

ANALYSE DE L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION DE GAZ DE SHALES AU
QUÉBEC DANS UNE PERSPECTIVE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Par

Abdoulaye Diallo

Essai présenté au Centre Universitaire de Formation en Environnement en vue de
l'obtention du grade de maître en environnement (M.Env.)

Sous la supervision de M. François Roberge

CENTRE UNIVERSITAIRE DE FORMATION EN ENVIRONNEMENT
UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Sherbrooke, Québec, Canada, février 2011

SOMMAIRE

Mots clés : gaz, shales, Utica, basses-terres du Saint Laurent, exploration, exploitation, fracturation, hydraulique, principes du développement durable, forages

Ce rapport est réalisé dans le cadre d'un essai en vue de l'obtention du diplôme de maîtrise en environnement. Il vise à déterminer si l'exploration et l'exploitation des gaz de shales peuvent s'inscrire dans la stratégie de développement durable du Québec.

Le Québec n'est pas une province productrice de gaz naturel et son approvisionnement est totalement dépendant de l'Ouest canadien. Selon les études d'estimation, les sous-sols de certaines régions de la province contiennent de grandes quantités de gaz naturel, stockées dans des roches sédimentaires appelées shales. Pour pallier la diminution annoncée des exportations de gaz de l'Ouest canadien, le gouvernement a décidé de mettre en valeur ses ressources en gaz. Cette décision a fait réagir plusieurs citoyens et municipalités. Au Québec, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont encadrées principalement par la *Loi sur les mines*, qui a préséance sur les législations d'aménagement du territoire. Cette situation fait que les municipalités ne peuvent s'opposer à ces projets. En vertu de la *Loi sur les mines*, certains aspects de l'exploration et de l'exploitation échappent à plusieurs volets de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

Le projet de mise en valeur des gaz de shales soulève plusieurs enjeux environnementaux et sociaux dont : les prélèvements de l'eau; la gestion des eaux usées et des déchets; la contamination des compartiments de l'environnement; les risques pour la santé et la sécurité de la population. De plus, le projet tel que présenté par l'industrie ne respecte pas plusieurs principes de la *Loi sur le développement durable* de la province du Québec.

En vue de la considération des principes du développement durable dans ce projet, le gouvernement doit entre autres : mettre en place des redevances sur l'utilisation de l'eau; réévaluer les taux de redevances sur exploitation des hydrocarbures; exiger le traitement des déchets, des eaux usées et la compensation des émissions des gaz à effet de serre. L'exploration et l'exploitation doivent être considérées comme un projet global et assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement.

L'industrie de gaz de shales peut contribuer à la création d'emplois et à l'amélioration de la balance commerciale du Québec. Cependant, les activités de cette industrie présentent plusieurs incertitudes, sur les impacts possibles, sur la santé et l'environnement.

REMERCIEMENTS

À la mémoire de mon père Karim Diallo.

Je rends grâce à Dieu de m'avoir donné le courage et la persévérance, pour mener à bien ces années d'études loin de mes parents, de mes frères et sœurs, de mes amis et de mon pays (le Mali).

Je tiens à exprimer ma gratitude à l'endroit de mon directeur d'essai, M. François Roberge. Son expérience, sa disponibilité, ses encouragements et ses commentaires m'ont été d'une aide très précieuse pour la réalisation de ce document.

Un grand merci à M. Denis Gauvin de l'Institut national de santé publique du Québec, pour ses commentaires et suggestions.

Je tiens à remercier de tout mon cœur ma mère Mariam Coulibaly et mon père adoptif, Nouhoum Tapily. En effet, ils m'ont toujours soutenu, conseillé et encouragé tout au long de mes études. Je n'oublie pas mes frères et ma sœur, qui ont toujours été à mes côtés malgré la distance qui nous sépare.

Je remercie la famille Doumbia à Montréal pour leur hospitalité.

J'exprime également ma reconnaissance au personnel du Centre universitaire de formation en environnement, pour leurs conseils et surtout pour leurs disponibilités.

Mes remerciements vont également à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail. Plus particulièrement, mes professeurs (Mme Manon Laporte, M. Jean-Pierre Pelletier et Mme Judith Vien), au colonel Sékou Doumbia ainsi que sa femme et mes amis (Ouaffé Coulibaly et Mohamed Doumbia).

Enfin, je fais une mention spéciale à ma bien-aimée Nefertiti Coulibaly pour son soutien, sa patience et sa compréhension pour mes absences durant ces années d'étude.

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
1. MISE EN CONTEXTE.....	4
2. CONNAISSANCES SUR LE GAZ DE SHALES.....	5
2.1. Définition du gaz de shales et les différentes appellations	5
2.2. Localisation des shales gazéifères au Québec	6
2.2.1. Contexte géologique des basses terres du Saint-Laurent.....	7
2.2.2. Contexte hydrogéologique des basses-terres du Saint-Laurent.....	9
2.3. Historique des travaux d'explorations au Québec.....	10
3. MÉTHODE D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION.....	12
3.1. La phase d'exploration.....	12
3.1.1. Études géologiques et géophysiques	13
3.1.2. Forages d'exploration	15
3.1.3. Tubages.....	18
3.2. La phase de mise en valeur du gisement.....	18
3.2.1. Complétion du puits	19
3.2.2. Fracturation hydraulique	19
3.2.3. Essais de production	22
3.3. La phase d'exploitation	22
3.4. La phase de fermeture des puits.....	23
4. CONTEXTES RÉGLEMENTAIRES AU QUÉBEC.....	24
4.1. La loi sur les mines.....	24
4.2. La loi sur la qualité de l'environnement.....	26
4.3. La Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune.....	27
4.4. La loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau.....	27
4.5. La Loi sur les forêts.....	28
4.6. La loi sur la protection du territoire et des activités agricoles.....	28
4.7. Entente sur les ressources en eau des Grands Lacs et du Fleuve Saint-Laurent.....	28
4.8. Autres autorisations.....	28
5. EXPLOITATION DES GAZ DE SHALES DANS LE MONDE.....	30
5.1. Canada.....	30
5.1.1. Alberta.....	31

5.1.2.	Colombie-Britannique	31
5.2.	États-Unis	33
5.2.1.	New York	33
5.2.2.	Pennsylvanie	34
5.3.	Incidents	35
5.4.	Réserve des gaz de shales dans le monde	36
6.	ENJEUX DE L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION	37
6.1.	Enjeux environnementaux	37
6.1.1.	Prélèvement et approvisionnement en eau	37
6.1.2.	Gestion des eaux usées	39
6.1.3.	Protection de la nappe phréatique	40
6.1.4.	Contamination des eaux de surface	41
6.1.5.	Gestion des déchets de forage	42
6.1.6.	Contamination du sol	42
6.1.7.	Utilisation du territoire	42
6.1.8.	Émissions des GES dans l'atmosphère	43
6.1.9.	Émissions d'autres gaz dans l'atmosphère	45
6.1.10.	Radioactivité	47
6.2.	Enjeux sociaux	47
6.2.1.	Santé et sécurité de la population	47
6.2.2.	Génération des bruits	49
6.2.3.	Génération des vibrations	50
6.2.4.	Risque de sismicité	50
6.2.5.	Dégradation des infrastructures municipales	51
6.2.6.	Participation des municipalités	51
6.2.7.	Patrimoine collectif versus patrimoine privé	52
6.2.8.	Vitesse de développement du bassin d'Utica	53
6.2.9.	Rôle du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement	54
6.2.10.	Acceptabilité sociale	54
6.2.11.	Préséance de la loi sur les mines	55
6.3.	Enjeux économiques	56
6.3.1.	Rentabilité économique du gaz de shale	56

6.3.2.	Redevances sur l'exploitation.....	57
6.3.3.	Amélioration de la balance commerciale du Québec	59
6.3.4.	Création d'emploi	59
6.3.5.	Investissements.....	61
7.	ANALYSE SELON LES PRINCIPES DU DÉVELOPPEMENT DURABLE	63
7.1.	Dépistage.....	65
7.2.	Cadrage	65
7.2.1.	Contexte d'insertion du projet.....	65
7.2.2.	Liens entre le projet et les principes.....	66
7.2.3.	Appréciation des liens	66
7.3.	Bonification	66
7.4.	Grille de prise en compte	66
7.5.	Illustration des cotes d'appréciation.....	75
8.	RECOMMANDATIONS	77
8.1.	Recommandations pour l'industrie	77
8.2.	Recommandations pour le gouvernement.....	79
	CONCLUSION	83
	RÉFÉRENCES	85
	BIBLIOGRAPHIE	94
	ANNEXE 1 : STRATIGRAPHIQUE DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT	95
	ANNEXE 2 : INTRANTS DE LA FRACTURATION.....	97
	ANNEXE 3 : REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DES DIFFÉRENTES AUTORISATIONS	101
	ANNEXE 4 : TENDANCES DE L'APPORT EN EAU ENTRE 1971 ET 2004 DU SUD CANADIEN.....	105
	ANNEXE 5 : UTILISATION DE L'EAU AU CANADA EN 2005 PAR SECTEUR	107
	ANNEXE 6 : RÉSULTAT DE CARACTÉRISATION DES EAUX USÉES ISSUES DE LA FRACTURATION	109
	ANNEXE 7 : ÉMISSIONS DE GES LORS DES DIFFÉRENTES ÉTAPES D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION.....	112

ANNEXE 8 : BILAN PRÉLIMINAIRE COMPARATIF DES GES - GAZ DE SHALE VERSUS SOURCE CONVENTIONNELLE	121
ANNEXE 9 : ESTIMATION DES ÉMISSIONS ANNUELLES ASSOCIÉES AUX ACTIVITÉS DE PRODUCTION DE GAZ DE SHALES DE MARCELLUS	123

LISTE DES TABLEAUX ET DES FIGURES

Tableau 4.1 : Les conditions et obligations liées à un permis d’exploration	25
Tableau 4.2 : Les conditions et obligations liées à un bail d’exploitation	25
Tableau 5.1 : Lois et règlements applicables à l’industrie de gaz en Colombie-Britannique	32
Tableau 6.1 : Estimation des émissions de GES cas de shales Marcellus.....	44
Tableau 6.2 : Principaux contaminants émis dans l’air lors de l’exploration et l’exploitation des gaz du shale de Marcellus.....	46
Tableau 6.3 : Potentiel estimé des shales gazéifères au Québec.....	56
Tableau 6.4 : Exemples d’emplois soutenus pour les activités d’exploration	59
Tableau 7.1 : Grille de cadrage et de bonification du projet en fonction des principes de développement durable	67
Figure 2.1 : État de connaissance sur la profondeur de Shale d’Utica	8
Figure 3.1 : Interprétation du profil sismique de la région de Lotbinière.....	14
Figure 3.2 : Schématisation de la fracturation hydraulique.....	21
Figure 5.1 : Zones de gaz de shales en Amérique du Nord	30
Figure 6.1 : Chronologie de développement des shales d’Utica et de Fayetteville	53
Figure 6.2 : Comparaison des régimes de redevance en fonction du prix de gaz.....	58
Figure 6.3 : Estimation du nombre d’emplois-année pour l’exploration en fonction du nombre de forages par année	60
Figure 6.4 : Les investissements financiers dans quelques shales gazéifères	61
Figure 7.1 : Schéma de prise en compte des principes de développement durable	64
Figure 7.2 : Illustration des cotes d’appréciation	76

LISTE DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

APGQ : Association pétrolière et gazière du Québec

API : *American Petroleum Institute* (Institut américain de pétrole)

BAPE : Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

BCME : *British Columbia Ministry of Energy* (Ministère de l'Énergie de la Colombie Britannique)

Bcf : Un milliard de pieds cubes (*billion cubic feet*) soit $0,0283 \times 10^9$ mètres cubes

CGA : *Canadian Gas Association* (Association canadienne du gaz)

CH₄ : Méthane

CI-É : Centre info-énergie

CMM : Communauté métropolitaine de Montréal

CO : Monoxyde de carbone

CO₂ : Dioxyde de carbone

COT : Carbone organique total

COV : Composés organiques volatils

CPTAQ : Commission pour la protection des territoires agricoles du Québec

CREM : Conseil Régional de l'environnement de la Montérégie

dB : Décibel

DBO₅ : Demande biologique en oxygène

DCO : Demande chimique en oxygène

DMRM : *Ohio State Department of Natural Resource, Division of Mineral Resources Management* (Division des gestions des ressources minérales du Département des ressources naturelle de l'État de l'Ohio)

DSP : Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec Chaudière-Appalaches Montérégie

EC : Encyclopédie canadienne

ECL : *Environment Conservation Law* (Loi sur la Conservation de l'environnement)

ERCB : Energy Resources Conservation Board

FQM : Fédération québécoise des Municipalités

GES : Gaz à effet de serre

H₂S : Sulfure d'hydrogène

HCl : Acide chlorhydrique

IFP : Institut de formation professionnelle Energies nouvelles en France

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

LM : *Loi sur les mines*

MAMROT : Ministère des Affaires municipales, Régions et Occupation du territoire

MDDEP : Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs

MRC : Municipalité régionale de comté

MRNF : Ministère des Ressources naturelles et de la Faune

MTQ : Ministère des Transports du Québec

N₂O : Oxyde nitreux

NG : *Natural Gas.org*

NO_x : Oxydes d'azote

NYDEP : *New York City Department of Environmental Protection* (Département de conservation de l'Environnement de la ville de New York)

NYSDEC: *New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources* (Département de conservation de l'Environnement de l'État de New York division des ressources minérales)

OGC : *British Columbia Oil & Gas Commission* (Commission de pétrole et de gaz de la Colombie Britannique)

ONÉ : Office national de l'énergie

PADEP : Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie

PAT : Polluants atmosphériques toxiques

PE : *Planete-energie.com*

PM : Particules fines

RC : Radio Canada

RNCan : Ressources naturelles Canada

RPGNRS : *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*

RRALQE : *Règlement relatif à l'application de la loi sur la qualité de l'environnement*

RSEG : *Ross Smith energy group*

SAAQ : Société d'assurance automobile du Québec

SO₂ : Dioxyde de soufre

StatCan : Statistique Canada

Tcf : Un billion de pieds cubes (*trillion cubic feet*) soit $0,0283 \times 10^{12}$ mètres cubes

UPA : Union des producteurs agricoles

U.S. DE : *United States Department of Energy* (Département d'énergie des États-Unis)

% : Pourcent

INTRODUCTION

Environ 96 % de l'électricité produite au Québec est d'origine verte et renouvelable. La province fait partie des chefs de file en matière de production d'hydroélectricité. Cependant, le bilan énergétique du Québec reste très lié à sa consommation d'hydrocarbure. En effet, selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF), les hydrocarbures constituent près de 50 % du bilan énergétique de la province. En 2008, le gaz naturel a assuré 11 % des besoins énergétiques des Québécois (MRNF, 2010). Il faut noter que le Québec n'est pas un producteur d'hydrocarbures. Dans les années 2005 et 2006, le coût des importations pétrolières et gazières s'est chiffré à 12 milliards de dollars et il est passé à 13 milliards en 2007. En 2008, ce coût a atteint 14 milliards de dollars, dont deux milliards pour le gaz naturel (MRNF, 2010). En raison des facteurs liés à l'écart anticipé entre l'offre et la demande pour le gaz naturel, les spécialistes sont d'avis, qu'au cours des prochaines décennies, l'approvisionnement en cette ressource sera une problématique très criante et que les coûts des importations continueront à grimper. Le gaz naturel consommé au Québec provient d'une seule source : le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ce dernier a montré de signes de déclin de sa production (MRNF, 2010). Le Québec est donc dépendant, en matière d'approvisionnement au gaz naturel et vulnérable face aux aléas de la conjoncture économique et géopolitique mondiale. Considérant cette situation et en continuité avec sa stratégie énergétique 2006-2015, le gouvernement a décidé d'utiliser ses gisements de gaz naturel comme; un moteur de développement économique, une source de croissance et de richesse pour la collectivité (MRNF, 2009).

Depuis 2007, cinq études d'évaluation du potentiel gazier du Shale d'Utica (formation rocheuse des basses-terres du Saint-Laurent susceptible de contenir du gaz naturel) ont été réalisées. La dernière, déposée en 2009, a permis de conclure que la formation d'Utica pourrait renfermer environ 17,9 billions de pieds cubes (Tcf) de gaz naturel récupérable. Selon le MRNF, la quantité totale de gaz récupérable s'élèverait à 40 Tcf, si la superficie totale de l'Utica était considérée. Compte tenu des besoins actuels du Québec en gaz naturel, ce chiffre représente deux siècles de consommation de la province (MRNF, 2010).

Le gouvernement, par l'intermédiaire du MRNF, a accordé des permis d'exploration de gaz sur le territoire des basses-terres du Saint-Laurent. Depuis, des équipements de prospection ont fait leur apparition et quelques forages ont été réalisés dans certaines régions. Cette situation n'a pas manqué de faire réagir plusieurs citoyens, regroupements

écologiques et municipalités pour demander principalement un moratoire sur l'exploration et l'exploitation des gaz de shales d'Utica. Jusqu'au moment de la rédaction de cet essai, le gouvernement du Québec s'est réfuté à toute demande de moratoire, en mettant en avant les avantages économiques associés à la mise en valeur des gaz de shales. Cependant, l'exploration et l'exploitation de cette ressource non renouvelable sont susceptibles d'avoir des impacts négatifs non négligeables sur l'environnement. En effet, du fait de sa faible porosité et de sa faible perméabilité, les shales emprisonnent les hydrocarbures (gaz) dans leurs pores durant des millions, et même des centaines de millions d'années. Pour récupérer ce gaz de façon économique, il faut réaliser des forages verticaux puis horizontaux et fracturer le shale en utilisant d'énormes quantités d'eau, mélangée avec du sable et des produits chimiques (MRNF, 2010).

En 2006, le gouvernement du Québec s'est doté d'une loi sur le développement durable. Cette loi précise 16 principes, que le gouvernement doit prendre en compte pour ses politiques, ses plans et ses infrastructures (Villeneuve *et al.*, 2010). En principe, le projet d'exploration et d'exploitation de gaz de shales au Québec doit tenir compte de ces principes, vu que c'est un organisme du gouvernement (MRNF) qui en est le dépositaire. D'où la pertinence d'un essai intitulé : analyse de l'exploration et de l'exploitation de gaz de shales au Québec dans une perspective de développement durable.

L'objectif principal de ce travail est de déterminer si le projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales au Québec peut s'inscrire dans la vision du développement durable que s'est fixée la province. Pour répondre à cette interrogation, les objectifs spécifiques suivants doivent être atteints, à savoir : décrire la géologie et l'hydrogéologie des basses-terres du Saint-Laurent; décrire les méthodes et techniques utilisées par l'industrie pour explorer et extraire les gaz des shales (ces deux premiers objectifs spécifiques ont pour finalité d'identifier les enjeux); effectuer une analyse de la prise en compte par le projet (exploration et exploitation) des 16 principes du développement durable tout en considérant les enjeux; proposer des recommandations pour que le projet puisse s'inscrire dans le cadre du développement durable fixé par la *Loi sur le développement durable*.

Dans le cadre de cet essai, la recherche bibliographique s'est effectuée principalement sur internet et dans les bases de données électroniques de l'Université de Sherbrooke. En effet, vu que la problématique soulevée est récente, il n'y avait pas beaucoup d'informations dans les livres présents aux bibliothèques universitaires. Toutefois, une recherche approfondie a été menée dans ces bibliothèques. Les informations recensées

sur internet proviennent principalement du site : du Département de conservation de l'Environnement de la ville de New York (NYDEP); du Département de conservation de l'Environnement de l'État de New York, division des ressources minérales (NYSDC); du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE); du MRNF, du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs du Québec (MDDEP); de Ressources naturelles Canada (RNCan) et de l'Office national de l'énergie du Canada (ONÉ). Cette liste des sites internet n'est pas exhaustive; des sites internet d'autres gouvernements et d'organismes de réglementation ont aussi été utilisés. Les informations provenant des groupes de citoyens, ou de l'industrie de gaz de shales ont été validées auprès d'autres experts ou autres sources, aux fins d'objectivité.

