en compte des impacts cumulatifs que cette planification pourrait permettre. Le rythme de développement des activités de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire est un élément important qui peut influencer la perception des impacts.

De plus, l'exploitation d'un puits n'est possible que si un système de collecte de gaz naturel est mis en place. Par contre, aucune disposition n'est prévue à cet égard dans la *Loi sur les mines* ni dans le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (PR3.9.2, p. 27).

Des propositions de planification du développement de l'industrie ont été présentées dans le cadre de l'ÉES. Une étude mentionne que les plans quinquennaux de développement des entreprises gazières désirant implanter une ou plusieurs plateformes dans une région devraient être soumis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement en vertu de l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (PR3.9.3, p. 30). Une autre étude souligne qu'une évaluation environnementale régionale devrait être effectuée, et ce, en deux parties : une durant l'exploration et une autre durant l'exploitation (PR3.7.17, p. 75 à 77).

Une nouvelle approche d'autorisation par région est en cours de discussion en Alberta. La région correspond à une aire de développement pétrolier et gazier qui est définie par la géologie, la superficie géographique, les caractéristiques des ressources et la technologie utilisée pour les extraire. Cette approche prévoit également la réalisation de plans de développement par région qui devraient être soumis pour autorisation. L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta précise que cette approche pourrait inciter les différentes compagnies détenant des droits dans une région à travailler de concert afin, notamment, d'optimiser les besoins en infrastructures ainsi que le partage des connaissances entre différents acteurs. Par contre, cette approche régionale comporte certaines limites. En effet, chaque entreprise peut souhaiter développer son projet à son rythme. Les entreprises peuvent disposer de ressources financières variables et utiliser

des approches différentes les unes des autres, ce qui pourrait rendre difficile l'atteinte d'un consensus sur le développement de l'industrie par région[26].

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'un éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazières devrait exiger qu'une entreprise gazière regroupe, dans une même demande de certificat d'autorisation, l'évaluation des impacts appréhendés de l'ensemble de ses activités d'exploration et d'exploitation sur un territoire donné, des premiers travaux sur le terrain jusqu'à la fermeture définitive des puits.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que la demande de certificat d'autorisation d'une entreprise gazière couvre au minimum une plateforme. Le Ministère devrait inciter les entreprises à présenter des demandes d'autorisation couvrant plusieurs plateformes ou même l'ensemble du développement prévu sur un territoire donné.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de même que les ministères et les organismes visés devraient évaluer les impacts cumulatifs du développement de l'industrie gazière sur un territoire donné. L'éventuel règlement d'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière devrait prévoir que l'information exigée des entreprises gazières dans leur demande de certificat d'autorisation permette aux ministères de procéder à cette évaluation.*

- ***Avis –*** *La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait pouvoir émettre des restrictions en ce qui a trait à l'échéancier de certains travaux d'exploration du gaz de schiste ou au nombre de projets autorisés dans un territoire, dans le cas où il évaluerait que les impacts cumulatifs des différents projets soumis pour approbation ne permettraient pas d'assurer le respect des différents critères de qualité de l'environnement et de qualité de vie.*

Les mécanismes d'information et le suivi

L'article 7.1 du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* oblige les promoteurs à informer et à consulter le public avant le dépôt d'une demande de certificat d'autorisation. Ils doivent également produire un rapport des observations recueillies au cours de la consultation publique et y indiquer, le cas échéant, les modifications apportées au projet. La copie de ce rapport doit être envoyée à la municipalité

26. ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD (2012). *Regulating Unconventional Oil and Gas in Alberta : A Discussion Paper* [en ligne (9 juillet 2014) : www.aer.ca/documents/projects/URF/URF_DiscussionPaper_20121217.pdf].

et doit accompagner la demande de certificat d'autorisation. L'article 7.2 précise que les municipalités doivent ensuite soumettre au ministre leurs observations sur le projet « quant à ses effets à l'intérieur de son périmètre d'urbanisation et, le cas échéant, sur toute autre partie de son territoire affectée à la villégiature ».

Le *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers* requiert que les titulaires de certificat d'autorisation transmettent certains renseignements au ministre, et ce, même s'ils sont de nature confidentielle. Ces renseignements comprennent les méthodes et les technologies de forage et de complétion des puits, la gestion complète de l'eau (y compris les prélèvements et la réutilisation optimale), le volume des fluides, leur composition détaillée et les caractéristiques des intrants utilisés aux fins de forage et de fracturation. En audience, certains participants ont mentionné qu'une demande d'accès à l'information avait été refusée par le MDDELCC qui aurait « demandé l'avis des tiers quant à la divulgation de documents portant sur les contaminants émis dans l'environnement, plutôt que de les divulguer immédiatement » (DM63, p. 16).

Le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* reprend la plupart de ces exigences. L'article 49 exige que l'entreprise tienne un registre dans lequel sont consignés les renseignements relatifs à l'étude hydrogéologique, au programme de fracturation (incluant la liste des intrants, les volumes et les concentrations utilisés), aux rapports de suivi, aux résultats d'analyse et aux avis professionnels requis advenant une éventuelle contamination des eaux souterraines. En vertu de l'article 31 du règlement, ces renseignements ont un caractère public. Toutefois, l'article 23 de la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels* (RLRQ, c. A2-1) précise qu'un organisme public « ne peut communiquer le secret industriel d'un tiers ou un renseignement industriel, financier, commercial, scientifique, technique ou syndical de nature confidentielle fourni par un tiers et habituellement traité par un tiers de façon confidentielle, sans son consentement ». La *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, en vertu de laquelle est adopté le règlement, ne prévoit pas soustraire ce dernier à l'application de la *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels*.

Le MERN et le MDDELCC collaborent afin d'instaurer une approche complémentaire de suivi et de contrôle des plateformes de forage. À titre indicatif, un suivi peut être demandé à l'entreprise gazière afin de détecter d'éventuels dépassements de critères de qualité de l'air établis au moment de la délivrance du certificat d'autorisation. De même, le *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection* oblige le responsable d'une plateforme de forage à réaliser un suivi de la qualité des eaux souterraines jusqu'à dix ans après la fermeture définitive du puits.

Les inspections peuvent également avoir lieu tout au long des travaux de forage, de modification, de complétion ou de fermeture de puits. De plus, pour des travaux en zone agricole, la CPTAQ peut réaliser des suivis avant le début des travaux, pendant les travaux et au moment du démantèlement de la plateforme.

- *La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises auraient l'obligation d'informer et de consulter le public, les municipalités et les MRC visés par leurs activités. Un rapport des observations recueillies au cours de la consultation publique et des modifications apportées au projet devrait accompagner la demande de certificat d'autorisation.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient informer et consulter le public, les municipalités et les MRC visés par leurs activités sur la base de l'évaluation des répercussions environnementales qui serait exigée en vertu de l'éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière, selon les principes accès au savoir ainsi que participation et engagement.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient fournir, au moment de leur demande de certificat d'autorisation, une attestation que leur projet d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste ne contrevient à aucun règlement municipal et que leurs plateformes de forage se situent dans des zones compatibles avec l'activité gazière selon le schéma d'aménagement et de développement de la MRC.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait mettre en place un registre public des demandes d'autorisation de l'industrie du gaz de schiste. Ce registre devrait inclure les renseignements obtenus par le Ministère dans le cadre du dépôt des demandes de certificat d'autorisation ainsi que de l'analyse de recevabilité, de l'analyse environnementale réalisée par le Ministère et des échanges avec les ministères et organismes concernés ainsi que les rapports de suivi, de contrôle, d'inspection et les avis d'infraction.*

- ***Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les ministères et les organismes concernés devraient coordonner leurs programmes de suivi et de contrôle afin que ceux-ci se déroulent de façon concertée afin de réduire les impacts sur l'environnement et sur la qualité de vie dans les communautés d'accueil.*

Chapitre 13 Les orientations et les conclusions de la commission d'enquête

13.1 Les enjeux de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent

Le 30 janvier 2014, le ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs a confié au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement le mandat de faire enquête et de tenir une audience publique à la suite des travaux du Comité de l'Évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur le gaz de schiste. Plus précisément, le ministre demandait au BAPE de tenir des consultations publiques sur les enjeux que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Il demandait également de lui faire rapport des constatations et de l'analyse de la commission d'enquête afin d'éclairer le gouvernement dans sa réflexion sur cette filière énergétique, dans une perspective de développement durable.

Ce mandat s'inscrit dans le débat portant sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste qui a cours au Québec depuis quelques années. Ce débat se reflète entre autres dans le rapport de 2011 de la commission d'enquête du BAPE portant sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste et dans les études de l'ÉES de 2013, qui découle directement des travaux de cette commission.

En 2011, le commissaire au développement durable apportait sa contribution au débat dans le cadre de sa vérification portant sur la gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste. Celui-ci recommandait de mettre en place les moyens et les mécanismes d'encadrement nécessaires pour que le développement de cette filière s'effectue dans le respect de la *Loi sur le développement durable* et en cohérence avec les orientations gouvernementales, les priorités liées au développement régional et l'intérêt public.

Un des objectifs de la Stratégie énergétique 2006-2015 était de renforcer la sécurité des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel, de les diversifier et de mettre en valeur le potentiel en ressources du territoire. La Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, dont le mandat était de dresser un tableau de l'approvisionnement, de la production, de la mise en valeur et de la consommation des

différentes formes d'énergie, a tenu des consultations et a déposé son rapport, *Maîtriser notre avenir énergétique,* en janvier 2014.

En mai 2014, le gouvernement du Québec rendait public le *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures*. Il annonçait une évaluation environnementale stratégique de l'ensemble de la filière des hydrocarbures, qui mènerait à une révision globale et à une modernisation de son encadrement législatif et réglementaire et qui se traduirait par le dépôt d'un projet de loi sur les hydrocarbures au cours de 2015. Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a également confié un mandat à la Régie de l'énergie pour qu'elle produise un avis sur l'approvisionnement en gaz naturel du Québec.

Les travaux de la présente commission d'enquête s'inscrivent dans cette démarche afin d'éclairer le gouvernement dans sa réflexion quant à la pertinence de développer la filière du gaz de schiste, dans une perspective de développement durable. Sans présumer du déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, la commission d'enquête a examiné les enjeux, les mesures d'atténuation possibles et les propositions d'encadrement législatif qui ont fait l'objet des études de l'ÉES et des mémoires déposés en audience publique.

Les impacts potentiels sur la ressource eau

Malgré la réalisation des premiers forages dans le shale d'Utica de 2006 à 2010, l'incertitude demeure quant au potentiel de la ressource en gaz et aux volumes techniquement récupérables. La répartition et la densité de la ressource ne sont pas bien connues, de sorte qu'il n'est pas possible de prévoir comment s'effectuerait le déploiement d'une éventuelle industrie du gaz de schiste (par ailleurs soumise à d'autres impératifs d'ordre technique ou économique). Le rythme de ce déploiement déterminerait la répartition et la densité des plateformes de forage sur les parties du territoire libres de contraintes, qui n'ont pas été délimitées à ce jour.

Les enjeux touchant la gestion et l'utilisation de l'eau ont été l'une des principales préoccupations soulevées lors des audiences. À défaut de connaître les modalités de déploiement de l'industrie, le Comité de l'ÉES a établi plusieurs scénarios de développement. Sur la base de ces scénarios, le déploiement éventuel de l'industrie du gaz de schiste exercerait une pression importante sur les cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent, sur le plan des prélèvements comme sur le plan des rejets d'eaux usées. En période d'étiage, plus particulièrement en période estivale, plusieurs cours d'eau ne seraient pas en mesure de fournir les volumes d'eau requis par la fracturation hydraulique tout en répondant aux besoins des autres utilisateurs et des écosystèmes. Pour mieux évaluer la capacité de ces cours d'eau à répondre aux besoins, il serait nécessaire d'établir la répartition spatiale, les volumes, la durée et les

périodes de prélèvements réalisés par l'industrie. En cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, cet aspect devrait être encadré dans le processus d'autorisation, en cohérence avec les principes de prévention et de respect de la capacité de support des écosystèmes. À cette fin, il serait nécessaire d'obtenir une connaissance suffisante du régime des cours d'eau mis à contribution.

Selon les études de l'ÉES, le risque de contamination de la nappe phréatique par des fluides de fracturation qui emprunteraient des failles naturelles semble faible. Toutefois, des incertitudes subsistent quant à la structure de la couche intermédiaire entre le shale d'Utica et les aquifères peu profonds utilisés à des fins d'alimentation en eau potable, relativement à l'existence de voies potentielles de migration de contaminants entre les deux. Ces incertitudes, combinées à l'imprécision quant à la composition des eaux de fracturation et de reflux, ne permettent pas actuellement d'évaluer la vulnérabilité des aquifères à ce type de contamination. Une meilleure connaissance de la fracturation naturelle est requise.

La Commission géologique du Canada a amorcé, en 2014, une étude de caractérisation des couches intermédiaires entre le shale d'Utica et les aquifères peu profonds qui alimentent en eau potable de nombreux résidents des basses-terres. Cependant, cette étude ne couvre qu'une faible partie du territoire. La cartographie des failles naturelles devrait être réalisée pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent.

Le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection,* adopté en août 2014, interdit la fracturation hydraulique à moins de 400 m sous les aquifères. La probabilité que des failles verticales résultant de cette activité dépassent cette distance est minime. Toutefois, en raison du grand nombre de fracturations qui seraient réalisées s'il y avait exploitation du gaz de schiste, plusieurs fractures verticales pourraient s'étendre à plus de 400 m et atteindre les aquifères. Pour cette raison, le gouvernement devrait augmenter la distance verticale requise entre une opération de fracturation et la base d'un aquifère de façon à s'assurer d'une épaisseur minimale de roc non perturbé par la fracturation entre les deux.

En ce qui a trait aux eaux usées de l'industrie, la commission d'enquête constate que les données disponibles ne permettent pas de statuer avec certitude sur leurs caractéristiques et sur les risques réels pour l'environnement et la santé. Cependant, le MDDELCC est en mesure de cibler une liste de contaminants préoccupants pour les milieux aquatiques et il a fixé des exigences de rejet pour ces contaminants. Il a par ailleurs exclu, par règlement, les intrants de fracturation qui seraient persistants et bioaccumulables.

Les équipements municipaux d'assainissement des eaux n'étant pas conçus pour le traitement de ce type de rejets, d'autres modes de gestion devraient être privilégiés, tels qu'un traitement sur la plateforme ou en usine dédiée. L'injection des eaux usées de l'industrie dans des formations géologiques profondes ne serait pas une option valable pour la commission d'enquête, considérant les connaissances limitées du sous-sol et l'absence d'une réglementation appropriée.

En accord avec le principe de protection de l'environnement, la réutilisation des eaux de fracturation devrait être privilégiée. En cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'entreprise gazière devrait déposer, dans le cadre de sa demande de certificat d'autorisation, un plan détaillant la gestion des eaux utilisées, allant du prélèvement de l'eau brute aux rejets dans les cours d'eau, et démontrant qu'elle maximise la réutilisation de ses eaux.

Les impacts potentiels sur les communautés d'accueil

Le déploiement de l'industrie du gaz de schiste s'effectuerait dans les basses-terres du Saint-Laurent, un territoire situé principalement sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, entre Québec et Montréal. Selon les scénarios de développement de l'ÉES, la densité d'implantation des plateformes de forage sur ce territoire pourrait être élevée, soit environ une plateforme par 4 km^2. Les plateformes occuperaient tout le territoire libre de contraintes légales ou réglementaires, soit environ 50 % du territoire ou moins, compte tenu des exigences du nouveau *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection*.

Les activités reliées à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste génèrent un éventail de nuisances et d'impacts, particulièrement durant le forage et la fracturation hydraulique. Selon la modélisation, ceux-ci seraient ressentis par les occupants des résidences ou des bâtiments publics situés à plusieurs centaines de mètres des plateformes, même avec l'application des mesures d'atténuation les plus rigoureuses. L'intensité des impacts varierait avec le rythme de déploiement des activités.

À titre d'exemple, la qualité de l'air pourrait être altérée, même avec l'application de mesures d'atténuation. Des dépassements de normes pour les dioxydes d'azote pourraient être observés jusqu'à 300 m d'une plateforme au moment de la fracturation hydraulique. Les odeurs pourraient être perceptibles à des degrés générant des plaintes, et ce, jusqu'à 600 m des plateformes durant la fracturation hydraulique. Le bruit généré par les activités de fracturation pourrait atteindre un niveau sonore supérieur à 40 dBA, soit le seuil à ne pas dépasser pour protéger le sommeil, à plus de 4 km de la plateforme, et ce, malgré la mise en place de mesures d'atténuation.

L'ÉES n'a pas évalué les risques pour la santé de l'éventuelle présence de l'industrie du gaz de schiste. Des études réalisées aux États-Unis indiquent que les risques pourraient être plus élevés pour les populations habitant à proximité des plateformes de forage ou dans les régions où les activités sont les plus concentrées. Parmi les contaminants qui pourraient être problématiques, les oxydes d'azote et de soufre sont associés à une hausse des symptômes respiratoires et les composés organiques volatils, à des effets mutagènes ou carcinogènes. La connaissance de ces effets sur la santé devrait être approfondie.

La commission d'enquête est d'avis que les distances séparatrices minimales actuellement en vigueur entre les plateformes de forage et les zones habitées, soit 100 m entre une résidence ou un bâtiment public et un puits de forage, ne permettraient pas d'assurer la qualité de vie, la santé et la sécurité des résidents. En cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, ces distances réglementaires devraient être revues par les instances concernées pour qu'en conditions réelles d'exploitation, les normes et les critères soient respectés pour les résidences et les bâtiments publics. Ces distances devraient s'appliquer également aux bâtiments de ferme abritant des animaux.

La commission d'enquête estime que les activités de forage, de fracturation hydraulique et de camionnage devraient être interdites la nuit. De même, en raison de la pollution lumineuse qu'elles entraîneraient, les torchères ne devraient pas être autorisées et devraient être remplacées par des incinérateurs.

Par ailleurs, plusieurs études démontrent que les citoyens perçoivent l'augmentation du camionnage comme l'un des problèmes les plus importants associés à l'industrie du gaz de schiste. Chaque puits horizontal pourrait nécessiter jusqu'à 4 000 voyages aller-retour, principalement au moment des étapes de forage et de fracturation. L'augmentation de la circulation routière pourrait accélérer la détérioration des routes, engendrer des changements dans les habitudes de déplacement des utilisateurs et augmenter les risques d'accidents. Des nuisances occasionnées par l'augmentation de la poussière et des vibrations pourraient également être observées. La commission d'enquête estime qu'en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient évaluer les impacts appréhendés du camionnage au moment du dépôt de leur demande de certificat d'autorisation. Cette évaluation devrait inclure une carte indiquant les itinéraires prévus et un portrait de l'état actuel des routes retenues. Elle devrait prendre en considération les impacts cumulatifs potentiels de la présence de plusieurs gazières dans une région.

Finalement, une entente visant à couvrir les dommages causés aux infrastructures municipales devrait être exigée des entreprises. Pour le transport de l'eau, l'approvisionnement par conduites plutôt que par camions devrait être privilégié afin de réduire la circulation sur les routes rurales.

Les impacts potentiels sur l'agriculture et le tourisme

Selon les scénarios de développement de l'ÉES, il pourrait y avoir une plateforme de forage par 4 km^2, soit une plateforme à toutes les 3 ou 4 fermes en milieu agricole. Les impacts potentiels des activités de l'industrie du gaz de schiste sur la disponibilité en eau, la qualité des eaux de surface et souterraines, la qualité de l'air, le niveau sonore et la circulation routière, ainsi que les déversements accidentels d'eaux usées ou de contaminants pourraient toucher les entreprises agricoles.

Les entreprises agricoles qui vendent leur production sur le marché de masse, où les critères d'évaluation des produits sont objectifs, seraient moins susceptibles d'être touchées par les activités de l'industrie du gaz de schiste que celles qui vendent leurs produits directement au consommateur final. Celles-ci pourraient être pénalisées par ces activités si la perception de leur clientèle à l'égard de la qualité de leurs produits devait être modifiée. L'effet de réputation étant primordial, l'arrêt des activités de l'industrie et un retour à la situation antérieure à l'exploration du gaz de schiste ne garantiraient pas nécessairement le retour de la clientèle.

Les impacts visuels associés aux installations de forage et de fracturation, notamment les tours de forage, pourraient difficilement être atténués en milieu ouvert. La présence des activités de l'industrie pourrait nuire à l'expérience des touristes et des visiteurs dans les régions des basses-terres du Saint-Laurent en raison, notamment, de l'impact potentiel de ces activités sur les paysages, sur la tranquillité des campagnes et des villages, sur la qualité de l'air et sur l'agrément et la sécurité des déplacements sur les routes rurales.

En cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la commission d'enquête est d'avis que les entreprises gazières devraient soumettre une évaluation des effets potentiels de leurs activités sur les entreprises agricoles et sur les entreprises des secteurs du tourisme et de l'agrotourisme, dans le cadre de leur demande de certificat d'autorisation. Par ailleurs, l'élaboration d'une entente-cadre entre l'Union des producteurs agricoles et les entreprises gazières permettrait d'uniformiser les conditions des contrats et d'assurer des compensations appropriées aux producteurs agricoles.

La protection des milieux naturels

L'éventuel déploiement de l'industrie représente également un défi en ce qui concerne la protection des milieux naturels et de la biodiversité. Il pourrait exercer un impact significatif

sur la fragmentation des habitats fauniques et floristiques et, ainsi, compromettre la mise en œuvre des orientations gouvernementales visant à contrôler la perte de couvert forestier et à assurer la pérennité des écosystèmes dans les basses-terres du Saint-Laurent. La commission d'enquête est d'avis qu'en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient soumettre une évaluation de ces impacts dans le cadre de leur demande de certificat d'autorisation et proposer des mesures afin de les atténuer et de respecter la capacité de support des écosystèmes.

Les aires protégées projetées, les écosystèmes forestiers exceptionnels, les refuges fauniques, les refuges biologiques et les habitats fauniques devraient bénéficier d'un statut de protection interdisant l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures dans leurs limites, en vertu des principes de protection de la biodiversité et du respect de la capacité de support des écosystèmes.

Les émissions de gaz à effet de serre

La commission d'enquête constate que les émissions de gaz à effet de serre (GES) associées aux activités de l'industrie du gaz de schiste pourraient augmenter le bilan québécois de 3 % (scénario à petite échelle) à 23,2 % (scénario à grande échelle) en moyenne. Il est difficile d'évaluer l'impact net que ces activités entraîneraient sur les changements climatiques, cet impact dépendant non seulement du niveau d'émissions de GES, mais également des effets de substitution entre les différentes sources d'énergie, au Québec et ailleurs en Amérique du Nord.

Les émissions fugitives de méthane contribueraient pour une grande part au bilan de l'industrie. Les émissions fugitives survenant après la fermeture des puits n'ont pas été comptabilisées dans cette estimation. Elles pourraient contribuer de façon importante à l'émission de GES dans la mesure où seulement 15 % à 20 % du gaz aurait été extrait à la fermeture du puits.

La commission d'enquête constate qu'en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le Québec devrait être en mesure de respecter ses engagements internationaux en matière de réduction des gaz à effet de serre en raison de l'existence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES, qui obligerait les entreprises gazières à acheter des droits d'émission pour la totalité de leurs émissions. Toutefois, le prix actuel du marché du carbone québécois ne couvrirait qu'environ 24 % des externalités et des coûts totaux associés à la génération d'une tonne de carbone, tels qu'ils sont estimés par l'Environmental Protection Agency des États-Unis.

Les risques naturels et technologiques

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* stipule que le titulaire d'un permis de forage ne peut forer à moins de 100 m de la ligne des hautes eaux. L'expérience des glissements de terrain au Québec a toutefois démontré que cette distance serait insuffisante pour empêcher une plateforme de forage, et éventuellement les travailleurs qui s'y trouvent, d'être emportés par un glissement de terrain.

Selon l'ÉES, le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste se trouve dans des secteurs potentiellement exposés aux glissements de terrain de type rétrogressif, c'est-à-dire à des glissements de terrain de grande amplitude. La distance de 100 m mentionnée au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* serait à cet égard insuffisante. Pour la commission d'enquête, il ne devrait pas y avoir de puits gazier dans les zones potentiellement exposées aux glissements de terrain qui sont déjà identifiées par la cartographie gouvernementale. En absence de cartographie, l'application de bandes de protection au sommet et à la base du talus, tel qu'elle est proposée dans l'ÉES, devrait être exigée lorsque les installations sont aménagées au-dessus d'argiles sensibles.

Le déploiement à grande échelle de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent présenterait des risques pour l'environnement, pour la santé et pour la sécurité des personnes. Certains de ces risques sont similaires à ceux inhérents à l'industrie du gaz naturel conventionnel, alors que d'autres sont spécifiques aux activités d'exploration du gaz de schiste. La commission d'enquête constate que selon les différentes simulations réalisées dans le cadre de l'ÉES, les accidents technologiques, tels que les éruptions (« blow out ») ou l'explosion d'un réservoir de propane, représentent un risque de blessures ou de décès pour les travailleurs des plateformes et toute personne à proximité, et ce, jusqu'à une distance de plus de 300 m. Ces accidents pourraient également causer des déversements ou des émissions de contaminants, et polluer l'environnement. La commission d'enquête estime que les distances séparatrices du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* devraient être révisées afin que les risques technologiques soient considérés et que la santé et que la sécurité des résidents vivant à proximité des plateformes soient protégées.

Les projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne font actuellement pas l'objet d'une obligation de produire une analyse de risques et un plan de mesures d'urgence. Pour la commission d'enquête, les risques technologiques liés à ces activités devraient être à déclaration obligatoire au regard de l'application de la *Loi sur la sécurité civile.* En cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient déposer leur plan de mesures d'urgence aux autorités dans le cadre

du processus d'autorisation. Les citoyens vivant à proximité des plateformes de forage devraient être informés des risques afférents à ces activités et des mesures à prendre en cas de sinistre.

Par ailleurs, la commission d'enquête estime que la couverture de 1 M$ d'assurance responsabilité civile actuellement exigée par le *Règlement sur le pétrole, le gaz et les réservoirs souterrains* devrait être augmentée afin que les coûts réels que pourrait engendrer un accident catastrophique sur une plateforme de forage soient couverts.

Les enjeux post-fermeture

La qualité de la cimentation a été désignée comme un élément clé pour assurer l'intégrité des puits et un facteur déterminant de l'ampleur des fuites de gaz ou de liquides. Réussir et préserver une cimentation de qualité représente un défi, tant sur le plan de l'exécution que sur ceux de l'entretien et de la surveillance. Sur la base des informations fournies à la commission d'enquête, la capacité technique de l'industrie gazière d'assurer l'intégrité des puits à très long terme, et donc d'empêcher les fuites de gaz ou de liquides vers les aquifères ou l'atmosphère, n'est pas démontrée.

La commission d'enquête est d'avis que les exigences du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* devraient être revues à l'égard de la construction des puits. De plus, en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer, au moment de la demande d'autorisation, un plan de gestion à long terme de l'intégrité de leurs puits afin d'éviter toute fuite et d'assurer la sécurité du public.

Le gouvernement devrait également s'assurer que la garantie d'exécution exigée des entreprises gazières soit d'un montant suffisant pour assurer le maintien ou le retour à l'intégrité des puits. Enfin, étant donné que la majorité des puits survivraient vraisemblablement aux entreprises gazières qui les auraient forés, un fonds devrait être créé et financé par l'industrie afin de couvrir les coûts des travaux correctifs qui pourraient se révéler nécessaires en cas de fuites émanant de puits orphelins.

Les avantages et les coûts pour le Québec

La commission d'enquête observe qu'il n'a pas été démontré que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent avec la technique de fracturation hydraulique, serait avantageuse pour le Québec. Selon l'analyse avantages-coûts de l'ÉES, avec les prix du gaz naturel actuels et les projections pour les 25 prochaines années, l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent ne serait pas rentable pour l'industrie. De plus, elle

présenterait pour le Québec des coûts et des externalités supérieures aux avantages, donc une valeur sociale nette négative.

Même si le prix du gaz atteignait, au cours des prochaines années, un niveau permettant d'assurer la rentabilité de l'industrie, il n'est pas démontré que l'exploitation du gaz de schiste serait avantageuse pour le Québec en raison de l'ampleur des coûts et des externalités potentiels par rapport aux redevances qui seraient perçues par le gouvernement.

En moyenne, environ 8 000 emplois par année pourraient être associés au déploiement de 3 600 puits, sur une période de 15 ans. Toutefois, l'information disponible ne permet pas de déterminer quel serait le nombre d'emplois créés par l'industrie du gaz de schiste, plutôt que simplement « maintenus », et quel serait le nombre d'emplois occupés par de la main-d'œuvre québécoise.

La commission d'enquête constate que, selon la législation en vigueur, les régions où auraient lieu les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne recevraient aucune part des redevances éventuellement perçues par le gouvernement. La commission d'enquête estime qu'en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste, une partie des redevances devraient être redistribuées à ces régions afin de compenser certains coûts et externalités qu'elles auraient à assumer. De plus, le gouvernement devrait verser les éventuelles redevances de l'exploitation du gaz de schiste au Fonds des générations, comme c'est déjà le cas pour les redevances minières.