Pour la réalisation de cet essai et dans le but d'atteindre les objectifs, le plan suivant a été adopté. Le premier chapitre fait une mise en contexte de la problématique. Le second permet au lecteur de se familiariser avec les termes utilisés, dans le domaine de l'industrie de gaz de shales. Il permet aussi de faire une localisation des gisements de gaz de shales au Québec. Les contextes géologique et hydrogéologique de la région renfermant les shales gazéifères y sont également brièvement exposés. Cette deuxième partie se termine par l'historique des travaux d'exploration de gaz au Québec. Le troisième chapitre décrit la méthode d'exploration et d'exploitation ainsi que les techniques utilisées par l'industrie. Cette étape permet de mieux comprendre les projets d'exploration et d'exploitation des gaz de shales, dans le but de bien identifier les enjeux. Le quatrième chapitre s'intéresse aux aspects réglementaires. Il identifie les lois, les règlements et les ententes qui encadrent les activités de l'industrie de gaz de shales au Québec. Le cinquième chapitre met en évidence les expériences et les règlements qui encadrent les activités de l'industrie dans certaines provinces canadiennes et certains États américains. La sixième partie du rapport identifie les enjeux environnementaux, sociaux et économiques associés aux activités de l'industrie au Québec. Une analyse de la prise en compte des 16 principes du développement durable par le projet d'exploration et d'exploitation est faite dans la septième partie. Le dernier chapitre du rapport présente des recommandations, pour que l'exploration et l'exploitation puissent s'inscrire dans un cadre de développement durable.

1. MISE EN CONTEXTE

Le gouvernement québécois a décidé d'explorer et d'exploiter le gaz de shales présent en grande quantité dans son sous-sol. En quelques mois, plusieurs permis d'exploration de pétrole et de gaz naturel ont été délivrés, par le MRNF, aux entreprises d'exploration et d'exploitation de gaz naturel (industriel), sur les basses-terres du Saint-Laurent. Depuis, de nombreux forages d'exploration et de tests d'exploitation ont été réalisés sur les shales gazéifières de la région. Ce qui a fait réagir plusieurs citoyens et groupes environnementaux. En effet, plusieurs groupes environnementaux réclament un moratoire sur l'exploration et l'exploitation des gaz de shales au Québec. Il faut noter que les informations en lien avec les impacts environnementaux associés à cette industrie, en provenance d'autres provinces ou États, et véhiculées par les médias, ne permettent pas de rassurer les citoyens. Face à cette situation, le 31 août 2010, le ministre du MDDEP a mandaté le BAPE, afin de procéder entre autres à une analyse des préoccupations des citoyens, des municipalités et des groupes environnementaux dans le but d'identifier les enjeux relatifs à cette industrie. Suite à ses consultations, le BAPE doit émettre dans un rapport des recommandations au gouvernement, dans le but de mieux encadrer cette nouvelle industrie et d'assurer la protection de l'environnement et des citoyens.

De plus parallèlement au BAPE, l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) a mené des séances d'information sur le gaz de shales dans certaines régions concernées par le projet d'exploration et d'exploitation. Ces séances ont été particulièrement mouvementées. En effet, lors de certaines de ces séances, les porte-parole de l'industrie ont été invectivés par des citoyens.

C'est dans ce contexte qu'est réalisé cet essai, portant sur l'« Analyse de l'exploration et l'exploitation de gaz de shales au Québec dans une perspective de développement durable ». Il se propose de faire une revue des publications récentes portant sur les gaz de shales, dans le but de déterminer les enjeux environnementaux, sociaux et économiques associés au projet de prospection et d'exploitation de cette ressource naturelle au Québec. L'essai permettra aussi de faire une analyse de prise en compte des 16 principes du développement durable par le projet. Finalement des recommandations seront émises pour le gouvernement et les entreprises impliquées dans l'exploration et l'exploitation des gaz de shales au Québec.

2. CONNAISSANCES SUR LE GAZ DE SHALES

Ce chapitre donne les différentes appellations associées au gaz de shales et la localisation de ces gisements au Québec. Le contexte géologique et hydrogéologie et les historiques de forages d'exploration gazière dans les basses-terres du Saint-Laurent y sont également abordés.

2.1. Définition du gaz de shales et les différentes appellations

Le gaz de shales est un gaz naturel que renferment certaines roches sédimentaires déposées à l'origine sous forme d'argile et de limon (ONÉ, 2009). Cette roche est appelée par les géologues un shale et qualifiée de « schiste argileux » par la Commission générale de terminologie et de néologie de France. Il est très important de faire la distinction entre un shale et un schiste. Contrairement au shale, le schiste est une roche métamorphique se caractérisant par un aspect feuilleté et donc incapable de renfermer du gaz naturel (MRNF, 2010). En effet, lors de leur métamorphisme pour devenir des roches métamorphiques, les roches sédimentaires sont soumises à de très hautes températures et pressions. Le méthane, principale composante du gaz naturel, ne peut subsister aux températures de métamorphisme. Dans ces derniers mois, le terme gaz de schistes a fait la manchette dans l'actualité québécoise pour désigner le gaz de shales, et ce, malgré que la formation rocheuse en exploration dans les basses-terres du Saint-Laurent se nomme Shale d'Utica (MRNF, 2010). Ainsi, par soucis de cohérence et pour faire la distinction entre les deux types de roches (sédimentaires et métamorphiques) le terme « gaz de schistes » ne sera pas utilisé dans ce document pour désigner le gaz de shales aussi appelé « *shale gas* » en anglais (Junex, s.d.).

Le shale est une roche sédimentaire très répandue sur la planète, ayant une apparence semblable à celle de l'ardoise, il est moins perméable que le béton, et a une porosité très faible (ONÉ, 2009). Les shales étant des dépôts d'argile et de limon, ils renferment généralement une certaine quantité de matières organiques qui se décomposent, sous l'action de l'élévation de la température et de la pression, dues à l'enfouissement (pas aussi élevée que les températures de métamorphismes), pour former des hydrocarbures sous forme de pétrole et de gaz naturel. Du fait de sa très faible porosité et sa faible perméabilité, les shales emprisonnent des hydrocarbures dans leurs pores durant des millions et même des centaines de millions d'années (MRNF, 2010). Le shale d'Utica est une source non conventionnelle ou non classique de gaz naturel, car en plus de servir de

roche mère (source pour la génération des gaz), il sert également de roche-réservoir (pour le stockage du gaz) (ONÉ, 2009; MRNF, 2010). Dans le cas de gaz naturel dit conventionnel ou classique, il y'a migration des molécules de méthane du lieu de leur formation vers un autre lieu où elles seront emprisonnées à de fortes concentrations par une roche hôte dite roche-réservoir (ONÉ, 2009). L'exploitation du gaz classique est plus facile et moins couteuse que celle de gaz de shales. Ces dernières années, de nouvelles techniques ont été développées par l'industrie pétrolière et gazière dans le but de faciliter la production de gaz de shales, et ce, à moindres coûts (ONÉ, 2009). Ces techniques seront expliquées en détail dans les sections qui suivent.

L'origine du gaz de shales peut être thermogénique ou biogénique (Junex, s.d.).

Thermogénique comme déjà mentionné; le gaz résulte de la décomposition des matières organiques contenues dans les sédiments, sous l'action de l'élévation de la température et de la pression provoquée par l'enfouissement des sédiments (MRNF, 2010). Biogénique; dans ce cas, le gaz résulte de la décomposition des matières organiques par les bactéries (Junex, s.d.).

2.2. Localisation des shales gazéifères au Québec

Actuellement, les shales gazéifères qui sont en exploration au Québec se retrouvent dans la région des basses-terres du Saint-Laurent. Cette région est située le long du fleuve Saint-Laurent, entre les villes de Québec à l'est, et Brockville (Ontario) à l'ouest et entre les Appalaches au sud-est, et les Laurentides au nord, avec lesquels elles sont parallèles (EC, s.d.a). Les basses-terres du Saint-Laurent ont une superficie de 29 000 kilomètres carrés. Elles sont partagées en deux par le fleuve Saint-Laurent (MDDEP, 1999a). Les affluents du fleuve Saint-Laurent qui drainent la région sont : au nord, les rivières Assomption, Maskinongé, Saint-Maurice, Batiscan et Sainte-Anne et au sud, les rivières Châteauguay, Richelieu, Yamaska, Saint-François, Nicolet, Bécancour et Chaudière (EC, s.d.a). La situation géographique méridionale et la faible altitude de la région font que le climat est modéré et humide. Les basses-terres du Saint-Laurent ont les conditions climatiques les plus clémentes au Québec. Ces conditions climatiques favorisent une végétation très riche et diversifiée. Cette région naturelle est la plus peuplée du Québec avec environ quatre millions de personnes, concentrées dans les communautés urbaines de Montréal et de Québec (MDDEP, 1999a). Dans le secteur, l'agriculture et l'élevage sont prépondérants aux bords du fleuve Saint-Laurent. La région est également caractérisée

par sa grande biodiversité animale et végétale. L'alimentation en eau des populations dans les milieux urbains est assurée généralement par les eaux de surface. Cependant, en milieu agricole, le prélèvement de grandes quantités d'eau en période d'étiage peut être problématique. En effet, durant les périodes d'étiage les besoins en eau pour l'agriculture sont les plus élevés (MDDEP, 2010a).

2.2.1. Contexte géologique des basses terres du Saint-Laurent

Les basses-terres du Saint-Laurent se sont constituées à la fin du Protérozoïque et au Paléozoïque avec la mise en place du graben du Saint-Laurent (un fossé tectonique d'effondrement entre des failles normales) (MRNF, s.d.a). Elles sont situées sur une plateforme de roches sédimentaires remplie par des dépôts marins, provenant de l'ancienne mer de Champlain, des dépôts glaciaires et des tourbières (MDDEP, 1999a). Le bassin sédimentaire, des basses-terres du Saint-Laurent, est localisé le long de l'ancienne marge continentale, qui existait avant l'érection de la chaîne de montagnes des Appalaches. Donc la région est propice à la découverte des gisements d'hydrocarbure, non conventionnels associés aux shales (MRNF, 2010).

En effet, la région confine une formation de shale enrichie en gaz naturel, appelée Shale d'Utica. Le Shale d'Utica s'est déposé au Québec, il y'a environ 450 millions d'années. Il se localise principalement entre Montréal et Québec, dans la vallée du Saint-Laurent (APGQ, 2010b). Il a une superficie d'environ 10 000 kilomètres carrés (MRNF, 2010) et une épaisseur variant entre 50 à 300 mètres (Lavoie, s.d.). Cependant, cette épaisseur peut aller jusqu'à 750 mètres dans la vallée du Richelieu (MRNF, 2010). Le long de la rive-nord du fleuve Saint-Laurent, la formation d'Utica affleure et s'approfondit progressivement, en allant vers le sud-est jusqu'à atteindre une profondeur d'environ 2 500 mètres le long de la faille Logan (MRNF, 2010) voir la figure 2.1.

Dans la zone actuelle de l'exploration, le Shale d'Utica est surmonté en moyenne par 1 500 mètres de roches à grains fins quasi imperméables (Lavoie, s.d.), dites Shale de Lorraine (groupe de Lorraine).

Le groupe de Lorraine possède aussi un potentiel gazier (MRNF, 2010). Il est formé principalement de shales flyschitiques gris et non calcareux et localement pauvre en matière organique. Le dépôt de Lorraine est recouvert par des sédiments continentaux du *Queenston* (Junex, 2010; Béland *et al.*, 2000).

Les shales d'Utica surmontent une formation constituée essentiellement de calcaires dits calcaires du *Trenton-Black River*, qui surmontent les calcaires et grès du Chazy. La formation de Chazy repose sur les dolomies du *Beekmantown*, qui repose sur les grès du Groupe de Potsdam. Ce dernier repose en discordance sur le socle précambrien (Béland *et al.*, 2000). L'annexe 1 montre la colonne stratigraphique du bassin sédimentaire des basses-terres du Saint-Laurent.

La richesse du Shale d'Utica en matière organique fait de lui une source d'hydrocarbure et une unité à fort potentiel gazière. En effet, les conditions thermiques enregistrées par cette formation de shales sont très propices à la génération de gaz (Lavoie, s.d.).

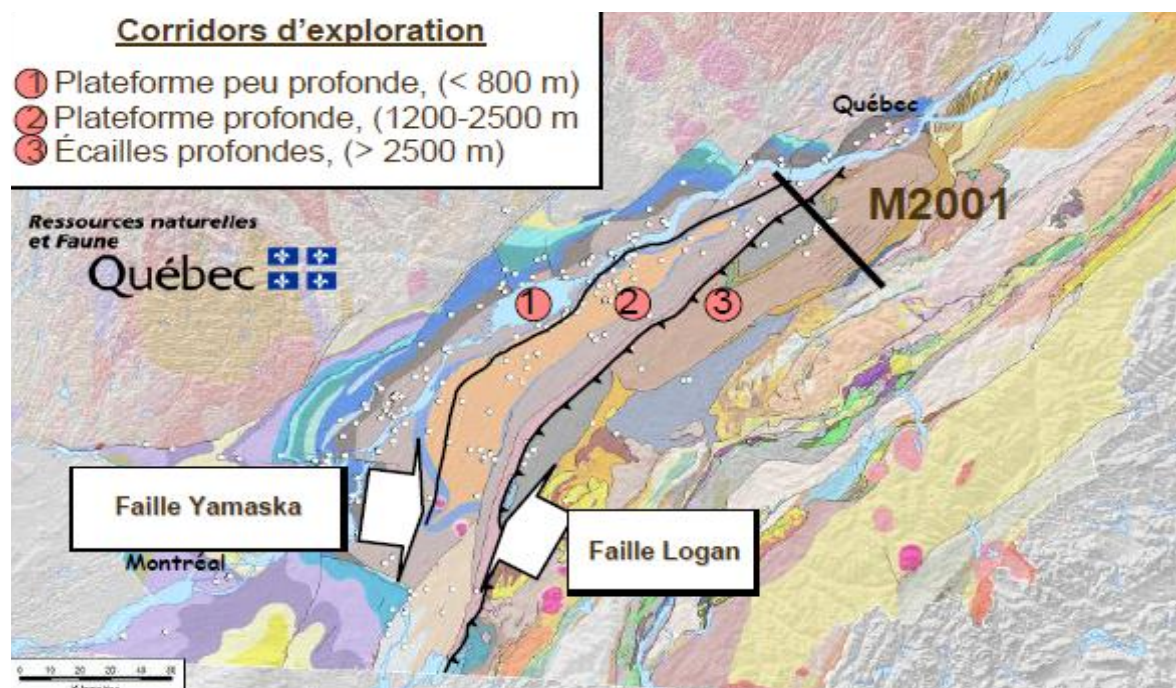


Figure 2.1 : État de connaissance sur la profondeur de Shale d'Utica

(tiré de Lavoie, s.d., p.6)

À la différence de nombreux shales à gaz de l'Amérique du Nord, la formation d'Utica a un aspect très calcaireux. Cette caractéristique lui confère une bonne capacité de se fracturer aisément et facilement. Comme déjà mentionné les shales ont une porosité et une perméabilité très faible. Donc, la minéralogie joue un rôle très important dans la capacité d'un shale à se fracturer pour libérer le gaz. À titre d'exemple, le potentiel de fracturation d'un shale riche en minéraux argileux est très faible, puisque les feuillets d'argile n'ont pas de comportement cassant (Lavoie, s.d.). Contrairement aux shales d'Utica, les shales de Lorraine ont une composition argileuse et siliceuse, d'où leur faible potentiel de

fracturation. La différence de minéralogie des deux shales subséquents peut être expliquée par l'origine des sédiments au moment de leur formation. Dans le cas des shales de Lorraine, il y a eu un apport croissant de sédiments provenant de l'est lors de l'érosion de la chaîne taconienne (orogénèse taconienne). Pour les shales d'Utica, les sédiments proviennent de l'ouest de la plateforme carbonatée (Thériault, 2009).

Les études minéralogiques, géochimiques et diagraphiques des puits ont montré que le Shale d'Utica peut être divisé en deux formations : l'Utica inférieur et l'Utica supérieur. Les teneurs en carbone organique total (COT) sont plus élevées dans l'Utica supérieur et dans la Lorraine que dans l'Utica inférieur. Ce qui leur confère un plus grand potentiel gazéifère (Thériault, 2009).

Les caractéristiques minéralogiques et géochimiques du Shale d'Utica font que le gaz provenant de cette formation est propre (98 % de méthane), avec peu de dioxyde de carbone (CO₂) (un pour cent), peu ou pas de sulfure d'hydrogène (H₂S) et de matières radioactives ou autres métaux nocifs (Lavoie, s.d.; MRNF, 2010).

2.2.2. Contexte hydrogéologique des basses-terres du Saint-Laurent

Le socle de la région des basses-terres du Saint-Laurent est constitué principalement de roches carbonatées et clastiques (c'est-à-dire des roches carbonatées formées de fragments de roches plus anciennes). L'épaisseur de ces roches peut atteindre 2 300 mètres. Les unités du socle sont décalées de quelques dizaines de mètres par de nombreuses failles normales (formant un graben voir la figure 3.1). Le long des cours d'eau, des escarpements de karsts se sont développés sur les roches carbonatées. Entre la ville de Québec et le fjord du Saguenay, l'épaisseur de la couverture sédimentaire est inférieure à 20 ou 30 mètres. En longeant les vallées enfouies du socle, cette épaisseur peut aller jusqu'à 150 mètres (RNCAN, 2009).

Dans la région des basses-terres du Saint-Laurent, les aquifères rocheux sont communs, mais ce sont les fractures qui régissent les écoulements des eaux. Dans les aquifères, les débits et la qualité de l'eau peuvent être réduits en profondeur. Dans certains secteurs de la région, la qualité des eaux souterraines peut être compromise par la présence du gaz naturel. Dans les basses-terres du Saint-Laurent, la plupart des aquifères régionaux sont protégés par des couches imperméables des dépôts marins argileux et des unités locales de till. Les aquifères utilisés pour l'alimentation en eau domestique sont des aquifères

sédimentaires et rocheux, ils sont localisés principalement le long de la zone de contact socle et sédiments. Les débits des aquifères des carbonates sont relativement faibles. Les dépôts argileux de la mer glaciaire de Champlain renferment des aquifères d'esker, qui constituent d'importants aquifères municipaux. En période d'étiage dans la partie ouest des basses-terres du Saint-Laurent, caractérisée par un déficit net d'humidité, les eaux souterraines jouent un rôle très important pour maintenir le débit (RNCAN, 2009).

En général au Québec, l'eau souterraine constitue la source d'eau potable la plus sollicitée. Elle permet d'approvisionner 90 % du territoire habité et constitue l'alimentation en eau de 20 % de la population québécoise. Dans certaines régions, l'eau souterraine constitue la seule source d'eau économiquement exploitable pour sa qualité généralement bonne et sa proximité des zones de consommation. Les basses-terres du Saint-Laurent n'échappent pas à cette réalité. Cependant, la connaissance sur cette ressource est fragmentaire au Québec. Dans le but de faire un portrait réaliste et concret des eaux souterraines des municipalités du Québec méridional, afin d'assurer leur protection et leur pérennité, le gouvernement a initié des projets de recherches : le *Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines du Québec* (qui doit prendre fin en mars 2013) et les *Programmes de recherche sur la connaissance des eaux souterraines* (MDDEP, s.d.c).

2.3. Historique des travaux d'explorations au Québec

C'est en 1800 qu'a été foré le premier puits de gaz dans les basses-terres du Saint-Laurent. De cette date à nos jours, environ 589 forages ont été réalisés dans la région. Certains de ces forages ont conduit à la découverte des gisements de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien (MRNF, 2010). Le gisement de Saint-Flavien a fait l'objet d'exploitation de 1980 à 1994, c'était un gisement de gaz de type conventionnel. Ce gisement est utilisé maintenant comme site de stockage de gaz naturel (Béland *et al.*, 2000). En 2007, au cours d'une conférence destinée à l'industrie du pétrole et de gaz, la compagnie EnCana a dévoilé le potentiel d'Utica à renfermer du gaz naturel (Questerre, s.d.a). Une année plus tard, soit en avril 2008, suite à une annonce de la compagnie Forest Oil, soulignant la découverte de gaz naturel dans le Shale d'Utica, plusieurs entreprises d'exploitation gazière se sont intéressées à la région des basses-terres du Saint-Laurent. De 2007 à septembre 2010, environ 28 puits dont 11 horizontaux ont été forés. Les puits forés se

concentrent dans le secteur compris entre les failles de Yamaska et celle de Logan (voir la figure 2.1) (MRNF, 2010).

3. MÉTHODE D'EXPLORATION ET D'EXPLOITATION

Les shales sont connus depuis plusieurs décennies, pour leur capacité à renfermer du gaz naturel. Ces gaz n'ont pas fait l'objet de projets d'exploitation, car les techniques ne permettaient pas une rentabilité économique de ces projets. Cependant, plusieurs facteurs font qu'il y a maintenant une ruée pour ce type de gisements. En effet, la diminution des réserves de gaz naturel fait que le prix de la ressource est de plus en plus élevé, mais, surtout les technologies ont évolué et permettent aujourd'hui une exploitation économique des gaz de shales (Junex, s.d.). Les technologies actuelles permettent de forer horizontalement à de grandes profondeurs dans les shales et de les stimuler par fracturation hydraulique afin de faciliter la libération de gaz (MRNF, 2010; ONÉ, 2009).

Les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique sont utilisées dans les projets de prospection (exploration) et d'exploitation des gaz de shales. Afin de bien comprendre ces techniques, il est essentiel d'avoir une idée sur l'ensemble des étapes de ces deux projets. Cette section présente, dans un ordre chronologique, les étapes des projets d'exploration et d'exploitation des gaz de shales dans les basses-terres du Saint-Laurent. La description des différentes étapes de ces projets et des techniques utilisées permettent de déterminer les enjeux environnementaux, sociaux et économiques associés à la mise en valeur des gaz de shales dans le bassin du Saint-Laurent. Ces enjeux sont abordés dans le sixième chapitre de ce document.

3.1. La phase d'exploration

L'exploration ou la prospection est l'activité ayant pour but la découverte des gisements ou l'évaluation de leur potentiel. La phase d'exploration regroupe différents travaux géologiques, géophysiques et de forage (MRNF, s.d.c; MRNF, 2010). Ces travaux sont décrits dans les paragraphes qui suivent.

Les travaux d'exploration exigent l'obtention de certains permis au préalable. Selon le MRNF, en date du 13 septembre 2010, environ 109 permis d'exploration de pétrole et de gaz naturel ont été délivrés à 13 sociétés d'explorations sur les territoires québécois susceptibles de renfermer du gaz de shales. Ce qui représente une superficie de 18 000 kilomètres carrés (MRNF, 2010). Il est possible de se référer à la section contexte réglementaire de ce document, pour connaître l'ensemble des autorisations et permis à obtenir pour chacune des étapes de l'exploration et de l'exploitation.

3.1.1. Études géologiques et géophysiques

Avant d'entreprendre des études géophysiques sur le terrain, il est nécessaire de déterminer les formations géologiques susceptibles de générer et de renfermer des hydrocarbures. Pour cela, plusieurs données existantes sur le terrain en prospection seront utilisées telles que : les cartes, les photos aériennes et satellitaires, etc. Après cette étude des données, dans le but de circonscrire avec plus de précisions les secteurs ayant une forte potentialité à renfermer des hydrocarbures, des levés géophysiques aéroportés peuvent être réalisés (MDDEP, 2010a). Les levés géophysiques aéroportés donnent des informations sur les champs magnétiques, la gravimétrie et le rayonnement des roches souterraines de la région (Centre info-énergie (CI-É), s.d.).

Après avoir bien circonscrit les secteurs à forte potentialité gazière, des opérations de sismique réflexion (une méthode géophysique de prospection des hydrocarbures) sont réalisées sur le terrain (Planete-energie.com (PE), s.d.a). Des ondes sont envoyées dans le sol et se propagent dans toutes les directions. Ainsi, quand les ondes rencontrent une formation géologique, une partie est réfléchi (comme sur un miroir) et l'autre partie des ondes est réfractée et continue à se propager dans le sous-sol. Les ondes réfléchies repartent vers la surface et sont enregistrées par des récepteurs très sensibles (géophones) placés à la surface à distance de l'émetteur des ondes (sources des ondes). Une fois que les ondes réfractées rencontrent une autre formation rocheuse, une partie est de nouveau réfléchi vers la surface et est captée par les géophones tandis que l'autre partie est réfractée, et ainsi de suite (MDDEP, 2010a; PE, s.d.a). Les réflexions des ondes sont provoquées par l'hétérogénéité du sous-sol (Nouzé et Chauchot, 1999).

Les ondes envoyées au sous-sol sont provoquées pas des vibrations générées par une masse tombant sur le sol. Pour cela, des véhicules spéciaux munis de lourdes plaques sont amenés sur le terrain. La chute de ces plaques sur le sol provoque une vibration du terrain à l'origine des ondes, qui se propagent dans toutes les directions (MDDEP, 2010a).

Les ondes qui se déplacent à la surface du terrain, à la suite de la chute des plaques, sont les premières à arriver aux géophones. Elles sont suivies, par les ondes réfléchies sur la première couche géologique, puis celles réfléchies sur la suivante, et ainsi de suite (PE, s.d.a). Le temps mis par les ondes réfléchies, sur une formation géologique, pour se déplacer de l'émetteur aux géophones est mesuré. La connaissance de ce temps permet de situer la position de la transition (contact entre deux couches de roches sur lequel les

ondes sont réfléchies) dans l'espace. L'amplitude du signal enregistré par les géophones donne des informations sur certains paramètres physiques des milieux en contacts (Nouzé et Chauchot, 1999).

En déplaçant les véhicules générateurs des ondes et les géophones à plusieurs reprises, on arrive à dresser une image en temps et bidimensionnelle du sous-sol (profil sismique) (PE, s.d.a). Des hypothèses sur la vitesse permettent de construire l'image en profondeur. La coupe géologique du sous-sol est réalisée à partir de cette image de profondeur. L'utilisation de toute la série des images deux dimensions en temps et en profondeur permet de construire les cartes du sous-sol, afin d'évaluer les pièges à hydrocarbures (Nouzé et Chauchot, 1999).

En résumé, la sismique réflexion est une méthode de prospection géophysique d'hydrocarbure. Elle permet, en produisant de fortes vibrations du sol, d'avoir une imagerie du sous-sol en deux ou trois dimensions (MDDEP, 2010a).

La figure 3.1 ci-dessous représente les résultats des levés géophysiques, mettant en évidence les différentes couches géologiques, dans la vallée du Saint-Laurent. Cette figure est une interprétation, en termes de séquences de dépôt, du profil sismique effectué au niveau de la ligne M2001 de la figure 2.1 de la région de Lotbinière (MDDEP, 2010a; MRNF, 2007).

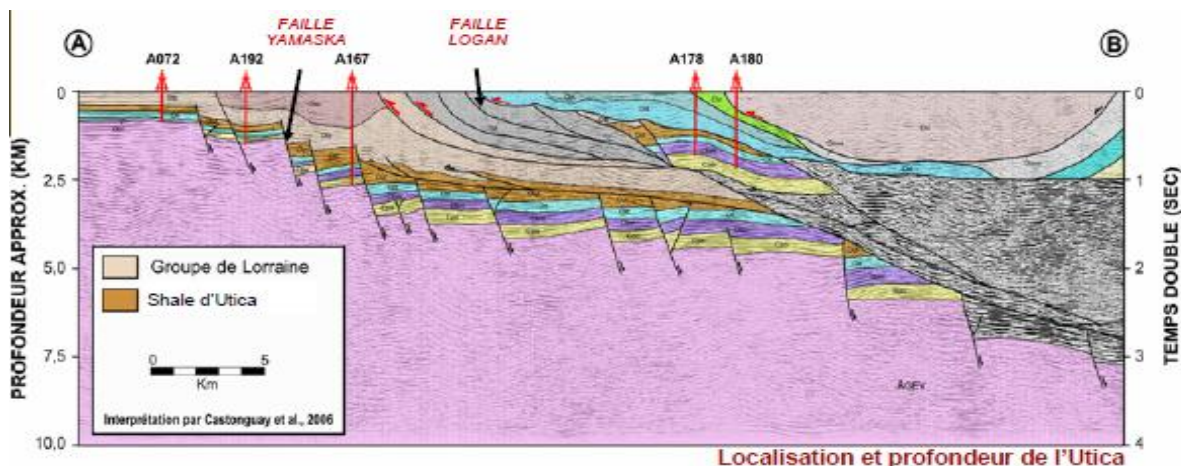


Figure 3.1 : Interprétation du profil sismique de la région de Lotbinière

(tiré de Lavoie, s.d., p.7)

3.1.2. Forages d'exploration

Après la circonscription les secteurs susceptibles de renfermer du gaz par des études géologiques et géophysiques, les forages d'exploration débutent (MDDEP, 2010a).

Les forages d'exploration permettent de réaliser des essais de production, dans le but d'évaluer le potentiel de récupération des gaz, dans les shales. De plus, les forages d'exploration sont nécessaires pour recueillir des échantillons et des données complémentaires et précises sur le sous-sol (MDDEP, 2010a). L'existence d'un gisement ne peut être confirmée que lorsqu'il est atteint par un forage (PE, s.d.c).

Le type de forage utilisé dans l'industrie est généralement le forage rotatif (Encyclopédie canadienne (EC), s.d.b). Le forage d'exploration est réalisé par des équipements mobiles, qui sont amenés sur le terrain. Pour cela, des routes d'accès temporaires sont construites, le terrain est aménagé sur une superficie suffisante pour accueillir des équipements lourds. Le terrain de forage est généralement recouvert d'une géomembrane et de gravier, dans le but de prévenir la compaction, l'érosion ou même la contamination du sol. La surface de terrain couverte par ces travaux varie de 10 000 à 20 000 mètres carrés. Les sites prévus pour les forages horizontaux, suivis de la fracturation hydraulique sont ceux qui demandent le plus d'espaces (NYSDEC, 2009).

L'équipement de forage rotatif est composé; d'une tour de forage (*derrick*) avec un treuil servant à soulever et à descendre le trépan fixé à l'extrémité des sections de tubes d'acier (tube de forage), et la masse-tige servant à alourdir le trépan (EC, s.d.b; PE, s.d.b). Chacune des sections de tubes utilisées pour forer mesure neuf mètres et pèse 224 kilogrammes (Questerre, s.d.b). L'ensemble le trépan, la masse-tige et les sections de tubes constituent le train de tiges (PE, s.d.b). Plus de 350 sections de tubes sont nécessaires pour constituer le train de tige, pesant près de 79 tonnes, qui servira à forer un trou de 3 200 mètres de profondeur (Questerre, s.d.b). Un système rotatif appelé table de forage ou de rotation assure la rotation du train de tige. Un système de circulation de fluide assure la lubrification et le refroidissement du trépan, par un fluide appelé boue de forage. La boue de forage est constituée généralement, d'une base aqueuse (l'eau) mélangée avec une argile spéciale appelée bentonite. Certains additifs, appelés fluides de conditionnement, peuvent être ajoutés à la boue pour améliorer son efficacité. Un système de récupération des fluides permet de remonter la boue et les débris du fond du puits, lors du forage. L'électricité pour faire fonctionner l'ensemble de systèmes de forage est fournie,

par un système autonome d'alimentation électrique (EC, s.d.b; MDDEP, 2010a; PE, s.d.b). Des bassins ou réservoirs séparés sont aménagés ou installés à proximité des installations de forage. Ces bassins reçoivent les fluides de forage, les déblais solides provenant du forage et si nécessaire, l'eau de formation (eaux fortement minéralisées contenues dans les poches pressantes dans certaines roches) et les fluides de fracturations. Des roulottes de chantier peuvent être installées, pour loger les travailleurs. En effet, le forage d'un puits nécessite de 20 à 30 jours et est réalisé de façon ininterrompue (MDDEP, 2010a).

Deux types de forage sont utilisés par l'industrie de gaz de shales : le forage vertical et le forage horizontal. Le forage horizontal ou forage dirigé ou directionnel commence par un forage vertical pour ensuite dévier progressivement à l'horizontale (MRNF, 2010).

Forage vertical

Au fur et à mesure que le trépan fixé à l'extrémité de la tige de forage se creuse un chemin dans les roches, la boue est pompée à l'intérieur du trou creusé. La pâte de boue se colle sur les parois du trou. Ce qui préserve l'intégrité de la partie du puits creusé et prévient l'intrusion de la boue du forage dans la formation rocheuse avoisinante (Questerre, s.d.b).

Dans un premier temps, le puits est foré bien au-dessous de l'aquifère situé prêt de la surface, puis un tubage de surface est installé dans le but d'isoler l'aquifère du puits. Pour cela, le train de tiges est enlevé du puits et un tube guide est inséré dans celui-ci. Du ciment est alors pompé dans le tube guide. Il ressort à travers l'ouverture du sabot situé au fond du tube. Le ciment remonte entre le tube et les parois du puits, séparant ainsi de façon permanente le puits de l'aquifère. Le tube guide cimenté sert de fondation à l'obturateur anti-éruption (Questerre, s.d.b). Il s'agit d'un système de sécurité, qui relie l'appareil de forage au puits, permettant de contrôler la remontée intempestive des hydrocarbures ou d'autres fluides dans le puits (MDDEP, 2010a).

Après l'installation de l'obturateur anti-éruption, le train de tiges est de nouveau descendu dans le puits. Il fore à travers l'extrémité cimentée du tubage, poursuivant ainsi le forage de la section verticale du puits, jusqu'à environ 300 mètres au dessus de la section horizontale à creuser. Cette profondeur est nommée point de déviation, et c'est à cet endroit que la courbe se forme pour amorcer le forage de la section horizontale. Jusqu'à

cette étape, le procédé est le même que celui employé lors de tout forage d'un puits vertical (Questerre, s.d.b).

Forage horizontal

Le but du forage horizontal est d'accroître le contact entre le puits et les shales, afin d'augmenter le potentiel de récupération du gaz. Grâce aux techniques de forage horizontal, l'industrie de gaz peut réaliser plusieurs puits horizontaux, autour d'un seul puits vertical, formant ainsi un puits à ramifications (MDDEP, 2010a). Ce qui réduit le nombre de sites de forage et l'empreinte environnementale (MRNF, 2010).

Une fois le point de déviation atteint, le train de tiges est de nouveau retiré du puits. Un moteur de forage, équipé d'instruments de mesure, est introduit dans la section verticale forée, pour entreprendre la formation d'une courbe. La distance nécessaire pour former la courbe à partir du point de déviation jusqu'à la section où le puits devient horizontal est légèrement inférieure à 300 mètres. Après avoir terminé la courbe, le forage de la section horizontale du puits appelé aussi section latérale est entrepris. Le forage horizontal est réalisé dans la formation de shale d'Utica (Questerre, s.d.b).

Au cours de nombreuses étapes de forage, la tige est retirée du trou, afin de changer le trépan et certaines pièces elle est ensuite réinstallée. Ce processus est appelé manœuvre de remontée de tige. Lorsque la distance horizontale ciblée est atteinte, le train de tiges est retiré une dernière fois du puits et le tubage de production est réalisé. Un tubage est inséré sur toute la longueur du puits, puis du ciment est pompé dans le tubage, celui-ci ressort par le trou situé dans le sabot du tubage (extrémité du tube). Le ciment est alors contraint de remonter entre le tubage et les parois du puits, remplissant ainsi un espace libre appelé espace annulaire. Ce processus de tubage est très important, puisqu'il sécurise, de façon permanente le puits et empêche les hydrocarbures et autres liquides de s'introduire dans la formation, en remontant à la surface. L'appareil de forage n'est plus requis à cette étape de tubage (Questerre, s.d.b). Une tête de puits temporaire (tête de tubage et tête de colonne) est installée empêchant des fuites de gaz naturel hors du puits et les éruptions causées par une pression élevée (*Natural Gas.org* (NG), s.d.). Le site est par la suite préparé afin d'accueillir une équipe de travailleurs qui vont perforer, fracturer et préparer le puits en vue d'une extraction éventuelle du gaz (Questerre, s.d.b).

3.1.3. Tubages

Les tubages installés dans le puits sont en acier, ils jouent un rôle très important dans la protection du puits, contre l'éboulement de ses parois et dans la protection des eaux souterraines. Il faut noter qu'au cours du forage, plusieurs tubages sont insérés les uns dans les autres. Le premier tubage (tubage initial) dit aussi conducteur sert principalement à faciliter le contrôle du puits, en empêchant l'affaissement de la partie supérieure de celui-ci et aide au processus de circulation du fluide de forage, du fond du puits. Il est peu profond et son diamètre est plus grand (16 à 20 pouces) que les tubages subséquents. Le tubage initial est installé généralement avant l'arrivée de l'appareil de forage. Le trou, pour ce tubage, est souvent percé par une petite tarière, montée à l'arrière d'un camion (NG, s.d.). Le deuxième tubage, dit tubage de surface, est fixé à une profondeur égale ou supérieure à 10 % de la profondeur totale prévue pour le puits. Tel que mentionné, la fonction principale du tubage de surface est d'isoler le puits de l'aquifère de surface. Le troisième tubage, dit intermédiaire, permet d'isoler les différentes strates géologiques rencontrées par le puits. Le dernier tubage appelé tubage de production assure le captage du gaz à partir de la zone de production. Tous ces tubages sont cimentés pour assurer leur fixation (NG, s.d.). Le ciment utilisé est de type Portland et doit être conforme aux normes de l'*American Petroleum Institute* (API). Dans le but d'améliorer la résistance ou de contrôler le temps de durcissement du ciment ou en fonction des caractéristiques des formations géologiques traversées par le puits, des additifs peuvent être ajoutés au ciment (*United States Department of Energy* (U.S. DE), 2009). La qualité de la cimentation est très importante pour empêcher la migration des fluides ou des gaz. Au cours de leur installation, les tubages doivent faire l'objet d'un essai de pression avant de poursuivre le forage (U.S. DE, 2009).

3.2. La phase de mise en valeur du gisement

Elle regroupe toutes les activités, visant à acquérir des connaissances précises sur un gisement déjà délimité lors de l'exploration, et ayant satisfait aux exigences d'une étude d'évaluation du potentiel de production de gaz (RNCAN, 2010). La phase de mise en valeur se divise en deux étapes : la complétion et la stimulation du puits.

3.2.1. Complétion du puits

La complétion est l'ensemble des travaux réalisés dans le puits en vue de sa mise en production. Elle débute par la perforation du tubage de production pour mettre le shale (la zone géologique productrice) en contact avec le puits (MDDEP, 2010a). Pour cela, un perforateur est descendu dans le puits jusqu'à la zone ciblée de la section horizontale. Le perforateur utilisé est une petite charge à allumage électrique. Une fois qu'un courant électrique est envoyé au perforateur, celui-ci émet une charge qui perce des petits trous à travers le tubage, le ciment et une courte partie de la formation de shale. Le perforateur est ensuite remonté du puits, qui doit être stimulé par la suite avant d'entreprendre la perforation d'une autre section (NG, s.d.).

3.2.2. Fracturation hydraulique

La porosité des shales est très faible, ce qui fait que les molécules de méthane y circulent très difficilement. Ainsi, afin d'assurer la migration du gaz vers le puits après la perforation, les études d'évaluation du potentiel d'un puits exploratoire et la production de gaz en quantité commerciale exigent la fracturation des shales (Sumi, 2008). La fracturation est un processus de stimulation, qui consiste à injecter dans la partie perforée du puits un fluide de fracturation sous haute pression. Ce processus permet de créer des fractures artificielles dans les shales facilitant ainsi la migration de gaz vers le puits (Nicot, 2009). Un bouchon temporaire (bouchon de fracturation) est ensuite utilisé pour isoler la zone fracturée du puits de sorte que les autres parties de la section horizontale puissent être perforées et fracturées à leur tour (Questerre, s.d.b).

Le fluide de fracturation est constitué à 90 % d'eau, 9 % de sable et environ 1% des additifs. Les additifs utilisés permettent de réduire la pression lors de l'injection, d'éliminer les microorganismes, d'optimiser la récupération de l'eau et de prévenir la corrosion des coffrages (MRNF, 2010). Le sable joue le rôle de l'agent de soutènement. Il permet de maintenir les nouvelles fractures artificielles ouvertes. De l'eau douce est privilégiée par rapport à d'autres fluides, car elle est généralement économique et permet de mieux dissoudre les sels contenus dans les shales, créant du même coup des voies d'accès supplémentaires au gaz pour atteindre les fractures et migrer vers le puits (STW, 2009).

Les perforations du tubage et du coffrage sont nettoyées avec une solution d'acide chlorhydrique de 15 % avant de commencer la fracturation. Ce nettoyage permet d'éliminer les dépôts de boue de forage (Nicot, 2009).

La fracturation d'un puits horizontal se fait par stades successifs. Elle commence par la section du puits la plus éloignée. Diverses conditions influencent la longueur de la section fracturée. Elle varie généralement entre 100 et 150 mètres. Un puits de 1 200 mètres de section latérale nécessite entre huit et treize stades de fracturation (NYSDEC, 2009). Les opérations de fracturation s'effectuent à plus de 1 000 mètres de profondeur, bien au dessous de la nappe phréatique. En effet, au Québec y compris les basses-terres du Saint-Laurent, les puits résidentiels et municipaux ont généralement une profondeur inférieure à 100 mètres (MRNF, 2010).