La ressource gazière et l'industrie

La commission d'enquête a constaté que les estimations des volumes de gaz potentiellement récupérables dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent sont relativement modestes en comparaison des estimations des réserves de plusieurs autres régions productrices en Amérique du Nord. De plus, une partie de ces réserves, soit la majeure partie du corridor 1, serait vraisemblablement soustraite à l'exploitation gazière en raison de la faible profondeur du shale d'Utica et des exigences de la nouvelle réglementation sur les prélèvements d'eau et leur protection.

Par ailleurs, en 2013, Gaz Métro, Gazifère et TransCanada Pipelines Limited ont signé une entente visant à sécuriser l'accès aux infrastructures de transport de gaz pour l'importation de gaz naturel au Québec. Cette entente est sujette à l'approbation par l'Office national de l'énergie. Elle prévoit que Gaz Métro devra accepter de payer un montant équivalent au coût de transport pour le gaz qu'elle distribue, qu'elle utilise ou non les gazoducs entre l'Ontario et le Québec. En conséquence, les entreprises gazières produisant du gaz au Québec ne toucheraient vraisemblablement pas de

prime de proximité aux marchés. Elles ne pourraient pas récupérer, dans leur prix de vente du gaz au Québec, une partie du prix actuellement facturé aux consommateurs pour le transport du gaz vers le Québec.

Enfin, selon les scénarios de développement du Comité de l'ÉES, la production de gaz naturel dans les basses-terres du Saint-Laurent excéderait la consommation de gaz naturel du Québec pendant plusieurs années. Une part importante de la production devrait donc être exportée. Sécuriser l'accès aux infrastructures de transport permettant l'exportation du gaz naturel constituerait un important défi.

Les enjeux sociaux

Dans les endroits où les activités d'extraction font partie de l'économie régionale depuis longtemps, les études de cas décrivent une culture locale d'appropriation et de coexistence avec l'industrie extractive qui témoigne de l'ancienneté de ces pratiques et de leur enracinement dans le quotidien de la communauté, mais aussi de leur rôle dans l'économie régionale. Ainsi, l'acceptabilité sociale semble ancrée dans la conscience collective. Les enjeux sociaux sont davantage marqués dans les régions qui possèdent peu ou qui ne possèdent pas d'expérience en lien avec les activités pétrolières ou gazières, comme c'est le cas dans les basses-terres du Saint-Laurent.

Plusieurs propos tenus devant la commission d'enquête reflétaient l'inquiétude et la frustration des participants qui ressentaient un réel sentiment d'impuissance et de dépossession découlant de l'incertitude quant à l'éventuelle présence de l'industrie sur leur propriété et du fait que des permis de recherche de gaz de schiste aient été octroyés pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent. Certains ont qualifié cette situation « d'approche envahissante des compagnies gazières ». Ce sentiment de perte de contrôle sur leur espace, ou sur leur territoire, est partagé par plusieurs responsables municipaux ou régionaux, qui ont souligné leur impuissance face à la préséance de la *Loi sur les mines* par rapport à la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*.

Plusieurs études démontrent la perte de confiance de citoyens envers les entreprises gazières, en raison notamment de leur manque de transparence, et la perte de confiance envers les autorités gouvernementales qui en résulte. Dans le cadre de l'audience publique, des citoyens, des organisations environnementales et des associations ont exprimé les mêmes préoccupations.

Les mémoires présentés lors des audiences démontrent, pour la plupart, de fortes inquiétudes, voire un rejet de l'exploitation du gaz de schiste. Plusieurs citoyens et responsables municipaux ont indiqué que, selon eux, l'exploitation du gaz de schiste ne

devrait pas être autorisée s'il n'était pas clairement démontré qu'il y avait acceptabilité sociale pour cette activité, et s'interrogeaient sur la meilleure façon de la définir.

La notion d'acceptabilité sociale n'est pas clairement définie. Elle est souvent interprétée et réappropriée selon les perspectives de chacun. Certains exprimeront leur acceptabilité ou non du projet suivant leur vision de la société, alors que d'autres y verront une façon d'exprimer leurs craintes en ce qui a trait aux impacts potentiels du projet sur leur santé et sur leur qualité de vie. L'acceptabilité sociale est invoquée pour confirmer le bien-fondé du projet comme pour le refuser.

Le *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures*, déposé en mai 2014, précise, selon la vision du gouvernement, que les « travaux d'exploration et d'exploitation devront susciter l'adhésion des communautés concernées ». Toutefois, la définition de l'acceptabilité sociale et la façon de mesurer le niveau d'acceptabilité sociale, ou le niveau d'adhésion à un projet, ne font pas encore l'objet de définitions claires acceptées par l'ensemble des intervenants concernés par un projet.

La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement devrait indiquer de quelle façon il définit l'acceptabilité sociale et comment il évaluera si le développement de cette industrie suscite l'adhésion des communautés concernées. Le rétablissement du lien de confiance entre les citoyens, l'industrie et les instances gouvernementales est, pour la commission, un préalable incontournable à l'acceptabilité sociale de ces activités sur le territoire.

La responsabilité sociale des entreprises

En accord avec le principe d'accès au savoir, une démarche transparente de la part du promoteur d'un projet peut contribuer à l'atteinte d'un consensus social. Une des principales manifestations de la transparence d'une démarche est le fait de rendre facilement accessible aux citoyens l'information pertinente afin qu'ils puissent se prononcer sur les risques d'un projet et sur son acceptabilité. Il faut reconnaître qu'il n'est pas toujours facile pour les investisseurs, les consommateurs et les citoyens de juger de la pertinence et de la validité des informations présentées.

C'est pour cette raison qu'au cours des dernières années, de nombreuses associations sectorielles, organisations internationales de normalisation ou organisations non gouvernementales ont proposé différents programmes en matière de gestion environnementale visant à encadrer les pratiques des entreprises. Plus récemment, certaines organisations ont commencé à proposer des programmes en matière de responsabilité sociale de l'entreprise (RSE) qui intègrent généralement les engagements et les pratiques des entreprises dans le domaine de l'environnement, en

y ajoutant ceux en matière d'éthique, de gouvernance et de relations avec les communautés. Au Canada, dans le secteur gazier et pétrolier, les programmes ou éléments de programmes proposés par les associations sectorielles se limitent essentiellement aux principes et aux pratiques en matière de gestion environnementale et de divulgation de l'information.

La commission d'enquête est d'avis qu'en cas de déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, il serait souhaitable que les entreprises gazières s'entendent sur un cadre de référence commun en matière de gestion environnementale et de responsabilité sociale afin de faciliter la consultation de l'information par les citoyens. Les entreprises devraient également s'assurer que leurs sous-traitants et fournisseurs adoptent ces bonnes pratiques.

La planification intégrée du territoire à l'échelle régionale

Le déploiement de l'industrie, qui occuperait une part importante du territoire agricole dans les basses-terres du Saint-Laurent, représenterait une contrainte importante quant à l'utilisation et à la planification du territoire au regard des activités actuelles, telles que l'agriculture, le tourisme, l'agrotourisme et la villégiature. La commission d'enquête fait le constat que les orientations et les outils de planification territoriale, sous l'égide des instances locales, seraient inopérants compte tenu de la préséance de la *Loi sur les mines* sur la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*. Cela pourrait hypothéquer l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement par les MRC et compromettre la mise en place de règlements municipaux visant à minimiser d'éventuelles nuisances liées aux activités de l'industrie. Le nouveau cadre législatif relatif à l'aménagement du territoire et à l'exploitation des hydrocarbures devrait reconnaître certains pouvoirs aux municipalités afin de leur permettre d'encadrer le développement de l'industrie sur leur territoire, en concordance avec le principe de subsidiarité.

Il serait également important de déterminer clairement les secteurs du territoire où seraient exclues les activités gazières et pétrolières. La commission d'enquête estime qu'en accord avec le principe de subsidiarité, une éventuelle loi sur les hydrocarbures devrait accorder aux MRC le pouvoir de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière, à l'instar des dispositions prévues pour le secteur minier. Des orientations gouvernementales spécifiques aux activités gazières devraient être également adoptées afin que les instances municipales soient mieux accompagnées dans l'aménagement et dans le développement de leur territoire.

La commission d'enquête souligne qu'une organisation de concertation régionale, à l'exemple des commissions régionales des ressources naturelles et du territoire, pourrait

contribuer à la planification régionale du développement de l'industrie du gaz de schiste. Elle pourrait faciliter l'élaboration d'une vision globale et intégrée du développement de l'industrie gazière, notamment en ce qui a trait à la gestion de l'eau, aux plans de mesures d'urgence et aux plans de développement des entreprises.

L'encadrement législatif

S'il devait y avoir un déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec, ce ne devrait pas être avant qu'un encadrement législatif approprié, associant les instances locales et régionales, soit adopté. Plus particulièrement, le gouvernement du Québec ne devrait pas considérer la réalisation de projets pilotes avant la mise à jour de ce cadre législatif.

La révision en cours de pièces législatives importantes, dont la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, la *Loi sur la sécurité civile* et la future loi sur les hydrocarbures, offrirait la possibilité d'adapter l'encadrement des activités de l'industrie du gaz de schiste afin d'assurer la cohérence des outils de planification territoriale, de réduire les impacts sur la qualité de vie et sur la santé des citoyens, d'assurer la sécurité des personnes et des biens, et de protéger les écosystèmes et la biodiversité.

Afin de clarifier l'encadrement applicable à cette industrie, la commission d'enquête est d'avis que l'adoption d'un règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière serait nécessaire. L'élaboration de ce règlement permettrait d'intégrer des obligations déjà prévues dans la législation environnementale, y compris l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, ainsi que de formaliser les exigences des lignes directrices provisoires que le MDDELCC utilise actuellement. Ce règlement devrait préciser dans un seul texte la nature, la portée et l'étendue de l'évaluation des répercussions que devrait réaliser toute entreprise gazière.

De plus, le MDDELCC devrait exiger qu'une entreprise gazière regroupe, dans une même demande de certificat d'autorisation, l'évaluation des impacts appréhendés de l'ensemble de ses activités d'exploration et d'exploitation sur un territoire donné, des premiers travaux sur le terrain jusqu'à la fermeture définitive des puits. La demande d'autorisation devrait couvrir de préférence plusieurs plateformes ou même l'ensemble du développement prévu sur un territoire donné, et ce, afin que les impacts cumulatifs des activités gazières soient mieux évalués.

La commission d'enquête est d'avis que la procédure d'autorisation prévue dans ce nouveau règlement devrait instaurer une approche de partenariat et de coopération entre les différents ministères et organismes concernés afin que leur expertise puisse bonifier l'analyse environnementale des projets.

Finalement, la commission d'enquête réitère que, préalablement à tout déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, plusieurs conditions devraient être satisfaites sur les plans social, environnemental et économique afin que les principes inscrits dans la *Loi sur le développement durable* puissent réellement s'appliquer au développement de cette industrie au Québec.

13.2 En conclusion

L'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent pourraient générer des impacts majeurs sur les communautés d'accueil : détérioration de la qualité de l'air, augmentation du bruit, de la circulation routière et de la pollution lumineuse, diminution de la valeur des propriétés situées à proximité des plateformes de forage, impacts sur les paysages, risques d'accidents technologiques, impacts sociaux et impacts sur la santé. Les activités de l'industrie pourraient également entraîner des conséquences sur la qualité de l'environnement, en particulier sur la qualité des eaux de surface et des eaux souterraines, sur les aires protégées et les milieux humides, et entraîner la fragmentation des milieux forestiers. Les émissions de gaz à effet de serre associées aux activités de l'industrie pourraient contribuer aux changements climatiques. Finalement, la présence des activités d'exploration pourrait entraîner des effets négatifs sur certains secteurs économiques des régions d'accueil, tels que les secteurs agricole, touristique et agrotouristique.

Il est important de rappeler que, contrairement à la majorité des régions productrices de gaz de schiste en Amérique du Nord, situées sur des territoires peu peuplés, les basses-terres du Saint-Laurent se trouvent en plein cœur de la région la plus densément peuplée et développée du Québec. L'ampleur des impacts potentiels sur les communautés d'accueil est en partie liée à la densité des usages et des aménagements existants.

Pour plusieurs impacts potentiels, des mesures d'atténuation ont été déterminées. Dans certains cas, ces mesures correspondent à des pratiques qui sont bien maîtrisées par l'industrie ou à de l'équipement facilement disponible. Dans d'autres cas, comme dans celui du bruit généré par les activités de forage et de fracturation hydraulique, il serait difficile, voire impossible, même avec l'application des mesures d'atténuation les plus rigoureuses, d'assurer le respect des critères au niveau sonore. Plusieurs autres impacts sur les résidents, sur les entreprises ou sur l'environnement ne pourraient faire l'objet d'aucune mesure d'atténuation. Ce serait le cas, par exemple, des impacts potentiels sur la valeur des propriétés ou des impacts sur les entreprises touristiques et agrotouristiques.

Malgré l'avancement des connaissances au cours des dernières années, il subsiste toujours des lacunes au sujet de la couche rocheuse située entre le shale gazier et les aquifères de surface. La connaissance des caractéristiques de cette couche est essentielle à l'évaluation d'éventuelles voies de migration des contaminants vers les aquifères. De même, les techniques et les pratiques qui permettraient d'assurer l'intégrité de la cimentation des puits gaziers à court et à très long terme ne sont pas encore parfaitement maîtrisées et appliquées. Or, la qualité de la cimentation des puits est le principal facteur permettant d'empêcher les fuites de gaz ou de liquides vers les aquifères ou l'atmosphère, d'autant plus qu'au moins 80 % du gaz demeurerait dans le shale d'Utica après la fermeture définitive d'un puits. De meilleures connaissances devraient être acquises sur ces enjeux et de meilleures pratiques devraient être établies pour assurer l'intégrité des puits avant que la fracturation soit autorisée.

Il est probable que la majorité de ces puits survivraient aux entreprises gazières qui les auraient forés. Même avec la mise sur pied d'un fonds, financé par l'industrie, qui aurait pour objectif d'assurer l'entretien et la réparation des puits devenus orphelins, le risque que les puits fermés constituent, un jour, un passif environnemental pour le Québec est réel. L'expérience vécue ailleurs au Canada a démontré que les autorités gouvernementales avaient de la difficulté à effectuer un suivi serré des fuites de tous les puits fermés.

Avec les prix du gaz naturel actuels et projetés, les redevances et les autres avantages financiers perçus par le Québec seraient insuffisants pour compenser les coûts et les externalités pour la société et l'environnement ou pour assurer la rentabilité de l'industrie. Même si les prix augmentaient suffisamment pour assurer la rentabilité de l'industrie au cours des prochaines années, il n'est pas démontré que les avantages financiers pour le Québec seraient suffisamment importants pour compenser l'ensemble des coûts et des externalités pour la société et l'environnement, à court et à long terme.

Par ailleurs, la commission d'enquête constate qu'à court et à moyen terme, l'enjeu principal en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pour le Québec est l'accès aux infrastructures de transport pour le gaz destiné au Québec plutôt que la capacité de production à l'échelle nord-américaine.

Au surplus, la commission d'enquête a constaté que l'acceptabilité sociale de l'exploration du gaz de schiste, condition essentielle pour aller de l'avant, selon le gouvernement, la majorité des intervenants en audiences publiques et les entreprises gazières elles-mêmes, était loin d'être acquise.

En conclusion, en raison de l'ampleur des impacts potentiels associés aux activités de l'industrie du gaz de schiste dans un milieu aussi peuplé et aussi sensible que les basses-terres du Saint-Laurent, en raison également des incertitudes qui subsistent quant aux impacts potentiels sur la qualité de l'eau des aquifères et à la capacité de l'industrie de préserver l'intégrité des puits à très long terme, la commission d'enquête est d'avis qu'il n'est pas démontré que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent avec la technique de fracturation hydraulique, serait avantageuse pour le Québec.

Fait à Québec,

Denis Bergeron
Président de la commission
d'enquête

Gisèle Grandbois
Commissaire

John Haemmerli
Commissaire

Ont contribué à la rédaction du rapport :
Jean-François Bergeron, analyste
Vincent Carbonnelle, stagiaire
Rafael Carvalho, analyste
Marie Conilh de Beyssac, analyste
Anny-Christine Lavoie, analyste

Avec la collaboration de :
Marie-Josée Harvey, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Julie Olivier, conseillère en communication
Ginette Otis, agente de secrétariat
Angéla Perreault, agente de secrétariat

Annexe 1

Avis et constats

Le contexte d'insertion

1.2 La géologie régionale

Le potentiel gazier du shale d'Utica

♦ La commission d'enquête constate qu'entre 22 et 47 Tpi^3 de gaz pourraient être techniquement récupérés du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. L'évaluation de ce potentiel est caractérisée par une grande incertitude.

1.3 Le développement potentiel de l'industrie

1.4 Les scénarios de développement

♦ La commission d'enquête constate que les dispositions du *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection* contribuent à augmenter les contraintes à l'utilisation du territoire par les plateformes de forage nécessaires à l'exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que, si les éléments et les activités relatifs aux différentes étapes du développement et de l'exploitation d'un puits sont connus, il est difficile d'évaluer, compte tenu des lacunes actuelles quant à la localisation de la ressource et au potentiel de gaz techniquement et économiquement récupérable, comment ces activités s'agenceraient sur une même plateforme et comment ces plateformes seraient déployées sur le territoire. Les dispositions du *Règlement sur les prélèvements d'eau et leur protection* pourraient jouer un rôle substantiel à cet égard.

♦ La commission d'enquête constate que selon les scénarios de développement de l'Évaluation environnementale stratégique, la densité d'implantation des plateformes de forage serait d'environ une plateforme par 4 km^2. En milieu agricole, cette densité correspondrait à une plateforme à toutes les trois ou quatre fermes en moyenne.

♦ La commission d'enquête observe que le comité de l'Évaluation environnementale stratégique estime qu'entre 300 et 1 100 puits pourraient être forés par année pour le scénario 4 (3 600 puits) alors que le ministère des Finances base ses estimations sur un rythme de déploiement de 250 puits par année. De plus, la commission constate que le rythme de déploiement de l'industrie du gaz de schiste pourrait varier selon le prix du gaz et les contrats obtenus par les entreprises gazières.

La ressource eau

3.2 L'approvisionnement en eau de l'industrie

La disponibilité de l'eau

♦ La commission d'enquête constate qu'une proportion importante de la population des basses-terres du Saint-Laurent s'approvisionne en eau potable dans des puits privés.

♦ La commission d'enquête constate que, bien que l'évaluation environnementale stratégique ait considéré que l'eau souterraine ne serait pas utilisée pour satisfaire les besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste, elle a été utilisée à quelques reprises lors des forages exploratoires effectués de 2006 à 2010.

♦ La commission d'enquête constate qu'une fois achevés, les projets du *Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines* (PACES) constitueront une base de connaissances, à l'échelle régionale, sur l'environnement hydrogéologique de l'ensemble du territoire visé pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que la caractérisation initiale prévue à l'article 37 du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* apportera des connaissances sur l'environnement hydrogéologique à l'échelle locale, autour de la plateforme, dans un rayon couvrant la longueur des puits horizontaux. La distance couverte par la caractérisation, minimalement de 2 km, pourrait être augmentée jusqu'à la longueur horizontale des puits gaziers, si celle-ci dépassait 2 km.

♦ La commission d'enquête constate qu'entre le piémont des Appalaches et le mont Saint-Hilaire et Saint-Hyacinthe, compte tenu des variations locales de la teneur en solides dissous totaux dans l'eau souterraine, l'article 40 du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* pourrait ne pas s'appliquer. En conséquence, des activités de fracturation hydraulique pourraient être réalisées à une profondeur de moins de 600 m dans ce secteur.

♦ La commission d'enquête constate que la Commission géologique du Canada considère que l'eau souterraine pourrait être utilisée par l'industrie du gaz de schiste dans les secteurs où la salinité la rend impropre à l'alimentation en eau potable.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que, dans une optique de protection à long terme des ressources eau dans les basses-terres du Saint-Laurent, l'eau souterraine de la région Montérégie-Est devrait être protégée du risque de propagation des fissures issues de la fracturation hydraulique malgré sa salinité plus élevée. Par conséquent, aucune fracturation ne devrait être réalisée à moins de 600 m de profondeur sur l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que l'approvisionnement en eau de l'industrie du gaz de schiste à partir des eaux souterraines devrait être interdit en raison des volumes relativement limités des aquifères des basses-terres du Saint-Laurent et du fait qu'ils alimentent en eau potable une partie importante de la population de cette région.

Les prélèvements en eau actuels

♦ La commission d'enquête constate que les besoins en eau des secteurs agricole et piscicole représentent une part importante des besoins en eau dans les basses-terres du Saint-Laurent.

♦ La commission d'enquête note que les besoins en eau des usagers actuels sont sous-évalués, puisqu'ils n'incluent pas les secteurs agricole et piscicole ni les prélèvements des puits privés, qui sont nombreux sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que, sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent, les besoins en eau des secteurs agricole et piscicole devraient être considérés comme étant prioritaires par rapport aux besoins en eau de l'industrie gazière.

La capacité du milieu à répondre aux besoins de l'industrie

♦ La commission d'enquête constate que, selon les hypothèses de prélèvement d'eau retenues dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, la fracturation hydraulique impliquerait le prélèvement en cours d'eau de volumes importants, à débit constant et soutenu, sur des périodes de plusieurs semaines, voire de plusieurs mois.

♦ La commission d'enquête constate que si les volumes d'eau requis pour procéder au forage et à la fracturation hydraulique sont assez bien connus, l'évaluation de l'intensité des prélèvements est plus incertaine et dépend de plusieurs facteurs, dont la possibilité de réutiliser les eaux usées et la capacité d'entreposer des réserves d'eau près des plateformes de forage.

♦ La commission d'enquête constate qu'une partie importante de l'eau injectée dans les puits lors de la fracturation hydraulique demeure dans les formations profondes et qu'elle pourrait ne pas revenir dans le cycle hydrologique avant longtemps.

♦ La commission d'enquête constate qu'à court terme, il est peu probable que d'autres techniques de stimulation de puits soient utilisées à la place de la fracturation hydraulique, advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.

♦ La commission d'enquête constate que l'évaluation de la capacité du milieu à fournir les débits d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique ne tient pas compte des besoins des autres usagers dans les cours d'eau qui pourraient être utilisés par l'industrie.

♦ Avis – La commission d'enquête est d'avis que l'évaluation de la capacité du milieu à fournir les débits d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sous-estime la proportion des cours d'eau qui ne pourraient pas supporter les prélèvements de l'industrie.

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, des problèmes de disponibilité de l'eau surviendraient fort probablement dans les bassins versants des rivières du Chêne et Bécancour et possiblement dans d'autres bassins versants, une fois considérés les besoins en eau de tous les usagers ainsi que la capacité de support des écosystèmes.

♦ La commission d'enquête constate qu'en période d'étiage, mais plus particulièrement l'été, plusieurs cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent ne seraient pas en mesure de fournir les volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste sans que soit compromis l'approvisionnement en eau des autres usagers, particulièrement dans un contexte de changements climatiques.

♦ La commission d'enquête constate que pour déterminer si les ressources en eau d'un territoire sont suffisantes pour alimenter l'industrie du gaz de schiste, il serait nécessaire de connaître l'emplacement, la période, la durée et le volume des prélèvements d'eau ainsi que le débit réservé des cours d'eau éventuellement mis à contribution.

♦ La commission d'enquête constate que le *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau* prévoit des dispositions pour assurer le suivi et la gestion des prélèvements d'eau, advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'avant d'autoriser le prélèvement des volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait acquérir une connaissance suffisante des prélèvements existants et des besoins des écosystèmes.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'avant d'autoriser le prélèvement des volumes d'eau requis par l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait s'assurer de connaître les conditions critiques d'étiage des cours d'eau et adapter le réseau hydrométrique à cette fin.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger des entreprises un suivi en temps réel des prélèvements dans les cours d'eau de façon à en assurer une gestion adéquate, dans le respect de la primauté des besoins des écosystèmes, de l'approvisionnement en eau potable et des besoins des secteurs agricole et piscicole.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait prévoir l'arrêt des prélèvements en eau de l'industrie en période d'étiage sévère.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation de leurs besoins en eau (débits, localisation, période de l'année, durée, etc.) et des impacts de ces prélèvements sur les autres utilisateurs de la ressource eau au moment de la demande de certificat d'autorisation.

3.3 La protection de la ressource eau

Les intrants de forage et de fracturation et le risque de contamination

♦ La commission d'enquête constate que, sur la base des données dont il dispose, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques estime que la plupart des intrants utilisés pour la fracturation hydraulique seraient, une fois dilués dans l'eau de fracturation, peu toxiques, non bioaccumulables et fortement dégradables.

♦ La commission d'enquête constate que le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* interdit l'utilisation, dans le fluide de fracturation, de toute substance pouvant être déterminée comme étant persistante ou bioaccumulable au sens du *Règlement sur la persistance et la bioaccumulation* (DORS/2000-107), et qu'il revient aux entreprises gazières de s'assurer que les intrants qu'elles entendent utiliser ne sont ni persistants, ni bioaccumulables.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait, en vertu du principe de prévention, interdire les additifs dont on ne connaît pas les effets sur l'environnement, sur le plan de la toxicité, de la persistance et de la bioaccumulation.

Le risque de déversement et de contamination

♦ La commission d'enquête constate que les mesures visant à assurer l'étanchéité des plateformes de forage énoncées dans les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ont pour objectif d'empêcher que les eaux et les fluides utilisés ou générés sur le site n'entrent en contact avec les eaux de surface et les sols.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les dispositions à l'égard de l'aménagement des lieux de forage devraient viser l'étanchéité de l'ensemble de la plateforme et être définies dans un nouveau cadre légal applicable à l'industrie du gaz de schiste.

3.4 Le risque de contamination associé aux eaux usées gazières

♦ La commission d'enquête constate que les produits utilisés pour la fracturation hydraulique sont maintenant mieux connus, mais que l'évaluation du risque posé par leur éventuel rejet dans l'environnement reste à faire.

♦ La commission d'enquête constate que la caractérisation physicochimique des eaux de reflux issues des activités d'exploration du gaz de schiste au Québec est basée sur un échantillonnage dont la représentativité est incertaine, ce qui ne permet pas de conclure quant à leur toxicité.

♦ La commission d'enquête constate que malgré les incertitudes reliées à l'échantillonnage des eaux usées gazières au Québec, il demeure possible de cibler une liste de contaminants préoccupants sur le plan de la protection des milieux aquatiques.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que les entreprises gazières déposent avec leur demande de certificat d'autorisation un plan de gestion des risques liés à la contamination des sols et de l'eau par les intrants de forage et de fracturation.

La gestion des eaux usées gazières

♦ La commission d'enquête constate que les systèmes de traitement utilisés dans les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ne sont pas conçus pour traiter les eaux usées de l'exploitation du gaz de schiste.

Avis – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les ouvrages municipaux d'assainissement des eaux ne devraient pas être utilisés pour traiter les eaux usées de l'exploitation du gaz de schiste. Les entreprises devraient proposer d'autres modes de gestion des eaux usées gazières avant d'obtenir une autorisation gouvernementale.

♦ La commission d'enquête constate que certaines dispositions du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* relatives à l'injection de fluides dans des puits pourraient, selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, interférer avec l'assujettissement de cette activité à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnemen*t et que cette question devrait être clarifiée.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, considérant l'état actuel de la réglementation et des connaissances, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ne devrait pas autoriser les entreprises gazières à recourir à l'injection dans des formations géologiques profondes comme méthode d'élimination des eaux usées gazières.

♦ La commission d'enquête constate que la réutilisation des eaux usées gazières permettrait de réduire à la fois les prélèvements d'eau et les rejets d'eaux usées dans le milieu.

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste selon les scénarios de développement présentés, la pression serait forte sur les cours d'eau du territoire, à la fois pour les prélèvements et pour les rejets d'eaux usées gazières, et que la capacité du milieu récepteur à recevoir ces rejets n'a pas été établie.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient présenter au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, dans le cadre de leur demande de certificat d'autorisation, un plan de gestion des eaux démontrant qu'elles maximisent la réutilisation de leurs eaux de procédés et qu'elles sont en mesure de les faire traiter adéquatement en fonction de leurs concentrations en contaminants.

♦ La commission d'enquête constate qu'en raison des restrictions possibles sur les prélèvements et les rejets dans le milieu, comme des exigences quant à la réutilisation des eaux de fracturation, la gestion des eaux par l'industrie du gaz de schiste pourrait exiger la construction de grands bassins d'entreposage des eaux brutes et des eaux usées.

Le traitement des boues de forage

♦ La commission d'enquête constate que les outils légaux et réglementaires existent afin de gérer les boues de forage en conformité avec la *Loi sur la qualité de l'environnement* et ses règlements.

3.5 La connaissance du sous-sol et le risque de contamination des eaux souterraines

Le risque de migration des gaz et des fluides par les failles

♦ La commission d'enquête constate que le contexte géologique des couches sédimentaires n'est pas homogène dans les basses-terres du Saint-Laurent et que, par conséquent, il n'est pas possible d'en inférer des propriétés uniformes applicables à l'ensemble du territoire.

♦ La commission d'enquête constate que les connaissances sur l'environnement hydrogéologique de la zone intermédiaire entre le shale d'Utica et les aquifères peu profonds sont lacunaires et que la Commission géologique du Canada a entrepris une étude sur le sujet afin d'améliorer ces connaissances et d'évaluer la possibilité que des failles naturelles puissent servir de chemin préférentiel pour la migration des gaz ou des fluides. Cette étude ne couvre toutefois qu'une petite partie des basses-terres du Saint-Laurent.