La fracturation hydraulique nécessite de grandes quantités d'eau, entre 1 200 et 2 500 mètres cubes par stade de fracturation (NYSDEC, 2009). À titre d'exemple, une piscine olympique contient 3 000 mètres cubes d'eau. Selon le MRNF, la quantité totale d'eau utilisée pour la fracturation d'un puits est d'environ 12 000 mètres cubes soit à peu près la consommation mensuelle d'un terrain de golf (MRNF, 2010). Cependant, d'après les données du NYSDEC, un puits nécessitant huit à treize stades de fracturations requiert environ entre 9 600 et 32 500 mètres cubes comme quantité totale d'eau de fracturation (NYSDEC, 2009). Elle est préférentiellement prélevée sur place ou à proximité du lieu de forage. Les eaux de surface sont généralement utilisées, car elles sont faciles d'accès. L'eau peut être également transportée vers les lieux de forage et de fracturation si elle n'est pas disponible à proximité. L'étape de la fracturation peut durer de deux à huit semaines par puits (MDDEP, 2010a). Pour réduire les prélèvements de l'eau lors de cette étape, une partie est récupérée et réutilisée pour fracturer d'autres puits (MRNF, 2010). Environ 50 % du fluide de fracturation est récupéré (MDDEP, 2010a; Questerre, s.d.b).

Une fois les opérations de fracturation terminées, les eaux usées sont acheminées par camions à une usine de traitement (MRNF, 2010). Elles contiennent en plus des additifs de fracturation, des sels dissous issus de la formation souterraine (MDDEP, 2010a).

L'annexe 2 présente les intrants utilisés et ceux pouvant être utilisés dans les solutions de fracturation des shales. La figure 3.2 ci-dessous représente le schéma d'une fracturation hydraulique dans un puits horizontal.

Il faut noter que les shales peuvent contenir des fractures naturelles permettant un certain mouvement du gaz. Ces fractures sont causées par la pression de la roche sus-jacente et les mouvements naturels de la croûte terrestre. Le gaz de shales a longtemps été produit à partir de shales présentant des fractures naturelles. Récemment, la technique de fracturation hydraulique, permettant de créer des fractures artificielles autour des puits, a été utilisée dans l'exploitation de la majorité des gaz de shales (Sumi, 2008).

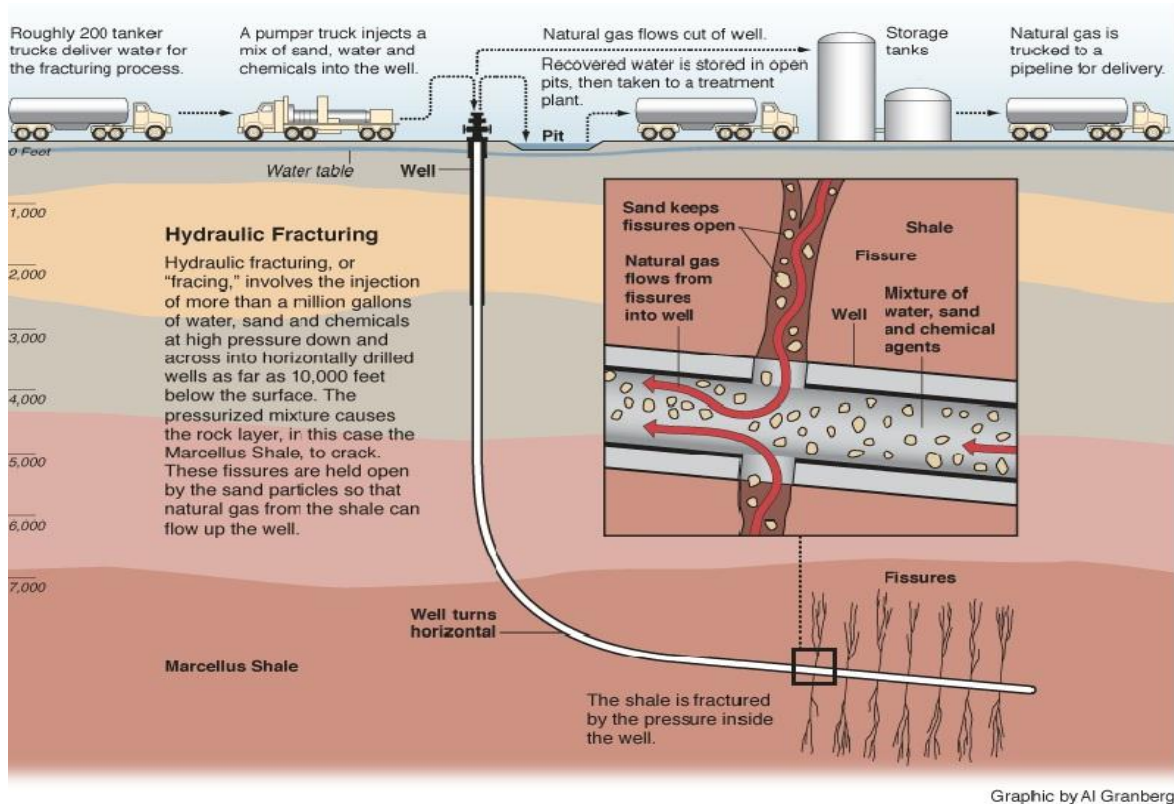


Figure 3.2 : Schématisation de la fracturation hydraulique

(tiré de ProPublica, 2008, p.1)

À la fin des opérations de fracturation, le puits est nettoyé des résidus de fracturation. Les bouchons de fracturation sont forés, pour laisser remonter le gaz et le fluide de fracturation à la surface du puits. Durant ces activités, qui peuvent durer de 12 à 24 heures, une torchère ou un incinérateur brûle les gaz. La troisième partie de la tête de puits appelée arbre de Noël est installée. Celui-ci permet de surveiller le puits en surface. L'arbre de Noël correspond au sommet de la tête de tubage et est la partie la plus visible d'un puits de production. Il contient des tubes et des valves contrôlant le flux de gaz et d'autres fluides qui remontent du puits (Questerre, s.d.b; NG, s.d.).

3.2.3. Essais de production

Les principaux objectifs des essais de production sont d'évaluer la capacité de production d'un puits et de mettre au point convenablement, les équipements de collecte et de distribution du gaz. Généralement, les essais de production durent de 3 à 30 jours, mais certains peuvent s'échelonner sur plusieurs mois (MDDEP, 2010a). Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (RPGNRS) prévoit un maximum d'une année pour les essais de production lorsqu'il s'agit des gaz de shales (RPGNRS, art.71). Les essais de production font appel à une torchère ou un incinérateur, qui doit fonctionner en continu durant les essais. Néanmoins, si le puits est situé à proximité d'un réseau de distribution, celui-ci peut être connecté au réseau pour récupérer le gaz (MDDEP, 2010a).

3.3. La phase d'exploitation

Il y a deux types de sites d'exploitation de gaz de shales : les sites à puits individuels et les sites à puits multiples. Les sites à puits individuels présentent un seul puits, qui peut être vertical ou horizontal. Quant aux sites à puits multiples, ils sont constitués en moyen par six à huit puits. La distance entre les puits (grappe de puits) est conditionnée par la géologie du site, la productivité du gisement, les exigences réglementaires (dans certains États aux États-Unis, mais pas au Québec) et le type de puits. Dans les sites à puits multiples, les grappes de puits peuvent être très grandes (NYSDEC, 2009).

La localisation et la configuration des sites d'exploitation sont contrôlées par plusieurs facteurs. Ces facteurs sont principalement : la proximité d'un gazoduc pour transporter le gaz vers les consommateurs; la présence d'eau en quantité pour assurer les opérations de fracturations et d'autres activités; la présence des réservoirs naturels pour stocker le gaz extrait; le site d'exploitation ne doit pas être trop proche des habitations, ni des milieux sensibles (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

Souvent lors de la phase d'exploitation, des installations permanentes peuvent être faites sur le site. En absence d'un réseau de distribution prêt du site, il est nécessaire de construire un tel réseau ou en présence du réseau de distribution, il est souvent nécessaire de construire une ligne de connexion entre le puits et le réseau existant. L'installation de gazoduc est accompagnée de l'installation d'un compresseur, pour mettre le gaz sous pression dans le gazoduc. Dans le cas où le site d'exploitation n'offre pas de réservoir naturel, des réservoirs de stockage peuvent être acheminés sur le terrain. Dans

certains cas, des unités de traitement de gaz doivent être mises en place (MDDEP, 2010a). Cependant, selon les informations disponibles, le gaz provenant du Shale d'Utica est constitué à 98 % de méthane. Donc ce gaz n'a pas besoin d'une étape de traitement avant son introduction dans le réseau de distribution (MRNF, 2010). Il est souvent nécessaire d'installer des pompes ou d'autres équipements plus complexes dans les puits pour accélérer la remontée du gaz naturel (NG, s.d.).

La précipitation des produits chimiques, contenus dans l'eau de fracturation, peut provoquer l'entartage des parois internes du puits et les fractures, provoquant ainsi l'obstruction des conduites, des fractures et des pores. D'où la nécessité de procéder souvent au nettoyage mécanique ou chimique des conduites. Ce nettoyage génère des déchets qui doivent être bien gérés (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

3.4. La phase de fermeture des puits

La fermeture d'un puits peut intervenir à n'importe quelle étape des phases d'exploration ou d'exploitation. Les processus de fermeture diffèrent selon que le puits est en phase d'exploration ou d'exploitation. Ils diffèrent également selon que le puits est dans un milieu submergé ou pas (MDDEP, 2010a).

La section IV du chapitre III du RPGNRS encadre la fermeture des puits. Cet encadrement réglementaire vise à sécuriser le puits pour la population et l'environnement. En vertu de la *Loi sur les mines* (LM), le promoteur doit obtenir une autorisation du MRNF et respecter les conditions de fermeture mentionnées dans le RPGNRS avant d'entamer la fermeture du puits quelque soit le stade de l'exploration ou d'exploitation. L'autorisation du MRNF est accordée après avoir consulté le MDDEP (MDDEP, 2010a; RPGNRS, art.59; RPGNRS, art.60; LM, art.306; LM, art.313.1). Voir la section contexte réglementaire.

4. CONTEXTES RÉGLEMENTAIRES AU QUÉBEC

Au Québec, plusieurs lois et règlements encadrent les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de shales. L'application législative diffère selon la nature des opérations et des activités. Ainsi, pour la majorité des opérations d'exploration et d'exploitation, le promoteur doit obtenir des permis ou autorisations avant d'entamer les travaux (MDDEP, 2010a; MRNF, 2010; Laliberté, 2010b).

Les sections qui suivent présentent les lois, les permis et les autorisations nécessaires pour les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de shales au Québec.

4.1. La loi sur les mines

Cette loi encadre principalement l'acquisition des permis d'exploration pour les travaux géophysiques, les travaux de forage, les travaux de complétion et de modification des puits. Elle encadre également les baux d'exploitation des gisements et les ententes entre l'industrie et les propriétaires des droits de surfaces (MDDEP, 2010a; Laliberté, 2010 b; MRNF, 2010).

En vertu de la *Loi sur les mines*, avant de commencer les travaux d'exploration d'un gisement terrestre de gaz naturel ou de pétrole, l'explorateur doit obtenir un permis de recherche délivré par le MRNF. Ce permis donne au détenteur un droit exclusif de recherche et possiblement d'exploitation du gisement de gaz ou de pétrole. Le détenteur de ce type de permis doit toutefois se soumettre à certaines conditions et obligations (MRNF, s.d.d). Le tableau 4.1 et le tableau 4.2 présentent respectivement les conditions et les obligations associées à un permis de recherche et un bail d'exploitation.

Tableau 4.1 : Les conditions et obligations liées à un permis d'exploration

Conditions liées à un permis de recherche d'hydrocarbure	Le détenteur a un droit exclusif de rechercher le pétrole et le gaz naturel et un réservoir souterrain.
	Le permis peut couvrir une superficie maximale de 25 000 hectares. Il est émis selon un système de quadrillage uniforme. Chacune des parcelles du prédécoupage a une superficie approximative de 2 000 hectares.
	Le permis est valable pour cinq ans
	Le permis peut être renouvelé pour cinq autres années, à raison d'une année à la fois.
	Le détenteur de plusieurs permis peut les grouper pour l'application des sommes dépensées en travaux statutaires
Obligations liées à un permis de recherche d'hydrocarbure	Le détenteur du permis doit payer une rente annuelle. Elle s'élève à 0,10 \$ l'hectare en milieu terrestre et à 0,05 \$ en milieu marin, si la superficie est supérieure à 100 000 hectares. À partir de la 6 ^e année, la rente est de 0,50 \$ pour chaque renouvellement.
	Le détenteur du permis doit réaliser des travaux obligatoires. La valeur minimale des travaux est de 0,50 \$ l'hectare la première année et augmente de 0,50 \$ par année, pour atteindre 2,50 \$ la cinquième année.
	Le détenteur doit soumettre un rapport technique et financier à la fin de chaque année.

(modifié de MRNF, s.d.b, p.1)

Tableau 4.2 : Les conditions et obligations liées à un bail d'exploitation

Conditions liées à un bail d'exploitation	Le bail est valide pour 20 ans
	Le bail est renouvelable si les réserves sont suffisantes
	Le bail peut couvrir une superficie variant de 200 à 2 000 hectares
Obligations à respecter dans le cadre d'un bail d'exploitation	Le détenteur du bail doit acquitter le loyer annuel de 2,50 \$ l'hectare.
	Verser une redevance. Ce montant varie de 5 à 12,5 % dans le cas du pétrole et de 10 à 12,5 % pour le gaz naturel.

(modifié de MRNF, s.d.b, p.1)

Une fois que l'explorateur a à sa disposition le permis de recherche d'hydrocarbure, il est tenu de réaliser des travaux géologiques, géophysiques ou de forages afin de conserver ses droits. À l'exception des travaux géologiques, le promoteur doit obtenir du MRNF un permis pour les autres travaux (MRNF, s.d.d).

Les permis et autorisations à obtenir sont dans l'ordre : permis de levé géophysique, permis de forage ou de réentrée de puits (pour chaque puits), permis de complétion et de modification pour chacun des puits. Si le promoteur désire fermer un puits et quelque soit la raison, il doit détenir une autorisation de fermeture de puits (voir la section fermeture de puits) (MRNF, s.d.d). Le RPGNRS donne les informations qui doivent figurer sur le permis et les processus à suivre pour un forage et une complétion sécuritaire. Ce règlement fixe également les exigences pour la prévention de la contamination des eaux souterraines et des éruptions explosives ou non contrôlées (MDDEP, 2010a).

4.2. La loi sur la qualité de l'environnement

La *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE) encadre principalement les opérations de forage en milieu humide, dans un lac ou dans un cours d'eau. Elle encadre également : les prélèvements de l'eau, le brûlage du gaz par une torchère durant la phase de l'essai de production, la gestion des fluides usés, des déchets et l'installation de certains gazoducs (Laliberté, 2010 b; MRNF, 2010).

Le *Règlement relatif à l'application de la LQE* (RRALQE) précise que les levés géophysiques, géologiques ou géochimiques, aussi bien en milieu terrestre qu'en milieu hydrique ou humide, autorisés en vertu de la LM sont exclus de l'application de l'article 22 de la LQE (RRALQE, art.1). Les travaux de forage dans des endroits autres qu'une rive ou une plaine inondable (*au sens de la politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables*) sont également exclus de l'application de l'article 22 de la LQE (RRALQE, art.6; MDDEP, 2010a).

Si le promoteur décide de valoriser les boues de forage, il doit avoir un certificat d'autorisation du MDDEP en vertu de l'article 22 de la LQE. L'installation d'un système de traitement d'eaux usées issues du forage ou de la fracturation (dans le but de rejeter ces eaux dans la nature) est soumise à l'article 32 de la LQE (LQE,art.32).

Les opérations de fracturation et d'aménagement d'une prise d'eau dans un cours d'eau ou dans un lac aux fins de prélèvement d'eau nécessitent au préalable l'obtention d'un certificat d'autorisation selon l'article 22 de la LQE (MDDEP, 2010a). En vertu de la LQE et du *Règlement sur le captage des eaux souterraines*, tout prélèvement d'eau souterraine de volume supérieur à 75 mètres cubes par jour nécessite l'obtention d'un certificat d'autorisation ou d'autres autorisations délivrées par le MDDEP (MRNF, 2010).

Les travaux de fracturation nécessitent l'installation d'une torchère, afin d'évaluer la capacité de production du puits et de réduire les émissions des contaminants atmosphériques. L'installation de la torchère est encadrée par l'article 48 de la LQE et le promoteur doit avoir au préalable une autorisation ministérielle (MDDEP, 2010a).

L'exploitation de gaz de shales est soumise à l'article 22 de la LQE et nécessite l'obtention d'un certificat d'autorisation préalable (MDDEP, 2010a). L'installation d'un pipeline de plus de deux kilomètres de long dans une nouvelle emprise, la construction d'un système de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel, l'installation des conduites de distribution de gaz de plus de 30 centimètres de diamètre et de pression supérieure à 4000 kilopascals sont assujetties à la *procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement* selon l'article 31.1 de la LQE et le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* (Laliberté, 2010b).

D'autres articles de la LQE peuvent s'appliquer à un site de forage pour le remettre en état, une fois les activités d'exploitation terminées. Le *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains* encadre les activités de restauration (MDDEP, 2010a).

4.3. La Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune

Cette loi, avec le *Règlement sur les habitats fauniques*, encadre les prélèvements d'eau dans les cours d'eau qui renferment du poisson (habitat du poisson) et régularise les activités d'exploration dans les habitats fauniques (MRNF, 2010).

4.4. La loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau

Cette loi exige une déclaration auprès du MDDEP des prélèvements d'eau supérieurs à 75 mètres cubes par jour (Laliberté, 2010b). Elle a été adoptée en 2009 par l'Assemblée nationale du Québec (MDDEP, s.d.b). Lorsque les dispositions de cette loi seront en vigueur, un nouvel article de la LQE (31.75) exigera l'obtention auprès du ministre de MDDEP, une autorisation pour les prélèvements d'eau en lien avec un projet de gaz de shale. En plus de procéder à un examen du prélèvement, le ministre pourra examiner l'usage de l'eau et son retour dans l'environnement tant en quantité qu'en qualité (MDDEP, 2010a).

4.5. La Loi sur les forêts

Cette loi avec le *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État* encadre le déboisement et l'aménagement des chemins d'accès forestiers. Le promoteur d'un projet d'exploration et d'exploitation dans le milieu forestier doit obtenir une autorisation du MRNF pour couper les arbres ou pour aménager des chemins dans les forêts afin de transporter les équipements vers le site d'exploration ou d'exploitation (MRNF, 2010).

4.6. La loi sur la protection du territoire et des activités agricoles

Cette loi encadre l'usage des territoires agricoles du Québec pour des activités autres qu'agricoles (MRNF, 2010).

Une demande pour l'utilisation temporaire du terrain à des fins autres qu'agricoles doit être adressée à la Commission pour la protection des territoires agricoles du Québec (CPTAQ), si le forage a eu lieu sur les territoires agricoles. La CPTAQ demande l'avis du propriétaire de terrain, de la municipalité, la municipalité régionale de comté (MRC) et de l'union des producteurs agricoles (UPA) avant de rendre sa décision (Laliberté, 2010 b).

4.7. Entente sur les ressources en eau des Grands Lacs et du Fleuve Saint-Laurent

Des prélèvements de plus de 379 mètres cubes par jour, dans le territoire visé par cette entente, ne pourront être autorisés par le MDDEP que si : les eaux prélevées sont retournées en intégralité au bassin, le prélèvement ne cause pas d'impact négatif significatif aussi bien sur la quantité que sur la qualité de l'eau du bassin. De plus, en vertu de cette entente la quantité de l'eau prélevée doit être raisonnable en fonction de l'usage ou des mesures permettant une utilisation efficace doivent être mises en place. Pour les prélèvements de plus de 19 000 mètres cubes par jour, le MDDEP doit informer les autres parties de l'entente afin qu'ils puissent présenter des observations (MDDEP, 2010a).

4.8. Autres autorisations

En plus du MRNF et du MDDEP, d'autres ministères ou même les particuliers (propriétaires des terrains) peuvent être sollicités pour émettre des autorisations au cours des différentes activités de l'industrie des gaz de shales.

Lors des études géophysiques sur le terrain et du forage, le promoteur doit obtenir auprès du ministère des Transports du Québec (MTQ), de la municipalité et de la sûreté du Québec des autorisations de circuler sur le réseau routier. Le promoteur doit également respecter les périodes de dégel. Un avis de projet en cours doit être envoyé aux organismes cités précédemment. Un permis pour les véhicules hors normes doit être obtenu de la Société d'assurance automobile du Québec (SAAQ). Souvent pour des raisons de sécurité, l'escorte policière peut être demandée. Durant la phase d'exploitation, l'exploitant doit présenter un plan de mesures d'urgence au ministère de la Sécurité publique. Ce plan de mesures d'urgence est mis en place avec la sécurité civile et les services d'incendie. L'industrie doit également dispenser des formations au service d'incendie de la région et des simulations périodiques doivent être faites. Tout au long des levés géophysiques, des forages et de l'exploitation, la communauté locale doit être informée des activités (Laliberté, 2010b).

Les études géologiques au début de l'exploration n'ont pas besoin d'autorisation. Cependant, l'industrie doit obtenir le droit de passage et d'utilisation des terrains auprès des propriétaires. Souvent des compensations peuvent être accordées aux propriétaires des terrains (Laliberté, 2010b).

En résumé, les opérations d'exploration et d'exploitation des gaz de shales au Québec ne sont pas soumises à la *procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement* en vertu de l'article 31.1 de la LQE et du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*. Cependant, les activités de construction d'un gazoduc, d'un système de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel, des conduites de distribution de gaz de plus de 30 centimètres de diamètre peuvent être soumises à la *procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement*. Les aspects légaux, techniques, administratifs et financiers des activités d'exploration pétrolière et gazière sont encadrés par la *Loi sur les mines* et cette dernière à préséance sur celle de l'aménagement et l'urbanisme (Laliberté, 2010a). Le RRALQE exclut la majorité des opérations de l'exploitation à l'application de l'article 22 de la LQE. Les forages sont exclus de l'application de l'article 22 s'ils sont réalisés en milieu terrestre autre qu'une rive ou une plaine inondable. L'annexe 3 constitue une représentation schématique des différentes autorisations nécessaires à chacune des étapes de l'exploration et de l'exploitation. Les organismes chargés de la délivrance des permis et des autorisations y sont également représentés.

5. EXPLOITATION DES GAZ DE SHALES DANS LE MONDE

Ce chapitre traite les grandes lignes de la réglementation encadrant l'exploration et l'exploitation gazière en Alberta, en Colombie-Britannique, à New York et en Pennsylvanie. Il met en évidence la cause de certains incidents majeurs, en lien avec l'exploitation des gaz de shales, qui se sont produits aux États-Unis. L'incident du canton de *Brainbridge* en Ohio est présenté à titre d'exemple.

5.1. Canada

Au Canada, les gaz de shales sont localisés principalement dans les bassins de Horn River et du Montney au nord-est de la Colombie-Britannique, le groupe de Colorado en Alberta et en Saskatchewan, les formations d'Utica au Québec et de Horton Bluff au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse (ONÉ, 2009). La figure 5.1 représente les zones des shales gazéifères en Amérique du Nord.

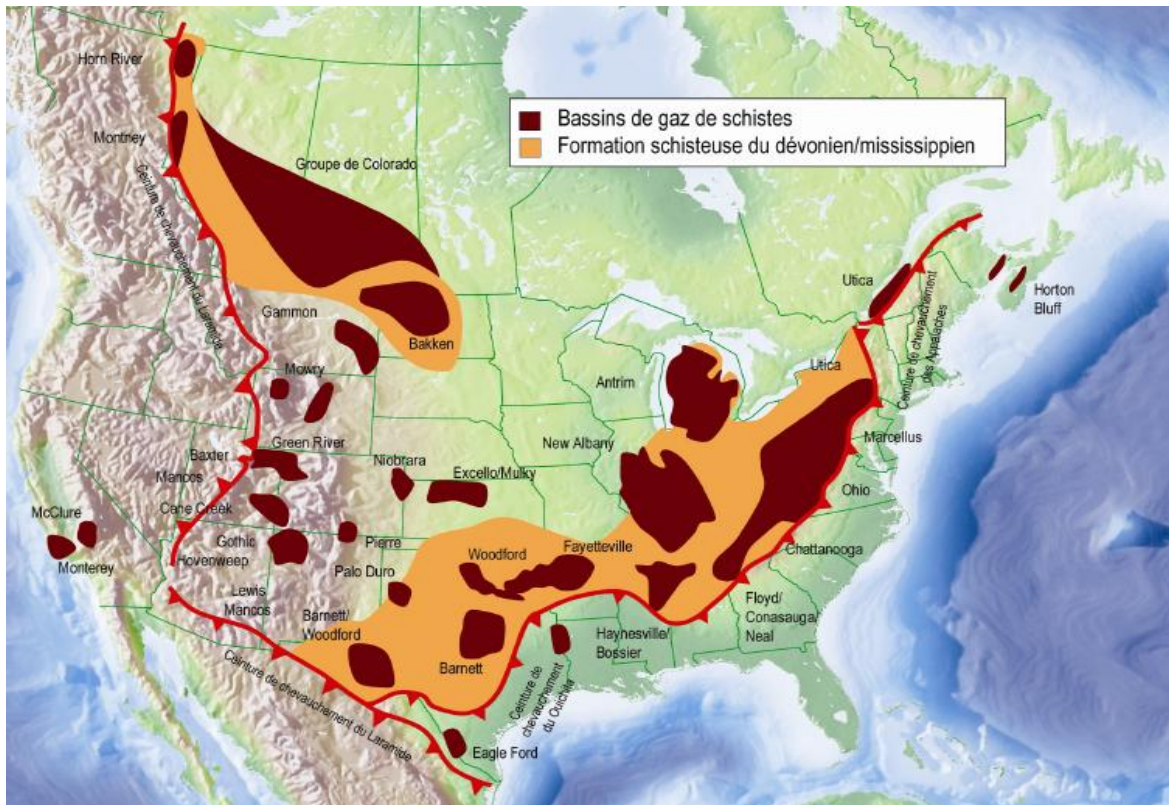


Figure 5.1 : Zones de gaz de shales en Amérique du Nord

(tiré de ONÉ, 2009, p.2)

L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan sont des provinces productrices de gaz classique. Ces provinces ont des expériences en matière de techniques et d'encadrement réglementaire de l'exploration et l'exploitation gazière (ONÉ, 2009).

5.1.1. Alberta

Bien qu'il y ait un fort potentiel de production de gaz de shale en Alberta, la production est encore en un stade précoce. L'Alberta dispose d'une solide expérience dans le développement des ressources énergétiques et dispose d'un cadre réglementaire déjà en place. Le gaz de shale est régi par les mêmes lois, règles et politiques que le gaz naturel classique (Energy Alberta, 2010).

L'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) réglemente l'exploration, la production, la transformation, le transport et la distribution de gaz naturel dans la province (Energy Alberta, 2010). L'ERCB délivre les permis et les autorisations pour l'exploration et l'exploitation des gaz. Il est également responsable des programmes d'inspection (MRNF, 2010).

5.1.2. Colombie-Britannique

Tout comme le Québec et l'Alberta, en Colombie-Britannique, les richesses naturelles contenues dans le sous-sol appartiennent à la province (MRNF, 2010). La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique « *Oil and Gas Commission (OGC)* » réglemente l'exploration, l'exploitation, le transport par pipeline des hydrocarbures et la mise en état des terrains. Cette Commission est une agence à guichet unique. Elle aide l'industrie du pétrole et du gaz à prospérer par la rationalisation des processus de délivrances des permis et des autorisations, tout en respectant les normes environnementales de la province (*British Columbia Ministry of Energy (BCME)*, 2010).

En Colombie-Britannique, plusieurs lois et règlements encadrent l'industrie gazière et pétrolière (OGC, s.d.). Le tableau 5.1 résume les lois ainsi que les règlements applicables à l'industrie du pétrole et du gaz sur le territoire de cette province.

Tableau 5.1 : Lois et règlements applicables à l'industrie de gaz en Colombie-Britannique

Lois	Règlements
La loi sur les activités pétrolières et gazières <i>(Oil and Gas Activities Act)</i> .	Règlement sur les consultations et notifications <i>(Consultation and Notification Regulation)</i> .
	Règlement sur le forage et la production <i>(Drilling and Production Regulation)</i> .
	Règlement sur la gestion et la protection de l'environnement <i>(Environmental Protection and Management Regulation)</i> .
	Règlement sur la sécurité et les taxes <i>(Fee, Levy, and Security Regulation)</i> .
	Règlement sur les explorations géophysiques <i>(Geophysical Exploration Regulation)</i> .
	Règlement général sur les activités pétrolières et gazières <i>(Oil and Gas Activities General Regulation)</i> . Règlement sur l'installation des pipelines et liquéfaction du gaz naturel <i>(Pipeline and Liquefied Natural Gas Facility Regulation)</i> .
La loi sur le pétrole et le gaz naturel <i>(Petroleum and Natural Gas Act)</i>	
La loi sur les terres <i>(Land Act)</i>	
La loi sur la gestion de l'environnement <i>(Environmental Management Act)</i>	Règlement sur les déchets de pétrole et de gaz <i>(Oil and Gas Waste Regulation)</i>
	Règlement sur la déclaration des déversements <i>(Spill Reporting Regulation)</i> .
La loi sur les forêts <i>(Forest Act)</i>	
La loi sur la conservation du patrimoine <i>(Heritage Conservation Act)</i>	
La loi sur l'eau <i>(Water Act)</i>	

(inspiré de OGC, s.d.)

5.2. États-Unis

L'exploitation des gaz de shales a débuté aux États-Unis il y a quelques années. Les zones où l'exploitation est la plus avancée sont : Barnett, Fayetteville, Woodford et Haynesville dans le golfe du Mexique (Association canadienne du gaz (CGA), 2009) (voir la figure 5.1). L'augmentation de la production de gaz de shales aux États-Unis a permis de réduire, de plus de 54 % en 2008, les importations de gaz naturel liquéfié en Amérique du Nord. Cette croissance de la production a mis fin aux débats sur l'autosuffisance en alimentation en gaz naturel aux États-Unis (CGA, 2009). Les sections qui suivent présentent les réglementations en matière d'exploitation de gaz naturel y compris le gaz de shales à New York et en Pennsylvanie. New York a été choisi dans ce rapport, car cet État a mené plusieurs études sur les impacts de l'exploitation de gaz de shales sur les eaux souterraines. C'est dans cet État qu'a été foré, en 1821, le premier puits de gaz de shales des États-Unis (NYSDEC, 2009). La Pennsylvanie est l'un des chefs file dans l'exploitation des gaz de shales aux États-Unis.

5.2.1. New York

La politique de l'État de New York pour la préservation, l'amélioration et la protection des ressources naturelles et de l'environnement fait force de loi dans l'exploration et l'exploitation des gaz de shales. L'application de cette politique fait partie des responsabilités du Bureau de la réglementation sur le pétrole et le gaz. La loi sur la Conservation de l'environnement (*Environment Conservation Law*: ECL) habilite le Département de la conservation de l'environnement: à gérer les ressources naturelles dans le but d'assurer leur protection et leur utilisation équilibrée; à prévenir et réduire la pollution atmosphérique, de l'eau et des sols; à réglementer le stockage, la manutention et le transport des matières solides, liquides et gazeuses dans le but de prévenir la pollution (NYSDEC, 2009).

Le Département de la Protection de l'environnement réglemente les activités de forage et de fermeture des puits de pétrole et de gaz naturel conformément aux dispositions de la ECL. En plus de protéger l'environnement, la santé et la sécurité du public, la ECL veille à la gestion adéquate et à la réduction des déchets issus des opérations de l'industrie pétrolière et gazière (NYSDEC, 2009).

À New York les ressources pétrolières et gazières contenues dans le sous-sol appartiennent au propriétaire du terrain. Le bail pour l'exploitation du pétrole ou de gaz est une entente entre la compagnie et le propriétaire de terrain (MRNF, 2010).

5.2.2. Pennsylvanie

Tout comme à New York, en Pennsylvanie, les ressources pétrolières et gazières appartiennent aux propriétaires des terrains. Le bail pour l'exploitation des hydrocarbures est une entente entre les compagnies et les propriétaires terriens (MRNF, 2010).

Les programmes de conservation du pétrole, du gaz et de l'environnement tout en protégeant les ressources et l'environnement, permettent l'exploration, le développement et l'exploitation sécuritaire du pétrole et de gaz de la Pennsylvanie. Ce programme est administré par le Bureau de gestion du pétrole et du gaz (*Bureau of Oil & Gas Management*), du Département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie (*Department of Environmental Protection*) (MRNF, 2010).

Le Bureau par le biais de la loi sur le pétrole et le gaz, la loi sur la salubrité des cours d'eau, la loi sur la sécurité des barrages et des digues, la loi sur la gestion des résidus solides, la loi sur la gestion de la ressource en eau, la loi sur les droits des travailleurs et la loi sur droit de la collectivité à l'information, encadre les activités de l'exploration et le forage gazier. Le Bureau encadre la délivrance des permis et les programmes d'inspection. Il travaille avec des organismes externes dans le cadre de la réglementation et du contrôle technique de l'industrie. Le Bureau offre également un programme de formation à l'industrie (MRNF, 2010).

En octobre 2008, le Département de la protection de l'environnement de la Pennsylvanie (PADEP) a ajouté des exigences supplémentaires pour l'obtention d'un permis de forage de puits de gaz naturel dans la formation de Shale Marcellus. En vertu de ces exigences, le promoteur doit fournir au PADEP des informations (documents) supplémentaires avant que le permis de forage ne lui soit délivré (NYDEP, 2009).

Les lignes suivantes présentent des exemples des informations que le promoteur doit fournir pour obtenir un permis de forage.

Un plan de prévention et de mesure d'urgence de la pollution doit être préparé par l'industrie. Ce plan présente une description : des opérations de forage, des mesures de

prévention de la pollution mise en place, des produits chimiques utilisés, des déchets produits, de la méthode d'élimination des déchets, du plan de réponse aux incidents, du plan des mesures correctives et du calendrier d'exécution (NYDEP, 2009).

Un plan de gestion de l'eau doit être aussi présenté au PADEP. Ce plan comprend : une description de la source d'eau utilisée et du volume de prélèvement, une description des impacts sur les zones humides et sur les cours d'eau touchés, une analyse des faibles débits, un inventaire de la diversité naturelle, une caractérisation du fluide de fracturation et une identification des méthodes de traitement et d'élimination des eaux usées et des déchets (NYDEP, 2009).

Cet examen préliminaire de la réglementation new-yorkaise et pennsylvanienne montre des similitudes sur les exigences qui encadrent les activités de l'industrie du gaz. Cependant, au niveau de la demande pour l'obtention d'un permis de forage, la réglementation pennsylvanienne est plus exigeante.

5.3. Incidents

Les données compilées aux États-Unis indiquent que de nombreux puits de gaz sont forés chaque année sans qu'il y ait d'incident majeur. Parmi les incidents répertoriés, la plupart sont en lien avec la dégradation de la qualité de l'eau. Les incidents liés à la réduction de la quantité d'eau disponible ont été moins fréquents et sont dus principalement à l'insuffisance de la réglementation sur le prélèvement d'eau. Aucun incident n'a été identifié sur les infrastructures d'approvisionnement en eau (NYDEP, 2009).

Les incidents identifiés sont causés principalement par des erreurs, ou des négligences humaines. La non-connaissance de la géologie du sous-sol a aussi été déterminante dans certains cas. Les incidents dus aux problèmes systémiques sont moins fréquents et sont généralement les résultats d'une réglementation inadéquate. Plusieurs États américains ont adopté des règlements pour s'attaquer aux causes des incidents répertoriés (NYDEP, 2009).

La Division de la gestion des ressources minérales (DMRM) du Département des Ressources naturelles de l'Ohio « *Department of Natural Resources Division of Mineral Resources Management* » a déterminé que, dans le canton de *Brainbridge* du comté de Geauga en Ohio, l'accumulation et le confinement du gaz naturel sous haute pression en profondeur dans l'espace annulaire (espace cimenté compris entre les parois du puits et le

tubage de production) d'un puits nommé English # 1 durant 31 jours ont entraîné une surpression dans l'espace annulaire. Cette surpression a abouti à la migration du gaz naturel vers les fractures naturelles du substratum rocheux en dessous de la base cimentée du tubage de surface. Le gaz a par la suite migré verticalement à travers les fractures jusqu'à atteindre l'aquifère sus-jacent. Il a été par la suite déchargé dans les puits d'eau locaux, causant ainsi des explosions dans certaines maisons. Selon le DMRM, trois facteurs successifs lors du forage et la complétion du *English # 1* ont été les principales causes de cet événement (DMRM, 2008).

Les facteurs qui ont contribué à cet incident sont : une cimentation inadéquate du tubage de production; la décision prise par l'entreprise exploratrice de procéder à la stimulation (fracturation) du puits sans évaluer la qualité de la cimentation de l'espace annulaire, sans faire des tests de pression et enfin, après la fracturation, l'espace annulaire a été fermé durant 31 jours malgré l'augmentation de la pression dans celui-ci (DMRM, 2008).

5.4. Réserve des gaz de shales dans le monde

Les shales peuvent être rencontrés à peu près partout dans le monde, sauf quelques régions de la terre qui n'ont pas de bassin sédimentaire. Selon un géologue de l'institut de formation professionnelle (IFP) aux énergies nouvelles en France, les réserves mondiales des gaz de shales dépasseraient de quatre fois les ressources de gaz naturel dit conventionnel (IFP, 2010).

Même si elle ne fait pas autant de controverse comme au Québec, l'exploration des gaz de shales a débuté récemment en Europe. Les compagnies pétrolières manifestent beaucoup d'intérêts pour cette nouvelle source d'énergie. Pour le moment, les compagnies s'intéressent plus spécifiquement aux bassins de l'Europe du Nord et de l'Est plus au sud, particulièrement en France dans le bassin du sud-est (IFP, 2010).

Des permis d'exploration ont été délivrés dans la région de Montélimar en France, en Allemagne, en Suède, en Pologne et en Lituanie. L'Europe tout comme le Québec est à l'étape d'évaluation pour savoir si l'exploitation de gaz de shales peut se faire de façon durable, économiquement rentable et en accord avec la population (IFP, 2010).

6. ENJEUX DE L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION

La description des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shales, le contexte réglementaire encadrant ces activités au Québec et la connaissance sur les incidents répertoriés aux États-Unis permettent d'identifier un certain nombre d'enjeux. Les audiences publiques du BAPE sur le développement durable des gaz de shales ont également contribué à l'identification des enjeux présentés ci-dessous.

Rappelons que les enjeux correspondent à l'ensemble des préoccupations communes aux parties prenantes. Les parties prenantes des projets de développement de shales gazeifiés au Québec sont principalement : la population, les associations environnementales, les municipalités, les agriculteurs, les propriétaires des terrains, l'industrie pétrolière et gazière, les utilisateurs et gestionnaires de l'eau, les consommateurs de gaz et le gouvernement québécois. Les enjeux présentés dans ce chapitre sont divisés en trois types : environnementaux, sociaux et économiques.

6.1. Enjeux environnementaux

L'exploitation et l'exploration de gaz de shales soulèvent plusieurs enjeux environnementaux. Les sections qui suivent font une brève description des enjeux les plus importants en lien avec l'environnement.

6.1.1. Prélèvement et approvisionnement en eau

L'industrie utilise de grandes quantités d'eau pour les activités de forage et de fracturation (ONE, 2009). La réalisation d'un forage peut demander quelques centaines de mètres cubes d'eau et les opérations de fracturation plusieurs milliers de mètres cubes. L'eau provient des eaux de surface, des eaux souterraines ou du réseau d'approvisionnement des municipalités (MRNF, 2010). En général, les nappes souterraines des basses-terres du Saint-Laurent ne sont pas assez productives pour fournir la quantité d'eau nécessaire à la fracturation. Il est fort probable que les eaux de la fracturation soient prélevées dans les cours d'eau (MRNF, 2010).

Par ailleurs, le prélèvement d'énorme quantité d'eau, dans un milieu naturel sur une courte période, peut avoir des impacts significatifs sur les écosystèmes aquatiques, humides, la nappe phréatique, l'irrigation et sur d'autres activités utilisant de l'eau (MRNF, 2010).