♦ La commission d'enquête constate que la zone de 400 m dans laquelle il est interdit de procéder à la fracturation sous un aquifère ne constitue pas une zone tampon, mais bien une zone dans laquelle les fractures peuvent se propager. Bien que cette occurrence soit peu fréquente, il arrive, dans des shales aux propriétés similaires à celles observées dans le shale d'Utica, que les fractures soient plus longues que cette distance, allant jusqu'à près de 600 m. Elles pourraient donc atteindre les aquifères utilisés à des fins d'alimentation en eau potable.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait augmenter la distance verticale séparatrice entre une opération de fracturation et la base d'un aquifère de façon à y ajouter une zone tampon qui assurerait une épaisseur minimale de roc non perturbé par les activités gazières entre les deux.

♦ La commission d'enquête constate que les dispositions du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection r*elatives à la fracturation requièrent, pour la protection des prélèvements d'eau souterraine à des fins d'alimentation en eau potable, une connaissance exhaustive de la structure et du comportement des couches sédimentaires visées par l'opération, laquelle connaissance n'existe pas actuellement.

♦ La commission d'enquête constate que l'adoption du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* a pour effet, de manière générale, d'interdire toute fracturation du shale à moins de 600 m de la surface. En raison de la faible profondeur du shale d'Utica dans le corridor 1, situé de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent, la majorité de ce corridor serait ainsi soustraite à l'exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que la caractérisation initiale des eaux souterraines et le programme de suivi exigés par le *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* libérerait les propriétaires de puits d'eau potable du fardeau de la preuve advenant une contamination résultant de l'exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que les exigences du *Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection* ne couvriraient pas d'éventuelles contaminations susceptibles de survenir plus de dix ans après la fermeture des puits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que si le suivi indiquait un changement dans la qualité des eaux souterraines, des dispositions législatives devraient être prévues pour caractériser l'ensemble des paramètres associés aux intrants utilisés dans la fracturation des puits de gaz de schiste.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que des dispositions législatives devraient être prévues pour couvrir une éventuelle contamination des eaux souterraines résultant de l'exploitation du gaz de schiste qui pourrait survenir plus de dix ans après la fermeture des puits.

♦ La commission d'enquête constate que bien que le méthane ne soit pas considéré comme présentant un risque pour la santé, il pourrait néanmoins causer une nuisance en générant des odeurs dans l'eau potable.

♦ La commission d'enquête constate que le méthane peut présenter un risque sur le plan de la sécurité des personnes puisqu'à certaines concentrations, il pourrait entraîner un risque d'explosion dans les puits d'alimentation en eau ou dans les sous-sols des habitations.

♦ La commission d'enquête constate que le méthane est déjà présent dans les eaux souterraines peu profondes des basses-terres du Saint-Laurent, parfois à des concentrations supérieures à la limite de solubilité du gaz, à partir de laquelle il pourrait représenter un risque d'explosion.

♦ La commission d'enquête constate que l'étude sur l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent indiquerait que la majorité du gaz observé dans les eaux souterraines est d'origine bactériogénique et qu'il ne proviendrait donc pas des shales gaziers en profondeur, sauf à proximité de la faille de Logan. Par contre, l'étude sur la région de Lotbinière indique que 40 % des échantillons contenaient du gaz d'origine thermogénique, habituellement associé à des shales gaziers en profondeur.

♦ La commission d'enquête constate que la provenance du gaz thermogénique dans les échantillons d'eau souterraine est incertaine et pourrait varier selon les régions, de sorte que la possibilité d'un lien entre le shale d'Utica et les aquifères de surface ne peut être ni établie ni réfutée.

♦ **Avis –** Compte tenu des lacunes dans les connaissances relatives à d'éventuelles voies de migration dans la zone intermédiaire entre le shale gazier et les aquifères de surface, la commission d'enquête est d'avis qu'une cartographie détaillée des fractures naturelles existant dans les formations rocheuses devrait être réalisée.

L'intégrité des puits

♦ La commission d'enquête constate que la qualité de la cimentation est un élément clé pour faire en sorte que les fuites de gaz et de fluides demeurent faibles et qu'en cas de mauvaise cimentation, la fracturation du shale est un facteur déterminant de l'ampleur des fuites de gaz.

♦ La commission d'enquête constate que dans les champs gaziers, même récents, une proportion élevée de puits fuient et que l'ensemble des fuites représente une quantité appréciable de méthane.

♦ La commission d'enquête constate que, selon les processus et les paramètres, les études peuvent donner des résultats contradictoires quant à l'importance des volumes de liquide qui pourraient s'écouler le long d'une faille, entre la couche exploitée et l'aquifère de surface. Toutefois, il est généralement reconnu que la connectivité de ces failles serait plus faible que celle résultant d'une cimentation déficiente des puits.

♦ La commission d'enquête constate que les inconnues qui subsistent quant à la composition des eaux de fracturation et de reflux, ainsi que la méconnaissance du sous-sol, ne permettent pas d'évaluer la vulnérabilité des aquifères à la contamination par les eaux de fracturation et de reflux en provenance des couches profondes.

♦ La commission d'enquête constate que la qualité de la cimentation des puits est l'élément clé pour assurer leur intégrité, mais qu'en l'état actuel des connaissances et même en appliquant les meilleures pratiques, la cimentation demeure un défi important en ce qui a trait à sa mise en place, à sa surveillance et à son entretien, sans garantie quant à l'étanchéité des puits à long terme.

♦ **Avis –** Considérant les lacunes dans les connaissances en ce qui a trait au risque de migration des gaz et des fluides entre le shale d'Utica et les aquifères de surface, et considérant que les pratiques actuelles ne permettent pas d'assurer l'intégrité des puits à court et à long termes, la commission d'enquête est d'avis que la fracturation hydraulique ne devrait pas être autorisée tant que ces enjeux n'auront pas été résolus.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le maintien de l'intégrité des puits est un enjeu à long terme. Advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait revoir les exigences du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrain*s afin d'assurer le maintien de l'intégrité des puits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que les entreprises présentent, avec leur demande de certificat d'autorisation, un plan de gestion de l'intégrité de leurs puits.

Les impacts sur les communautés d'accueil

4.1 La qualité de l'air

La modélisation de la dispersion atmosphérique

♦ La commission d'enquête constate que l'évaluation des impacts sur la qualité de l'air et sur les odeurs ne prend pas en compte les travaux d'aménagement de routes et de chemins d'accès, les travaux de préparation des plateformes de forage et les émissions du transport routier nécessaire à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste.

Les impacts sur la qualité de l'air

♦ La commission d'enquête constate que, sans l'application de mesures d'atténuation, l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient avoir un impact significatif sur la qualité de l'air aux échelles locale et régionale dans les régions à haute densité d'implantation.

Les impacts sur les odeurs

♦ La commission d'enquête constate que, sans l'instauration de mesures d'atténuation, les odeurs émises par l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste pourraient être perçues par des individus, à une intensité générant des plaintes, à une distance de plus de 5 km de la source d'émission.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les émissions de contaminants au moment de l'aménagement des chemins d'accès et des plateformes ainsi que durant le transport routier pourraient accentuer les impacts de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste sur la qualité de l'air et sur les odeurs.

Les mesures d'atténuation

♦ La commission d'enquête constate que l'utilisation de moteurs à combustion de dernière génération équipés de pots catalytiques permettrait de réduire les émissions d'oxydes d'azote, les matières particulaires et les composés organiques volatils dans l'atmosphère. Même avec l'application de ces mesures, des dépassements des normes ou de critères de qualité de l'air ambiant pourraient être observés pour les oxydes d'azote au moment de la fracturation hydraulique, et ce, jusqu'à une distance de 300 m du centre d'une plateforme.

♦ La commission d'enquête constate que l'utilisation de bassins fermés serait la seule mesure d'atténuation recensée permettant de réduire, voire d'éliminer, les émissions de contaminants liées à l'entreposage des eaux de reflux.

♦ La commission d'enquête constate que les émissions fugitives de procédés survenant au moment des étapes d'extraction et de traitement du gaz de schiste pourraient être réduites par la mise en place d'un programme de détection et de correction des fuites.

♦ La commission d'enquête constate que l'application de mesures d'atténuation permettrait de réduire la distance à laquelle les odeurs génératrices de plaintes (plus de 10 u.o./m^3) seraient perçues, de 2 200 m à 150 m durant l'étape du forage, et de 5 000 m à 600 m durant l'étape de fracturation hydraulique. À 5 u.o/m^3, bien que moins susceptibles de générer des plaintes, les odeurs seraient néanmoins perceptibles jusqu'à 300 m lors du forage et jusqu'à 2,5 km lors de la fracturation hydraulique.

Les effets cumulatifs

♦ La commission d'enquête constate que l'évaluation des effets cumulatifs du déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur la qualité de l'air a été réalisée seulement pour les matières particulaires et le dioxyde d'azote. Des dépassements de critères pourraient être observés si aucune mesure d'atténuation n'était mise en place.

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant un déploiement intensif de l'industrie du gaz de schiste, des odeurs pourraient être perçues sur une bonne partie du territoire d'implantation lors des activités de fracturation, et ce, même avec l'application de mesures d'atténuation.

Les émissions d'oxydes d'azote et les effets sur l'ozone troposphérique

♦ La commission d'enquête constate que l'évaluation des effets potentiels des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sur l'ozone troposphérique est partielle. Elle a été réalisée à l'échelle locale seulement et ne prend pas en considération la contribution des composés organiques volatils ni celle des émissions de contaminants résultant de l'augmentation du camionnage.

Les risques pour la santé

♦ La commission d'enquête constate qu'aucune évaluation des risques sur la santé au Québec n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, mais que l'Institut national de santé publique du Québec a produit un état des connaissances scientifiques sur ce sujet.

♦ Sur la base des travaux de l'Institut national de santé publique du Québec et d'autres études, la commission d'enquête constate que les risques à la santé seraient plus importants pour les populations habitant à proximité des plateformes et dans les régions où les activités seraient plus concentrées.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le principe de prévention devrait s'appliquer en l'absence d'études scientifiques ciblées sur les risques pour la santé associés à l'exposition aux polluants de l'air de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, en collaboration avec celui de la Santé et des Services sociaux, devrait améliorer les connaissances sur les enjeux relatifs à la santé et mettre en place des mesures visant à réduire le plus possible l'exposition de la population aux polluants de l'air émis par l'industrie gazière.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les distances séparatrices minimales actuellement en vigueur entre les plateformes et les zones habitées ne permettraient pas d'assurer la qualité de l'air et la qualité de vie des individus. Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait réviser ces distances en collaboration avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques et le ministère de la Santé et des Services sociaux.

Le cadre réglementaire portant sur la gestion des émissions atmosphériques

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger des entreprises gazières qu'elles déposent une étude de modélisation de la dispersion atmosphérique au moment de la demande de certificat d'autorisation afin d'évaluer l'impact cumulatif de leurs activités et de prévoir de possibles dépassements de normes.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de la Santé et des Services sociaux devrait être consulté dans le cadre de la procédure d'analyse de toute demande de certificat d'autorisation. Cette approche de collaboration devrait permettre d'analyser des risques potentiels sur la santé liés à une exposition aux émissions de contaminants dans l'air.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger l'utilisation d'incinérateurs afin de réduire les émissions de contaminants dans l'air.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le cadre législatif applicable devrait exiger une approche de complétion avec réduction des émissions dans l'air.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait concevoir un protocole de déclaration d'émissions de certains contaminants à l'origine de la pollution toxique, des pluies acides et du smog spécifiques à l'exploration et à l'exploitation gazière afin de disposer d'un cadre de référence clair et uniforme.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger, au moment de la demande d'un certificat d'autorisation, que les entreprises tiennent un registre des moteurs afin de pouvoir établir un bilan des émissions de contaminants dans l'air.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger un suivi des émissions atmosphériques pendant toute la période d'activité du puits, au moment de sa fermeture temporaire et après sa fermeture définitive. Ce suivi devrait être rendu public.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger des entreprises gazières, au moment de la demande d'un certificat d'autorisation, un plan de détection et de réparation des fuites pour la période post-fermeture des puits.

4.2 La circulation routière

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'approvisionnement en eau par conduite devrait être privilégié afin de réduire le camionnage.

Les effets d'une augmentation du camionnage

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la hausse de la circulation routière pourrait accélérer la détérioration des routes, engendrer des changements dans les habitudes de déplacement des utilisateurs et augmenter les risques d'accidents. Des nuisances occasionnées par l'augmentation de la poussière et des vibrations pourraient également être observées.

L'encadrement et les mesures d'atténuation

♦ La commission d'enquête constate que les municipalités peuvent encadrer les nuisances engendrées par l'augmentation de la circulation routière sur les chemins dont elles sont responsables, et ce, sous réserve de l'approbation du ministre des Transports.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient travailler avec les municipalités ainsi qu'avec le ministère des Transports afin de documenter les impacts appréhendés du camionnage. Afin que le principe de pollueur payeur soit pris en compte, une entente visant à couvrir les dommages aux infrastructures municipales devrait être exigée des entreprises au moment de la demande de certificat d'autorisation.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Transports et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devraient travailler de concert avec les municipalités pour les accompagner dans leur démarche afin d'encadrer le transport et les nuisances engendrées par l'augmentation de la circulation routière sur leur territoire.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation des impacts appréhendés du camionnage au moment de la demande du certificat d'autorisation. Cette évaluation devrait détailler le calendrier de circulation routière, le volume de camionnage lourd, la durée des déplacements des camions et les distances à parcourir. Elle devrait inclure une carte indiquant les itinéraires prévus et offrant un portrait de l'état actuel des routes retenues.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'évaluation des impacts appréhendés du camionnage devrait prendre en considération les impacts cumulatifs potentiels de la présence de plusieurs entreprises gazières dans une région.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient s'assurer que leurs sous-traitants respectent les itinéraires routiers prévus ainsi que l'ensemble des engagements en matière de circulation afin de réduire les nuisances de l'augmentation du camionnage.

4.3 Le climat sonore

L'impact sonore

♦ La commission d'enquête constate que les travaux de préparation du sol pour la construction des routes d'accès, des plateformes et des stations de traitement du gaz constitueraient les activités les plus bruyantes durant les chantiers de construction. Dans le cas où aucune mesure d'atténuation ne serait mise en place, les niveaux de bruit dépasseraient les limites sonores applicables aux chantiers de construction sur une distance d'environ 1 300 m la nuit et 2 600 m le jour.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures d'atténuation pendant les chantiers de construction afin de respecter les niveaux sonores établis par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

♦ La commission d'enquête constate que l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste seraient d'importantes sources fixes de bruit. Sans l'application de mesures d'atténuation, la majorité de ces activités engendreraient des nuisances sonores susceptibles de perturber le sommeil à des distances allant jusqu'à 2 km.

♦ La commission d'enquête constate que, même avec l'application de mesures d'atténuation, durant la fracturation hydraulique, une distance de 4,3 km entre la plateforme et les résidences serait requise pour que le critère de 40 dBA concernant le bruit nocturne soit respecté. Dans le cas de la station de traitement du gaz, une distance de 560 m serait requise pour que ce critère soit respecté.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la mise en place de mesures d'atténuation serait nécessaire afin que les niveaux sonores associés aux activités d'exploration et d'exploitation soient réduits. Elle ajoute que le choix d'un site suffisamment éloigné des habitations et possédant des caractéristiques naturelles pouvant atténuer le bruit devient crucial pour que les critères de bruit soient atteints.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, même avec l'application de mesures d'atténuation du bruit, il serait difficile, lors des activités de fracturation et de forage, de respecter les critères de bruit pour des résidences situées à moins de 1 km des plateformes installées en milieu ouvert.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les activités de forage, de fracturation et d'essai de production devraient être interdites la nuit afin que le sommeil des habitants à proximité ne soit pas perturbé.

♦ La commission d'enquête constate que les niveaux de bruit routier les plus importants associés aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste sont observés lors des étapes de forage et de fracturation hydraulique.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, des mesures devraient être mises en place, notamment le recours à des conduites d'eau, afin que le bruit du camionnage soit atténué.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le camionnage devrait être interdit la nuit afin que le sommeil des habitants vivant à proximité ne soit pas perturbé.

Le cadre législatif applicable au climat sonore

♦ La commission d'enquête constate qu'en vertu de la *Loi sur les compétences municipales*, les municipalités possèdent des compétences pour réglementer les nuisances sonores associées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques exigent que les entreprises gazières déposent, au moment de leur demande de certificat d'autorisation, une évaluation et un programme de suivi des impacts sonores de leurs activités.

4.4 Le patrimoine paysager et archéologique

♦ La commission d'enquête constate que, malgré ses limites, l'inventaire territorial effectué dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique fournit au planificateur un outil de synthèse et d'analyse régionale des caractéristiques et de la sensibilité du territoire pertinent à l'évaluation des impacts d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que, selon l'inventaire territorial réalisé dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique, les zones les plus vulnérables au déploiement de l'industrie du gaz de schiste longent le fleuve Saint-Laurent et se trouvent, pour l'essentiel, dans le corridor 1 et dans certaines parties contiguës du corridor 2. Ces zones comportent davantage d'enjeux sociaux, environnementaux et de cohabitation des usages, et présentent des niveaux élevés de sensibilité.

Les impacts sur le paysage

♦ La commission d'enquête constate que la caractérisation des paysages des basses-terres du Saint-Laurent, requise pour procéder à l'évaluation des répercussions du déploiement de l'industrie du gaz de schiste, n'a été effectuée que par quelques MRC et n'a pas pu être complétée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

♦ La commission d'enquête constate que pour les activités connexes aux activités de forage et de fracturation, telles que l'aménagement des routes et des plateformes, les impacts visuels, même s'ils sont de durée limitée, s'ajouteraient aux nuisances causées par ces activités. Les zones résidentielles ou les sites ayant une forte valeur paysagère, en raison de la présence de routes scéniques ou de panoramas reconnus pour leur valeur esthétique, pourraient subir davantage ces impacts.

♦ La commission d'enquête constate que, selon les mesures d'atténuation présentées dans l'évaluation des impacts sur le paysage, les impacts visuels associés aux activités de forage et de fracturation, sauf pour le brûlage des gaz, pourraient difficilement être atténués en milieu ouvert.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, dans le but d'atténuer les impacts visuels des plateformes de forage, le brûlage des gaz à l'air libre ne devrait pas être autorisé et les torchères devraient être remplacées par des incinérateurs.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, selon les scénarios présentés dans l'Évaluation environnementale stratégique, les impacts sur les zones résidentielles ou sur les sites ayant une forte valeur paysagère en raison de la présence de routes scéniques ou de panoramas reconnus pour leur valeur esthétique, pourraient être importants.

Le cadre législatif portant sur le paysage

♦ La commission d'enquête constate que, selon l'article 246 de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, l'exploration et l'exploitation gazière ont préséance sur les outils d'aménagement qui pourraient permettre de protéger le patrimoine paysager et que cette préséance pourrait hypothéquer l'atteinte des objectifs municipaux de préservation du paysage.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'entreprise devrait déposer, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une étude de caractérisation des paysages réalisée en concertation avec les municipalités et déterminant la valeur visuelle du milieu d'insertion.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures d'atténuation en fonction des caractéristiques propres à chacun des sites (environnement, topographie, usages à proximité, communauté environnante, etc.) et en concertation avec les municipalités, afin de limiter les impacts potentiels sur le paysage.

Les impacts sur les sites archéologiques

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'entreprise devrait déposer une étude du potentiel archéologique au moment de la demande du certificat d'autorisation, et ce, pour chaque plateforme de forage. Si un potentiel était observé, son importance devrait être évaluée au moyen d'un inventaire et d'une fouille.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'en cas de découverte d'un site archéologique au moment de l'aménagement des plateformes, des mesures devraient être prévues au certificat d'autorisation afin d'en permettre l'évaluation et, éventuellement, d'en assurer la conservation.

4.5 La valeur des propriétés

♦ La commission d'enquête constate que les nuisances ainsi que la perception du risque associées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste pourraient avoir un impact négatif sur la valeur des propriétés situées à proximité des plateformes et des routes et sur celles qui s'approvisionnent avec l'eau d'un puits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient mettre en place des mesures visant à réduire les nuisances ainsi que la perception du risque associées à leurs activités, et ce, afin d'atténuer leur éventuel impact négatif sur la valeur des propriétés.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devrait effectuer un suivi de la valeur des propriétés situées à proximité des plateformes et des stations de traitement du gaz. Le Ministère devrait élaborer un inventaire de mesures d'atténuation possibles en collaboration avec les instances municipales.

4.6 Les communautés autochtones

La consultation des communautés autochtones

♦ La commission d'enquête constate que trois communautés autochtones sont situées dans la zone d'étude, soit la communauté mohawk de Kahnawà:ke et les communautés abénaquises d'Odanak et de Wôlinak.

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a l'obligation constitutionnelle de consulter les communautés autochtones et, s'il y a lieu, de les accommoder lorsqu'il prévoit prendre une décision pouvant entraîner des effets susceptibles de porter atteinte aux droits revendiqués par ces communautés.

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devraient, avant de délivrer les autorisations, consulter les communautés autochtones si une atteinte à leurs droits ancestraux ou issus de traités, établis ou potentiels, était appréhendée.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient évaluer les impacts appréhendés sur les communautés autochtones de tout projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, et inclure cette évaluation dans leurs demandes de certificat d'autorisation.

♦ La commission d'enquête constate que les membres des communautés autochtones partagent plusieurs des préoccupations des participants aux audiences à l'égard d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que certaines communautés autochtones ont manifesté leur intérêt à participer aux démarches de planification régionale d'un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les démarches de planification régionale devraient inclure les communautés autochtones du territoire.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les communautés autochtones devraient être représentées dans d'éventuels comités de suivi.

Les milieux naturels

5.1 Les pertes de milieux boisés

♦ La commission d'enquête constate que si la répartition des plateformes en milieu boisé était la même que lors de la période d'exploration de 2006 à 2010, soit 35 %, les pertes de milieux boisés attribuables à une éventuelle exploration et exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient s'élever à environ 735 ha dans le cas du scénario de développement 4 et à 1 838 ha dans celui du scénario 5, pendant toute la période de production des puits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient prévoir, dans les ententes prises avec les propriétaires privés, des mesures de remise en état des superficies boisées perturbées. Une copie de cette entente devrait être déposée au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques au moment de la demande du certificat d'autorisation.

5.2 La fragmentation des habitats et ses effets sur la biodiversité

♦ La commission d'enquête constate que les superficies forestières de la région des basses-terres du Saint-Laurent sont déjà fragmentées et que le territoire de plusieurs MRC, particulièrement celui de la Montérégie, serait en deçà du seuil critique d'habitat de 30 %, sous lequel une perte significative de biodiversité serait observée.

♦ La commission d'enquête constate que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste des basses-terres du Saint-Laurent pourraient avoir un impact significatif sur le maintien d'un couvert forestier minimal dans plusieurs MRC et sur la fragmentation des habitats fauniques et floristiques.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer une évaluation des impacts de leurs activités sur la fragmentation des habitats fauniques et floristiques au moment de la demande de certificat d'autorisation. Des mesures devraient être mises en place afin de réduire ces impacts et de respecter la capacité de support des écosystèmes.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le développement de l'industrie du gaz de schiste, une planification du déploiement des infrastructures gazières à l'échelle régionale se révèle essentielle pour que la fragmentation des habitats fauniques et floristiques soit réduite.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la préséance de la *Loi sur les mines* sur la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* pourrait porter atteinte aux orientations gouvernementales visant à contrôler le déboisement et à maintenir le seuil critique d'habitat qui permettrait d'assurer la pérennité des écosystèmes.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devraient concevoir un guide de bonnes pratiques visant à réduire les impacts de la fragmentation des habitats. Ce guide devrait viser, entre autres, les propriétaires fonciers privés ainsi que les entreprises gazières.

5.3 La préservation des habitats naturels et de la biodiversité

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les aires protégées projetées, les écosystèmes forestiers exceptionnels, les refuges fauniques, les refuges biologiques et les habitats fauniques devraient obtenir le même statut de protection que les aires protégées permanentes à l'égard des activités d'exploration gazière.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait établir des distances séparatrices entre les plateformes de forage et les voies d'accès et toute aire protégée inscrite au registre des aires protégées en vertu de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient déposer un inventaire faunique et floristique ainsi qu'une évaluation des impacts appréhendés, au moment de la demande de certificat d'autorisation. Cette exigence systématique permettrait au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ainsi qu'au ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs d'appliquer le principe de préservation de la biodiversité ainsi que celui du respect de la capacité de support des écosystèmes.

Les milieux humides et hydriques

♦ La commission d'enquête constate que les bassins versants de quatre rivières de la zone visée par une éventuelle exploitation gazière se jettent dans le lac Saint-Pierre, un écosystème dont l'état est jugé préoccupant.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait interdire les activités de forage et de fracturation dans les milieux humides.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises devraient éviter les milieux humides lors de la construction des routes d'accès et des gazoducs. Si elles ne peuvent le faire, la délivrance du certificat d'autorisation devrait être conditionnelle à la mise en œuvre de mesures de compensation, comme le prescrit la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables.

La gestion des risques

6.1 Les glissements de terrain

♦ La commission d'enquête constate que la vallée du Saint-Laurent se distingue d'autres régions du monde concernées par l'exploitation du gaz de schiste par la présence d'une couche d'argile sensible près de la surface du sol qui rend le territoire vulnérable aux glissements de terrain de type fortement rétrogressif, c'est-à-dire des glissements de terrain de grande amplitude.

La cartographie des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain

♦ La commission d'enquête constate qu'à l'heure actuelle, le territoire visé par l'industrie du gaz de schiste n'est pas entièrement couvert par la cartographie gouvernementale des zones exposées aux glissements de terrain. Les zones prioritaires auraient toutefois été couvertes.

♦ La commission d'enquête constate qu'au-dessus des argiles sensibles, la distance séparatrice prévue au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* par rapport à la ligne des hautes eaux, soit 100 m, ne protégerait pas suffisamment les installations gazières et les travailleurs. Par contre, les schémas d'aménagement et de développement de certaines MRC comportent des normes visant à assurer la sécurité des personnes et des biens dans les zones sensibles aux glissements de terrain.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'il ne devrait pas y avoir de puits gazier dans les zones potentiellement exposées aux glissements de terrain qui sont déjà identifiées par la cartographie gouvernementale.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis, qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste et en l'absence de cartographie des zones potentiellement exposées aux glissements de terrain, les entreprises gazières devraient, pour les installations aménagées au-dessus d'argiles sensibles, mettre en pratique les recommandations des experts du ministère des Transports en ce qui a trait l'application de bandes de protection au sommet et à la base des talus. Celles-ci devraient être respectées tant qu'une cartographie n'aura pas été réalisée ou qu'une étude de stabilité géotechnique n'aura pas confirmé que les installations projetées ne seraient pas menacées par un éventuel glissement de terrain.

L'évaluation des risques de glissement de terrain

♦ La commission d'enquête constate que la fracturation hydraulique et l'injection d'eau usée en profondeur, lorsque réalisées près de failles préexistantes, pourraient causer de la sismicité induite et des tremblements de terre. Toutefois, l'incertitude demeure quant aux effets que ceux-ci pourraient exercer sur les glissements de terrain dans les argiles sensibles.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, il faudrait interdire la fracturation hydraulique près des failles préexistantes, à moins qu'une étude scientifique ne démontre l'absence de risque de ces pratiques à l'égard des glissements de terrain.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, le réseau de surveillance sismique devrait être adapté à la gestion du risque de glissements de terrain, étant entendu que certaines activités liées à l'industrie pourraient créer de la sismicité induite et des tremblements de terre susceptibles de provoquer à leur tour des glissements de terrain.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'il serait préférable d'acquérir une meilleure connaissance au sujet du risque de connectivité entre l'environnement géologique profond et les aquifères de surface avant d'autoriser la fracturation hydraulique dans les basses-terres du Saint-Laurent.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les distances de protection à la base et au sommet des talus recommandées par les experts en glissements de terrain du ministère des Transports devraient être respectées, à moins qu'une étude géotechnique ait confirmé que les interventions prévues ne menacent pas la stabilité des talus.

6.2 Les risques technologiques

Les scénarios d'accident

♦ La commission d'enquête constate que le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* prévoit une distance minimale de 100 m entre un puits de forage et toute habitation ou édifice public.

♦ La commission d'enquête constate que les différents accidents technologiques possibles pourraient générer des radiations thermiques causant des brûlures au deuxième degré en 97 secondes jusqu'à plus de 300 m des plateformes de forage, menaçant ainsi la santé et la sécurité des résidents voisins des plateformes.

♦ La commission d'enquête constate que des radiations thermiques de 3 kW/m^2, causant des brûlures au second degré en 97 secondes, ne sont pas considérées comme un seuil pour la planification d'urgence. Ce seuil correspond à des radiations de 5 kW/m^2, causant des brûlures au second degré en 40 secondes.

♦ La commission d'enquête constate que l'utilisation d'acide chlorhydrique à une concentration de 15 % plutôt qu'à 28 % permettrait de réduire l'étendue du nuage toxique résultant d'un éventuel déversement.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, avec la collaboration du ministère de la Sécurité publique, devrait réviser les distances séparatrices du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* afin que les risques technologiques soient pris en compte et que la sécurité des personnes et des biens soit assurée.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de la Sécurité publique devrait évaluer quels seraient les seuils applicables pour la planification d'urgence au Québec.

6.3 Les mesures d'urgence

♦ La commission d'enquête constate que les projets d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne sont pas soumis à l'obligation de produire une analyse de risques et un plan de mesures d'urgence.

♦ **Avis –** En accord avec les principes santé et qualité de vie et de prévention, la commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire québécois, les risques technologiques liés à ces activités devraient être à déclaration obligatoire au regard de l'application de la *Loi sur la sécurité civile*.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, avec la collaboration du ministère de la Sécurité publique, devrait exiger, par voie législative, que les entreprises déposent un plan de mesures d'urgence dans le cadre du processus d'autorisation.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les plans de mesures d'urgences des entreprises gazières devraient être déposés aux autorités municipales responsables des mesures d'urgence, là où l'industrie serait présente.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, une planification régionale des mesures d'urgences spécifiques aux risques technologiques que représentent ses activités devrait être exigée par voie législative afin d'identifier les ressources disponibles et les mesures d'intervention en cas d'urgence.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, des activités de formation portant sur les risques que présenterait cette industrie ainsi que sur les mesures de prévention et d'intervention en cas d'urgence doivent être offertes aux premiers intervenants des municipalités visées.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, en concordance avec le principe accès au savoir et en conformité avec l'objectif 3.1 de la *Politique de sécurité civile*, les citoyens des communautés d'accueil, et plus précisément les résidents voisins des installations de l'industrie, devraient être informés des risques afférents à ses activités et des mesures à prendre en cas de sinistre.

L'assurance responsabilité civile et les risques technologiques

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait réévaluer le montant de couverture de 1 M$ de l'assurance responsabilité civile exigé par le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* afin qu'il reflète les coûts réels que pourrait engendrer un accident catastrophique.

Les impacts sur l'agriculture et le tourisme

7.2 Les impacts potentiels sur les entreprises agricoles

♦ La commission d'enquête constate que les régions de la Montérégie, du Centre-du-Québec et de la Chaudière-Appalaches constituent les principales régions agricoles du Québec et qu'on y trouve plusieurs modèles d'entreprises agricoles qui répondent aux exigences de différents marchés.

♦ La commission d'enquête constate que si la répartition des plateformes en milieu agricole était la même que lors de la période d'exploration du gaz de schiste de 2006 à 2010, soit 55 %, une superficie totale de 1 155 ha de terres agricoles serait perturbée dans le cas du scénario 4 (600 plateformes de 6 puits) ou 2 888 ha dans le cas du scénario 5 (1 500 plateformes). Sauf pour les routes d'accès qui seraient maintenues jusqu'à la fin de l'exploitation, cet impact serait de courte durée à l'échelle d'une plateforme, celle-ci étant normalement démantelée et le terrain remis en état après un an environ.

♦ La commission d'enquête constate que les impacts potentiels des activités de l'industrie du gaz de schiste sur la disponibilité en eau, la qualité des eaux de surface et souterraines, la qualité de l'air, le niveau sonore et la circulation routière, ainsi que les déversements accidentels d'eaux usées ou de contaminants pourraient toucher les entreprises agricoles.

♦ La commission d'enquête constate que les perturbations que causerait l'industrie du gaz de schiste toucheraient non seulement les entreprises agricoles situées à proximité des plateformes, mais également celles situées le long des itinéraires de camionnage, en raison de l'augmentation de la circulation lourde, du bruit et de la poussière.

♦ La commission d'enquête constate que la présence de l'industrie du gaz de schiste en milieu agricole pourrait perturber les entreprises agricoles qui ont établi un contact plus direct avec certains consommateurs, et qui, conséquemment, sont dépendantes de l'image de leur milieu.

♦ La commission d'enquête constate que les entreprises agricoles qui vendent leur production sur le marché de masse, où les critères d'évaluation des produits sont objectifs, seraient moins susceptibles d'être dérangées par l'industrie du gaz de schiste.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient, au moment de la demande de certificat d'autorisation, déposer une évaluation des impacts appréhendés sur les entreprises agricoles de leur zone d'influence.

Le rôle et la portée d'une entente-cadre

♦ La commission d'enquête constate que l'Union des producteurs agricoles a négocié une entente-cadre avec l'entreprise responsable de la construction du Pipeline Saint–Laurent dans le but de permettre aux producteurs agricoles d'obtenir de l'information sur les conséquences négatives potentielles du passage de cette infrastructure sur leurs terres et sur les mesures d'atténuation proposées.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'Union des producteurs agricoles devrait convenir d'une entente cadre avec l'industrie, au nom des propriétaires agricoles chez qui celle-ci installerait des infrastructures. Cette entente permettrait d'uniformiser les conditions des contrats et d'assurer des compensations appropriées aux producteurs agricoles.

L'impact potentiel sur la valeur des terres

♦ La commission d'enquête constate qu'elle ne dispose pas de l'information lui permettant d'évaluer l'impact de la présence de l'industrie du gaz de schiste sur la valeur des terres agricoles.

7.3 Le tourisme et l'agrotourisme

L'agrotourisme

♦ La commission d'enquête constate que l'expérience touristique dans les trois régions où aurait lieu l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste repose principalement sur leur caractère rural et agricole, sur la présence de villages de charme et sur leurs voies d'eau.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises touristiques et agrotouristiques des basses-terres du Saint-Laurent pourraient être touchées négativement par la présence des activités de l'industrie en raison notamment de l'impact potentiel de ces activités sur les paysages, sur la tranquillité des campagnes et des villages, sur la qualité de l'air et sur l'agrément et la sécurité des déplacements sur les routes rurales, éléments clés de l'expérience touristique.

♦ **Avis –** La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises à vocation agrotouristique, tout comme les entreprises agricoles qui vendent leurs produits directement au consommateur, pourraient être touchées négativement par les activités de l'industrie si ces activités modifiaient la perception de leur clientèle à l'égard de la qualité de leurs produits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient soumettre, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une évaluation des répercussions potentielles de leurs activités sur les secteurs touristique et agrotouristique.

Les émissions de gaz à effet de serre

8.1 Le bilan québécois des émissions de GES

Les orientations gouvernementales en matière de lutte contre les changements climatiques

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec s'est doté de politiques, de programmes et d'outils en matière de lutte contre les changements climatiques.

♦ La commission d'enquête constate qu'au terme du *Plan d'action sur les changements climatiques 2006-2012*, le gouvernement du Québec a atteint, en 2012, sa cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixée à 6 % sous le niveau de 1990.

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec s'est donné un objectif de réduction des gaz à effet de serre pour 2020 de 20 % sous le niveau de 1990 et qu'il a mis en place un ensemble de mesures pour l'atteindre.

Les droits d'émission de gaz à effet de serre

♦ La commission d'enquête constate que les entreprises gazières seraient assujetties au système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dès que leurs émissions de GES excéderaient 25 000 t éq.CO2 par année.

♦ La commission d'enquête constate que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission pourrait contribuer à la création d'un signal de prix qui inciterait les entreprises à réduire leurs émissions de GES.

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a conçu le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de manière à permettre aux entreprises assujetties de s'y intégrer le plus aisément possible, même dans l'éventualité de l'arrivée d'entreprises fortement émettrices de GES, comme celles de l'industrie du gaz de schiste.

8.2 Les émissions de GES liées à l'industrie du gaz de schiste

Le potentiel de réchauffement du méthane

♦ La commission d'enquête constate que les émissions de gaz à effet de serre issues de la filière du gaz de schiste sont essentiellement constituées de CO_2 et de méthane et que le méthane possède un potentiel de réchauffement planétaire beaucoup plus important que celui du CO_2, même s'il demeure moins longtemps dans l'atmosphère.

♦ La commission d'enquête constate que l'horizon temporel d'action retenu influence grandement la valeur du potentiel de réchauffement planétaire du méthane et, par le fait même, l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre émis par l'industrie du gaz de schiste.

Les émissions de GES associées aux étapes d'un projet type

♦ La commission d'enquête constate que les émissions fugitives de méthane contribuent pour une grande part au bilan des émissions de gaz à effet de serre des puits de gaz de schiste. Dans une moindre mesure, l'utilisation de la machinerie et de la torchère contribueraient aussi au bilan.

♦ La commission d'enquête constate que l'ampleur des émissions fugitives de gaz naturel dépend de plusieurs facteurs, tels que la productivité des puits et les pratiques de l'industrie, et que ces émissions peuvent varier grandement.

♦ La commission d'enquête constate qu'au Québec, 18 des 29 puits de gaz de schiste forés de 2006 à 2010 ont présenté des fuites après l'arrêt des activités des entreprises. À la suite de travaux correctifs, les plus grands débits se situaient à environ 10 m^3 par jour en 2013.

♦ La commission d'enquête constate que le risque à long terme d'émissions fugitives post-fermeture est encore très peu connu et que de telles fuites n'ont pas été comptabilisées dans le bilan des gaz à effet de serre de l'industrie du gaz de schiste réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait approfondir les connaissances sur les émissions fugitives post-fermeture des puits gaziers et maintenir une veille technologique sur le sujet. Le cas échéant, les prochaines études visant à quantifier les émissions de gaz à effet de serre de la filière du gaz de schiste devraient inclure les émissions fugitives post-fermeture.

Le bilan GES de l'industrie du gaz de schiste

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les émissions de gaz à effet de serre du Québec pourraient augmenter de 3 % à 23 % en moyenne par année, à moins qu'elles ne soient compensées par une réduction des émissions dans les autres secteurs d'activité.

♦ La commission d'enquête constate qu'il est difficile d'estimer l'impact net d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste au Québec sur les changements climatiques. Cet impact dépend non seulement du niveau d'émissions de gaz à effet de serre de cette industrie, mais également des effets de substitution entre les différentes sources d'énergie, au Québec et ailleurs en Amérique du Nord.

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le Québec devrait être en mesure de respecter ses engagements internationaux en matière de réduction de gaz à effet de serre, en raison de l'existence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, qui obligerait les entreprises gazières à acheter des droits d'émission pour la totalité de leurs émissions.

8.3 Les moyens pour limiter les émissions de GES

L'encadrement législatif

♦ La commission d'enquête constate que le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* prévoit qu'un puits gazier doit être conçu de manière à ne laisser s'échapper aucune fuite de gaz ou de liquide, en phases d'exploration et d'exploitation de même qu'après sa fermeture.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait exercer une surveillance étroite des émissions fugitives post-fermeture, tant pour les puits fermés temporairement que pour ceux fermés définitivement, et s'assurer que les entreprises possédant des puits qui fuient apportent les correctifs requis.

♦ La commission d'enquête constate que, selon les estimations de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, une entreprise gazière pourrait être assujettie au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* dès la construction d'une première plateforme de forage.

♦ La commission d'enquête constate que tant qu'une entreprise gazière est assujettie au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*, elle doit comptabiliser les émissions fugitives post-fermeture des puits dont elle est responsable. Par contre, elle n'est plus tenue de le faire si elle tombe sous le seuil d'assujettissement.

♦ **Avis** – Compte tenu de l'impact cumulatif des émissions de gaz à effet de serre liées à un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la commission est d'avis que toutes les entreprises gazières devraient être assujetties à l'obligation de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre, quel que soit le niveau de leurs émissions. Cela permettrait au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques d'améliorer les connaissances sur les quantités de gaz à effet de serre émises par l'industrie aux différentes étapes d'un projet.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, l'obligation pour les entreprises gazières de déclarer leurs émissions devrait être maintenue après la fermeture définitive des puits, quel que soit le niveau de leurs émissions.

♦ La commission d'enquête constate que, selon les estimations de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, une entreprise gazière serait tenue d'acquérir des droits d'émission de gaz à effet de serre en vertu du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission dès qu'elle exploiterait plus de deux plateformes de forage.

Les mesures de réduction des GES

♦ La commission d'enquête constate que des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre spécifiques à l'industrie gazière existent dans certains pays.

♦ La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires exigent des entreprises gazières qu'elles présentent une estimation des émissions de gaz à effet de serre générées par leurs projets au moment de la demande de certificat d'autorisation. Compte tenu de l'existence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission, les entreprises gazières sont encouragées à prévoir des mesures permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

♦ La commission d'enquête constate que les lignes directrices provisoires prévoient un contrôle et un suivi des émissions fugitives des puits gaziers et que des procédures sont prévues pour corriger les problèmes détectés.

Le contexte de développement de l'industrie du gaz de schiste

9.1 Le portrait énergétique du Québec

La consommation de gaz naturel au Québec

♦ La commission d'enquête constate qu'au Québec, la consommation de gaz naturel varie en fonction de la demande du secteur industriel et que celle-ci y constitue le principal déterminant du développement du réseau gazier.

♦ La commission d'enquête constate que, contrairement à d'autres juridictions en Amérique du Nord, le Québec n'a pas recours aux carburants fossiles pour la production d'électricité et que, par conséquent, le potentiel d'augmentation de la consommation de gaz naturel y demeure faible.

9.2 Le marché du gaz naturel en Amérique du Nord

♦ La commission d'enquête constate que l'approvisionnement en gaz naturel de l'Amérique du Nord provient de plus en plus des formations étanches de l'ouest du Canada et des États-Unis ainsi que des shales des États-Unis desquels les entreprises extraient le gaz naturel en utilisant la technique de la fracturation hydraulique.

Le gaz naturel liquéfié

♦ La commission d'enquête constate que l'augmentation de la production de gaz naturel en Amérique du Nord a contribué à mettre un terme à des projets d'importation de gaz naturel liquéfié et qu'en contrepartie, des installations d'exportation de gaz naturel liquéfié sont en cours d'évaluation.

La structure d'approvisionnement en gaz naturel du Québec

♦ La commission d'enquête constate que, dans un avenir rapproché, les distributeurs de gaz naturel du Québec s'approvisionneront exclusivement à partir du terminal de Dawn, en Ontario, qui reçoit du gaz en provenance de l'Ouest canadien et des États-Unis.

♦ La commission d'enquête constate qu'une part notable du gaz naturel qui transite par le terminal de Dawn provient de champs gaziers où l'extraction se fait par fracturation hydraulique.

♦ La commission d'enquête constate que les distributeurs de gaz du Québec viennent de signer une entente avec TransCanada Pipelines Limited, sujette à l'approbation de l'Office national de l'énergie, afin de sécuriser leur accès au réseau de transport de gaz à partir de l'Ontario. Cette entente prévoit, entre autres, la construction d'un nouveau gazoduc entre l'Ontario et le Québec afin de compenser la conversion d'un gazoduc existant en oléoduc.

♦ La commission d'enquête constate que l'entente entre TransCanada Pipelines et les distributeurs de gaz prévoit que toute production de gaz naturel au Québec supérieure à 5 % de la consommation de gaz naturel du Québec se verrait imposerune pénalité équivalente au coût moyen de transport du gaz naturel entre le terminal de Dawn et le réseau québécois.

♦ La commission d'enquête constate qu'à court et à moyen termes, l'enjeu principal en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pour le Québec est l'accès aux infrastructures de transport pour le gaz destiné au Québec, plutôt que la capacité de production à l'échelle nord-américaine.

9.3 L'industrie du gaz de schiste au Québec

♦ La commission d'enquête constate qu'actuellement, la majorité des entreprises détenant des permis de recherche dans les basses-terres du Saint-Laurent ou ayant procédé à des forages dans cette région de 2006 à 2010 ne sont pas membres de l'association provinciale, soit l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), ni de l'association nationale, soit l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP).

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec ne devrait pas considérer la réalisation de projets pilotes avant la mise à jour du cadre législatif de l'exploitation gazière et pétrolière.

9.4 Les scénarios de déploiement de l'industrie

♦ La commission d'enquête constate que les estimations des volumes de gaz récupérables dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent sont relativement modestes en comparaison des évaluations des réserves de plusieurs autres régions productrices. Ces volumes de gaz récupérables seraient vraisemblablement réduits en raison de l'exclusion de la majorité du corridor 1.

♦ La commission d'enquête constate que, sur la base des estimations du potentiel de récupération du gaz de schiste et sur la base du scénario de développement 4 (corridor 2), la production de gaz naturel des basses-terres du Saint-Laurent pourrait dépasser la consommation du Québec pendant plusieurs années, et ce, même avec un rythme de déploiement de seulement 250 puits par année. Une partie de la production devrait donc être exportée.

9.5 Le prix du gaz naturel

Les projections de prix

♦ La commission d'enquête constate qu'en 2013, l'*Energy Information Administration* estimait que les prix du gaz naturel des prochaines 25 années n'atteindraient pas les sommets atteints en 2005 et en 2008, c'est-à-dire qu'ils ne dépasseraient pas, en $US de 2012, 4,87 $/Kpi3 en 2025 et 7,99 $ /Kpi3 en 2040.

Le prix du gaz naturel vendu au Québec

♦ La commission d'enquête constate qu'en raison du projet d'entente entre Gaz Métro et TransCanada, lequel est déjà approuvé par la Régie de l'énergie du Québec et est présentement soumis pour approbation à l'Office national de l'énergie, les entreprises gazières produisant du gaz au Québec ne toucheraient vraisemblablement pas de prime de proximité aux marchés pour le gaz destiné aux consommateurs du Québec.

Les effets du taux du change

♦ La commission d'enquête constate que les variations potentielles du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien ajoutent un élément d'incertitude en ce qui a trait aux prix du gaz naturel perçus par les entreprises gazières qui exploiteraient du gaz de schiste au Québec.

9.6 La rentabilité estimée de l'exploitation du gaz de schiste au Québec

♦ La commission d'enquête constate que la productivité des puits de gaz de schiste a augmenté rapidement aux États-Unis depuis 2009, année à laquelle remontent les données de production moyenne par puits utilisées dans l'analyse avantages-coûts.

♦ La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique n'a pas tenu compte du programme de crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources dans l'évaluation des coûts de l'industrie.

♦ La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique n'a pas inclus le coût des unités d'émission de gaz à effet de serre dans les coûts d'exploitation variables de l'industrie.

♦ La commission d'enquête constate que, selon l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique, les prix du gaz naturel projetés par l'*Energy Information Administration* des États-Unis, soit un prix moyen d'environ 5,92/Kpi^3 pour les 35 prochaines années, ne permettraient pas d'assurer la rentabilité de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

♦ La commission d'enquête constate que, selon l'analyse avantages-coûts de l'Évaluation environnementale stratégique, un prix cible de 6,76 $/Kpi^3 (scénario 3) et 7,84 $/Kpi^3 (scénario 5) serait nécessaire pour assurer la rentabilité de l'industrie. Ces prix cibles requis sont supérieurs aux projections de prix de l'*Energy Information Administration* des États-Unis pour les 35 prochaines années, qui correspondent à un prix moyen d'environ 5,92 $/Kpi^3.

♦ La commission d'enquête constate le caractère incertain des exercices de prévision des prix du gaz naturel jusqu'en 2040 et l'ampleur des changements et des ajustements en cours en ce qui concerne les infrastructures de transport du gaz en Amérique du Nord. Il n'est donc pas exclu que les prévisions de prix pour cette période soient modifiées, à la hausse ou à la baisse, au cours des prochaines années.

Les avantages, les coûts et les externalités pour le Québec

10.1 Les redevances

Le régime de redevances au Québec

♦ La commission d'enquête constate que le régime de redevances sur le gaz et le pétrole de la nouvelle Loi modifiant l*a Loi sur les mines* de décembre 2013 est identique au régime en place au Québec depuis la fin des années 1980.

♦ La commission d'enquête constate qu'avec la nouvelle *Loi sur les mines*, la tarification des différents permis et des baux d'exploitation gazière a été augmentée. Toutefois, comme des permis de recherche ont déjà été délivrés sur la base de l'ancienne tarification, pour la presque totalité des basses-terres du Saint-Laurent, les bénéfices de la mise en place du nouveau système de ventes à l'enchère des permis de recherche seront limités à court et à moyen terme.

Les régimes de redevances dans d'autres juridictions

♦ La commission d'enquête constate que l'Alberta, la Colombie-Britannique et le Québec imposent toutes les trois un coût à l'industrie gazière pour les émissions de gaz à effet de serre, soit une taxe sur le carbone de 15 $/t éq. CO_2 et de 30 $/t éq. CO_2 respectivement pour l'Alberta et la Colombie-Britannique et, en août 2014, des droits d'émission de 11,39 $/t éq. CO_2 pour le Québec.

♦ La commission d'enquête constate que le prélèvement gouvernemental du Québec, soit le pourcentage des revenus nets de l'exploitation du gaz naturel qui serait perçu par le Québec avec le régime de redevances actuel, serait inférieur aux prélèvements gouvernementaux observés en Alberta et en Colombie-Britannique.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement du Québec devrait évaluer à nouveau le régime de redevances actuellement en place afin de s'assurer qu'il permette au Québec de recevoir sa juste part des revenus d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que plus un territoire offre des réserves récupérables élevées, plus le gouvernement de ce territoire est en mesure d'obtenir une part élevée des revenus nets d'exploitation.

♦ La commission d'enquête constate que le pourcentage des revenus nets de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel prélevé par le gouvernement de la Norvège est supérieur au prélèvement gouvernemental qu'obtiendrait le Québec avec le régime de redevances actuellement en place.

♦ La commission d'enquête constate que l'ampleur relativement limitée des réserves récupérables estimées pour les basses-terres du Saint-Laurent, par rapport aux réserves d'autres régions en Amérique du Nord, pourrait restreindre la capacité du Québec à mettre en place un régime de redevances résultant en un prélèvement gouvernemental élevé.

10.2 L'analyse avantages-coûts

Les avantages potentiels pour le Québec

♦ La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts évalue les redevances de l'exploitation du gaz de schiste à 2,5 G$ au total sur 35 ans, soit 71 M$ par année en moyenne pour le scénario de développement 3 (1 000 puits), dans la mesure où un prix cible du gaz naturel de 6,76 $/Kpi^3 serait atteint. Pour le scénario de développement 4 (3 600 puits), les redevances sont estimées à 220 M$ par année. Pour le scénario 5 (9 000 puits), les redevances s'élèveraient à 457 M$ par an si un prix cible de 7,84 $/Kpi^3 était atteint.

♦ La commission d'enquête constate que, pour un prix du gaz naturel de 6 $/Kpi^3 ou plus, le régime de redevances actuel est moins avantageux pour le Québec que le régime de redevances utilisé dans l'analyse avantages-coûts, et ce, même pour une productivité faible des puits.

♦ La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont posé l'hypothèse qu'il n'y aurait pas de création nette d'emplois au Québec associée à l'exploitation du gaz de schiste. Ils n'ont pas évalué l'augmentation du salaire par rapport à celui de réserve, c'est-à-dire la différence entre les salaires qui seraient versés par l'industrie gazière et les salaires des emplois antérieurs.

♦ La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont inclus la totalité des impôts sur les sociétés touchés par le gouvernement fédéral dans l'évaluation des avantages pour le Québec.

♦ La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts n'ont pas tenu compte du crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources versé aux entreprises gazières pour les dépenses d'exploration admissibles.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que, dans l'ensemble, l'analyse avantages-coûts surestime les avantages que retirerait le Québec dans l'éventualité d'une exploitation du gaz de schiste.

Les coûts et les externalités potentiels pour le Québec

♦ La commission d'enquête constate que pour évaluer le coût social du carbone, les auteurs de l'analyse avantages-coûts ont considéré la totalité des émissions de gaz à effet de serre générées par une éventuelle production du gaz de schiste au Québec sur la base d'un taux d'émissions fugitives de 1 % dans leur scénario de référence et de 3 % dans l'analyse de sensibilité.

♦ La commission d'enquête constate qu'en 2014, le coût social du carbone, tel qu'il a été estimé par l'*Environmental Protection Agency* des États-Unis, était quatre fois supérieur au prix auquel se transige actuellement la tonne de carbone sur le marché du carbone québécois (48 $/t éq. CO_2 comparativement à 11,39 $/t éq. CO_2). Autrement dit, le prix actuel du marché du carbone québécois ne couvrirait qu'environ 24 % des externalités et des coûts totaux associés à la génération d'une tonne de carbone.

♦ **Avis –** La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait s'assurer que les redevances sur le prélèvement de l'eau soient suffisantes pour tenir compte du fait qu'environ la moitié de l'eau qui serait utilisée pour la fracturation hydraulique demeurerait dans les formations profondes et serait, à toutes fins utiles, sortie du bassin versant du Saint-Laurent.

♦ La commission d'enquête constate qu'en limitant à 150 000 $ le montant maximum de la garantie d'exécution qu'il exigerait des entreprises gazières, le gouvernement du Québec fixe la garantie à un niveau très inférieur à 10 % du coût des travaux, considérant que les coûts de forage et de fracturation d'un puits sont estimés à 5,75 M$.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait s'assurer que la garantie d'exécution exigée des entreprises gazières et pétrolières soit d'un montant suffisant pour permettre de garantir, en tout temps, le maintien ou le retour à l'intégrité des puits, de façon à ce que la société n'ait à assumer aucun risque financier ou environnemental.

♦ La commission d'enquête constate que la durée de vie des puits de gaz de schiste définitivement fermés pourrait être supérieure à celle des entreprises gazières qui les ont exploités et qu'il existe un risque réel que certains de ces puits se trouvent éventuellement sans propriétaire connu ou solvable.

♦ **Avis –** Tout en souscrivant au principe selon lequel une entreprise doit demeurer responsable de toute émission de gaz ou écoulement de liquides hors de ses puits, la commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la création d'un fonds financé par l'industrie gazière serait nécessaire, selon les principes équité et solidarité sociales et pollueur payeur. Ce fonds devrait couvrir les coûts de restauration des sites et des puits abandonnés par un propriétaire insolvable ou qui a cessé ses opérations, afin de s'assurer qu'il n'y ait aucune émission de gaz ou écoulement de liquides hors des puits.

♦ La commission d'enquête constate que, tel que le précisent les auteurs de l'analyse avantages-coûts, de nombreux coûts et externalités pour le Québec découlant d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste n'ont pas été évalués.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que l'analyse avantages-coûts sous-estime l'importance des coûts et des externalités pour le Québec qui découleraient d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste.

La valeur sociale pour le Québec

♦ La commission d'enquête constate que, selon les auteurs de l'analyse avantages-coûts, les niveaux de prix du gaz naturel projetés par l'*Energy Information Agency* des États-Unis et les paramètres retenus dans l'analyse ne permettent pas de rentabiliser l'exploitation du gaz de schiste pour l'industrie ni de dégager une valeur sociale nette positive pour le Québec.

♦ La commission d'enquête constate que, selon les auteurs de l'analyse avantages-coûts, l'exploitation du gaz de schiste serait avantageuse pour le Québec si le prix moyen du gaz naturel atteignait un prix cible d'au moins 6,76 $/Kpi^3 au cours des 35 prochaines années.

♦ La commission d'enquête constate que le coût social du carbone, évalué sur la base des coûts unitaires proposés par l'*Environmental Protection Agency* des États-Unis, représenterait à lui seul au moins 54 % des redevances touchées par le Québec, et ce, avec un taux d'émissions fugitives des GES de 1 %.

♦ La commission d'enquête constate qu'avec un taux d'émissions fugitives de 3 %, même avec un prix cible du gaz naturel permettant d'assurer la rentabilité des entreprises gazières, la valeur sociale nette de l'exploitation du gaz de schiste serait, à toutes fins utiles, nulle pour la société québécoise.

♦ **Avis –** La commission d'enquête constate que l'analyse avantages-coûts d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste n'a pas évalué plusieurs coûts et externalités importants, tandis que les avantages pour le Québec auraient été surestimés. La commission d'enquête est d'avis que la valeur sociale nette pour le Québec aurait ainsi été surestimée.

♦ **Avis –** La commission d'enquête estime qu'étant donné l'incertitude quant aux coûts et aux externalités réels et quant au niveau de redevances nettes que toucherait le gouvernement, elle n'est pas en mesure de conclure que l'exploitation du gaz de schiste serait avantageuse pour le Québec, même dans le cas où les prix cibles permettant d'assurer la rentabilité de l'industrie seraient atteints.

10.3 Le partage de la rente

Le partage de la rente : ce qui se fait ailleurs

♦ La commission d'enquête constate que bien que l'Alberta ait mis sur pied, en 1976, l'*Alberta Heritage Savings Trust Fund*, toutes les redevances et tous les revenus provenant des ressources non renouvelables sont versés, depuis 1987, aux revenus généraux de la province. Ces revenus ont permis, entre autres, d'éliminer la dette de la province.

♦ La commission d'enquête constate que les régimes de redevances de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ne prévoient aucun partage direct des redevances touchées par le gouvernement provincial avec les régions et les municipalités où ont lieu les activités d'exploration et d'exploitation.

♦ La commission d'enquête constate que, d'une manière générale, les régimes de redevances des États-Unis, tant à l'échelle fédérale qu'à celle des États, prévoient un partage des redevances et des revenus touchés avec les régions et les municipalités où a lieu l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel.

♦ La commission d'enquête constate que certains États, notamment la Pennsylvanie, avec l'*Environmental Stewardship Fund*, versent une part des redevances de l'exploitation des ressources naturelles dans des fonds visant la conservation et la restauration de certains milieux naturels.

♦ La commission d'enquête constate que les versements nets du gouvernement de la Norvège au *Government Pension Fund Global*, une fois déduits les transferts au budget de fonctionnement du gouvernement, ont atteint 22,5 G$ en 2011, soit la moitié des redevances et des revenus de l'exploitation du pétrole et du gaz.