Selon le MDDEP, pour les prélèvements des eaux de surface, il ne devrait pas y avoir de problème dans la région, s'ils sont faits dans les rivières principales ou dans les cours d'eau à débit important. Cependant, la quantité d'eau prélevée ne doit pas être supérieure à 20 % du débit d'étiage de récurrence deux ans calculé sur sept jours successifs (MRNF, 2010). Le prélèvement des eaux de surface, s'il faut aménager une nouvelle prise d'eau, est soumis à la LQE (voir contexte réglementaire). Les prélèvements d'eau réalisés dans les réseaux d'approvisionnement des municipalités ne sont pas considérés comme de nouveaux prélèvements, mais l'augmentation d'un prélèvement connu (MDDEP, 2010a).

Dans certains cours d'eau de la région des basses-terres du Saint Laurent, en période d'étiage, les faibles débits peuvent être accentués exemple : la rivière Saint-Charles, qui constitue la prise d'eau de la ville de Québec et la rivière Bécancour qui irrigue plusieurs terres cultivées. Pour certaines rivières, la situation est même problématique telle que la rivière Yamaska où la demande en eau durant la période d'étiage peut atteindre 1,6 fois le débit de la rivière (MDDEP, 1999 b). De plus, selon M. Jean-Pierre Ducruc, le vice-président de l'Organisme de bassin versant de la rivière du Chêne, il y a un manque d'eau dans la Lotbinière. Plusieurs municipalités de la région (Saint-Apollinaire, Saint-Antoine-de-Tilly et Laurier-Station) sont à la recherche d'eau (Côté, 2010a).

Enfin, l'eau prélevée pour la fracturation n'est pas restituée en totalité au milieu. En effet, selon les données du MRNF, du MDDEP et de l'industrie gazière, environ 50 % de l'eau est retournée à la surface par le puits à la fin des opérations de fracturation (MRNF, 2010; MDDEP, 2010a). L'industrie soutient qu'il n'y a jamais eu de cas rapporté, où les eaux de fracturation restant dans les profondeurs sont remontées en surface. Cependant, NYSDEC précise que d'après les expériences pratiques sur le terrain, seulement 25 % de l'eau de fracturation est récupérée dans le cas des shales de Marcellus (NYSDEC, 2009). Cette situation pourrait soulever des questionnements quant à l'impact potentiel du confinement de grand volume d'eau dans les profondeurs. Selon un article analytique (Offre et demande d'eau douce au Canada), de 1971 à 2004 dans le sud du Canada, les ressources en eau renouvelables ont diminué en moyenne de 3,5 kilomètres cubes par an (contenue d'eau de 1,4 million de piscines olympiques ou encore la quantité d'eau fournie à la population résidentielle du Canada en 2005). Ce chiffre correspond à 8,5 % de l'apport en eau du Sud canadien (Statistique Canada (StatCan), 2010). L'annexe 4 donne les tendances de l'apport en eau de 1971 à 2004 du Sud canadien et l'annexe 5 donne l'utilisation de l'eau au Canada en 2005 par secteur.

6.1.2. Gestion des eaux usées

La gestion et le traitement d'énorme quantité d'eaux usées font partir des enjeux importants pour la population, les municipalités concernées, le gouvernement et même pour l'industrie du gaz. Une mauvaise gestion des eaux usées peut avoir d'énormes répercussions sur l'environnement.

Lors de la fracturation, l'industrie utilise plusieurs types de produits chimiques et du sable mélangés à de grandes quantités d'eau. En plus des produits chimiques ajoutés, les eaux issues de la fracturation contiennent beaucoup de sels dissous provenant des formations souterraines (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009). Elles contiennent probablement beaucoup de chlorure, vu que les puits sont nettoyés avec de l'acide chlorhydrique (HCl) à 15 % avant la fracturation (MDDEP, 2010a). En effet, d'après un document d'analyse des eaux usées de la fracturation du puits No 1 Gentilly de Talisman, la salinité est de 10,53 % (trois fois plus élevées que celle de l'eau de la mer), la concentration des chlorures totaux est de 66 grammes par litre et celle de solides dissous totaux 117,78 grammes par litre. Ces concentrations sont très élevées, mais comparables à celles qu'on retrouve dans les eaux usées issues de la fracturation des shales aux États-Unis (Tisseyre, 2010).

Les caractérisations effectuées au Québec sur les eaux de fracturation portaient principalement sur la demande biologique en oxygène (DBO_5), la demande chimique en oxygène (DCO), les matières en suspension, l'azote ammoniacal, les chlorures, le potentiel hydrogène (pH) et les hydrocarbures pétroliers (MDDEP, 2010a). Ces caractérisations ont montré que la DBO_5 , la DCO et les concentrations en chlorures sont très élevées. Dans certains cas, les concentrations en hydrocarbures pétroliers étaient également très élevées (43 milligrammes par litre) (MDDEP, 2010a). Selon les mêmes caractérisations, le rapport entre la DCO et la DBO_5 est de quatre en moyenne. Ce qui prouve que ces contaminants sont très résistants à une biodégradation rapide (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

Les caractérisations réalisées jusqu'à maintenant au Québec ne portaient pas sur les intrants (additifs) ajoutés dans l'eau pour la fracturation, ni sur les sous produits de dégradation de ces intrants (MDDEP, 2010a). L'annexe 6 présente deux tableaux de synthèses des résultats de caractérisation de 13 eaux usées résultant de la fracturation hydraulique des puits de gaz de shales. Les échantillonnages ont été faits de janvier 2008 à juillet 2010. Le premier tableau de l'annexe 6 présente en plus les résultats de l'analyse

des eaux, les critères de qualité de l'eau pour le milieu aquatique. Ce tableau montre que les concentrations des contaminants contenus dans ces eaux ne dépassent pas les critères de qualité de l'eau de surface, pour la protection de la vie aquatique, sauf pour l'azote ammoniacal, le baryum, la DBO₅, le zinc, les hydrocarbures (de 10 à 50 carbones) et souvent pour les chlorures, le fer, le nickel, le cyanure, le phosphore. Les critères de qualités de l'eau de surface sont des indicateurs de la qualité du milieu et des effets potentiels des substances (MDDEP, s.d.a). Le deuxième tableau, de l'annexe 6, fait une comparaison des mêmes résultats d'analyse, avec les normes de rejet du nouveau règlement qui entrera en vigueur en janvier 2012 sur le territoire de la communauté métropolitaine de Montréal (CMM). Ce tableau permet de montrer que seule la DCO des eaux usées de la fracturation est au dessus des exigences du nouveau règlement de la CMM. Le pH et la concentration des hydrocarbures sont également souvent au dessus du nouveau règlement de la CMM.

Les eaux récupérées après la fracturation doivent faire l'objet de traitement avant leur rejet dans la nature. Pour le moment au Québec, ces eaux sont traitées dans les stations d'épurations municipales (MDDEP, 2010a).

Cependant, la majorité des stations municipales ne sont pas adaptées pour traiter les eaux usées industrielles. En effet, ces stations utilisent généralement des procédés biologiques pour traiter les eaux usées (ministère des Affaires municipales, Régions et Occupation du territoire (MAMROT), 2010). Il n'y a pas d'information sur l'efficacité des stations municipales à traiter ces eaux usées (Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec Chaudière-Appalaches (DSP), 2010). Il est à craindre, de retrouver, à la sortie des stations de traitement, beaucoup des solides dissous totaux, des chlorures et d'autres produits chimiques (Tisseyre, 2010).

6.1.3. Protection de la nappe phréatique

La majorité des eaux souterraines utilisées au Québec pour les besoins d'alimentation se situe dans les premiers 100 mètres à partir de la surface. Les forages gazeifères vont à plus de 800 mètres de profondeur (au dessous de la nappe). D'autre part, l'industrie doit mettre en place des tubages dans les forages pour protéger la nappe et éviter l'effondrement des parois des puits (voir la section tubage). En principe, il n'y aura pas de contamination si les tubages sont bien faits et que les matériaux utilisés pour celui-ci sont adéquats (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

Certaines personnes soulèvent la question d'une migration possible des eaux de fracturation non récupérée, à travers les fractures naturelles jusqu'à la nappe phréatique. L'industrie reconnaît que cette situation est théoriquement possible, mais qu'en pratique, elle n'a jamais été observée parmi les dizaines de milliers de puits forés et fracturés aux États-Unis et ailleurs au Canada (Tisseyre, 2010). Les eaux non récupérées sont piégées dans la formation fracturée par divers mécanismes, comme le stockage des pores. Ces eaux sont isolées de l'eau souterraine (U.S. DE, 2009). Une étude de la réglementation, de 27 États des États-Unis, n'indique aucun cas de contamination d'aquifère à la suite de forage dans les charbons pour produire du méthane (activité semblable à l'exploitation de gaz de shales). De plus, selon le témoignage des représentants en réglementation aux États-Unis, devant le sous-comité de la chambre des représentants, il n'y a aucun cas de contamination d'aquifère en lien avec la fracturation hydraulique (MDDEP, 2010a).

Dans le cas où les forages sont localisés non loin des puits résidentiels, cela peut entraîner une augmentation de la turbidité dans ces puits durant quelque temps (NYSDEC, 2009). Au Québec, selon le *RPGNRS*, les forages de puits de gaz à moins de 200 mètres d'un puits d'alimentation en eau d'une agglomération urbaine, d'une municipalité, de certains établissements ou dans l'aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine sont interdits (MDDEP, 2010a).

Les activités qui se déroulent à la surface lors du forage et lors de la fracturation (stockage des boues de forage et des eaux de fracturations dans les bassins de rétentions) peuvent être une source potentielle de contamination des nappes phréatiques. Néanmoins, l'utilisation des membranes ou des géotextiles étanches pour rendre les bassins imperméables pourrait réduire ce risque (MDDEP, 2010a). D'autre part, les informations sur l'intégrité de ces membranes ne sont pas disponibles (DSP, 2010). Néanmoins, le risque d'un déversement des eaux usées de la fracturation lors du transport par les camions vers les stations de traitement est réel.

6.1.4. Contamination des eaux de surface

Un déversement, un accident ou un mauvais traitement des eaux de la fracturation, par les usines de traitements municipaux, peuvent entraîner une contamination des eaux de surface par des substances chimiques. Vu que l'efficacité des stations d'épuration municipales pour traiter adéquatement les eaux usées de l'industrie n'est pas démontrée, le risque d'une contamination des eaux de surface est bien réel.

6.1.5. Gestion des déchets de forage

Le forage de puits produit beaucoup de boues et de déblais. Ces résidus sont stockés généralement dans des bassins de rétention sur le site, et sont contaminés par des produits chimiques ajoutés au fluide de forage. Ces produits chimiques sont généralement des barytes, des surfactants, des biocides, des inhibiteurs de corrosion. Les résidus de forage peuvent être aussi contaminés par des éléments provenant des roches en profondeur (les hydrocarbures, les chlorures, l'ammoniaque ou même les métaux rares). Les boues et déblais de forage se décantent dans les bassins de rétention ou s'épaississent par centrifugation. Par la suite, les eaux séparées des solides doivent être bien entreposées, analysées et traitées avant d'être rejetées dans la nature (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

6.1.6. Contamination du sol

Les produits chimiques entreposés sur le site, les déblais, la boue et les eaux usées stockés dans des bassins de rétention risquent d'entrer en contact avec le sol et de provoquer la contamination de ce dernier. À la fin des opérations, les déblais, les boues et les eaux usées doivent être caractérisés et traités avant leur dépôt dans des sites appropriés (MRNF, 2010).

6.1.7. Utilisation du territoire

Les basses-terres du Saint-Laurent sont caractérisées par plusieurs milieux humides. À titre d'exemple, les tourbières représentent plus de quatre pour cent de la superficie totale de la région du Centre-du-Québec. Les milieux humides sont nécessaires à la reproduction de certaines espèces. Au Québec, plusieurs plantes menacées ou vulnérables sont en lien avec les milieux humides. De plus, de nombreux cours d'eau, lacs et terres agricoles sont présents dans la région (MDDEP, 2010a).

L'utilisation des terrains pour l'installation des équipements, l'aménagement des chemins d'accès, les déboisements et d'autres opérations et activités de l'industrie, peuvent être une préoccupation pour les résidents. D'autant plus que la majorité des opérations et activités de l'industrie sont loin d'être discrètes et peuvent incommoder les autres utilisateurs du territoire.

Les opérations de forage et de complétion demandent beaucoup d'éclairage la nuit. Un système antidéflagration et des supports de forage visible à plusieurs mètres du site sont nécessaires pour les opérations. Le forage peut s'étaler sur deux à trois semaines par puits et les machines sont en opération 24 heures sur 24. Après la fracturation, une torchère est installée afin de brûler le gaz provenant du puits. La torchère produit une flamme visible à plusieurs centaines de mètres du site et durant toute la phase de l'essai de production (MDDEP, 2010a). Toutes ces opérations et activités ont des impacts significatifs sur le territoire. Ils peuvent contribuer à la dégradation de la qualité et à la dévalorisation foncière du territoire.

6.1.8.Émissions des GES dans l'atmosphère

Les principaux gaz à effet de serre (GES), en lien avec les activités d'exploration et d'exploitation gazières sont : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et en moindre mesure l'oxyde nitreux (N₂O). Les émissions de ces gaz sont généralement classées en trois catégories : les émissions ventilées (issues des activités normales); les émissions de combustion (comme son nom l'indique, proviennent de la combustion des combustibles fossiles lors de l'utilisation des foreuses, des compresseurs, des pompes, des génératrices, des torchères et des camions) et les émissions fugitives (fuites non intentionnelles de gaz) (NYSDEC, 2009). Dans ce rapport, aucune distinction ne sera faite entre les émissions directes et les émissions indirectes.

Pendant la phase d'exploration, les émissions de CO₂ et de CH₄ se produisent principalement aux étapes de forage, de la complétion, de la fracturation hydraulique et lors des transports. Durant la phase d'exploitation, ces émissions se produisent principalement au cours des opérations de déshydratation et de compression du gaz (MDDEP, 2010a, NYSDEC, 2009; MRNF, 2010). Les tableaux de l'annexe 7 représentent les émissions de GES des différentes étapes d'exploration et d'exploitation. Ces émissions dépendent des technologies et des pratiques utilisées (NYSDEC, 2009).

Au Québec, les émissions de GES liées aux activités de l'industrie de gaz de shales n'ont pas fait l'objet de quantification pour le moment (MDDEP, 2010a).

Une analyse réalisée par NYSDEC, donne une idée sur les émissions annuelles de CO₂ et de CH₄ associées à chacune des phases d'exploration et de production de gaz de shale de Marcellus. Cette étude est basée sur plusieurs hypothèses telles que; les forages sont

faits en séquence, les matériaux et les résidus sont transportés dans un rayon de 16 kilomètres, la production des puits est de 283 000 mètres cubes (10 millions de pieds cubes : 10 Mpi³) par jour et par puits, etc. Les auteurs ont considéré deux scénarios : un projet d'un seul puits de production et un autre avec dix puits (NYSDEC, 2009). À l'issue de cette étude, il a été constaté que les émissions des GES associées à la phase de production seraient plus importantes que celles associées à la phase d'exploration (voir tableau 6.1 ci-dessous). Les informations obtenues de l'étude en question permettent de conclure également que :

- Les émissions de CH₄ durant la phase d'exploration représenteraient moins de 2 % des émissions annuelles d'un puits (MDDEP, 2010a);
- Les émissions annuelles par puits, dans un site de dix puits, sont plus faibles que celles un seul puits d'un site uni-puits (tableau 6.1). Ce qui démontre que les sites multi-puits sont plus avantageux, en matière de réduction des émissions de GES (NYSDEC, 2009).

Tableau 6.1 : Estimation des émissions de GES cas de shales Marcellus

Phases	CO ₂ (tonne)		CH ₄ (tonne de CO ₂ équivalent)		Émission totales (tonne de CO ₂ équivalent)	
	1 puits	10 puits	1 puits	10 puits	1 puits	10 puits
Exploration	1 063	10 354	4	40	1 163	11 354
Exploitation (émissions annuelles)	6 163	18 784 (1 878/puits)	244	1 470 (147/puits)	12 263	55 534 (5 553/puits)

(modifié de MDDEP, 2010a, p.36)

Les estimations du tableau 6.1 sont faites pour les shales de Marcellus. Néanmoins, elles donnent une idée sur l'ordre de grandeur des émissions associées aux shales d'Utica. En effet, les technologies, les méthodes d'exploration et d'exploitation sont à peu près semblables pour les deux types de shales.

Les émissions des GES associées aux shales d'Utica pourraient être plus faibles que celles des shales Marcellus. En effet, d'après les données présentées dans l'étude décrite ci-dessous, la majorité des émissions proviennent de la phase de production et plus précisément lors des activités de déshydratation et de compression du gaz. Les informations, provenant du MRNF et de l'industrie, montrent que le gaz des shales d'Utica

est très riche en CH₄ (98 %). Donc les activités de déshydratation et de compression ne seraient pas nécessaires dans le cas du gaz des shales d'Utica (MRNF, 2010). Ce qui entraîne une réduction des GES par rapport aux autres shales gazeifères.

D'après une étude préliminaire comparative, les émissions de GES liées au gaz conventionnel, produit en Alberta puis transporté au Québec, seraient plus élevées que celles associées à la production de gaz de shales au Québec (Allard, 2010). Le tableau de l'annexe 8 présente le résumé de l'étude comparative. Cette l'étude ne tient pas compte des émissions de CH₄ provenant des eaux usées de la fracturation. En effet, les gaz conventionnels ne nécessitent pas de fracturation hydraulique. D'autre part, certains chercheurs soulignent que les eaux usées de la fracturation contiendraient beaucoup de CH₄, qu'elles libèrent progressivement dans l'atmosphère. Ce phénomène est très mal connu pour le moment et la quantité de GES susceptible d'être libérée par ces eaux n'est pas connue (Howarth, 2010; Côté, 2010 b).

6.1.9.Émissions d'autres gaz dans l'atmosphère

Une des préoccupations à ce qui a trait à l'émission atmosphérique est l'émission du sulfure d'hydrogène (H₂S). Le H₂S et le CO₂ sont des gaz acides. Dans le but de préserver la sécurité de la population et d'éviter la corrosion des pipelines et d'autres matériels, ils sont extraits du gaz produit. Selon le MRNF, le gaz provenant des shales d'Utica ne contient pas de H₂S (MRNF, 2010). Cela peut être expliqué par le fait que le shale d'Utica est très pauvre en soufre. Le H₂S contenu dans le gaz de shales certaines régions a deux origines. Il peut se former si la roche renferme préalablement du soufre ou si la matière organique du shale se transforme en hydrocarbure. Selon le MRNF, le shale d'Utica ne répond pas à ces deux critères (MRNF, 2010).

Durant les opérations d'exploration et d'exploitation, les émissions du monoxyde de carbone (CO), des oxydes d'azote (NO_x), de dioxyde de soufre (SO₂), des particules fines (PM), etc. sont issues principalement de la combustion des combustibles fossiles (MDDEP, 2010a). Selon le NYSDEC, d'autres polluants atmosphériques toxiques (PAT) (le benzène, le formaldéhyde, l'acroléine, le méthanol et l'acétaldéhyde) sont émis au cours des combustions. D'après une modélisation effectuée par NYSDEC, la majorité des émissions sont sous le seuil des critères définis par cet organisme. Le NYSDEC précise qu'une augmentation de la hauteur des cheminées permettra une meilleure dispersion des contaminants afin de respecter les critères annuels des émissions de NO_x, de

formaldéhyde et des particules fines. L'augmentation, de la hauteur des cheminées, n'est cependant pas suffisante pour respecter les critères à court terme (24 heures) des émissions des particules (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

Pour les bassins de rétention contenant les eaux de fracturation et les débris de forage (déblais et boue), la modélisation a montré un dépassement des critères de NYSDEC durant une heure, pour certains composés organiques volatils (COV) comme le glutaraldéhyde, le méthanol et le naphta lourd. Le dépassement des critères annuels pour certaines substances a aussi été observé (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

Les émissions des particules comme NO_x, CO, SO₂, PM, et PAT, lors de la phase d'exploration, sont 90 % plus importantes que lors de la phase d'exploitation (MDDEP, 2010a). Le tableau ci-dessous présente un résumé des principaux contaminants émis lors des phases d'exploration et d'exploitation des shales de Marcellus. Le tableau 6.2 permet de constater que toutes les activités émettent les six contaminants précédemment cités et peuvent émettre du H₂S (le gaz du Québec ne contient pas du H₂S, donc cette émission n'est pas à considérer pour les shales d'Utica).