♦ La commission d'enquête constate que bien que le *Government Pension Fund Globa*l ait atteint une capitalisation de 540 G$ au début de 2011 (pour une population de 5 millions d'habitants), le gouvernement de la Norvège continue de limiter à 4 % de la valeur marchande du fonds la ponction annuelle qui peut être prélevée par le gouvernement pour son budget de fonctionnement.

Le partage de la rente des ressources naturelles au Québec

♦ La commission d'enquête constate que selon le cadre législatif en vigueur actuellement au Québec, les régions où auraient lieu d'éventuelles activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ne recevraient aucune part des redevances touchées par le gouvernement du Québec.

♦ **Avis –** La commission d'enquête estime qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait évaluer la possibilité de transférer une partie des redevances aux régions où auraient lieu ces activités afin de compenser certains coûts et externalités assumés par les régions.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement devrait élaborer un cadre d'évaluation des principaux coûts et externalités au profit des régions qui en subiraient les inconvénients.

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec a déjà mis en place un Fonds des générations dédié au remboursement de la dette et alimenté en majeure partie par les redevances sur l'exploitation des ressources naturelles.

♦ La commission d'enquête constate que le gouvernement du Québec vient de confirmer, dans le budget 2014-2015, son intention de verser la totalité des redevances et autres revenus miniers au Fonds des générations.

♦ La commission d'enquête constate qu'il n'est pas actuellement prévu que d'éventuelles redevances provenant de l'exploitation du gaz de schiste soient versées au Fonds des générations.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement du Québec devrait verser les redevances au Fonds des générations, comme il le fait avec les redevances sur l'exploitation minière, une fois déduits les montants qui seraient partagés avec les régions pour compenser les coûts et les externalités associés aux activités de l'industrie.

10.4 Les emplois créés ou maintenus

♦ La commission d'enquête constate que les estimations du nombre d'emplois créés ou maintenus à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent varient beaucoup selon les différentes études.

♦ La commission d'enquête constate que, sur la base des différentes estimations, le nombre d'emplois, directs et indirects, créés ou maintenus à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste pourrait s'élever à environ 8 000 emplois en moyenne par an, pendant une quinzaine d'années, pour un scénario équivalent au scénario 4, soit environ 3 600 puits.

♦ La commission d'enquête constate que les auteurs de l'analyse avantages-coûts et les représentants du ministère des Finances n'ont pas la même opinion à savoir s'il y aura création nette d'emplois à la suite d'une éventuelle exploitation du gaz de schiste ou s'il y aura simplement un déplacement de travailleurs de leurs emplois existants vers les emplois en lien avec l'industrie du gaz de schiste.

♦ La commission d'enquête constate que la majorité des emplois spécialisés et bien rémunérés en lien avec les opérations de forage et de fracturation hydraulique des puits seraient vraisemblablement occupés par des travailleurs embauchés par des sous-traitants de l'extérieur du Québec.

♦ La commission d'enquête constate que l'information disponible ne permet pas de déterminer quel sera le nombre d'emplois créés par l'industrie du gaz de schiste, plutôt que simplement maintenus, et quel sera le nombre d'emplois qui seront occupés par des travailleurs du Québec.

10.5 Les retombées potentielles pour les entreprises québécoises

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que, dans l'éventualité d'une exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, la mise sur pied de comités de maximisation des retombées économiques, dans chacune des principales régions de déploiement de l'industrie, pourrait contribuer à mieux faire connaître les entreprises, les produits et les services québécois aux entreprises gazières et à leurs sous-traitants.

Les enjeux sociaux

11.1 Les impacts sur la cohésion sociale

♦ La commission d'enquête constate qu'aucune évaluation des impacts sociaux et psychosociaux potentiels associés à une éventuelle exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent n'a été réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

L'équité dans le partage des avantages et des inconvénients

♦ La commission d'enquête constate que dans certaines régions d'Amérique du Nord où l'industrie du gaz de schiste s'est implantée, le niveau de vie d'une partie de la population a augmenté ainsi que le coût de la vie.

♦ La commission d'enquête constate que, dans certaines communautés nord-américaines où l'industrie du gaz de schiste est active, l'asymétrie dans le partage des avantages et des inconvénients et le sentiment d'iniquité qui en résulte peuvent affaiblir le tissu social.

Les conflits d'usages et la perte de l'espace

♦ La commission d'enquête constate que plusieurs citoyens et responsables municipaux ont fait état de leur sentiment de dépossession et d'impuissance en raison de la préséance de la *Loi sur les mines* sur la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* dans un contexte où des permis de recherche du gaz de schiste ont été octroyés pour l'ensemble des basses-terres du Saint-Laurent.

♦ La commission d'enquête constate que des impacts sociaux et psychosociaux pourraient être observés dans les communautés à la suite d'un éventuel déploiement de l'industrie du gaz de schiste, particulièrement chez certaines populations vulnérables.

L'arrivée des nouveaux travailleurs

♦ La commission d'enquête constate que l'arrivée des nouveaux travailleurs, associée au déploiement de l'industrie du gaz de schiste, pourrait entraîner des effets socioéconomiques, culturels et psychologiques dans les communautés d'accueil. Ces impacts varieraient selon le profil de la communauté d'accueil, les infrastructures et les services offerts et le niveau de préparation des autorités, et risqueraient d'être plus prononcés dans le cas de petites communautés.

♦ La commission d'enquête constate que la présence de plusieurs villes de bonne taille dans les basses-terres du Saint-Laurent pourrait faire en sorte que l'éventuelle augmentation de la population associée à l'exploitation du gaz de schiste soit répartie entre les municipalités d'accueil et les centres régionaux, ce qui aurait pour effet d'atténuer les éventuels impacts sociaux associés à l'arrivée des nouveaux travailleurs.

♦ La commission d'enquête constate que l'importance des impacts sociaux associés à l'arrivée des nouveaux travailleurs dans les basses terres du Saint-Laurent dépendrait du rythme de déploiement de l'industrie du gaz de schiste sur le territoire.

Les impacts sur les services et le logement

♦ La commission d'enquête constate que l'arrivée de nouveaux travailleurs de l'industrie du gaz de schiste serait susceptible d'accroître la demande en logement, en éducation, en services d'urgence, en services sociaux, en services municipaux, en soins de santé et en surveillance policière.

♦ La commission d'enquête constate que l'arrivée de nouveaux travailleurs de l'industrie du gaz de schiste pourrait diminuer le nombre de logements disponibles dans certaines municipalités et, dans certains cas, entraîner une hausse du coût des loyers, ce qui pourrait pénaliser les ménages les plus démunis.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la présence de plusieurs centres urbains d'importance au cœur et en périphérie de la région des basses-terres du Saint-Laurent pourrait permettre de limiter les impacts potentiels de l'arrivée de nouveaux travailleurs sur la disponibilité des logements et des services.

La planification de l'implantation de l'industrie

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que la planification du déploiement de l'industrie du gaz de schiste, en collaboration avec les différents acteurs du milieu, est un élément déterminant afin de limiter les impacts éventuels sur le tissu social.

♦ **Avis –** Advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, la commission d'enquête est d'avis que les entreprises gazières devraient déposer, au moment de la demande de certificat d'autorisation, une estimation du nombre de travailleurs, de leur répartition par catégorie et de leur déploiement dans le temps dans les régions d'accueil, pour permettre aux autorités municipales et régionales d'anticiper les effets de l'arrivée de nouveaux travailleurs.

11.2 L'acceptabilité sociale

♦ La commission d'enquête constate que la notion d'acceptabilité sociale manque de définition claire et n'a pas toujours la même résonnance selon les acteurs concernés.

♦ La commission d'enquête constate que l'acceptabilité sociale est un processus collectif et évolutif qui intègre un nombre important d'acteurs locaux et régionaux. Elle se traduirait non pas par l'assentiment général, mais plutôt par un consensus des parties prenantes à travers la consultation et les échanges.

L'évolution de l'acceptabilité sociale

♦ La commission d'enquête constate que le profil des participants aux audiences publiques de 2010 et 2014 est varié et que les préoccupations et les enjeux abordés reflètent cette variété d'acteurs.

♦ La commission d'enquête constate que la mobilisation citoyenne se matérialise autour de l'incertitude relative au contexte réglementaire actuel et aux impacts potentiels de l'industrie du gaz de schiste au Québec et se traduit, selon plusieurs participants à l'audience, par un refus de l'exploitation du gaz de schiste, ou par son inacceptabilité sociale.

L'acceptabilité sociale dans la prise de décision

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le gouvernement devrait indiquer de quelle façon il définit l'acceptabilité sociale et comment il évaluera si l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent suscite l'adhésion des communautés concernées.

11.3 La gestion environnementale et la responsabilité sociale de l'entreprise

♦ La commission d'enquête constate que les principes et les bonnes pratiques en matière de gestion environnementale des activités de fracturation hydraulique de l'Association canadienne des producteurs pétroliers ont été présentés à ses membres en 2011 et 2012, soit après la première phase d'exploration du gaz de schiste au Québec, de 2006 à 2010.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que la mise en place, au sein de chacune des entreprises gazières impliquées dans l'exploitation du gaz de schiste au Québec, d'un cadre de référence en responsabilité sociale portant sur les pratiques et les engagements des entreprises en matière d'éthique et de gouvernance, de relations avec les communautés et d'environnement, y compris de gestion des risques, pourrait favoriser une meilleure acceptabilité sociale.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'il serait souhaitable que les entreprises gazières actives au Québec s'entendent sur un cadre de référence commun en matière de responsabilité sociale afin de faciliter la consultation de l'information par les citoyens et les groupes concernés. Le projet de cadre devrait faire l'objet d'une consultation publique.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que les résultats en matière de gestion environnementale et de responsabilité sociale divulgués par les entreprises devraient faire l'objet d'une vérification externe.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devraient mettre sur pied une plateforme d'information permettant l'accès facile à une information homogène, fiable et produite en temps opportun, et ce, pour chaque puits foré au Québec.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, il serait essentiel, pour assurer la mise en place de bonnes pratiques en matière de gestion environnementale et de responsabilité sociale, que les entreprises gazières veillent à ce que leurs sous-traitants et fournisseurs adoptent ces pratiques.

La planification territoriale et l'encadrement de l'industrie

12.1 La planification du territoire et la cohabitation harmonieuse

L'aménagement du territoire

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, la préséance de la *Loi sur les mines* sur les instruments municipaux d'urbanisme, d'aménagement et de développement du territoire pourrait compromettre le respect des attentes du gouvernement à l'égard des MRC concernant, notamment, l'harmonisation des usages ainsi que la santé et la sécurité publiques.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que la révision de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* devrait conférer des pouvoirs en matière d'aménagement du territoire aux municipalités afin qu'elles soient parties prenantes à l'encadrement du développement de l'industrie du gaz de schiste, le cas échéant, en vertu du principe de subsidiarité.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'une éventuelle loi sur les hydrocarbures devrait accorder aux MRC le pouvoir de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière, à l'instar des dispositions prévues pour le secteur minier.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire devrait adopter des orientations gouvernementales en matière d'aménagement spécifiques aux activités gazières afin de mieux accompagner les instances municipales dans l'aménagement et dans le développement du territoire. Les orientations gouvernementales devraient également prévoir des balises claires pour que les MRC puissent délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière, et ce, en vertu des principes participation et engagement et subsidiarité.

La planification régionale du développement de l'industrie

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait évaluer la possibilité de confier à une organisation régionale le mandat de concertation en matière de planification régionale des activités de l'industrie.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les plans régionaux de développement intégré des ressources naturelles et du territoire devraient s'arrimer avec les orientations établies dans les schémas d'aménagement et de développement des municipalités régionales de comté afin d'assurer un développement cohérent sur le territoire.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait inciter les entreprises gazières à participer à la planification régionale afin de développer une vision globale et intégrée du déploiement des activités de l'industrie.

12.2 Le cadre législatif

Les droits d'exploration et les droits des propriétaires de surface

♦ La commission d'enquête constate qu'à défaut d'une entente de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface, le titulaire d'un permis de recherche de gaz naturel ne peut pas procéder par expropriation pour réaliser des travaux d'exploration sur une propriété privée, et ce, en raison des modifications apportées à la *Loi sur les mines* en décembre 2013. Par contre, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles peut autoriser l'expropriation en phase d'exploitation.

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le gouvernement devrait élaborer, en collaboration avec les instances municipales et régionales, une entente cadre qui pourrait servir de modèle aux propriétaires de terrains chez qui l'industrie installerait des infrastructures. Cette entente type servirait aux propriétaires qui ne sont pas des producteurs agricoles, pour lesquels l'Union des producteurs agricoles élaborerait une entente cadre spécifique.

Les distances séparatrices

♦ **Avis** – La commission d'enquête est d'avis que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait augmenter les distances séparatrices entre les travaux d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les habitations et les autres zones sensibles afin d'assurer la santé, la qualité de vie et la sécurité des populations ainsi que la protection de l'environnement. Il devrait le faire en collaboration avec le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, le ministère de la Santé et des Services sociaux, le ministère de la Sécurité publique et le ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que l'établissement de nouvelles distances séparatrices par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles devrait servir de balises aux instances municipales afin de délimiter, dans leur schéma d'aménagement et de développement, tout territoire incompatible avec l'activité gazière.

La protection du territoire et des activités agricoles

♦ La commission d'enquête constate qu'aucun permis ou autorisation quant aux activités de l'industrie du gaz de schiste ne peut être délivré à moins que la Commission de protection du territoire agricole du Québec n'ait préalablement autorisé l'utilisation d'un terrain à une fin autre que l'agriculture. Cet organisme dispose de plusieurs pouvoirs permettant de protéger le territoire agricole. Il peut consulter les parties intéressées, imposer des conditions aux entreprises gazières et effectuer des suivis et des inspections afin de s'assurer du respect de ces conditions.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait consulter le ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation dans le cadre de la procédure d'autorisation environnementale afin de bonifier l'évaluation des impacts appréhendés sur le territoire et sur les activités agricoles.

L'autorisation environnementale des activités de l'industrie du gaz de schiste

♦ La commission d'enquête constate que l'encadrement environnemental en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste est insuffisant et que les lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière n'ont pas de caractère normatif et ne créent pas de normes juridiques contraignantes.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'un règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazières devrait être adopté afin de clarifier et d'uniformiser l'encadrement juridique applicable à cette filière. Ce règlement devrait intégrer les obligations déjà prévues dans la législation environnementale et préciser la nature, la portée et l'étendue de l'évaluation des répercussions environnementales à réaliser par toute entreprise désirant réaliser des travaux d'exploration et d'exploitation gazière.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'à l'instar de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, la procédure d'autorisation prévue dans un éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière devrait instaurer une approche de partenariat et de coopération entre les différents ministères et organismes visés, afin que leur expertise puisse bonifier l'analyse environnementale des projets.

La prise en compte des impacts cumulatifs

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'un éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazières devrait exiger qu'une entreprise gazière regroupe, dans une même demande de certificat d'autorisation, l'évaluation des impacts appréhendés de l'ensemble de ses activités d'exploration et d'exploitation sur un territoire donné, des premiers travaux sur le terrain jusqu'à la fermeture définitive des puits.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait exiger que la demande de certificat d'autorisation d'une entreprise gazière couvre au minimum une plateforme. Le Ministère devrait inciter les entreprises à présenter des demandes d'autorisation couvrant plusieurs plateformes ou même l'ensemble du développement prévu sur un territoire donné.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de même que les ministères et les organismes visés devraient évaluer les impacts cumulatifs du développement de l'industrie gazière sur un territoire donné. L'éventuel règlement d'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière devrait prévoir que l'information exigée des entreprises gazières dans leur demande de certificat d'autorisation permette aux ministères de procéder à cette évaluation.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis que le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait pouvoir émettre des restrictions en ce qui a trait à l'échéancier de certains travaux d'exploration du gaz de schiste ou au nombre de projets autorisés dans un territoire, dans le cas où il évaluerait que les impacts cumulatifs des différents projets soumis pour approbation ne permettraient pas d'assurer le respect des différents critères de qualité de l'environnement et de qualité de vie.

Les mécanismes d'information et le suivi

♦ La commission d'enquête constate qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises auraient l'obligation d'informer et de consulter le public, les municipalités et les MRC visés par leurs activités. Un rapport des observations recueillies au cours de la consultation publique et des modifications apportées au projet devrait accompagner la demande de certificat d'autorisation.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient informer et consulter le public, les municipalités et les MRC visés par leurs activités sur la base de l'évaluation des répercussions environnementales qui serait exigée en vertu de l'éventuel règlement sur l'analyse environnementale de l'exploration et de l'exploitation gazière, selon les principes accès au savoir ainsi que participation et engagement.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les entreprises gazières devraient fournir, au moment de leur demande de certificat d'autorisation, une attestation que leur projet d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste ne contrevient à aucun règlement municipal et que leurs plateformes de forage se situent dans des zones compatibles avec l'activité gazière selon le schéma d'aménagement et de développement de la MRC.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques devrait mettre en place un registre public des demandes d'autorisation de l'industrie du gaz de schiste. Ce registre devrait inclure les renseignements obtenus par le Ministère dans le cadre du dépôt des demandes de certificat d'autorisation ainsi que de l'analyse de recevabilité, de l'analyse environnementale réalisée par le Ministère et des échanges avec les ministères et organismes concernés ainsi que les rapports de suivi, de contrôle, d'inspection et les avis d'infraction.

♦ **Avis –** La commission d'enquête est d'avis qu'advenant le déploiement de l'industrie du gaz de schiste, les ministères et les organismes concernés devraient coordonner leurs programmes de suivi et de contrôle afin que ceux-ci se déroulent de façon concertée afin de réduire les impacts sur l'environnement et sur la qualité de vie dans les communautés d'accueil.

Annexe 2

Les renseignements relatifs au mandat

Le mandat

Le mandat confié au BAPE en vertu de l'article 6.3 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (L.R.Q., c. Q-2) était de faire enquête et de tenir une consultation élargie à la suite des travaux du Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, qui ont mené à une série d'études et à un rapport final incluant les constats ciblés par les experts du Comité, et de faire rapport au ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques de ses constatations et de son analyse.

Le mandat a débuté le 31 mars 2014.

La commission d'enquête et son équipe

La commission

Denis Bergeron, président
Gisèle Grandbois, commissaire
John Haemmerli, commissaire

Son équipe

Jean-François Bergeron, analyste
Vincent Carbonnelle, stagiaire
Rafael Carvalho, analyste
Marie Conilh de Beyssac, analyste
Marie-Josée Harvey, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Anny-Christine Lavoie, analyste
Julie Olivier, conseillère en communication
Ginette Otis, agente de secrétariat

Avec la collaboration de :
Anne-Lyne Boutin, coordonnatrice du secrétariat de la commission
Alexandre Corcoran-Tardif, conseiller en communication
Bernard Desrochers, responsable de l'infographie
Karine Lavoie, conseillère en communication
Annabelle Nadeau-Gagné, responsable de l'édition
Luc Nolet, conseiller en communication
Angéla Perreault, agente de secrétariat
Renée Poliquin, coordonnatrice du secrétariat de la commission

L'audience publique

Les rencontres préparatoires

6 mars 2014

Rencontre préparatoire avec les personnes-ressources tenue à Québec

1re partie

31 mars, 1er, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 15, 16 et 17 avril 2014
Salle Théâtre La Scène
Saint-Hyacinthe

Les séances se sont tenues simultanément par visioconférence à l'Église multifonctionnelle de Bécancour et au Complexe des Seigneuries de Saint-Agapit

2e partie

2, 3, 4 et 5 juin 2014
Salle Théâtre La Scène
Saint-Hyacinthe

10 et 11 juin 2014
Église multifonctionnelle de Bécancour, Bécancour

17 et 18 juin 2014
Complexe des Seigneuries
Saint-Agapit

Les personnes-ressources

Mme Geneviève Martineau M. Pierre-Olivier Roy	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) École polytechnique de Montréal
M. André Turcot, porte-parole Mme Lucie Fontaine Me Dominique Trudel	Commission de la santé et de la sécurité du travail (CSST)
Me Michel Blais M. Gilles-P. Bonneau	Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ)

M. Denis Lavoie, porte-parole M. Maurice Lamontagne M^me^ Christine Rivard	Commission géologique du Canada Ressources naturelles Canada
M. Pierre-Olivier Girard	Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation
M^me^ Lucie Laflamme, porte-parole M^me^ Marion Schnebelen, porte-parole D^r^ Rollande Allard, INSPQ M^me^ Emmanuelle Bouchard-Bastien, INSPQ M^me^ Geneviève Brisson, INSPQ D^r^ Gaétan Carrier, INSPQ M^me^ Audrey Smargiassi, INSPQ	Ministère de la Santé et des Services sociaux
M^me^ Francine Belleau, porte-parole M. Pierre Racine M^me^ Chantal Bilodeau	Ministère de la Sécurité publique
M. Frédéric Dubé, porte-parole M. Renaud Patry, porte-parole M. Normand Beauregard M^me^ Sophie Bussières M^e^ Jean-Martin Gauthier M. Éric Leclair M^me^ Isabelle Leclerc M^me^ Nathalie Leclerc M. Pascal Perron M. Robert Thériault	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
M^me^ Claudine Beaudoin, porte-parole M. Jean-Philippe Côté, porte-parole M. Alain Roseberry, porte-parole	Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire
M. Michel Dionne, porte-parole M^me^ Debbie Gendron, porte-parole M. Daniel Floréa M. Stéphane Girard M. Alain Ross M. Nicolas Tremblay	Ministère des Finances
M. Jacques Chapdelaine, porte-parole M. Bernard Hétu, porte-parole M^me^ Chantale Hudon, porte-parole M^me^ Janelle Potvin, porte-parole M. Pierre Dorval	Ministère des Transports

M. Charles Lamontagne, porte-parole M. Jean-Yves Benoît M. Gilles Boulet M. Sergio Cassanaz M. Yvon Couture M. Michel Duquette M^me^ Alix Fortin M^me^ Diane Gagnon M. Georges Gangbazo M^me^ Isabelle Guay M. Serge Hébert M. Julien Hotton M^me^ Hélène Houde M. Simon Lachance-Cloutier M. Mathieu Marchand M. Charles Maurice M. Dick McCollough M. Michel Ouellet M^me^ Martine Proulx M^me^ Annie Roy	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques

Avec la collaboration écrite de :

Environnement Canada

Gaz Métro

Institut de recherche et de développement en agroenvironnement

Ministère de la Culture et des Communications

Les présentateurs

INTRODUCTION

31 mars 2014 à 19 h

Évaluation environnementale stratégique	M. Robert Joly Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
Le shale d'Utica et le contexte géologique	M. Robert Thériault Ministère des Ressources naturelles

Description d'un projet type de gaz de schiste M-2 Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec	M^me^ Gabrielle van Durme École polytechnique de Montréal Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG)

LES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT ET LES RISQUES

1er avril 2014 à 13 h

Scénarios de développement de l'industrie

P-1 Les scénarios de développement	M. Dick McCollough Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

Analyse des risques naturels

R1-1 Détermination des risques naturels potentiels et des répercussions appréhendées	M^me^ Janelle Potvin Ministère des Transports
R1-2 Analyse du risque que des phénomènes naturels soient provoqués par les activités de l'industrie du gaz de schiste	M. Pierre Dorval Ministère des Transports

La gestion des risques

S3-4 Outil d'aide à la planification de la sécurité civile à l'intention des municipalités	M^me^ Francine Belleau Ministère de la Sécurité publique

EAU

1er avril 2014 à 19 h

Hydrogéologie des formations profondes

E2-1 Acquisition des données et des conditions hydrogéologiques sur les formations profondes (roc) et à plus de 100 mètres	M. Denis Lavoie Ressources naturelles Canada Commission géologique du Canada
Synthèse géologique et hydrogéologique du shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenstone et dépôts meubles), basses-terres du Saint-Laurent, Québec	M^me^ Christine Rivard Ressources naturelles Canada Commission géologique du Canada

	M. Maurice Lamontagne Ressources naturelles Canada Commission géologique du Canada

Risques de contamination des eaux souterraines

E3-10 Modélisation numérique de la migration du méthane dans les basses-terres du Saint-Laurent	M. Jean-Michel Lemieux Département de géologie et de génie géologique Université Laval M. Ali Nowamooz Département de géologie et de génie géologique Université Laval
E3-9 Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent	M. Daniele Pinti Centre de recherche en géochimie et géodynamique Université du Québec à Montréal M. Yves Gélinas Département de chimie et de biochimie Université de Concordia

2 avril 2014 à 13 h

Disponibilité de la ressource en eau

E1-1 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 de l'industrie	M. Georges Gangbazo Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
E2-2 Détermination des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale	

2 avril 2014 à 19 h

Gestion des eaux de reflux et des boues de forage

E3-12b Inventaire des données disponibles sur la caractérisation physicochimique des résidus obtenus lors des activités d'exploration de gaz de schiste au Québec au cours des années 2006-2010 – Volet eaux usées	M. Martin Turgeon Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
E4-1 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 l'élimination des rejets	M^me^ Sylvie Cloutier Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
E4-2 Revue des technologies de traitement des eaux usées disponibles ainsi que de leur efficacité en regard des substances à risque	
E3-11 Inventaire des normes et des règlements touchant la gestion des matières résiduelles provenant des sites de forage en application au Québec	M^me^ Suzanne Burelle Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
E3-12C Inventaire des données disponibles sur la caractérisation physicochimique des résidus obtenus lors des activités d'exploration de gaz de schiste au Québec au cours des années 2006-2010 – Volet boues	

3 avril 2014 à 13 h

IMPACTS DANS LES COMMUNAUTÉS D'ACCUEIL

Qualité de l'air

A1-1 et A1-2 Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec	M. Éric Delisle SNC-Lavalin M. Jean-Luc Allard SNC-Lavalin

Impacts sonores

S2-6A Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de la production du gaz de schiste en fonction du projet type et de scénarios de développement potentiels	M. Michel Pearson Soft dB inc.

Impacts visuels et sur le patrimoine

S2-5 Impacts visuels et sur le patrimoine liés au développement de l'industrie du gaz de schiste	M[me] Maryse Chapdelaine Consultante M. Mathieu Leclerc-Pelletier Conseiller en aménagement du territoire et urbanisme

3 avril 2014 à 19 h

Santé publique
Santé psychologique et sociale
Risques technologiques, qualité de l'air, de l'eau et qualité de vie

État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique	D[r] Gaétan Carrier Ministère de la Santé et des Services sociaux INSPQ M[me] Geneviève Brisson Ministère de la Santé et des Services sociaux INSPQ
Communautés autochtones	M. Robert Joly Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

4 avril 2014 à 13 h

Acceptabilité sociale

S4-1 Analyse des facteurs influant sur l'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de schiste au Québec	M. Yann Fournis Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial Université du Québec à Rimouski

LES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT ET LES RISQUES (suite)

8 avril 2014 à 13 h

Risques technologiques

E3-4 (E3-2 et R2-1) Étude des risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste	M. Jean-Paul Lacoursière Consultant

GOUVERNANCE ET CADRE RÉGEMENTAIRE

8 avril 2014 à 19 h

Responsabilité des différentes instances (provinciales, régionales, municipales) et partage des responsabilités	M^{e} Michel Blais Commission de protection du territoire agricole du Québec M. Gilles-P. Bonneau Commission de protection du territoire agricole du Québec M. Mathieu Marchand Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs M. Jean-Philippe Côté Ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire M. Pascal Perron Ministère des Ressources naturelles

9 avril 2014 à 13 h

Gouvernance de l'industrie

S4-3B Analyse du comportement actuel et passé de l'industrie du gaz de schiste au Québec et à l'étranger, ainsi que des pratiques de responsabilité sociale dans les secteurs pétroliers et miniers	M. Emmanuel Raufflet HEC Montréal

S4-4 Étude des mécanismes potentiels (certification, divulgation, écoconditionnalité) assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective

GAZ À EFFET DE SERRE

10 avril 2014 à 13 h

Évaluation du niveau d'émissions de gaz à effet de serre
Approche évaluation cycle de vie

GES1-1, EC2-3 Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec	M[me] Geneviève Martineau Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) École polytechnique de Montréal M. Pierre-Olivier Roy École polytechnique de Montréal

10 avril 2014 à 19 h

Marché du carbone	M. Jean-Yves Benoît Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs M[me] Diane Gagnon Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

PERTINENCE ÉCONOMIQUE

15 avril 2014 à 19 h

La stratégie énergétique du Québec	M. Jean-Pierre Forgues Ministère des Ressources naturelles M. Normand Beauregard Ministère des Ressources naturelles

Portrait et scénarios de consommation du gaz naturel

EC1-1 Analyse du marché nord-américain du gaz naturel	M. Patrick González Département d'économique Université Laval

GOUVERNANCE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE (suite)

16 avril 2014 à 13 h

L2-1 Description de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste	M^{me} Paule Halley Faculté de droit Université Laval
L3-1 Élaboration de propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec	

PERTINENCE ÉCONOMIQUE (suite)

Analyse avantages-coûts du développement de la filière gaz de schiste

EC2-1, EC2-2, EC2-4 Analyse avantages-coûts de la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec	M. Jean-Thomas Bernard Consortium GENIVAR/Groupe AGÉCO

16 avril 2014 à 19 h

Externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste

EC2-5, EC4-3, EC4-7 Détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire	M. Claude Sauvé Consultant

Cadre fiscal, outils économiques et fiscaux Évaluation et partage de la rente incluant les redevances

EC4-1, EC4-2, EC4-3, EC4-4, EC4-5, EC4-7 Partage et utilisation de la rente	M. Claude Sauvé Consultant

GOUVERNANCE ET IMPACTS DANS LES COMMUNAUTÉS D'ACCUEIL (suite)

17 avril 2014 à 13 h

Cohabitation des usages et impacts sur la communauté agricole

S3-5 Documentation des impacts du développement de l'industrie du gaz de schiste sur l'aménagement du territoire, notamment en ce qui a trait à l'agriculture, la foresterie et le tourisme et définition des conflits d'usages potentiels, selon les divers scénarios de développement	M. Mario Gauthier Département des sciences sociales Université du Québec en Outaouais
S3-6 Évaluation 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	M. Guy Chiasson Département des sciences sociales Université du Québec en Outaouais

Gouvernance territoriale

S4-2 Élaboration de scénarios de processus de participation publique et des instances correspondantes à l'échelle locale et, au chapitre des projets, description du cheminement pour chacun des projets, la durée du processus et les coûts associés	Mme Caroline Desrochers Département des sciences sociales Assistante de recherche Université du Québec en Outaouais

Les participants

	Mémoires
M. Pierre Batellier	DM120 et DM120.1
M^me^ Hélène Bernier	DM11
M. René Bérubé	DM125
M. Louys-Patrice Bessette	
M. Pierre Bluteau	DM75
M^me^ Mylène Bolduc	

M. Marc Brullemans	DM87 et DM87.1
M. Alain Brunel	
M^{me} Françoise Brunelle	DM57
M^{me} Denise Campillo	DM4
M. Rémi Caissy	
M. Louis Casavant	DM121
M. Dominic Champagne	DM123
M^{me} Martine Châtelain	
M. Daniel Chapdelaine	DM112 et DM112.1
M. Richard Chartier	DM108
M. Jean Chatillon	DM8
M. Jean-Yves Cormier	Verbal
M. Raymond Croteau	DM56 et DM56.1
M. Laurent Deshaies	DM58 et DM58.1
M^{me} Agathe Désilets	Verbal
M. Jean-Marie Desroches	DM91
M. Guy Drudi	
M. Jocelyn Dubois	DM114
M. Robert Duchesne	
M. Marc Durand	DM99
M. Jean Falaise, M. François Prévost, M^{me} Joceline Sanschagrin, M. Marc Saint-Cyr, accompagnés de M^{me} Denise Campillo	DM24

M. Serge Fortier	DM19
M. Jacques Fortin	DM122
M. Albert Geuzaine	DM50
M. Serge Girard	
M. Joseph Guillemette	Verbal
M. Alain Guillon	DM30
M^{me} Diane Hamel	Verbal
M. Dominic Hébert	
M^{me} Danielle Houle	Verbal
M^{me} Lise Houle	DM49
M. André Jolicoeur	DM2
M. Richard-Émile Langelier	
M^{me} Brigitte A. Leblanc	DM70
M. Jean-Pierre Leduc	DM74
M^{me} Marie Leduc	
M. Ronald Lefebvre	DM61
M. Guy Lessard	
M^{me} Odette Lussier	DM88
M^{me} Marie-Claire Mayeres	
M^{me} Geneviève McKenzie-Sioui	
M^{me} France Mercille	Verbal
M. Sylvain Michon	
M^{me} Suzanne Milette et M. René Bélisle	DM53
M. Gérard Montpetit	DM59

M. Yves Mailhot	DM43 et DM43.1
M. Jacques Mongeau	DM9
M. Paul Montminy	DM6
M^{me} Louise Morand	DM14
M^{me} Diane Noury	DM86
M^{me} Ellen Nutbrown	DM45
M^{me} Liette Parent	DM27
M^{me} Angèle Patenaude	DM3
M^{me} Monique Patenaude	DM1
M^{me} Lise Perreault	DM81
M^{me} Jeannine Pinard	DM29
M. Pierre Poisson	DM5
M^{me} Nicole Racine et M. Gérard Rousseau	DM17 et DM17.1
M^{me} Joyce Renaud, accompagnée de M. Alain Saint-Yves	DM117
M^{me} Louise Richard	DM48
M^{me} Marie-Ève Richard	DM46
M. Guy Rochefort	DM110
M^{me} Danielle Rochette	DM13
M^{me} Jocelyne Sanschagrin	
M. Marc Saint-Arnaud	Verbal
M. Marc Saint-Cyr, M. François Prévost	DM15
M. Jacques Tétreault	DM107
M^{me} Nathalie Turgeon	DM47

M. Cosmin Vasile		
M^{me} Nayivé Vega et M^{me} Yenny Vega-Cárdenas		DM127
AmiEs de la Terre de Québec	M^{me} Dominique Bernier M^{me} Sandrine Louchart	DM20
Association canadienne des producteurs pétroliers		DM55
Association de Protection des Riverains de Saint-Louis-de-Blandford et ÉVERTGIES QUÉBEC		DM44
Association des biologistes du Québec	M. Yves Bédard	DM68
Association pétrolière et gazière du Québec	M. Michael Binnion	DM51 et DM51.1
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)	M. André Bélisle M. Alain Brunel M^{me} Sophie-Anne Legendre	DM102
Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers (AFSPG)	M. Mario Lévesque	DM16 et DM16.1
Bureau d'assurance du Canada		DM25
Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors		DM101
Canadian Society for Unconventional Resources		DM115
Cégep de Thetford	M. Robert Rousseau M. Pascal Grondin	DM105
Centre québécois du droit de l'environnement (CQDE)	M^{e} Jean Baril M^{e} Alexandre Desjardins	DM63
Chambre de commerce régionale de Chaudière-Appalaches	M. Michel Gosselin M. Pierre Laroche	DM31
Coalition Eau Secours !	M^{me} Martine Châtelain M^{me} Maryse Pelletier M^{me} Monique Rondeau	DM92

Collectif Moratoire Alternatives Vigilance et Intervention (CMAVI)	M. Serge Fortier	DM85 et DM85.1
Collectif scientifique sur la question du gaz de schiste	M. Pierre Batellier M^{me} Johanne Béliveau M^{me} Lucie Sauvé M. Robert Desjardins	DM94 à DM94.2
Comité de Bassin versant de la rivière Salvail	M. Yves de Bellefeuille M. Gérard Montpetit	DM39
Comité de bassin versant Douze et Métairie	M^{me} Micheline Healy M. Gérard Montpetit	DM116 et DM116.1
Comité de citoyens responsables de Bécancour (CCRB)	M. Yves Mailhot M^{me} Nicole Racine M^{me} Danielle Rochette	DM64
Comité des Citoyens et Citoyennes pour la Protection de l'Environnement Maskoutain (CCCPEM)	M. Jacques Tétreault M. Gérard Montpetit	DM83
Comité de vigilance gaz de schiste de Saint-Sulpice	M^{me} Lucie Léger	DM21
Comité de vigilance pour les hydrocarbures de l'Assomption	M^{me} Chantal Jolicoeur	DM72
Comité Non-Schiste La Présentation	M^{me} Line Fredette M^{me} Denise Lamontagne M. Gérard Montpetit	DM36
Comité réplique du Regroupement interrégional sur le gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent (RIGSVL)	M. François Prévost M. Marc Saint-Cyr	DM15
Comité sur les gaz de schiste de Victoriaville	M. Alain Guillon	DM28
Confédération des syndicats nationaux	M. Pierre Patry M. Jan Frans Ricard M^{me} Mireille Pelletier	Verbal
Conférence régionale des élu(e)s de la Chaudière-Appalaches	M. Raymond Cimon M. Patrick Hamelin	DM65

Conseil du patronat du Québec	M. Yves-Thomas Dorval M^me^ Norma Kozhaya M. Paul-Daniel Muller	DM97
Conseil régional de l'environnement Chaudière-Appalaches	M. Guy Lessard M. Cosmin Vasile	DM89
Conseil régional de l'environnement de la Montérégie	M. Bruno Gadat M. Richard Marois M. Benoît Peran	DM98
Conseil Traditionnel Kaienkéha:ka	M. Raymond Stone Iwaasa M^me^ Édith Mora M. Stuart Myiow Sénior M. Stuart Myiow Junior	DM104
Environnement Jeunesse	M. Loïc Blancquaert M^me^ Catherine Gauthier M^me^ Sandra Giasson-Cloutier M. Renaud Gignac M. Jérôme Normand M^me^ Amélie Trottier-Picard	DM18
Équiterre	M. Sidney Ribaux	DM106 et DM106.1
Fédération des chambres de commerce du Québec (FCCQ)	M. Dany Lemieux M. François-William Simard	DM93
Gaz Métro		DM41
Greenpeace	M. Patrick Bonin	DM90
Groupe de mobilisation contre les gaz de schiste de la vallée des Patriotes	M^me^ Marie-Ève Mathieu	DM95
Industries D.E.A. inc.		DM26
Johnston-Vermette	M. François Gélinas M. David Johnston	DM124 à DM124.2
Junex	M. Jean-Sébastien Marcil M. Luc Massé	DM71 et DM71.1

Les directions de santé publique de la Mauricie et Centre-du-Québec, de Chaudière-Appalaches et de la Montérégie	D^re Isabelle Goupil-Sormany D^r Philippe Lessard M^me Karine Martel D^r Alain Poirier	DM96 et DM96.1
Lise Perreault et des Femmes pour la santé des terres nourricières	M^me Lise Perreault	DM80
Manufacturiers de la Mauricie et du Centre-du-Québec		DM32
Mohawk Council Of Kahnawà:ke		DM118
Montréal Raging Grannies	M^me Marguerite Bilodeau M^me Joan Hadrill M^me Ellen Moore	DM12 et DM12.1
Mouvement Non à une Marée Noire dans le Saint-Laurent		DM119
MRC d'Arthabaska		DM35
MRC de Bécancour, Ville de Bécancour et Centre local de développement de la MRC de Bécancour	M. Jean-Guy Dubois M. Mario Lyonnais M. Guy St-Pierre	DM69
MRC de Drummond	M. Félicien Cardin M. Richard E. Langelier	DM22
MRC de Lotbinière		DM84
MRC de Nicolet-Yamaska	M. Jean-François Albert	DM60
MRC de Rouville		DM7
MRC des Maskoutains	M. Claude Corbeil M. Gabriel Michaud M^me Francine Morin	DM10
MRC de Val-Saint-François	M. Claude Mercier	DM54
Municipalité de Notre-Dame-des-Bois	M. Yvan Goyette	DM67
Municipalité de Saint-Antoine-sur-Richelieu	M. Denis Campeau M^me Chantal Denis M. Guy Drudi	DM40 et DM40.1

Municipalité de Saint-Bonaventure et Municipalité de Saint-Edmond-de-Grantham	M^me^ Marie-Andrée Auger M. Félicien Cardin M. Richard E. Langelier M. Gilles Watier	DM23
Municipalité de Saint-Ludger		DM42
Municipalité de Saint-Sulpice	M. Pierre Imbault	DM77 à DM77.8
Ordre des agronomes du Québec	M^me^ Marlène Casciaro M. Raymond Leblanc M. René Mongeau	DM76 et DM76.1
Ordre des géologues du Québec		DM34
Organisme de bassin versant de la Yamaska		DM73
Parti équitable	M^me^ Patricia Domingos	DM66
Parti vert du Québec	M^me^ Catherine Lovatt-Smith M. Alex Tyrrell	DM78
Pekuakamiulnuatsh Takuhikan (Montagnais du Lac-Saint-Jean), le Conseil des Innus Essipit et le Conseil des Innus de Pessamit		DM100 DM100.1
Petroleum Services Association of Canada (PSAC)		DM109
Questerre Energy	M. Michael Binnion M. Peder Paus	DM52
Regroupement citoyen « Mobilisation Gaz de Schiste » de Saint-Marc-sur-Richelieu	M. Pierre Batellier M. Marc Bouisset M^me^ Chantale Gamache	DM62 et DM62.1
Regroupement de citoyens : Nathalie Jacques, Pascale Lemire, Julie Rochefort, Paul-Émile Tourigny, Janie Vachon-Robillard		DM38
Regroupement des organismes de bassins versants du Québec (ROBVQ)	M. Gilles Brochu M. Antoine Verville	DM79 DM79.1
Regroupement interrégional gaz de schiste de la vallée du Saint-Laurent (RIGSVSL)	M. Richard Chartier M. Richard E. Langelier M. Jacques Thériault	DM82

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement	M. Philippe Bourke	DM113 et DM113.1
Stratégies énergétiques	M[e] Dominique Neuman	DM111 et DM111.1
Société d'énergie Talisman inc.		DM126 et DM126.1
Union des producteurs agricoles (UPA)	M[me] Isabelle Bouffard M. Pierre Lemieux	DM33
Ville de Lévis	M. Benoît Chevalier M. Pierre Lainesse	DM103
Ville de Warwick		DM37

Au total, 127 mémoires ont été déposés à la commission d'enquête, dont 84 ont été présentés en séance publique ainsi que 8 opinions verbales. Quant aux mémoires non présentés, la commission a pris des dispositions afin de confirmer le lien entre ces mémoires et leurs auteurs.

La mission en Pennsylvanie

Représentants du BAPE

M. Denis Bergeron, président
M. John Haemmerli, commissaire
M[me] Gisèle Grandbois, commissaire
M[me] Marie Conilh de Beyssac, analyste

Du 8 juillet au 10 juillet 2014 **État de Pennsylvanie, États-Unis**

8 juillet 2014

Visite de terrain, localisation et observation de sites d'exploitation dans le comté de Susquehanna et la communauté de Dimock.

9 juillet 2014

Rencontre avec les représentants de Southwestern Energy Production Company et visite de sites de forages, d'une station de compression et de diverses infrastructures de l'entreprise.

Participants : BAPE	Participants : Southwesten Energy Production Company M. Dave Sweeley, Area Manager M. Jeff Whitehair, Operations Manager Office of Oil and Gas Management Department of Environmental Protection de l'État de Pennsylvanie M. Scott R. Perry, Deputy Secretary M. John Ryder, Director, District OG Operations

10 juillet 2014 **Williamsport, Pennsylvanie**

Rencontre avec les représentants de Pennsylvania Department of Environmental Protection, Oil and Gas Operations. Plusieurs sujets ont été abordés lors de cette rencontre, notamment l'encadrement réglementaire, l'approvisionnement en eau potable, l'acceptabilité sociale et les mesures d'urgence. M. Scott R. Perry est gestionnaire principal de l'Office of Oil and Gas Management et supervise l'organisation d'activités d'information pour le bénéfice des citoyens et des organismes réglementaires.

Participants : BAPE	Participants : Pennsylvania Department of Environmental Protection, Oil and Gas Operations M. Scott R. Perry, Deputy Secretary M. John Ryder, Director District OG Operations

12 septembre 2014

Visioconférence avec un représentant du Pennsylvania Environmental Council. Échanges sur la réglementation applicable et la protection de l'environnement, l'acceptabilité sociale et l'information aux citoyens.

Participants : BAPE	Participant : Pennsylvania Environmental Council M. Davitt Woodwell, président

Annexe 3

La documentation

Les centres de consultation

Bibliothèque de Bécancour
Bécancour

Bibliothèque T.-A. Saint-Germain
Saint-Hyacinthe

Bibliothèque Wilfrid-Laurier (La Source)
Laurier Station

Université du Québec à Montréal
Montréal

Bureau du BAPE
Québec

La documentation déposée dans le contexte du projet à l'étude

Procédure

Cotes ÉES	Cotes BAPE	
	PR3	Documentation relative aux études réalisées en référence à l'acquisition de connaissances dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.
	PR3.1	COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste – Rapport synthèse.
	PR3.2	*Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste : connaissances acquises et principaux constats*.
	PR3.3	**Perspective analytique et outils** La participation publique
M-1	**PR3.3.1**	JEAN-PHILIPPE WAAUB, PROFESSEUR AU DÉPARTEMENT DE GÉOGRAPHIE DE L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL *Mécanismes de participation publique dans les évaluations environnementales stratégiques – Rapport final*, juillet 2012, 91 pages.
	PR3.4	**Techniques de recherche : développement d'un projet type**

M-2 **PR3.4.1** ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL
• Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services

Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec – Document synthèse, août 2012, 61 pages.

M-2 **PR3.4.2** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Tableau synthèse des autorisations, permis et avis à obtenir tout au long d'un projet type d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures de schiste – Précisions apportées au document « Projet type » du CIRAIG, septembre 2012, 5 pages.

PR3.5 **Étude sur le rythme de développement**
Scénarios de développement de l'industrie

P-1 **PR3.5.1** UNIVERSITÉ LAVAL
• Département de géologie

Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec, septembre 2012, 85 pages.

P-1 **PR3.5.2** UNIVERSITÉ LAVAL
• Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles

Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney, mai 2012, 72 pages.

P-1 **PR3.5.3** COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE

L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement, novembre 2012, 36 pages.

PR3.6 **L'évaluation des enjeux environnementaux**
Les enjeux touchant l'eau

E1-1 **PR3.6.1** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude E1-1 – 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 de l'industrie, octobre 2013, 38 pages.

E2-1 **PR3.6.2** INSTITUT NATIONAL DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
• Centre eau, terre, environnement
COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

Synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles) – Rapport de recherche I292, avril 2012, 97 pages.

E2-2 **PR3.6.3** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Centre d'expertise hydrique du Québec
• Direction des politiques de l'eau
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude E2-2 – Détermination des cours d'eau des Basses-Terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale, octobre 2013, 29 pages.

E2-3 **PR3.6.4** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
• Direction des politiques de l'eau

Étude E2-3 – Le classement des aquifères du Québec qui aurait pour objectif d'identifier les aquifères importants, dont l'eau est utilisable pour la consommation humaine et animale pour les protéger, en y interdisant les puits gaziers et toute autre activité pouvant compromettre la ressource à cause de fuites ou de déversements de substances toxiques, janvier 2013, 5 pages.

E2-4 **PR3.6.5** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
• Direction des politiques de l'eau

Étude E2-4 – Faisabilité d'une cartographie des eaux souterraines utilisables en fonction de la profondeur des nappes sur tout le territoire d'intérêt, janvier 2013, 9 pages.

E3-2 **PR3.6.6** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude E3-2a – Détermination des problèmes de déversements et de fuites rencontrés au Québec et dans d'autres juridictions par l'industrie du gaz de schiste au cours des dernières années et documentation sur les causes et les conséquences de ces incidents et les mesures prises pour les corriger, juillet 2013, 13 pages.

E3-2 **PR3.6.6.1** J.-P. LACOURSIÈRE INC.
E3-4

Étude de risques technologiques associés à l'extraction du gaz de schiste – Étude E3-4, décembre 2013, 129 pages.

E3-2 **PR3.6.6.2** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
E3-4
EC2-5 • Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
EC4-3
EC4-7

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, octobre 2013, 198 pages.

E3-5 **PR3.6.7** CENTRE DE RECHERCHE INDUSTRIELLE DU QUÉBEC (partie b)
EC3-6 CENTRE D'EXPERTISE EN ANALYSE ENVIRONNEMENTALE DU QUÉBEC (CEAEQ)
EC3-8 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS (parties a, b, c et d)
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (coordination des études)
• Direction du suivi de l'état de l'environnement (parties a et c)
• Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (parties a et c)
• Direction du secteur agricole et des pesticides (partie d)
• Université de Sherbrooke (partie e)

Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et de leurs 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 – Étude E3-5 (incluant E3-6 et E3-8), décembre 2013, 462 pages.

E3-5 **PR3.6.7.1** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS (parties a, b, c et d)
• Direction du secteur agricole et des pesticides (partie d)

Détermination exhaustive des substances utilisées, ou susceptibles de l'être, pour le forage et la fracturation au Québec, et de leurs 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 – Étude E3-5, janvier 2013, 10 pages.

E3-7 **PR3.6.8** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
S3-2
• Direction des politiques de l'eau

La vulnérabilité des prises d'eau advenant le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec – Études E3-7 et S3-2b, juillet 2013, 21 pages.

E3-9 **PR3.6.9** GROUPE DE RECHERCHE INTERUNIVERSITAIRE EN EAU SOUTERRAINE
• Geotop – UQAM

Concentrations, sources et mécanismes de migration préférentielle des gaz d'origine naturelle (méthane, hélium, radon) dans les eaux souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent – Étude E3-9, août 2013, 104 pages.

E3-10 **PR3.6.10** GROUPE DE RECHERCHE INTERUNIVERSITAIRE EN EAU SOUTERRAINE
• Université Laval – Département de géologie

Étude E3-10 – Modélisation numérique de la migration du méthane dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, décembre 2013, 126 pages.

E3-11 **PR3.6.11** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
• Direction des politiques de l'eau
• Direction des matières résiduelles et des lieux contaminés

Inventaire des normes et des règlements touchant la gestion des matières résiduelles provenant des sites de forage en application au Québec – Étude E3-11, décembre 2012, 4 pages.

E3-12 **PR3.6.12** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Historique et contexte des données disponibles sur les caractéristiques physicochimiques des résidus obtenus lors des activités d'exploration de gaz de schiste au Québec au cours des années 2006 à 2010 – Étude E3-12a, octobre 2013, 12 pages.

E3-12 **PR3.6.13** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction du suivi de l'état de l'environnement (partie eaux usées)

Inventaire des données disponibles sur la caractérisation physicochimique des résidus obtenus lors des activités d'exploration de gaz de schiste au Québec au cours des années 2006 à 2010 – Volet eaux usées – Étude E3-12b, octobre 2013, 19 pages.

E3-12 **PR3.6.14** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des matières résiduelles et des lieux contaminés (partie boues et sols)

Inventaire des données disponibles sur la caractérisation physicochimique des résidus obtenus lors des activités d'exploration de gaz de schiste au Québec au cours des années 2006 à 2010; volet boues – Étude E3-12c, octobre 2013, 6 pages.

E4-1 **PR3.6.15** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des politiques de l'eau

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 (bassins de rétention sur place, ouvrages municipaux d'assainissement, autres types d'usine)
› l'élimination des rejets – Étude E4-1, décembre 2012, 7 pages.

E4-2 **PR3.6.16** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des politiques de l'eau

Revue des technologies de traitement des eaux usées disponibles ainsi que de leur efficacité en regard des substances à risque – Étude E4-2, décembre 2012, 8 pages.

E4-3 **PR3.6.17** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des politiques de l'eau
COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA

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 – Étude E4-3, décembre 2012, 5 pages.

Les enjeux touchant l'air

A1-1 **PR3.6.18** SNC-LAVALIN

Livrable 2 – Détermination des taux d'émission – Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec, décembre 2013, 94 pages.

A1-2 **PR3.6.19** SNC-LAVALIN

Livrable 3 – Étude de dispersion atmosphérique Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec, décembre 2013, 174 pages.

A1-2 **PR3.6. 20** SNC-LAVALIN

Livrable 1 – Préparation des données météorologiques, septembre 2013, 42 pages.

A1-2 **PR3.6.21** SNC-LAVALIN

Livrable 3 – Étude de dispersion atmosphérique – Annexes, décembre 2013, 202 pages.

A1-2 **PR3.6.22** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction du suivi de l'état de l'environnement

Modélisation de la dispersion atmosphérique des contaminants émis par les sources fixes et mobiles d'un projet type dans un milieu représentatif des basses terres du Saint-Laurent et de l'impact de ces contaminants sur la qualité de l'air ambiant – Document complémentaire : Normes et critères de qualité de l'air et protection de la faune – Étude A1-2, avril 2012, 4 pages.

Les enjeux touchant les gaz à effet de serre

GES1-1 **PR3.6.23** ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL
• Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau des changements climatiques

Rapport technique – Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec, novembre 2013, 223 pages.

GES1-2 **PR3.6.24** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau des changements climatiques

Rapport synthèse des résultats du Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits et services (CIRAIG) sur l'impact des émissions de gaz à effet de serre de la filière du gaz de schiste au Québec – Étude GES1-2, décembre 2013, 20 pages.

L'enjeu des risques naturels et technologiques

R1-1 **PR3.6.25** MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC

Rapport MT13-02 – Glissements de terrain – Exploration et exploitation du gaz de schiste, sans date, 87 pages.

R1-2 **PR3.6.26** MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC
EXPERT UNIVERSITAIRE

Rapport MT13-02 – Glissements de terrain – Exploration et exploitation du gaz de schiste, sans date, 87 pages.

R2-1 **PR3.6.27** J.-P. LACOURSIÈRE INC.

Étude de risques technologiques associés à l'extraction du gaz de Schiste – Étude E3-4, décembre 2013, 129 pages.

PR3.7 **L'évaluation des enjeux sociaux**
L'affectation du territoire et la compatibilité des usages

S1-1 **PR3.7.1** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude S1-1 – Gouvernance territoriale et gaz de schiste : enjeux et perspectives pour le Québec – Analyse préliminaire du régime québécois de gouvernance minière et de ses conséquences et comparaison avec les régimes miniers et des hydrocarbures ailleurs dans le monde, septembre 2012, 70 pages.

S1-2 **PR3.7.2** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS
• Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires

Étude S1-2 – La participation de l'instance municipale à la gouvernance de l'industrie du gaz de schiste, août 2013, 109 pages.

S1-3 **PR3.7.3** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
• Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial

La transition des régimes de ressources au prisme de la gouvernance : les secteurs forestier, porcin et éolien – Étude S1-3, novembre 2013, 166 pages.

S1-4 **PR3.7.4** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS
• Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires

Étude S1-4 – Élaboration de trois scénarios de gouvernance territoriale de l'industrie du gaz de schiste, août 2013, 106 pages**.**

Impacts sociaux

S2-1 **PR3.7.5** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude S2-1a – État des lieux des communautés d'accueil – Tableau de bord pour le suivi des incidences du changement, août 2013, 170 pages.

S2-1 **PR3.7.6** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude S2-1b – Identification et caractérisation de milieux récepteurs types pour l'industrie du gaz de schiste au Québec, juin 2013, 19 pages.

S2-2 **PR3.7.7** COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Bilan des demandes pour des forages gaziers traitées par la Commission de protection du territoire agricole du Québec, avril 2012, 12 pages.

S2-2 **PR3.7.8** UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE
• Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale

Étude de cas de la CPTAQ : historique, fonctionnement, résultats, juin 2013, 94 pages.

S2-3 **PR3.7.9** UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE
• Groupe de recherche sur les stratégies et les acteurs de la gouvernance environnementale

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, juin 2013, 143 pages.

S2-4 **PR3.7.10** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À CHICOUTIMI
• Équipe de chercheurs

Rapport synthèse – Inventaire territorial des régions québécoises ayant un potentiel d'exploitation du gaz de schiste, mars 2013, 557 pages.

S2-5 **PR3.7.11** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude S2-5 – Impacts visuels et sur le patrimoine liés au développement de l'industrie du gaz de schiste, août 2013, 38 pages.

S2-6 **PR3.7.12** SYSTÈMES DE CONTRÔLE ACTIF SOFT DB INC.

Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de la production du gaz de schiste en fonction du projet type et de scénarios de développement potentiels, août 2013, 91 pages.

S2-6 **PR3.7.13** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère

Étude S2-6b – Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste : applicabilité d'études nord-américaines au contexte québécois, octobre 2013, 14 pages.

S2-7 **PR3.7.14** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Étude S2-7 – Impacts liés à l'augmentation du bruit, du camionnage et des besoins en logement générés par l'industrie du gaz de schiste, août 2013, 56 pages.

Santé et risques psychosociaux

S3-2 **PR3.7.15** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction des politiques de l'eau (partie b)

La vulnérabilité des prises d'eau advenant le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec – Études E3-7 et S3-2b, juillet 2013, 21 pages.

S3-4 **PR3.7.16** MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE

Exploration et exploitation du gaz de schiste – Outil d'aide à la planification de la sécurité civile à l'intention des municipalités, août 2013, 45 pages.

S3-4 **PR3.7.16.1** MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE

Plan national de sécurité civile, présentation, Direction de la prévention et de la planification, Direction générale de la sécurité civile et de la sécurité incendie, août 2013, 35 pages.

S3-5 **PR3.7.17** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS
• Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires

Étude S3-5 – Les modifications dans les usages du territoire, août 2013, 112 pages.

La gouvernance de l'industrie, de ses retombées et de ses activités

S3-6 **PR3.7.18** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS
• Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires

Étude S3-6 – 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, août 2013, 90 pages.

La gouvernance de l'industrie, de ses retombées et de ses activités

S4-1 **PR3.7.19** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
• Chaire de recherche du Canada en développement régional et territorial

Facteurs pour une analyse intégrée de l'acceptabilité sociale selon une perspective de développement territorial : l'industrie du gaz de schiste au Québec, novembre 2013, 187 pages.

S4-1 **PR3.7.19.1** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI

Facteurs pour une analyse intégrée de l'acceptabilité sociale selon une perspective de développement territorial : l'industrie du gaz de schiste au Québec – Synthèse, novembre 2013, 10 pages.

S4-2 **PR3.7.20** UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS
• Centre de recherche sur la gouvernance des ressources naturelles et des territoires

Étude S4-2 – Information, participation du public et mécanismes de concertation à l'échelle locale, août 2013, 116 pages.

S4-3A **PR3.7.21** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL
• Centre de recherche sur les politiques et le développement social

Analyse comparée des mobilisations autour du développement du gaz de schiste au Québec, en France, aux États-Unis et en Colombie-Britannique – Partie 1, avril 2013, 309 pages.