Tableau 6.2 : Principaux contaminants émis dans l'air lors de l'exploration et l'exploitation des gaz du shale de Marcellus

Activités	NO _x	CO	SO ₂	COV	PAT	PM	H ₂ S
Forage*	✓	✓	✓	✓	✓	✓	**
Fracturation*	✓	✓	✓	✓	✓	✓	**
Complétion*	✓	✓	✓	✓	✓	✓	**
Torchère	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Camionnage	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Compresseur ou turbine	✓	✓	✓	✓	✓	✓	

(tiré de MDDEP, 2010a, p.35)

* Inclut les émissions provenant de moteurs portatifs alimentés au diesel ou à l'essence

** Émissions possibles

L'annexe 9 est une estimation des émissions annuelles associées au forage, à la complétion, ainsi qu'aux activités de production de gaz de shales de Marcellus. Ces estimations sont faites sur une base de 10 puits dans un seul site de forage. Les traitements sec et humide du gaz ont été considérés

6.1.10. Radioactivité

Certaines formations rocheuses, hôtes des hydrocarbures, renferment des matières radioactives naturelles. Les boues de forages peuvent contenir ces matières radioactives. La radioactivité est liée principalement au radium, qui est un sous produit de la désintégration de l'uranium tout comme le radon. Lors du forage, l'industrie ajoute du baryum dans le fluide de forage. Le radium réagit avec le baryum contenu dans les fluides de forage pour former un composé insoluble, qui se précipite sur les tuyaux et dans les boues contenues dans les bassins de rétention (MDDEP, 2010a). Selon le NYSDEC, les niveaux de radioactivité contenus dans les eaux usées et dans les boues sont très faibles (NYSDEC, 2009). Des échantillonnages réalisés dans les États de Pennsylvanie, de New York et du Texas ont montré que les taux de radioactivité enregistrés dans les boues et dans les eaux ne présentent aucun risque pour la santé publique (MDDEP, 2010a; NYSDEC, 2009).

D'après l'APGQ, les diagraphies par rayons gamma, réalisées dans les forages, ont confirmé qu'il existe dans les shales d'Utica et de Lorraine de faibles niveaux de substances radioactives naturelles. Cependant, aucune indication de présence de radon n'a été rapportée (APGQ, 2010a).

6.2. Enjeux sociaux

Plusieurs enjeux sociaux sont soulevés de la part de la population. Les sections qui suivent font une brève description des enjeux les plus importants.

6.2.1. Santé et sécurité de la population

En 2010, l'Institut national de Santé publique du Québec (INSPQ) a effectué, une revue de la littérature scientifique sur les risques à la santé associés à l'exploration et à l'exploitation de gaz de shales. Cette recherche a démontré une insuffisance des données, pour bien définir l'envergure du risque à la santé publique liée aux activités de l'industrie de gaz de shales (DSP, 2010).

Parmi les données manquantes, figure l'intensité des activités de l'industrie en termes du nombre de puits, de la densité de puits et de la durée des opérations. L'intensité des activités a un impact très important sur les risques potentiels à la santé. Le nombre de puits et de fracturations est proportionnel à la durée des activités (refracturations, forages

de nouveaux puits), qui est proportionnelle aux risques d'incidents et d'accidents, aux besoins en eau, à la quantité d'eaux usées produites, aux risques de contamination de l'eau, à la contamination de l'air et aux nuisances. L'augmentation de la durée des activités influence également sur les impacts psychosociaux. Certains chercheurs auraient constaté, au sein des populations vivant à proximité des sites d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbure, une croissance des problèmes psychologiques (des effets de stress, d'anxiété, d'inquiétudes et d'insatisfactions). Habituellement, les éléments en lien avec la qualité de vie et les aspects sociaux peuvent avoir des impacts sur la santé psychologique des citoyens. Cependant, il faut noter que peu de documents traitent les effets psychologiques des activités de l'industrie des gaz de shales (DSP, 2010).

D'après l'INSPQ, la disponibilité, la qualité de l'eau potable et la gestion des eaux usées sont les principaux facteurs pouvant avoir des impacts sur la santé humaine (DSP, 2010). À ces facteurs, il faut ajouter les émissions des polluants. Les personnes vivant à proximité des sites des activités et les travailleurs sont plus à risque de respirer les polluants. Les effets de ces polluants sur la santé sont généralement bien documentés, mais l'exposition des personnes est très difficile à évaluer. L'exposition d'une personne sera influencée entre autres par sa distance par rapport au site, la phase, l'intensité et la durée des activités. Le RPGNRS prévoit des distances séparatrices entre les forages de gaz, les habitations, les chemins de fer, les lignes des hautes eaux, les puits d'alimentations, etc. Ce règlement ne mentionne pas des distances séparatrices pour protéger les garderies d'enfant, les écoles, les centres hospitaliers de soins de longue durée, etc. Actuellement, dans les régions rurales des basses-terres du Saint-Laurent, la concentration des contaminants atmosphériques est relativement basse (DSP, 2010).

L'industrie de gaz de shales manipule de grandes quantités de produits chimiques dangereux, ce qui fait de cette industrie, une source potentielle de risques technologiques pour la population vivant à proximité. Les accidents susceptibles de menacer la santé et la sécurité de la population sont principalement les explosions, les fuites et les déversements des produits dangereux. Ces accidents sont dus principalement à des erreurs humaines, les défaillances matérielles, les opérations inadéquates, les risques naturels (feu, foudre, vents violents, tremblements de terre, etc.), les vandalismes, mauvaise application des mesures d'urgence, les conditions de travail difficiles (bruit élevé sur le site), croissance du transport routier, etc. (DSP, 2010).

Les activités de l'industrie entraînent une augmentation de la circulation des véhicules lourds et des machineries industrielles. Elles génèrent des bruits, de la luminosité nocturne et des impacts psychologiques sur la population. Les activités de l'industrie sont susceptibles d'entraîner une dégradation de la qualité de vie de la population avoisinante (DSP, 2010).

Cependant, selon l'Association pétrolière et gazière du Québec, plusieurs études ont été réalisées aux États-Unis et ailleurs dans le monde sur la question des incidences sur la santé humaine associée aux activités pétrolières et gazières. Aucune de ces études n'a montré des relations causales entre les activités de l'industrie gazière et pétrolière et tout impact néfaste sur la santé humaine (APGQ, 2010a).

6.2.2. Génération des bruits

Lors des activités d'exploration et d'exploitation, l'industrie génère beaucoup de bruits qui peuvent incommoder la population avoisinante. Les sources du bruit varient et dépendent des opérations en cours. Les principales sources du bruit sont :

- Les compresseurs d'air lors des opérations de forage et les compresseurs sur les gazoducs durant l'exploitation. Les compresseurs émettent une intensité élevée de bruit et de façon continue 24 heures sur 24;
- La mise en place de la foreuse génère de bruits irréguliers et intenses;
- Les circulations des camions, des machineries, des automobiles et véhicules lourds durant la phase d'exploration et d'exploitation;
- L'activité de forage elle-même génère beaucoup de bruits, et cette activité se déroule en continu, 24 heures par jour et 7 jours par semaine durant des semaines (DSP, 2010).

Il faut noter que l'exposition de la population aux bruits générés par l'industrie dépend de plusieurs facteurs. Les principaux facteurs sont entre autres la distance et les obstacles entre les sites des opérations et la population, les mesures d'atténuation mise en place, le type de sol, les conditions atmosphériques, etc. (MDDEP, 2010a).

Selon les informations du MRNF, l'intensité des émissions sonores toutes sources confondues associée aux activités de forage est d'environ 40 décibels (dB) à 1,5 kilomètre du lieu de forage (MDDEP, 2010a). Cette intensité correspond à la limite de bruit nocturne

du MDDEP. Les personnes se trouvant à moins de 1,5 kilomètre d'un forage sont susceptibles d'être exposées à plus de 40 dB (DSP, 2010). En effet, dans le cas d'une source ponctuelle de bruit (l'intensité du bruit est faible comparativement à la distance parcourue), le niveau sonore diminue de six décibels chaque fois que la distance entre la source et le récepteur est doublée. Dans ces conditions, 40 dB mesurés à 1,5 kilomètre correspondraient à 46 dB à 750 mètres de la source, 52 dB à 375 mètres, 58 dB à 187 mètres, etc. D'où la nécessité de mettre en place des mesures d'atténuation du bruit lors des opérations de forage (MDDEP, 2010a).

Plusieurs études ont prouvé que le bruit est une nuisance et peut avoir certains impacts non négligeables sur la santé et la qualité de vie (trouble du sommeil, fatigue, stress, concentration intellectuelle plus difficile, difficulté d'apprentissage, etc.). Ces impacts sont d'autant plus accentués, lorsque le bruit perturbe les activités ou les processus normaux permettant d'assurer le bien-être et la santé des citoyens (DSP, 2010).

6.2.3. Génération des vibrations

La méthode de prospection par sismique réflexion consiste à provoquer des vibrations du sol afin d'avoir une imagerie du sous-sol. Les forages pétroliers et gaziers entraînent également des vibrations du sol. Ces vibrations, même si elles sont faibles, localisées et limitées dans le temps, peuvent être ressenties par la population avoisinante et génèrent des inquiétudes (MDDEP, 2010a; MRNF, 2010).

6.2.4. Risque de sismicité

Certaines personnes sont préoccupées par le risque de tremblement de terre induit par le forage ou par la fracturation hydraulique. Selon Ressource naturelle Canada (RNCAN), le forage ne provoque pas de sismicité. Néanmoins, certains séismes causés par l'injection d'un liquide sous pression dans la roche ont été enregistrés par des sismographes et parfois même ressentis par la population. La magnitude des séismes causés par la fracturation dans des séquences sédimentaires est relativement faible. En 1987, un cas de séisme de magnitude 3,6 sur l'échelle de Richter a été enregistré en Ohio, dans une région tectonique intraplaque comme le Québec (loin des bordures de plaque tectonique, donc peu active sismiquement). Ce séisme a été causé par la réactivation d'une ancienne faille. Conséquence d'une élévation de la pression dans les roches sous-jacentes, à une

roche sédimentaire dans laquelle des fluides de fracturation sous pression ont été injectés (MDDEP, 2010a).

RNCan croit que la probabilité est faible pour qu'il ait un séisme dans les roches sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent. Dans la vallée du Saint-Laurent, les séismes tectoniques sont très peu fréquents et la majorité des séismes sont circonscrits dans les secteurs du Charlevoix, Kamouraska, Bas-Saint-Laurent, Côte-Nord et Ouest du Québec. Les séismes localisés dans ces secteurs ont eu lieu dans le Bouclier canadien et à des profondeurs plus grandes que celle de la fracturation. Cependant, si la pression de fluide augmente le long des failles dans le Bouclier canadien à la suite de l'injection de fluide dans un puits, le risque de séisme augmente et la magnitude également (ib.).

RNCan est d'avis qu'il est difficile d'anticiper les conséquences d'une fracturation hydraulique, car la stabilité des failles pouvant être mises sous pression ne peut pas être déterminée à l'avance. Dans le but de réduire le risque de séismes, il est important d'isoler les lieux de fracturations par rapport au Bouclier sous-jacent (ib.).

6.2.5. Dégradation des infrastructures municipales

L'industrie fait appel à des camions et à de la machinerie lourde pour ses activités. Ces équipements utilisent les infrastructures municipales pour leurs déplacements. La circulation des camions et des appareils lourds peuvent entraîner une dégradation prématurée des infrastructures. De plus, les eaux usées de l'industrie peuvent réduire les capacités résiduelles de traitements des infrastructures municipales (Mathieu, 2010). En effet, ces infrastructures d'épuration ne sont pas conçues pour traiter de grands volumes d'eau usée industrielle (MAMROT, 2010).

6.2.6. Participation des municipalités

Au Québec, l'exploration et l'exploitation de gaz de shales sont de la juridiction provinciale et ces activités sont encadrées principalement par la *Loi sur les mines* (voir contexte réglementaire). Cette loi a préséance sur la loi et les règlements municipaux sur l'aménagement (Laliberté, 2010b). Les municipalités ne peuvent pas refuser un projet d'exploration ou d'exploitation. Malgré cette situation, les activités de l'industrie, le prélèvement des eaux, le traitement des eaux usées et des déchets se déroulent sur le territoire des municipalités. Elles sont en première ligne pour répondre aux préoccupations de la population et souvent leurs infrastructures seront mises en contribution (Demers,

2010). Enfin, les avantages financiers et les indemnités accordés aux municipalités dans le cadre des projets d'exploration et d'exploitation ne sont pas connus avec précision.

6.2.7. Patrimoine collectif versus patrimoine privé

Certaines personnes sont inquiètes du fait que seules les entreprises privées, impliquées dans les projets d'exploration et d'exploitation, bénéficieront des avantages associés à la production des gaz de shales au Québec. Ces personnes croient que la population et le gouvernement québécois n'auront pas leur part juste dans ces projets. Elles proposent de nationaliser les gaz de shales du Québec, afin de permettre au gouvernement d'acquérir tous les profits issus de cette ressource naturelle (Baril, 2010).

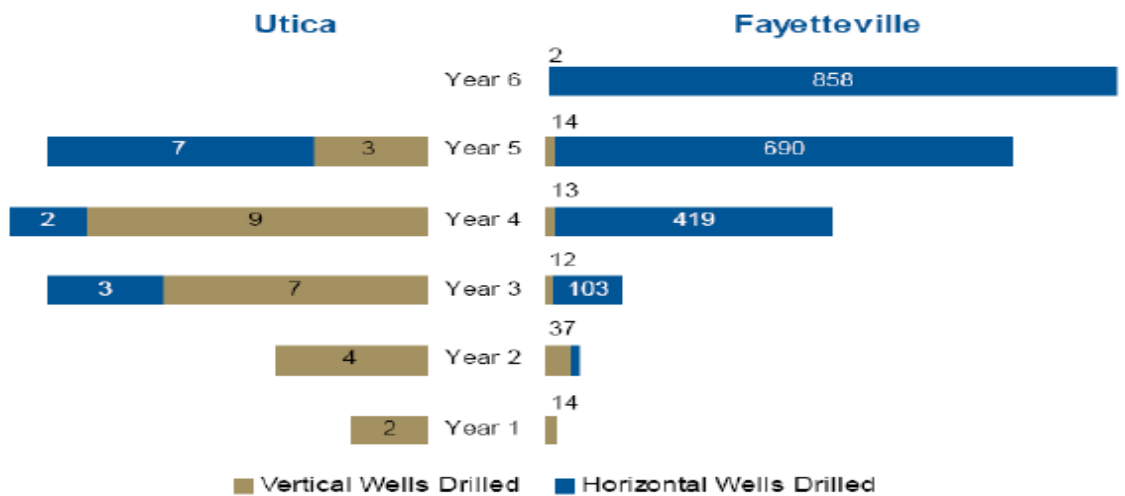
Beaucoup d'entreprises québécoises sont engagées dans les travaux de recherches et de production de Shales d'Utica. À titre d'exemple, Junex et Gastem sont des entreprises québécoises en pleine expansion et engagent des travailleurs québécois. Néanmoins, les règles de la finance et les politiques économiques font que ces entreprises sont sujettes à être rachetées par d'autres entreprises. Cela dit, puisque les travaux gazières au Québec (comme ailleurs au Canada et aux États-Unis) sont réalisés par des entreprises privées, si les droits et redevances exigés par le gouvernement sont faibles, les revenus et les profits seront largement contrôlés par un petit groupe de personnes. Dans ce cas, le gouvernement, les citoyens et la génération future ne pourront pas tirer les bénéfices économiques escomptés associés aux gaz des Shales d'Utica (Fillion, 2010).

Certes, la nationalisation permet au gouvernement de bien contrôler la ressource, les profits qui y sont associés et de bien les distribuer, mais cela demande beaucoup d'investissements à risques. Certains économistes trouvent que la nationalisation n'est pas la bonne solution. Ils estiment que le gouvernement du Québec n'a pas l'argent et l'expertise nécessaire pour l'exploration et l'exploitation des gaz de shales. Toujours selon ces économistes, les projets d'exploitation pétrolière et gazière demandent beaucoup de capitaux et comportent d'énormes risques, car le prix du gaz fluctue beaucoup. De plus, si le gouvernement décide de racheter une entreprise du secteur, le prix grimpera à mesure que le potentiel économique de ses permis se précisera (Baril, 2010).

6.2.8. Vitesse de développement du bassin d'Utica

Lors des audiences du BAPE, certaines personnes ont mentionné que le développement de shales d'Utica se fait trop vite et dans la précipitation. Selon Junex, cette perception est fausse (Junex, 2010).

Ross Smith est une firme de recherche indépendante dans le domaine de l'industrie pétrolière et gazière en Amérique du Nord. Elle offre des conseils et des soutiens aux investisseurs en matière d'énergie (*Ross Smith energy group (RSEG), 2010*). D'après une étude menée par cette firme, sur l'état de l'industrie de shales en Amérique du Nord, le développement de bassin d'Utica est plus lent par rapport à tous les bassins comparables en Amérique du Nord (Sloane, 2010). Selon la même étude, la cadence de développement de shales d'Utica est trois fois plus lente que la cadence du bassin le plus lent en Amérique du Nord (Arkoma à Oklahoma). La cadence de développement d'un bassin est évaluée par le nombre de puits horizontaux réalisés par année (Sloane, 2010). La figure 6.1 ci-dessous montre les résultats d'une étude de comparaison de la cadence de développement de l'Utica avec le Fayetteville. Dans cette figure, les barres bleues correspondent au nombre de puits horizontaux et les barres grises celui des puits verticaux. Il faut noter que les shales de Fayetteville sont à plusieurs points comparables à ceux d'Utica (Junex, 2010).



*Years: Utica 2006-2011; Fayetteville 2004-2009; Utica 2010 includes licensed wells (1Hz, 1Vt)
 Figure 8. Utica Drilling Lags Other Shale Gas Plays
 Source: IHS Energy, Republic Energy, Southwestern Energy, Mackie Research

Figure 6.1 : Chronologie de développement des shales d'Utica et de Fayetteville

(tiré de Junex, 2010, p.46)

6.2.9. Rôle du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Le BAPE est un organisme qui relève du ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Le BAPE est un organisme neutre et indépendant qui informe, enquête et consulte les citoyens sur des projets ou des problématiques en lien avec la qualité de l'environnement. Grâce au BAPE, les citoyens peuvent exercer leur droit de parole sur des projets susceptibles d'avoir des impacts sur l'environnement ou sur leur qualité de vie. Le BAPE peut jouer également un rôle de médiation entre le promoteur d'un projet et les citoyens (BAPE, s.d.).

Le 31 août 2010, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs a mandaté le BAPE, pour réaliser des consultations sur le développement durable de l'industrie de gaz de shale au Québec. Il doit proposer au ministre un cadre de développement de l'industrie, permettant une meilleure cohabitation avec la population, l'environnement et les autres secteurs d'activité. L'organisme devra également proposer des orientations légale et réglementaire, encadrant les activités de l'industrie et son développement sécuritaire dans le respect du développement durable (Arcand, 2010). Le BAPE doit présenter son rapport au ministre en février 2011.

Certains experts issus du milieu universitaire, de l'environnement et certains anciens membres du BAPE dénoncent les limites du mandat accordé à l'organisme, en ce qui concerne le dossier des gaz de shales. Certains experts sont d'avis que le gouvernement, en restreignant l'enquête et les audiences publiques sur les gaz de shales, contribue à accentuer la crise sociale et à mobiliser davantage les citoyens (Radio Canada (RC), 2010). Les experts croient que le BAPE ne dispose pas du temps et des ressources nécessaires, pour faire un débat public rigoureux et crédible, dans le but de répondre aux questions et préoccupations associées à la filière gazière québécoise (RC, 2010).

6.2.10. Acceptabilité sociale

La divulgation du projet de développement du gaz de shale au Québec a provoqué des réactions de protestation au sein de la population (Sauvé, 2010). Les ententes conclues entre l'industrie et le gouvernement sans que les citoyens soient informés, et les ententes confidentielles entre l'industrie, les propriétaires des terrains et les riverains des sites de forage ont accentué les réactions de protestation (Sauvé, 2010).

Les réactions du public sont liées principalement à un manque d'informations sur le projet de développement du gaz de shales et ses composantes (Sauvé, 2010).