S4-3A **PR3.7.22** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL
• Centre de recherche sur les politiques et le développement social

L'opinion des Québécois sur les gaz de schiste : une comparaison avec la Pennsylvanie et le Michigan, juin 2013, 49 pages.

S4-3B **PR3.7.23** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL – HAUTES ÉTUDES COMMERCIALES
• Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable

Mandat S 4-3 : Analyse du comportement actuel et passé de l'industrie du gaz de schiste au Québec et à l'étranger, ainsi que des pratiques de responsabilité sociale dans les secteurs pétroliers et miniers, étude de l'applicabilité du cadre de responsabilité sociale proposé par ISO 26000 et d'autres normes internationales et, le cas échéant, analyse de la pertinence de leur application à l'industrie du gaz de schiste au Québec, décembre 2012, 100 pages.

S4-3B **PR3.7.23.1** *I. Tableaux d'analyse – Cette annexe regroupe les tableaux d'analyse de l'industrie minière, pétrolière et gazière et chimique*, sans date, 243 pages.

S4-4 **PR3.7.24** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL – HAUTES ÉTUDES COMMERCIALES
• Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable

Mandat S 4-4 : Étude des mécanismes potentiels (certification, divulgation, éco-conditionnalité) assurant l'adoption des meilleures pratiques par les entreprises exploitantes, pour que la responsabilité sociale de l'industrie soit effective, décembre 2012, 172 pages.

S4-5 **PR3.7.25** COMMISSION DE LA SANTÉ ET DE LA SÉCURITÉ DU TRAVAIL

Documentation de l'encadrement des conditions de travail au sein de l'industrie du gaz de shale, en matière de santé et sécurité du travail, dans les provinces et les États étrangers ; proposition d'un encadrement particulier au Québec (S4-5), avril 2013, 47 pages.

S4-6 **PR3.7.26** MINISTÈRE DE L'ÉDUCATION, DU LOISIR ET DU SPORT
• Direction de la formation professionnelle
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR, DE LA RECHERCHE, DE LA SCIENCE ET DE LA TECHNOLOGIE

Documentation des formations et des métiers pertinents à l'industrie du gaz de schiste et analyse des possibilités de transfert de compétences vers le Québec (Étude S4-6), janvier 2013, 5 pages.

S4-8 **PR3.7.27** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL – HAUTES ÉTUDES COMMERCIALES
• Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable

Impacts sociaux et responsabilité sociale – S4-8 : Détermination des facteurs permettant de maximiser les retombées sociales et économiques et de minimiser les problèmes environnementaux associés au développement de l'industrie du gaz de schiste et développement des mécanismes de mise en œuvre – Document de synthèse, juillet 2013, 34 pages.

S4-8 **PR3.7.27.1** *Étude de cas 1 : Pennsylvanie – Comtés de Bradford, Sullivan et Susquehanna, dans le nord de la Pennsylvanie, aux États-Unis*, juillet 2013, 75 pages.

S4-8 **PR3.7.27.2** *Étude de cas 2 : Texas – Étude des comtés de Denton, Wise et du nord de Tarrant au Texas, États-Unis*, juillet 2013, 46 pages.

S4-8 **PR3.7.27.3** *Étude de cas 3 : Colorado – Comtés de Boulder, Garfield et Weld au Colorado, États-Unis*, juillet 2013, 64 pages.

S4-8 **PR3.7.27.4** *Étude de cas 4 : Colombie-Britannique (Dawson Creek), Canada – La ville de Dawson Creek, district régional de Peace River, Colombie-Britannique, Canada*, juillet 2013, 45 pages.

S4-8 **PR3.7.27.5** *Étude de cas 5 : Fort St. John – Fort St. John et le North Peace District, Colombie-Britannique, Canada*, juillet 2013, 63 pages.

S4-8 **PR3.7.27.6** *Étude de cas 6 : Alberta – Grande-Prairie, Alberta, Canada*, juillet 2013, 51 pages.

PR3.8 **L'évaluation de la pertinence socioéconomique de l'exploitation du gaz de schiste**
Contexte : la place de la filière du gaz de schiste dans les orientations gouvernementales

EC1-1 **PR3.8.1** UNIVERSITÉ LAVAL
• Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles.
Analyse du marché nord-américain du gaz naturel, septembre 2013, 79 pages.

EC1-2 **PR3.8.2** GENIVAR

Analyses en regard du développement éventuel de la filière du gaz de schiste, décembre 2013, 56 pages.

Analyse avantages-coûts

EC2-1 **PR3.8.3** GENIVAR
JEAN-THOMAS BERNARD.
EC2-2
Analyse avantages-coûts de la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec, décembre 2013, 85 pages.
EC2-4

EC2-3 **PR3.8.4** ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL
• Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services

Rapport technique – Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec, novembre 2013, 223 pages.

EC2-5 **PR3.8.5** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES (partie a)
MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA
EC4-3 FAUNE ET DES PARCS (partie b)

EC4-7 *Études EC2-5, EC4-3 et EC4-7 – Détermination des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire*, octobre 2013, 198 pages.

Retombées économiques

EC3-1 **PR3.8.6** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Direction de l'analyse et des instruments économiques
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Études sur les retombées économiques du développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent, octobre 2013, 26 pages.

Gestion de la rente

EC4-1 **PR3.8.7** CLAUDE SAUVÉ, ÉCONOMISTE-CONSEIL
EC4-2
EC4-3 *Partage et utilisation de la rente – Rapport final*, novembre 2012, 70 pages.
EC4-4
EC4-5
EC4-7

EC4-3 **PR3.8.8** MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS
• Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

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, octobre 2013, 198 pages.

EC4-6 **PR3.8.9** UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL – HAUTES ÉTUDES COMMERCIALES
• Groupe de recherche interdisciplinaire en développement durable

EC4-6 : Explorer les mécanismes économiques favorisant la responsabilité sociale et environnementale des entreprises et opérateurs économiques dans l'industrie du gaz de schiste – Rapport final, juin 2013, 72 pages.

PR3.9 La législation encadrant les projets d'exploration et d'exploitation gazière

L1-1 **PR3.9.1** UNIVERSITÉ LAVAL
• Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement

Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – Sommaire, août 2012, 38 pages.

L1-1 **PR3.9.1.1** *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – Alberta*, août 2012, 45 pages.

L1-1 **PR3.9.1.2** *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – Colombie-Britannique*, août 2012, 54 pages.

L1-1 **PR3.9.1.3** *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – France*, août 2012, 25 pages.

L1-1 **PR3.9.1.4** *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – New York*, août 2012, 32 pages.

L1-1 **PR3.9.1.5** *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) – Pennsylvanie*, août 2012, 32 pages.

L2-1 **PR3.9.2** UNIVERSITÉ LAVAL
• Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement

Description de la législation québécoise encadrant les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste (L2-1), décembre 2012, 59 pages.

L3-1 **PR3.9.3** UNIVERSITÉ LAVAL
• Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement

Élaboration de propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec (L3-1), avril 2013, 42 pages.

Autres documents déposés en cours de mandat

L'évaluation des enjeux environnementaux
Les enjeux touchant l'eau

E3-1 **PR3.10** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES
• Groupe de travail du ministère des Ressources naturelles
Direction du bureau des hydrocarbures.
Recueil des normes existantes dans certains États et certaines provinces pour les forages, de la conception à la construction, en passant par la vérification, la fracturation, la complétion-production et la fermeture (E3-1), mars 2014, 164 pages.

E3-3 **PR3.11** UNIVERSITÉ LAVAL
• Département de géologie et de génie géologique
Soumis par M. Ali Nowamooz, M. Félix-Antoine Comeau et M. Jean-Michel Lemieux.
Étude de puits type représentative des puits forés au Québec au cours des 100 dernières années (E3-3), 17 janvier 2014, 61 pages.

EC2-5 **PR3.12** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES
• Groupe de travail du ministère des Ressources naturelles
Direction du bureau des hydrocarbures
Inventaire des technologies et des mesures susceptibles de réduire les risques et les externalités (impacts) associés au développement du gaz de schiste (EC2-5), mars 2014, 12 pages.

ACQUISITION DE CONNAISSANCES À L'INTÉRIEUR DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE

Cette section donne accès à toutes les études réalisées et présentées dans le tableau *Acquisition de connaissances dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste en date du 19 février 2014.*

Correspondance

CR2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Nomination des membres de la commission, 18 février 2014, 3 pages.

CR5 MINISTRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Lettre mandatant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de faire enquête et de tenir une audience publique, 30 janvier 2014, 1 page.

Communication

CM1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Liste des centres de consultation, 2 pages.

CM3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Curriculum vitæ des commissaires*, 2 pages.

CM5 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Communiqués de presse relatifs à l'audience publique*.

CM5.1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Communiqué de presse annonçant la nomination de la commission, 13 mars 2014, 2 pages.

CM5.2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Communiqué de presse annonçant la première partie de l'audience publique, 17 mars 2014, 3 pages.

CM5.3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Communiqué de presse annonçant le calendrier complet de la première partie de l'audience publique, 24 mars 2014, 3 pages.

CM5.4 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Communiqué de presse annonçant la deuxième partie de l'audience publique, 7 mai 2014, 3 pages.

Par les personnes-ressources

DB1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M. Robert Joly (31 mars, en soirée). *Rapport synthèse – Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, 47 pages.

DB2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Présentation de M. Robert Thériault (31 mars 2014, en soirée)*. Caractéristiques géologiques du shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, 31 mars 2014.

DB3 CENTRE INTERUNIVERSITAIRE DE RECHERCHE SUR LE CYCLE DE VIE DES PRODUITS, PROCÉDÉS ET SERVICES (CIRAIG), POLYTECHNIQUE MONTRÉAL. Présentation de M^{me} Gabrielle van Durme (31 mars 2014, en soirée). *Présentation du projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*, 31 mars 2014.

DB4 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Cadre de coordination de site de sinistre au Québec*, février 2008, 29 pages.

DB4.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Cadre de coordination de site de sinistre au Québec – Encart sur la concertation des mandats d'enquête*, février 2008, 29 pages.

DB5 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Politique québécoise de sécurité civile 2014-2024*, 2014, 92 pages.

DB6 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Sommaire – Politique québécoise de sécurité civile 2014-2024 – Vers une société québécoise plus résiliente aux catastrophes*, 20 pages.

DB7 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Gestion des risques en sécurité civile*, 2008, 67 pages.

DB8 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Exploration et exploitation du gaz de schiste – Outil d'aide à la planification de la sécurité civile à l'intention des municipalités*, 45 pages.

DB9 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M. Dick McCollough (1er avril 2014, en après-midi). *Industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du St-Laurent – Scénarios de développement*, avril 2014, 38 pages.

DB10 MINISTÈRE DES TRANSPORTS. Présentation de Mme Janelle Potvin (1er avril 2014, en après-midi). *Exploration et exploitation du gaz de schiste – Glissements de terrain*, avril 2014.

DB11 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE, DIRECTION GÉNÉRALE DE LA SÉCURITÉ CIVILE ET DE LA SÉCURITÉ INCENDIE. Présentation de Francine Belleau du 1er avril 2014, en après-midi. *Processus de gestion des risques – Exploration et exploitation du gaz de schiste*, 1er avril 2014.

DB12 RESSOURCES NATURELLES CANADA. COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA – BUREAU DE QUÉBEC. Présentation de Mme Christine Rivard, chercheure en géosciences, et de M. Denis Lavoie, chercheur en géosciences (1er avril 2014, en soirée). *Synthèse géologique et hydrogéologique de la Plate-Forme du Saint-Laurent – Présentation et mise à jour de l'étude E2-1 et du Dossier Public 7338*, 1er avril 2014.

DB13 UNIVERSITÉ LAVAL. Présentation de M. Jean-Michel Lemieux (1er avril 2014, en soirée). *Étude E3-10 – Modélisation numérique de la migration du méthane dans les basses-terres du Saint-Laurent*, 1er avril 2014.

DB14 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL, GEOTOP, UNIVERSITÉ DE CONCORDIA, INRS. Présentation de M. Yves Gélinas et de M. Daniele Pinti (1er avril 2014, en soirée). *Concentration et sources de méthane naturel dans les eaux souterraines des basses-terres du Saint-Laurent*, 1er avril 2014.

DB15 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M. Georges Gangbazo (2 avril 2014, en après-midi). *Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et suggestion de quelques bonnes pratiques envisageables*.

DB16 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M. Georges Gangbazo (2 avril 2014, en après-midi). *Détermination des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie.*

DB17 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMNT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Première présentation de M. Martin Turgeon (2 avril 2014, en soirée). *Scénarios de gestion des eaux de reflux – Étude E4-1/Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, 2 avril 2014.

DB18 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Deuxième présentation de Martin Turgeon (2 avril 2014, en soirée). *Revue des technologies de traitement des eaux usées ainsi que leur efficacité – Étude E4-2/Évaluation environnementale stratégique sur le Gaz de schiste*, 2 avril 2014.

DB19 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M^{me} Sylvie Cloutier et de M^{me} Isabelle Guay (2 avril 2014, en soirée). *Enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent – Caractéristiques des eaux usées gazières produites au Québec entre 2006 et 2010 – Études E3-12 A et E3-12 B – Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, 2 avril 2014.

DB20 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M^{me} Suzanne Burelle (2 avril 2014, en soirée). *Gestion des matières résiduelles – Sites de forage*, 2 avril 2014.

DB21 SNC-LAVALIN. Présentation de M. Jean-Luc Allard, vice-président, et de M. Éric Delisle, chargé de projet, Environnement et eau (3 avril 2014, en après-midi). *Détermination des taux d'émission et modélisation de la dispersion atmosphérique pour évaluer l'impact sur la qualité de l'air des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec*, 3 avril 2014.

DB22 SOFT DB. Présentation de M. Michel Pearson (3 avril 2014, en après-midi). Sommaire du rapport commandé par le MDDEFP – Évaluation environnementale stratégique – Évaluation de l'impact sonore associé aux activités d'exploration et d'exploitation de la production du gaz de schiste – Scénarios de développement potentiels, 3 avril 2014, 30 pages et annexe.

DB23 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M^{me} Maryse Chapdelaine et de M. Mathieu Leclerc-Pelletier (3 avril 2014, en après-midi). *Impacts visuels et sur le patrimoine liés au développement de l'industrie du gaz de schiste*, 3 avril 2014, 42 pages.

DB24 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique – Mise à jour*, septembre 2013, 73 pages.

DB24.1 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique – Mise à jour, septembre 2013, 73 pages.

DB25 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. Présentation de M^me^ Geneviève Brisson (3 avril 2014, en soirée). *Les impacts sociaux associés au gaz de schiste et leurs facteurs de risque*, 3 avril 2014, 28 pages.

DB26 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. Présentation du D^r^ Gaétan Carrier (3 avril 2014, en soirée). *Considérations de santé publique en lien avec les activités du gaz de schiste : contamination de l'eau, de l'air et risques technologiques*, 3 avril 2014, 28 pages.

DB27 COMMISSION DE LA SANTÉ ET DE LA SÉCURITÉ DU TRAVAIL. Réponse à une question posée à la CSST lors de la séance du 3 avril 2014 portant sur le taux de cotisation des entreprises qui font de l'exploration et de l'exploitation de gisement gazier, 4 avril 2014, 2 pages.

DB28 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Note d'instructions – n^o^ 01-15 portant sur les exigences du ministère de l'Environnement concernant les plans d'urgence et les analyses de risques dans le secteur industriel pour les projets non assujettis aux évaluations environnementales, note d'instructions émise le 6 décembre 2001, en vigueur le 6 décembre 2001, 2 pages.

DB29 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Complément d'information portant sur le passif environnemental, 1^er^ avril 2014, 1 page.

DB30 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Correspondance du ministère adressée au BAPE portant sur les anciennes lagunes de Mercier ainsi que sur une explication relative à la question des coûts. Également une explication sur le suivi éventuel pour les cas de Shannon et de Roxton Pound. Information complémentaire à la suite de la discussion en audience sur la « durabilité » du ciment qui fait état de l'article de M. B. Dusseault, 3 avril 2014, 1 page.

DB30.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Sites des anciennes lagunes de Mercier – Document d'information*, décembre 2007, 27 pages.

DB30.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. État de la situation au site des Équipements de puissance Reliance à Pointe-Claire, 11 avril 2014, 2 pages.

DB30.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Correspondance accompagnant la note sur le cas de contamination à Roxton Pond ainsi qu'un suivi sur les cas de contamination à Pointe-Claire, Pointe-Noire et pour Lac-Mégantic, 10 avril 2014, 3 pages.

DB30.3.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Note relative à la contamination de l'eau souterraine à Roxton Pond – ancienne usine The Stanley Works, 7 avril 2014, 2 pages.

DB30.3.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. État de la situation au site des Équipements de puissance Reliance à Pointe-Claire, 11 avril 2014, 2 pages.

DB30.4 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Correspondance accompagnant la note sur le cas de contamination de Pointe-Noire, 10 avril 2014, 3 pages.

DB30.4.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Note relative à la contamination de Pointe-Noire (déversement d'hydrocarbures dans la baie de Sept-Îles), 7 avril 2014, 2 pages.

DB30.5 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Correspondance accompagnant la documentation de la réhabilitation environnementale à la suite de l'accident au Lac-Mégantic, 14 avril 2014, 1 page

DB30.5.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Lac-Mégantic – En route vers la réhabilitation de l'environnement*, 28 janvier 2014, 48 pages.

DB30.5.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Lac-Mégantic – En route vers la réhabilitation de l'environnement*, 28 janvier 2014, 2 pages.

DB30.5.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Rivière Chaudière – En route vers la réhabilitation de l'environnement*, 28 janvier 2014, 2 pages.

DB31 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Réponse partielle relative au *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau* – Article 5 de ce règlement adopté le 1er décembre 2010, 3 avril 2014, 1 page.

DB32 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Réponse à la question sur une possible révision du taux de redevance sur l'eau, 3 avril 2014, 1 page.

DB33 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Réglementations portant sur les distances séparatrices d'un puits foré pour la recherche de pétrole et de gaz naturel*, 3 pages.

DB34 RESSOURCES NATURELLES CANADA. Référence d'un article scientifique sur une étude réalisée en Pennsylvanie sur l'origine du méthane dans l'eau souterraine, 4 avril 2014, 1 page.

DB35 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Réponses aux questions posées par la commission à M. Georges Gangbazo à la suite de la présentation des études E1-1 et E2-2, 4 avril 2014, 1 page.

DB35.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Tableau 2. Nombre de puits dans les bassins versants en fonction de la superficie*, 1 page.

DB35.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Tableau x – Volume d'eau moyen à l'exutoire des bassins versants pouvant être concernés par un éventuel développement de l'industrie du gaz de schiste*, 1 page.

DB35.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Avis – Direction des politiques de l'eau – SCW-870802* qui a été produit pour la réalisation de l'étude *Identification des cours d'eau des basses-terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie*, le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCÉS) a sollicité la collaboration de la Direction des politiques de l'eau (DPE) qui a produit le présent avis, 3 pages.

DB36 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Réponse à la question posée à M. Alain Roseberry lors de la séance du 2 avril en soirée concernant l'endroit où ont été épandues les boues des étangs d'épuration municipaux de Trois-Rivières dans lesquelles avaient été déversées des eaux usées gazières en janvier 2011, 4 avril 2014, 1 page.

DB37 JEAN-PAUL LACOURSIÈRE INC. Présentation de M. Jean-Paul Lacoursière (8 avril 2014, en après-midi). *Étude de risques technologiques – gaz de schiste*, 8 avril 2014, 43 pages.

DB37.1 JEAN-PAUL LACOURSIÈRE. Dépôt de la vidéo *Henkel-Wolfe 2*, en support à l'actuelle présentation.

DB37.2 JEAN-PAUL LACOURSIÈRE. Dépôt de la vidéo *Henkel-Wolfe 2*, en support à l'actuelle présentation.

DB38 COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC. Présentation de M[e] Michel Blais (du 8 avril 2014, en soirée) portant sur la gouvernance et le cadre réglementaire, 8 avril 2014.

DB39 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Présentation de M. Pascal Perron (8 avril 2014, en soirée). *L'exploration et l'exploitation pétrolière et gazière au Québec – Gouvernance et cadre réglementaire – Responsabilités du ministère des Ressources naturelles*, 8 avril 2014, 24 pages.

DB40 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M. Mathieu Marchand (8 avril 2014, en soirée). *Gouvernance et cadre réglementaire – Responsabilités du MDDEFP*, 8 avril 2014.

DB41 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Présentation de M. Jean-Philippe Côté (8 avril 2014, en soirée). *Responsabilités des instances régionales et municipales en aménagement du territoire*, 8 avril 2014.

DB42 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI, CHAIRE DE RECHERCHE DU CANADA EN DÉVELOPPEMENT RÉGIONAL ET TERRITORIAL. Présentation de M. Yann Fournis (4 avril 2014, en après-midi). *L'acceptabilité sociale comme processus d'évaluation politique des grands projets : le cas du gaz de schiste*.

DB43 RESSOURCES NATURELLES CANADA. COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA. *Dossier public 7338 – Synthèse géologique et hydrogéologique et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), basses-terres du Saint-Laurent*, Québec.

DB44 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Portrait territorial – Localisation de la faille Yamaska dans le secteur de Bécancour*, 2[e] trimestre 2014, 1 carte.

DB45 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Roxton Pond – Contamination de l'eau souterraine – ancienne usine The Stanley Works, 7 avril 2014, 2 pages.

DB46 HEC MONTRÉAL. Présentation de M. Emmanuel Raufflet (9 avril 2014 en après-midi). *Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste : mandats S4-3 et S4-4*, 18 pages.

DB47 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. *Entente-cadre entre Ultramar et l'Union des producteurs agricoles en vue de la construction du Pipeline Saint-Laurent – Mise à jour* - février 2011, 32 pages et annexes.

DB48 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE. *Aperçu des effets du bruit – Complément d'information*, 7 avril 2014, 42 pages.

DB49 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE ET MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX. *Complément d'information sur le bruit environnemental et la santé publique*, 7 avril 2014.

DB50 MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC. *Documents sur l'atténuation et la prévention du bruit routier – Audiences sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste*.

DB51 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Adresse du site Internet de l'American Petroleum Institute consulté par le MRN afin de répondre à la question au sujet des normes relatives au traitement des demandes de permis, 10 avril 2014, 1 page.

DB52 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Hyperlien permettant d'avoir accès à l'information complémentaire sur la nouvelle norme en préparation à la CSA mentionnée lors de la présentation de M. Jean-Paul Lacoursière le 8 avril 2014, en après-midi, 10 avril 2014, 1 page.

DB53 CENTRE INTERUNIVERSITAIRE DE RECHERCHE SUR LE CYCLE DE VIE DES PRODUITS, PROCÉDÉS ET SERVICES (CIRAIG). Présentation de M^{me} Geneviève Martineau et de M. Pierre-Olivier Roy (10 avril 2014, en après-midi). *Rapport technique – Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec*, novembre 2013, 35 pages

DB54 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M^{me} Annie Roy (10 avril 2014, en après-midi) du Bureau des changements climatiques, 10 avril 2014.

DB55 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Présentation de M^{me} Diane Gagnon (10 avril 2014, en soirée). *Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE)*, 10 avril 2014.

DB56 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS – DIRECTION DES POLITIQUES DE LA QUALITÉ DE

L'ATMOSPHÈRE. *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et leur évolution depuis 1990*, février 2013, 20 pages.

DB57 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS. *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques*, 2012, 66 pages.

DB58 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Informations déposées à la suite de la question d'un participant (4 avril 2014, en après-midi) concernant les comités de vigilance et les comités de suivi des projets de mine (dont Osisko), des projets de LET et des projets de parcs éoliens, 9 avril 2014, 5 pages.

DB59 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Rapports d'inspection de puits*.

DB60 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI. Réponses de M^{me} Marie-Josée Fortin et de M. Yann Fournis aux questions de la commission de la séance du 4 avril 2014.

DB61 COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC. Réponse à une question posée par la commission lors de l'audience du 8 avril 2014, 11 avril 2014, 3 pages.

DB62 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Présentation de M. Jean-Pierre Forgues (15 avril 2014, en soirée). *La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, 15 avril 2014, 41 pages.

DB63 UNIVERSITÉ LAVAL. Présentation de M. Patrick Gonzalez (15 avril 2014, en soirée). *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*.

DB64 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. Réponses du Bureau des changements climatiques aux questions reçues lors de la séance du 10 avril dernier, 15 avril 2014.

DB65 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Réponse à la question posée lors de la séance du 8 avril 2014, 16 avril 2014, 2 pages.

DB66 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES, DES RÉGIONS ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Réponse à une question posée lors de la séance du 9 avril 2014, 16 avril 2014, 3 pages.

DB67 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. Réponses aux questions posées lors de la séance du 1er avril 2014, 16 avril 2014, 2 pages.

DB67.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. *Zones potentiellement exposées aux glissements de terrain – Travaux de cartographie en cours – 2014-2015*, 8 avril 2014, 1 page.

DB68 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX. Complément d'information demandé par la commission lors de la séance du 17 avril concernant les risques à la santé des produits utilisés lors de la fracturation incluant la présence de perturbateurs endocriniens ainsi que les impacts cumulatifs des épandages et boues sur les terres agricoles (contamination des sols et impacts sur la santé associés), 28 avril 2014, 5 pages.

DB69 ROBERT JOLY. Réponse à la question posée lors de la séance du 9 avril 2014 portant sur la considération des énergies alternatives dans le rapport du Comité de l'ÉES sur le gaz de schiste, 15 avril 2014, 3 pages.

DB70 UNIVERSITÉ LAVAL. Présentation de M^{me} Paule Halley (16 avril 2014, en après-midi). *Législation québécoise (L2-1) et propositions d'encadrement législatif et de gouvernance en matière d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec (L3-1)*, 16 avril 2014.

DB71 UNIVERSITÉ D'OTTAWA. Présentation de M. Jean-Thomas Bernard (16 avril 2014, en après-midi). *Gaz de schiste – Analyse avantages-coûts – Présentation du rapport préliminaire*, 17 octobre 2013, 24 pages.

DB72 CLAUDE SAUVÉ. Présentation de M. Claude Sauvé (16 avril 2014 en soirée). *Enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec – Pertinence économique – Externalités et rente*, 16 avril 2014.

DB73 CLAUDE SAUVÉ. Complément à la présentation du 16 avril 2014 en soirée. *Partage et utilisation de la rente*, 15 avril 2014.

DB74 COMMISSION DE LA SANTÉ ET DE LA SÉCURITÉ DU TRAVAIL. Réponse à une question posée le 4 avril 2014 au sujet de la protection des travailleurs qui nettoient des vêtements portés par les travailleurs de l'industrie du gaz de schiste, 7 avril 2014, 2 pages.

DB75 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Courriel accompagnant les réponses posées par la commission à l'équipe des changements climatiques lors de l'audience du 10 avril dernier, 30 avril 2014, 1 page.

DB75.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Liste des personnes ayant travaillé sur les protocoles de déclaration des émissions de gaz à effet de serre contenus dans le *Règlement concernant la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCECA), 2 pages.

DB75.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Déclaration des émissions de GES associées à l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz naturel,* 15 avril 2014, 2 pages.

DB75.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Combustion au moyen d'équipements fixes*.

DB75.4 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS. *Exploration et exploitation de pétrole et de gaz naturel ainsi que traitement du gaz naturel*.

DB76 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS. Présentation de M. Mario Gauthier. *Gouvernance et impacts dans les communautés d'accueil – Gouvernance territoriale,* 17 avril 2014, 27 pages.

DB77 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS. Présentation de M. Mario Gauthier. *Gouvernance et impacts dans les communautés d'accueil – Cohabitation des usages et impacts sur la communauté agricole,* 17 avril 2014, 26 pages.

DB78 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. *Relation entre l'agriculture et la qualité de vie des communautés rurales et périurbaines*, septembre 2010, 83 pages.

DB79 INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. *Guide de soutien destiné au réseau de la santé : l'évaluation des impacts sociaux en environnement*, octobre 2013, 64 pages.

DB80 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. *Politique de souveraineté alimentaire*, 2013, 48 pages.

DB81 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à une question posée en audience concernant les captages d'eau servant à la production d'eau embouteillée située à proximité des puits de gaz de schiste, 30 avril 2014, 2 pages.

DB82 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. *La multifonctionnalité de l'agriculture*, 4 pages et annexe.

DB83 HEC MONTRÉAL. Réponses de M. Emmanuel Raufflet aux questions posées le 9 avril 2013 en après-midi, 1 page et annexe.

DB84 UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN OUTAOUAIS. Réponse de M. Mario Gauthier à la question de la commission lors de la séance du 17 avril 2014 en après-midi, 11 pages.

DB85 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à une question de la commission lors de la séance du 5 avril 2014 concernant la contamination du gibier, 23 mai 2014, 3 pages.

DB86 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à une question de la commission lors de la séance du 17 avril 2014 concernant la qualité du lait, 23 mai 2014, 3 pages.

DB87 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à une question de la commission concernant les implications de l'exploitation du gaz de schiste sur l'agriculture biologique, 23 mai 2014, 3 pages.

DB88 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à une question de la commission concernant la position du MAPAQ sur l'exploitation du gaz de schiste, 22 août 2014.

Par les participants

DC1 ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES FOURNISSEURS DE SERVICES PÉTROLIERS ET GAZIERS. Rectificatif apporté par M. Mario Lévesque lors de la séance du 1er avril 2014 portant sur l'étude P-1C, 2 avril 2014, 2 pages.

DC2 Questions reçues par courriel au moment de la première partie de l'audience publique, du 31 mars à 19 heures au 24 avril 2014 à 16 heures, 8 pages.

DC3 SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE TALISMAN INC. Rectificatif apporté par M. Vincent Perron lors de la séance du 9 avril 2014 en après-midi portant sur des propos tenus à son égard par Mme Mylène Bolduc, 17 avril 2014, 1 page.

DC4 QUESTERRE ENERGY. Complément d'information, 11 juin 2014, 9 pages.

DC5 Pierre BATELLIER. Complément d'information, 17 juillet 2014.

DC6 ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES FOURNISSEURS DE SERVICES PÉTROLIERS ET GAZIERS. Complément d'information relative à une nouvelle technologie directement applicable au développement des hydrocarbures, 25 juillet 2014.

DC6.1 CARON TECHNOLOGIE INTERNATIONAL. *Pré-cimentation par circulation inversée – La clé de la protection des aquifères.*

Par la commission

DD1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Réponse à une question d'un participant posée le 16 avril 2014 en après-midi concernant le coût des audiences du BAPE pour le projet portant sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent, 29 avril 2014, 1 page.

DD2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Lien Internet du document intitulé : *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*, réalisé par le Conseil des académies canadiennes, 21 juillet 2014, 1 page.

Les demandes d'information de la commission

DQ1 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question nº 1 au ministère des Ressources naturelles, 14 avril 2014, 2 pages.

DQ1.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse à la question du document DQ1, 25 avril 2014, 2 pages.

DQ1.1.1 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Inventaire des technologies et des mesures susceptibles de réduire les risques et les externalités (impacts) associés au développement de la filière du gaz de schiste.* (Voir le document portant la cote PR3.12.)

DQ1.1.2 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Complément d'information fourni à la suite d'une question de la commission relativement à la portée de certains forages horizontaux, 15 avril 2014, 1 page.

DQ1.1.3 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Démarche de suivi et inspections du MRN pour les puits inactifs*, 2 pages.

DQ1.1.4 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Programme de fermeture sécuritaire de puits*, 2 pages.

DQ1.1.5 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse à cette question de la commission posée lors de la séance du 17 avril en après-midi : *À l'instar de l'Alberta, est-ce que les pipelines au Québec servant à raccrocher les puits au réseau demeureraient enfouis à la fin de la production ?*, 1 page.

DQ2 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question nº 1 à Ressources naturelles Canada, 14 avril 2014, 1 page.

DQ2.1 RESSOURCES NATURELLES CANADA. Réponse à la question du document DQ2, 16 avril 2014, 4 pages.

DQ3 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question nº 1 au ministère de la Sécurité publique, 6 mai 2014, 2 pages.

DQ3.1 MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE. Réponse à la question du document DQ3, 8 mai 2014, 3 pages.

DQ4 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nºs 1 et 2 au ministère de la Santé et des Services sociaux, 7 mai 2014, 2 pages.

DQ4.1 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX ET INSTITUT NATIONAL DE SANTÉ PUBLIQUE DU QUÉBEC. Réponse aux questions du document DQ4, 7 pages.

DQ5 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 à 8 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 7 mai 2014, 3 pages.

DQ5.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ5, 8 mai 2014.

DQ6 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 au ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire, 7 mai 2014, 1 page.

DQ6.1 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Réponse à la question du document DQ6, 9 mai 2014, 3 pages.

DQ7 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 au ministère des Finances et de l'Économie, 7 mai 2014, 2 pages.

DQ7.1 MINISTÈRE DES FINANCES. Réponse à la question du document DQ7, 9 mai 2014, 2 pages.

DQ8 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 à Mme Geneviève Martineau du CIRAIG, 13 mai 2014, 2 pages.

DQ8.1 CIRAIG. Réponse à la question du document DQ8, 14 mai 2014, 1 page.

DQ9 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 et 2 à MM. Jean-Luc Allard et Éric Delisle de SNC-Lavalin, 13 mai 2014, 2 pages.

DQ9.1 SNC LAVALIN INC. Réponses de MM. Jean-Luc Allard et Éric Delisle aux questions du document DQ9, 23 mai 2014, 3 pages.

DQ10 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 à M. Patrick Gonzalez de l'Université Laval, 13 mai 2014, 1 page.

DQ10.1 UNIVERSITÉ LAVAL. Réponse de M. Patrick Gonzalez à la question du document DQ10, 15 mai 2014.

DQ11 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 à 3 à M. Jean-Paul Lacoursière de J.P. Lacoursière inc., 13 mai 2014, 2 pages.

DQ11.1 J.P. LACOURSIÈRE INC. Réponses de M. Jean-Paul Lacoursière aux questions du document DQ11, 6 juin 2014, 20 pages.

DQ12 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 et 2 à M. Jean-Thomas Bernard de l'Université d'Ottawa, 13 mai 2014, 2 pages.

DQ12.1 UNIVERSITÉ D'OTTAWA. Réponses de M. Jean-Thomas Bernard aux questions du document DQ12, 23 mai 2014.

DQ13 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 à Mme Jocelyne Dagenais de l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA), 13 mai 2014, 2 pages.

DQ13.1 INSTITUT DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT EN AGROENVIRONNEMENT. Réponse à la question du document DQ13, 21 mai 2014, 2 pages.

DQ14 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 9 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 13 mai 2014, 1 page.

DQ14.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la question DQ14.

DQ15 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 et 2 à Environnement Canada, 27 mai 2014, 2 pages.

DQ15.1 ENVIRONNEMENT CANADA. Réponses aux questions du document DQ15, 5 juin 2014, 3 pages et annexe.

DQ16 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 10 à 25 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 27 mai 2014, 6 pages.

DQ16.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ16, 4 juin 2014, 21 pages.

DQ16.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *Déclaration des prélèvements d'eau pour l'année 2002, piscicultures et étangs de pêche commerciaux*, 7 novembre 2013.

DQ16.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Déclaration annuelle générale agricole 2013. Comparatifs livrables 2013-2014. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.3.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Annexe – Régions. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.3.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Annexe – Source. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.3.3 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Annexe – Bassins. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.4 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Déclaration annuelle générale agricole 2012. Annexe – Régions. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.4.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Annexe – Source. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ16.4.2 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Annexe – Bassins. (Une seule copie papier est disponible au secrétariat de la commission).

DQ17 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions n^{os} 1 à 6 au ministère des Transports, 27 mai 2014, 3 pages.

DQ17.1 MINISTÈRE DES TRANSPORTS. Réponses aux questions n^{os} 4 et 6 du document DQ17, 2 pages.

DQ17.2 MINISTÈRE DES TRANSPORTS. Réponses aux questions n^{os} 1, 2, 3 et 5 du document DQ17, 3 pages.

DQ18 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions n^{os} 2 et 3 au ministère des Affaires municipales et de l'Occupation du territoire, 9 juin 2014, 2 pages.

DQ18.1 MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE. Réponses aux questions du document DQ18, 11 juin 2014.

DQ19 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question n^{o} 1 au ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec, 9 juin 2014, 2 pages.

DQ19.1 MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC. Réponse à la question du document DQ19, 13 juin 2014, 2 pages.

DQ20 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 et 2 à la Commission de protection du territoire agricole du Québec, 9 juin 2014, 2 pages.

DQ20.1 COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE DU QUÉBEC. Réponses aux questions du document DQ20, 16 juin 2014, 3 pages.

DQ21 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 3 au ministère de la Santé et des Services sociaux, 9 juin 2014, 1 page.

DQ21.1 MINISTÈRE DE LA SANTÉ ET DES SERVICES SOCIAUX. Réponse à la question du document DQ21, 11 juin 2014, 2 pages.

DQ22 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 au ministère de la Culture et des Communications, 9 juin 2014, 2 pages.

DQ22.1 MINISTÈRE DE LA CULTURE ET DES COMMUNICATIONS. Réponse à la question du document DQ22, 10 juin 2014, 2 pages.

DQ23 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 2 à 5 au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 16 juin 2014, 2 pages.

DQ23.1 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponses aux questions du document DQ23, 30 juin 2014.

DQ24 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no3 à MM. Jean-Luc Allard et Éric Delisle de SNC-Lavalin, 16 juin 2014, 1 page.

DQ24.1 SNC LAVALIN INC. Réponses de MM. Jean-Luc Allard et Éric Delisle à la question du document DQ24, 18 juin 2014.

DQ25 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 26 à 29 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 17 juin 2014, 3 pages.

DQ25.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ25, 20 juin 2014.

DQ26 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 6 à 8 au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 2 juillet 2014, 2 pages.

DQ26.1 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponses aux questions du document DQ26, 8 juillet 2014.

DQ27 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 1 à 3 au Bureau d'assurance du Canada, 3 juillet 2014, 2 pages

DQ27.1 BUREAU D'ASSURANCE DU CANADA. Réponse aux questions du document DQ27, 11 juillet 2014, 3 pages.

DQ28 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 2 au ministère des Finances, 3 juillet 2014, 1 page.

DQ28.1 MINISTÈRE DES FINANCES. Réponse au document du DQ28, 8 juillet 2014, 2 pages et annexe.

DQ29 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 1 à Gaz Métro, 7 juillet 2014, 2 pages.

DQ29.1 GAZ MÉTRO. Réponse à la question du document DQ29, 11 juillet 2014, 2 pages.

DQ30 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 3 à 7 à M. Jean-Thomas Bernard de l'Université d'Ottawa, 23 juillet 2014, 2 pages.

DQ30.1 UNIVERSITÉ D'OTTAWA. Réponses de M. Jean-Thomas Bernard aux questions du document DQ30, 1 page.

DQ30.2 UNIVERSITÉ D'OTTAWA. Complément d'information à la réponse no 5 du document DQ30.1, 6 août 2014.

DQ31 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 9 au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 29 juillet 2014, 1 page.

DQ31.1 MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse à la question du document DQ31, 6 août 2014.

DQ32 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nos 30 à 33 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 6 août 2014, 3 pages.

DQ32.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ32, 13 août 2014

DQ33 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question no 34 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 7 août 2014, 1 page.

DQ33.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la question du document DQ33, 12 août 2014.

DQ34 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Question nº 35 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 15 août 2014, 1 page**.**

DQ34.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponse à la question du document DQ34, 19 août 2014.

DQ35 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions complémentaires au ministère des Finances, 21 août 2014, 1 page.

DQ35.1 MINISTÈRE DES FINANCES. Réponses aux questions du document DQ35, 12 septembre 2014, 2 pages.

DQ36 BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. Questions nº 36 et 37 au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, 11 septembre 2014, 2 pages**.**

DQ36.1 MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. Réponses aux questions du document DQ36, 16 septembre 2014.

Les transcriptions

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT. *Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent.*

DT1 Séance tenue le 31 mars 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 120 pages.

DT2 Séance tenue le 1er avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 109 pages.

DT3 Séance tenue le 1er avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 113 pages.

DT4 Séance tenue le 2 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 114 pages.

DT5 Séance tenue le 2 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 122 pages.

DT6 Séance tenue le 3 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 127 pages.

DT7 Séance tenue le 3 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 120 pages.

DT8 Séance tenue le 4 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 102 pages.

DT9 Séance tenue le 8 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 113 pages.

DT10 Séance tenue le 8 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 146 pages.

DT11 Séance tenue le 9 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 97 pages.

DT12 Séance tenue le 10 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 121 pages.

DT12.1 ERRATUM. Séance du 10 avril 2014, page 21, ligne 828.

DT13 Séance tenue le 10 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 108 pages.

DT14 Séance tenue le 15 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 112 pages.

DT15 Séance tenue le 16 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 130 pages.

DT16 Séance tenue le 16 avril 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 131 pages.

DT17 Séance tenue le 17 avril 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 148 pages.

DT18 Séance tenue le 2 juin 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 57 pages.

DT19 Séance tenue le 3 juin 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 92 pages.

DT20 Séance tenue le 3 juin 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 74 pages.

DT21 Séance tenue le 4 juin 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 83 pages.

DT22 Séance tenue le 4 juin 2014 en soirée à Saint-Hyacinthe, 51 pages.

DT23 Séance tenue le 5 juin 2014 en après-midi à Saint-Hyacinthe, 103 pages.

DT24 Séance tenue le 10 juin 2014 en soirée à Bécancour, 75 pages.

DT25 Séance tenue le 11 juin 2014 en après-midi à Bécancour, 81 pages.

DT26 Séance tenue le 11 juin 2014 en soirée à Bécancour, 111 pages.

DT27 Séance tenue le 17 juin 2014 en soirée à Saint-Agapit, 96 pages.

DT28 Séance tenue le 18 juin 2014 en après-midi à Saint-Agapit, 107 pages.

Annexe 4

Les seize principes du développement durable et leur définition

Les principes

Santé et qualité de vie : Les personnes, la protection de leur santé et l'amélioration de leur qualité de vie sont au centre des préoccupations relatives au développement durable. Les personnes ont droit à une vie saine et productive, en harmonie avec la nature ;

Équité et solidarité sociales : Les actions de développement doivent être entreprises dans un souci d'équité intra et intergénérationnelle ainsi que d'éthique et de solidarité sociales ;

Protection de l'environnement : Pour parvenir à un développement durable, la protection de l'environnement doit faire partie intégrante du processus de développement ;

Efficacité économique : L'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement ;

Participation et engagement : La participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique ;

Accès au savoir : Les mesures favorisant l'éducation, l'accès à l'information et la recherche doivent être encouragées de manière à stimuler l'innovation ainsi qu'à améliorer la sensibilisation et la participation effective du public à la mise en œuvre du développement durable ;

Subsidiarité : Les pouvoirs et les responsabilités doivent être délégués au niveau approprié d'autorité. Une répartition adéquate des lieux de décision doit être recherchée, en ayant le souci de les rapprocher le plus possible des citoyens et des communautés concernés ;

Partenariat et coopération intergouvernementale : Les gouvernements doivent collaborer afin de rendre durable le développement sur les plans environnemental, social et économique. Les actions entreprises sur un territoire doivent prendre en considération leurs impacts à l'extérieur de celui-ci ;

Prévention : En présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source ;

Précaution : Lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement ;

Protection du patrimoine culturel : Le patrimoine culturel, constitué de biens, de lieux, de paysages, de traditions et de savoirs, reflète l'identité d'une société. Il transmet les valeurs de celle-ci de génération en génération et sa conservation favorise le caractère durable du développement. Il importe d'assurer son identification, sa protection et sa mise en valeur, en tenant compte des composantes de rareté et de fragilité qui le caractérisent ;

Préservation de la biodiversité : La diversité biologique rend des services inestimables et doit être conservée pour le bénéfice des générations actuelles et futures. Le maintien des espèces, des écosystèmes et des processus naturels qui entretiennent la vie est essentiel pour assurer la qualité de vie des citoyens ;

Respect de la capacité de support des écosystèmes : Les activités humaines doivent être respectueuses de la capacité de support des écosystèmes et en assurer la pérennité ;

Production et consommation responsables : Des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficience, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources ;

Pollueur payeur : Les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci ;

Internalisation des coûts : La valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, depuis leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

Bibliographie

ALL CONSULTING (2012). *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing : A Focus on Canadian Resources*, 229 p.

ANDERSON, Brooklynn J. et Gene L. THEODORI (2014). « Local Leaders's Perceptions of Energy Development in the Barnett Shale ». *Southern Rural Sociology*, vol. 24, nº 1, 2009, p. 113-129.

BEAUDRY, C., *et al*. (2011). *Délimitation des eaux souterraines saumâtres en Montérégie Est, Québec, Canada*; Commission géologique du Canada, Dossier public 6960, 26 p.

BECK, Ulrich (2001). *La société du risque. Sur la voie d'une autre modernité*, Paris, Aubier, 521 p.

BPR GROUPE-CONSEIL (2003). *Analyse des questions d'approvisionnement en eau pour le secteur de l'agriculture. Programme national d'approvisionnement en eau. Province de Québec.* Rapport final préparé pour Agriculture et Agroalimentaire Canada, 68 p., 2 annexes.

BRITTINGHAM, Margaret (2012). *Marcellus Shale Field Guide. Habitat fragmentation.* Penn State College of Agricultural Sciences. [en ligne (18 juin 2014) : www.marcellusfieldguide.org/index.php/guide/ecological_concepts/habitat_fragmentation].

BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (2011). *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport nº 273, 323 p.

CARON-MALENFANT, Julie et Thierry CONRAUD (2009). *Guide pratique de l'acceptabilité sociale : pistes de réflexion et d'actions*, Montréal, D.P.R.M. Éditions, p. 14.

CHEN, Z., D. LAVOIE, et M. MALO. (2014). *Geological Characteristics and Petroleum Resource Assessment of Utica Shale, Quebec, Canada*; Geological Survey of Canada, Open File 7606, 43 p. doi : 10.4095/293793.

CONSEIL DES ACADÉMIES CANADIENNES (CAC) (2014). *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada*. Le comité d'experts chargé de l'évaluation Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste, Conseil des académies canadiennes, 305 p.

DARRAH, Thomas H., *et al.* (2014). *Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales*. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS). Early Edition (à paraître).

DAVIES, R.J., *et al.* (2012). « Hydraulic fractures : How far can they go? ». Review Article, *Marine and Petroleum Geology*, 37 (2012), p. 1-6.

FINANCIÈRE AGRICOLE DU QUÉBEC ET GROUPE AGÉCO (FADQ) (2013). *Valeur des terres agricoles dans les régions du Québec – Édition 2013*, [en ligne (1er octobre 2014) : www.fadq.qc.ca/fileadmin/fr/cent_docu/docu_publ/etud/econ/vale_terr/vale_terre_2013.pdf].

GASSIAT, C., *et al.* (2013), *Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales*, Water Resour. Res., 49, 8310–8327, doi : 10.1002/2013WR014287.

GOPALAKRISHNAN, Sathya et H. Allen KLAIBER (2014). « Is the Shale Boom a Bust for Nearby Residents? Evidence from Housing Values in Pennsylvania ». *American Journal of Agricultural Economics*, vol. 96, nº 1, 2014, p. 43-66.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2014). *Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures.* [en ligne (1er octobre 2014) : www.hydrocarbures.gouv.qc.ca/plan-action-hydrocarbures.asp].

GROUPE INTERMINISTÉRIEL DE SOUTIEN SUR LA CONSULTATION DES AUTOCHTONES (2008). *Amérindiens et Inuits du Québec. Guide Intérimaire en matière de consultation des communautés autochtones* [en ligne (2 septembre 2014) : www.autochtones.gouv.qc.ca/publications_documentation/publications/guide_inter_2008.pdf].

HUGHES, J. David (2013). *Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance*? Post Carbon Institute, Santa Rosa, California, USA, 166 p.

INSTITUT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE DES PREMIÈRES NATIONS DU QUÉBEC ET DU LABRADOR (2005). Protocole de consultation et protocole de recherche, [en ligne, (2 octobre 2014) : iddpnql.ca/?page_id=39].

INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (2013). *Panorama des régions du Québec, édition 2013*, 190 p.

JACKSON, R.E., *et al.* (2013). « Groundwater protection and unconventional Gas Extraction: The critical need for Field-Based Hydrogeological Research ». *Groundwater*, 51, 4, July-August 2013, p. 488-510.

KERANEN, K.M., *et al.* (2013). « Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 M_w 5.7 earthquake sequence », *Geology*, doi : 10.1130/G34045.1, p. 699 à 702.

KING, G.E. (2012). *Hydraulic Fracturing 101 : What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*. Paper prepared for presentation at the Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, February 6-8, 2012. SPE 152596, Apache Corporation, 80 p.

LENOIR, Jean-Claude et Christian BATAILLE (2013). Rapport sur les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels. Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques déposé à l'Assemblée nationale de France et au Sénat français le 27 novembre 2013, 155 p. et annexes.

MCKENZIE, Lisa M., *et al*. (2012) « Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources », *Science of The Total Environment*, vol. 424, mai 2012, p. 79-87.

MCKENZIE, Lisa M., *et al*. (2014) « Birth outcomes and maternal residential proximity to natural gas development in rural Colorado ». *Environ Health Perspect,* vol. 122, nº 4, avril 2014, p. 412-417.

MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DES PÊCHERIES ET DE L'ALIMENTATION DU QUÉBEC (MAPAQ) (2013). *Profil régional de l'industrie bioalimentaire du Québec – Estimations pour 2011*, Direction des politiques agroalimentaires, Direction des études et des perspectives économiques, 118 p.

MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ PUBLIQUE (2014). *Politique québécoise de sécurité civile 2014-2024 – Vers une société québécoise plus résiliente aux catastrophes*, 104 p.

MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC (2011). *Un régime de redevances juste et concurrentiel. Pour une exploitation responsable du gaz de schiste*, 52 p.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES (MRN) (2014). Commission sur les enjeux énergétiques du Québec – *Maîtriser notre avenir énergétique – Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, Gouvernement du Québec, 310 p.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (MRN) (2006), *L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, Gouvernement du Québec, 119 p.

MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET DE L'OCCUPATION DU TERRITOIRE (MAMOT) (2014). *Guide La prise de décision en urbanisme – Outils de planification*, [en ligne (4 juillet 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/amenagement-du-territoire/guide-la-prise-de-decision-en-urbanisme/planification/regle-de-conformite/].

MINISTÈRE DES AFFAIRES MUNICIPALES ET OCCUPATION DU TERRITOIRE (MAMOT) (2011). *Municipalités dévitalisées* [en ligne (1er octobre 2014) : www.mamrot.gouv.qc.ca/developpement-regional-et-rural/municipalites-devitalisees/contexte/]

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (MRNF) (2011). Réponse à la question 6 du document DQ28, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, DQ28.4, 10 p.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES (MRN) (2013). Réponse à une question complémentaire du 15 mai 2013 concernant l'obligation d'une entreprise à exploiter un gisement

qu'elle a découvert, dans *Les effets liés à l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles sur les nappes phréatiques aux Îles-de-la-Madeleine, notamment ceux liés à l'exploration et l'exploitation gazière*, Rapport du BAPE nº 297, DB32, 2 p.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC (MTQ) (1998). *Politique sur le bruit routier* [en ligne (10 novembre 2014) : http://www.mtq.gouv.qc.ca/centredocumentation/Documents/Ministere/organisation/politique_bruit.pdf].

MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC (MTQ) (2010). Réponse à la question du document DQ18, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, DQ18.1, 2 p.

MINISTÈRE DES TRANSPORTS DU QUÉBEC (MTQ) (2011). *Politique de circulation des véhicules lourds sur le réseau routier municipal* [en ligne (12 juin 2014) : www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/entreprises/camionnage/reseau_camionnage].

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC) (2006). *Note d'instructions 98-01 - Traitement des plaintes sur le bruit et exigences aux entreprises qui le génèrent* [en ligne (6 juin 2014) : www.mddefp.gouv.qc.ca/publications/note-instructions/98-01.htm].

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP) (2008). *Portrait des stations municipales de production d'eau potable approvisionnées en eau de surface au Québec, état de la situation au printemps 2007*, 42 p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP) (2010a). *Portrait du réseau d'aires protégées au Québec – Période 2002-2009*. [en ligne (17 juin 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/portrait02-09/fr/intro.pdf] 229 p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP) (2010b). Réponses aux questions du document DQ29, dans *Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec*, Rapport du BAPE nº 273, DQ29.1, 5 p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP) (2012). *Les milieux humides et l'autorisation environnementale*, Direction du patrimoine écologique et des parcs, Direction des politiques de l'eau et Pôle d'expertise hydrique et naturel, 41 pages et annexes.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014a). *Acquisition de connaissances dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste* [en ligne, 10 novembre 2014] : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/Etudes_EES/Tableau-etudes-EES-19-fevrier-2014_BAPE.pdf.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC) (2014b). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2011 et leur évolution depuis 1990*, 20 p.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (MDDELCC) (2014c). *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière* [en ligne (5 août 2014) : www.mddelcc.gouv.qc.ca/Industriel/hydrocarbures/Lignes-directrices.pdf].

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (2014d). *Lignes directrices provisoires sur l'exploration gazière et pétrolière*, 214 p.

MOLOFSKY, L. J., *et al* (2013). « Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania », *Groundwater*, vol. 51, nº 3, p. 333-349.

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (NYSDEC) (2011a), *Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, VI Potential Environmental Impacts Part B (September 2011)* [en ligne (11 juin 2014) : www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch6b0911.pdf].

NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (NYSDEC) (2011b), *Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, VI Potential Environmental Impacts Part A (September 2011)* [en ligne (11 juin 2014) : www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch6a0911.pdf].

ORGANISATION MONDIALE DE LA SANTÉ (OMS) (s.d.). *Résumé d'orientation des Directives de l'OMS relatives au bruit dans l'environnement* [en ligne (14 juillet 2014) : www.who.int/docstore/peh/noise/bruit.htm].

Osborn, Stephen G., *et al.* (2011). *Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS), vol. 108, nº. 20, May 17, 2011, p. 8172–8176.

PELLERIN, Stéphanie et Monique POULIN (2013). *Analyse de la situation des milieux humides au Québec et recommandations à des fins de conservation et de gestion durable. Rapport final.* [en ligne (18 juin 2014) : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/rives/Analyse-situation-milieux-humides-recommandations.pdf].

PERRY, Scott (2014). Department of Environmental Protection. Office of Oil and Gas Management. Entrevue avec la commission d'enquête et d'audience publique sur Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Williamsport, Pennsylvanie, 10 juillet 2014.

PERRY, Simona L. (2012) « Development, Land Use, and Collective Trauma: The Marcellus Shale Gas Boom in Rural Pennsylvania »*. Culture, Agriculture, Food and Environment*, vol. 34, nº 1, juin 2012, p. 81-92.

RACICOT, A., *et al*. (2014). « A framework to predict the impacts of shale gas infrastructures on the forest fragmentation of an agroforest region ». *Environmental Management*, vol. 53, nº 5, mai 2014, p. 1023-1033.

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2012). *Décision D-2012-175 - Décision finale sur le plan d'approvisionnement, le projet multipoints et la stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn*, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/205/DocPrj/R-3809-2012-A-0055-DEC-DEC-2012_12_18.pdf].

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2013). *Décision D-2013-195 - Demande pour autoriser la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro, pour énoncer les principes généraux pour la détermination et l'application d'un tel tarif, pour approuver des méthodes d'établissement et la fixation de certains taux*, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/67/DocPrj/R-3732-2010-A-0041-Dec-Dec-2013_12_11.pdf].

RÉGIE DE L'ÉNERGIE (2014). *Décision D-2014-064 - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013*, [en ligne (20 novembre 2014) : publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-A-0151-Dec-Dec-2014_04_17.pdf].

ROMPRÉ *et al.* (2010). « Conservation de la biodiversité dans les paysages forestiers aménagés : utilisation des seuils critiques d'habitat », *The Forestry Chronicle*, vol. 86, nº 5, 2010, p. 572-579.

SANTÉ CANADA (2014). *Santé de l'environnement et du milieu de travail – Principaux polluants atmosphériques* [en ligne (27 mai 2014) : www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/air/out-ext/major-principaux/index-fra.php#a2].

SLONECKER, E. T. *et al.* (2012). *Landscape consequences of natural gas extraction in Bradford and Washington Counties, Pennsylvania, 2004-2010*, U.S. Geological Survey, Open-File Report 2012-1154, 36 p.

STAFF, Erika (2012). *Risky Business: An Analysis of Marcellus Shale Gas Drilling Violations in Pennsylvania 2008-2011*, PennEnvironment Research & Policy Center.

SWEELEY, Dave, Southwestern Energy. Entrevue avec la commission d'enquête et d'audience publique sur Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent. Tunkhannock, Pennsylvanie, 9 juillet 2014.

THE ROYAL SOCIETY AND THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, (2012). *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*. London, 2012, 76 p.

THÉRIAULT, Robert, (2012). *Caractérisation du Shale d'Utica et du Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent*. Partie 2: Interprétation géologique. Géologie Québec, 80 p.

THE UNITED STATES GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE (GOA), (2014). *Drinking water. EPA Program to Protect Underground Sources from Injection of Fluids Associated With Oil and Gas Production Needs Improvement. Report to Congressional Requesters*, June 2014, GAO-14-555, 58 p., 6 Appendices.

TOURISME QUÉBEC (2012). *Diagnostic – Agrotourisme* [en ligne (3 novembre 2014) : www.tourisme.gouv.qc.ca/publications/media/document/etudes-statistiques/diagnostic-agrotourisme.pdf].

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2014). *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2012*. [en ligne (20 novembre 2014) : www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2014-Main-Text.pdf].

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU QUÉBEC (VG) (2011). *Rapport du vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2010-2011 – Rapport du commissaire au développement durable* [en ligne (20 novembre 2014) : www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2010-2011-CDD/fr_Rapport2010-2011-CDD.pdf].

WATSON, T.L. and S. BACHU (2009). « Evaluation of the Potential for Gas and CO_2 Leakage Along Wellbores », *SPE Drilling & Completion Journal*, vol. 24, n$^{o.}$ 1, March, 2009, p. 115-126.

WYNVEEN, Brooklynn J. (2011) « A thematic analysis of local respondents perceptions of Barnett Shale energy development ». *Journal of Rural Social Sciences*, vol. 26, n$^{o.}$ 1, p. 8-31.









Pages intérieures de l'impression d'origine sur du papier contenant 100 % de fibres postconsommation,
certifié choix environnemental, procédé sans chlore et fabriqué au Québec à partir d'énergie biogaz