La justification des projets d'exploration et d'exploitation des gaz de shales au Québec, par l'industrie et le MRNF, ne semble pas convaincre le public. De plus, celui-ci ne croit pas aux avantages économiques soulevés par l'APGQ et le gouvernement. Le public est également victime de préjugés et de peurs face aux impacts qu'auront ces projets sur son environnement et son bien-être général (Sauvé, 2010). D'autant plus que la technique utilisée par l'industrie est relativement nouvelle et présente beaucoup de composantes inconnues. Les peurs du public sont alimentées par les informations, sur les impacts négatifs du projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales dans certaines régions aux États-Unis, véhiculées par les médias. Plusieurs organisations écologistes, regroupements citoyens, certaines municipalités et certains partis politiques ont demandé un moratoire sur l'exploration et l'exploitation des gaz de shales dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ces regroupements de citoyens proposent que le moratoire soit en vigueur, jusqu'à la fin de la mise à jour de la législation encadrant les gaz de shales et la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique sur la question (Sauvé, 2010; Fédération québécoise des Municipalités (FQM), 2010). Cependant, le gouvernement affirme qu'il n'y aura pas de moratoire sur les activités de l'industrie. Le public persiste et cela pose un problème d'acceptabilité sociale (Sauvé, 2010).

6.2.11. Préséance de la loi sur les mines

Comme déjà traité dans la section contexte réglementaire, les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de shales sont encadrées principalement par la *Loi sur les mines*. Cette dernière est prépondérante par rapport aux autres règles et législations qui encadrent l'occupation du territoire. Les activités de l'exploration et l'exploitation en tant que telle ne sont pas soumises à la procédure québécoise d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. De plus la *Loi sur les mines* date de plusieurs années et cette loi n'a pas fait l'objet de mise à jour. Cette situation accentue l'inquiétude des citoyens. Néanmoins, depuis cet automne, la *Loi sur les mines* est en révision, mais d'après les informations disponibles, cette révision ne touche pas au régime minier actuel, qui priorise la mise en valeur des ressources minérales par rapport à l'aménagement du territoire (MDDEP, 2010a).

6.3. Enjeux économiques

L'avantage économique est l'un des principaux arguments utilisés par le gouvernement, l'industrie ou d'autres parties prenantes pour justifier les projets d'exploration et d'exploitation des gaz de shales. Cependant, l'aspect économique de ce projet soulève également des préoccupations. Les sections qui suivent font une brève description des enjeux les plus importants.

6.3.1. Rentabilité économique du gaz de shale

Une étude, réalisée par la Commission géologique du Canada, a démontré que la séquence des shales Utica/Lorraine constitue un des meilleurs gisements de gaz de shales au Canada (Hamblin, 2006). Cependant, l'exploration de gaz de shales ne fait que commencer au Québec. L'industrie est encore au stade d'évaluation de la ressource (APGQ, 2010c). Une évaluation des retombées économiques, liées à la mise en valeur des shales d'Utica, réalisée par SECOR estime que la quantité totale de gaz extractible se situe entre 254 et 1 160 milliards de mètres cubes (9 et 41 billions de pieds cubes). La valeur de production a été évaluée entre 45 et 250 milliards de dollars (SECOR, 2010). Le tableau 6.3 ci-dessous est une estimation de la quantité de gaz contenu dans la formation d'Utica au Québec. Le tableau donne aussi une estimation de la quantité de gaz récupérable (commercialisable) et la valeur de production de cette quantité de gaz.

Tableau 6.3 : Potentiel estimé des shales gazéifères au Québec

Potentiel théorique	35 000 à 163 000 milliards de pieds cubes
Potentiel commercialisable (25 %)	8 750 à 40 750 milliards de pieds cubes
Réserves de consommation	41 à 190 ans
Valeur de production	45 à 210 milliards de dollars

(tiré de SECOR, 2010, p.22)

Dans ce tableau, les réserves de consommation sont basées sur la consommation annuelle de gaz en 2007 (215 milliards de pieds cubes) et la valeur de production est basée sur le prix du gaz naturel de février 2009 (5,15 \$ par millier de pieds cubes) (SECOR, 2010).

Un des facteurs inconnus pour les shales gazéifères d'Utica est la quantité ultime de gaz, que peut produire un puits. Selon APGQ, seulement 26 puits ont été forés dans le shale de l'Utica, afin d'évaluer sa capacité de production et seulement trois ont été complétés et

testés. Les résultats de ces tests montrent que la quantité de gaz, qui peut être extraite d'un puits dans une zone donnée de shales de l'Utica, suit une distribution log-normale. Il est important de souligner que tous les puits ne produisent pas la même quantité de gaz. Pour cela, la moyenne de production est utilisée pour déterminer la rentabilité globale. Toujours selon les résultats très préliminaires des tests réalisés sur les forages horizontaux et verticaux au Québec, la production cumulative moyenne serait d'environ 74 millions de mètres cubes (2,6 milliards de pieds cubes) de gaz. En se basant sur cette hypothèse, l'APGQ a estimé le seuil de rentabilité pour le gisement Utica entre 5,20 et 5,40 dollars par millier de pieds cubes. Cette estimation ne tient pas compte des risques hypothétiques. Du fait des faibles connaissances sur le gisement d'Utica, son seuil de rentabilité et les risques géologiques y sont plus élevés que pour les autres gisements. En tenant compte du prix actuel du gaz naturel, des hypothèses de réserve de gaz et de coûts des activités de l'industrie, un projet de 2 000 puits au Québec (sans considérer les risques) n'est pas rentable. Les facteurs qui peuvent faire baisser le seuil de rentabilité sont principalement dans l'ordre : les réserves de gaz plus importantes, les coûts en capital moins élevés, les coûts d'exploitation moins élevés et enfin les taux de redevances plus concurrentiels (APGQ, 2010a; APGQ, 2010c; SECOR, 2010)

6.3.2. Redevances sur l'exploitation

Au Québec, pour les six premiers mois, la rente annuelle pour un détenteur d'un permis de recherche d'hydrocarbure en milieu terrestre s'élève à 0,10 dollar l'hectare. À la phase de l'exploitation, la redevance annuelle est de 2,50 \$ l'hectare par année. À cela, il faut ajouter une redevance qui se plafonne à 12,5 % (10 à 12,5 % selon le débit du puits) pour le gaz naturel (voir le tableau 4.2). Selon l'APGQ, la prévision de la courbe de production des puits de gaz dans l'Utica montre que le taux de redevances sera principalement de 10 % sur la durée de vie d'un puits (APGQ, 2010a).

Selon les informations en provenance de la coalition « pour que le Québec ait meilleure mine » et la société Mines alerte Canada, les politiques minières québécoises sont très favorables aux entreprises privées. Ces organismes croient qu'en 2008, le gouvernement québécois a récupéré 12 fois moins de redevances que la moyenne des provinces et territoires canadiens (Fillion, 2010).

En Colombie-Britannique, les taux de redevances varient en fonction du prix du gaz sur le marché. En Alberta en plus du prix du gaz, les taux de redevances sont fonction aussi du

taux de production. Cependant, afin de stimuler l'investissement dans le domaine de la recherche et d'exploitation des hydrocarbures, la Colombie-Britannique et l'Alberta avaient mis en place plusieurs crédits et programmes de réduction de redevances. Aujourd'hui, en Alberta, les taux de redevances de base sur le gaz naturel sont plafonnés à 36 %. En Colombie-Britannique, la redevance de base maximale est plafonnée à 27 % (APGQ, 2010a). Donc le taux de redevances actuel du Québec est faible, par rapport aux provinces dans lesquelles l'industrie de gaz de shales est bien établie. Selon APGQ, même en présence d'un secteur de services florissant et des infrastructures adéquates, afin d'attirer beaucoup d'investissements, il était nécessaire pour la Colombie-Britannique et l'Alberta d'inclure dans leurs régimes de redevances des programmes incitatifs qui font baisser ces redevances (ib.). La figure 6.2 ci-dessous présente la valeur actualisée (valeur présente nette de 10 %) des redevances payées au Québec, en Colombie-Britannique et en Alberta en fonction de trois prix prévisionnels du gaz. Cette figure, développée par APGQ, permet de constater qu'au prix de quatre dollars les mille pieds cubes de gaz, les redevances versées au Québec sont plus élevées que celles versées à l'Alberta et à la Colombie-Britannique. Pour un prix de gaz de sept dollars les mille pieds cubes, les redevances versées en fonction des trois régimes sont à peu près les mêmes. Plus le prix de gaz croît, plus les redevances de la Colombie-Britannique augmentent, car elles sont basées sur le bénéfice net de l'exploitation (ib.).

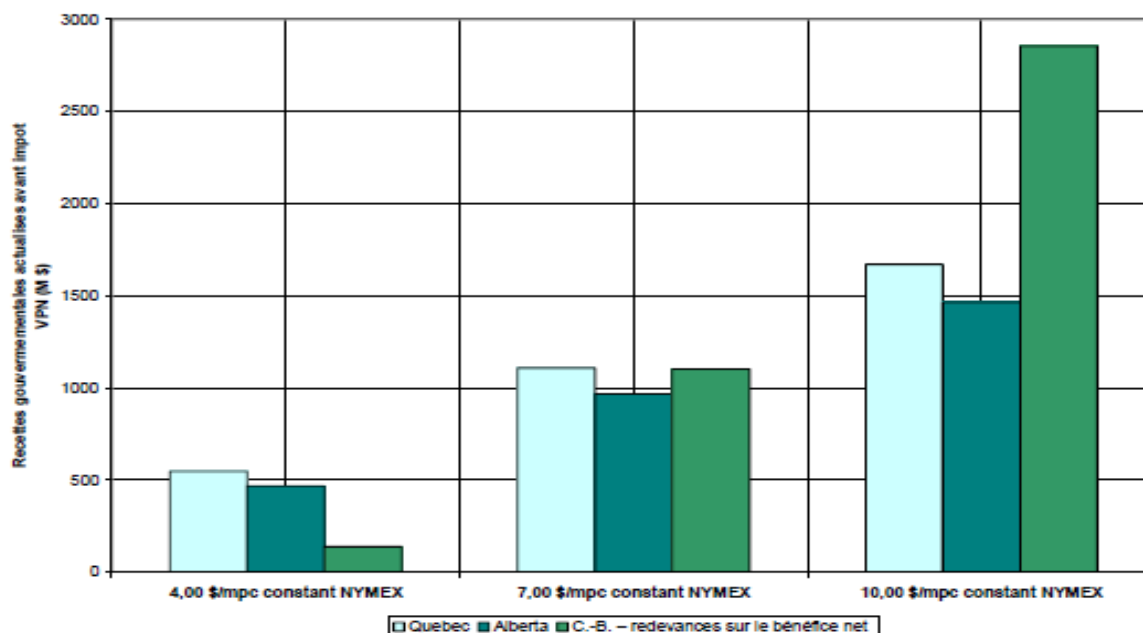


Figure 6.2 : Comparaison des régimes de redevance en fonction du prix de gaz

(tiré de APGQ, 2010a, p.20)

6.3.3. Amélioration de la balance commerciale du Québec

Selon un rapport de Secor sur les retombées économiques du développement des shales de l'Utica, le forage d'un puits pourrait générer environ 1,85 million en valeur ajoutée au Québec. En 2015, la mise en production de 150 puits, en raison de six puits forés par site, ajoutera 278 millions de dollars au produit intérieur brut du Québec (Communiqué de presse). La même étude de Secor précise que l'exploitation des gaz de shales pourrait se traduire par une amélioration importante de la balance commerciale de la province. Les auteurs de l'étude estiment cette amélioration de l'ordre de 400 millions de dollars en 2015 et à un milliard de dollars en 2025 si le prix du gaz sur le marché était de six dollars par millier de pieds cubes. Les recettes fiscales et parafiscales pour le Québec seraient d'environ 103 millions de dollars en 2015 et 165 millions en 2025. L'exploitation de la ressource permettra également de réduire la dépendance du Québec aux gaz provenant de l'Ouest canadien ou de l'étranger (SECOR, 2010). Finalement, l'étude souligne que les retombées économiques pourraient être deux fois plus élevées, si le scénario de 600 forages par année à partir de 2016 se concrétisait (SECOR, 2010).

6.3.4. Création d'emploi

L'exploration des gaz de shales fait intervenir plus d'une centaine de corps de métiers différents. À part les opérateurs des activités de forage et de fracturation hydraulique, la plupart des ressources sont disponibles au Québec (Junex, 2010). Le tableau 6.4 donne des exemples d'emplois intervenants dans les activités d'exploration

Tableau 6.4 : Exemples d'emplois soutenus pour les activités d'exploration

PROSPECTION	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Géologue ▪ Géophysicien ▪ Techniciens de géosciences 	DROITS MINÉRAUX ET PERMIS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Avocat ▪ Technicien juridique ▪ Technicien environnemental ▪ Technicien de permis ▪ Administrateur des droits de surface
AMÉNAGEMENT DU SITE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Défricheur ▪ Entrepreneur en aménagement de terrain ▪ Excavation 	FORAGE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Géologue ▪ Ingénieur en forage ▪ Surintendant en forage ▪ Ouvrier sondeur ▪ Manœuvre de chantier ▪ Opérateur de machinerie lourde ▪ Électricien ▪ Opérateur de grues ▪ Inspecteur en environnement
FRACTURATION ET «COMPLÉTION»	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manœuvre de chantier ▪ Superviseur ▪ Contremaître ▪ Gestionnaire de site ▪ Ingénieur pétrolier ▪ Hydrologiste / superviseur ▪ Technicien en maintenance de machinerie lourde ▪ Technicien en environnement 	DIVERS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sécurité ▪ Liaison locale ▪ Technicien de calibration ▪ Gestionnaire ▪ Support administratif ▪ Technicien informatique ▪ Logisticien

(tiré de SECOR, 2010, p.37)

Une analyse de SECOR estime entre 4 950 (scénario de base : 150 puits par an) et 19 800 (scénario optimiste : 600 puits par an) le nombre d'emplois qui pourraient voir le jour lors de l'exploration des gaz de shales. SECOR souligne que ces chiffres résultent d'une analyse conservatrice. En effet, une étude sur l'impact économique de la mise en valeur des gaz de shales de Marcellus, de l'Université de Pennsylvanie, a montré qu'environ 44 098 emplois ont été créés en 2009 à la suite de la réalisation de 710 puits de gaz (Considine *et al.*, 2010). La figure 6.3 ci-dessous estime l'évolution du nombre d'emplois créés par l'exploration en fonction des scénarios de nombre de puits forés par an dans les basses-terres du Saint-Laurent.

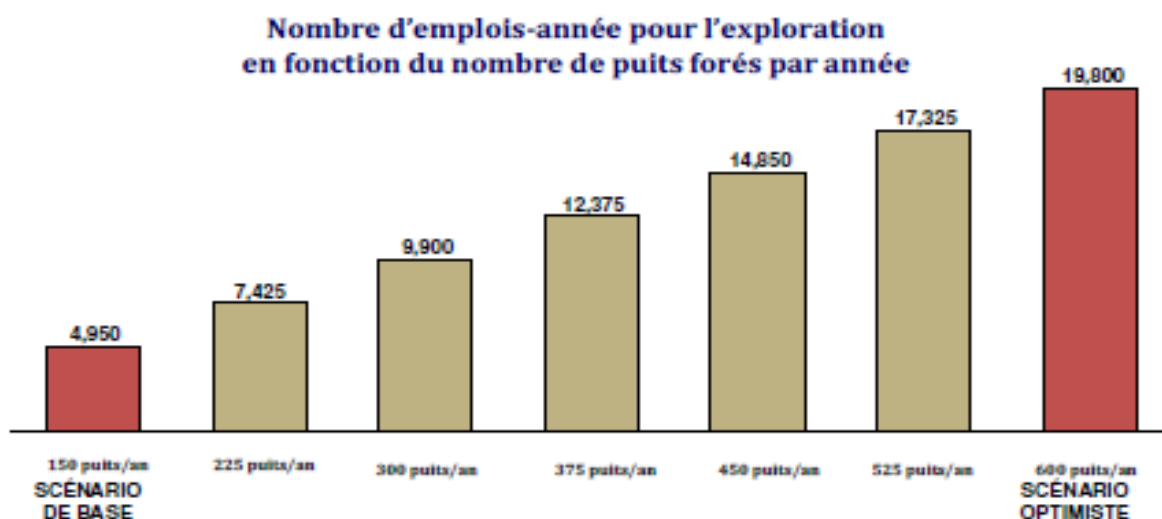


Figure 6.3 : Estimation du nombre d'emplois-année pour l'exploration en fonction du nombre de forages par année

(tiré de Junex, 2010, p.43)

Ces emplois seront créés principalement dans les régions du Québec et ils seront nettement mieux rémunérés que la moyenne salariale québécoise. Les emplois du secteur de forage pourront être à temps plein ou partiel selon l'intensité de forage (Junex, 2010). À l'heure actuelle, les spécialistes de forage, de fracturation hydraulique, de certains travaux de cimentation et de l'acquisition de données sismiques proviennent principalement de l'Ouest canadien, de l'Ontario et des États-Unis. Cependant, de nombreuses petites et moyennes entreprises québécoises verront le jour, pour offrir tous les services aux compagnies de production, au fur et à mesure que les investissements de l'industrie se matérialiseront. Ce qui aura pour conséquence de réduire le prix des forages et d'attirer encore plus les investisseurs (Junex, 2010). En effet, le manque de services et

d'infrastructures de proximité retarde le développement du gisement de gaz de shale au Québec et réduit la rentabilité économique (APGQ, 2010c).

Le nombre d'emplois créés lors de la phase d'exploitation d'un puits, qui peut s'étendre de 5 à 50 ans, est faible par rapport à ceux créés lors de l'exploration. En effet, l'exploitation de 100 puits ne créera que 28 emplois (SECOR, 2010).

6.3.5. Investissements

Pour mettre en évidence le potentiel de commercialisation du gaz de shales d'Utica, l'industrie a entrepris des investissements initiaux importants et risqués. Plusieurs forages doivent être réalisés et complétés et leur rentabilité demeure incertaine (SECOR, 2010). En effet, l'industrie du gaz a investi plus de 500 millions de dollars et les probabilités de succès des forages demeurent encore au dessous de 50 % (APGQ, 2010c). Le développement de l'industrie de gaz de shale au Québec se situe entre la phase de quantification de la ressource et celle de validité du potentiel économique (APGQ, 2010c).

La figure 6.4 ci-dessous fait une comparaison des stades de développement, des investissements et des probabilités de succès de forage dans quelques shales aux États-Unis et du Canada. Cette figure permet de constater que les investissements réalisés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont plus élevés que beaucoup de shales en Amérique du Nord. Aujourd'hui, ce bassin présente un des niveaux de développement le plus élevé et une probabilité de succès d'un forage de gaz la plus élevée.

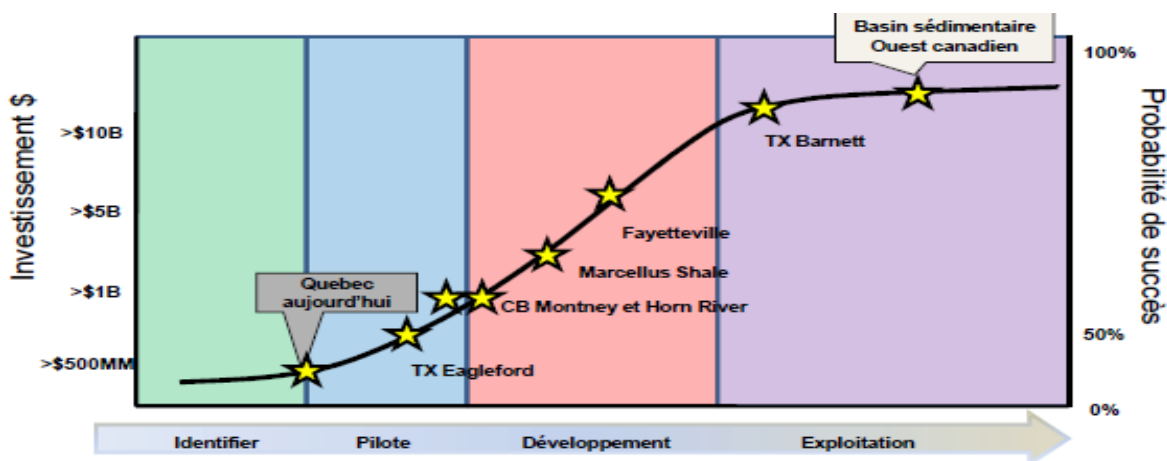


Figure 6.4 : Les investissements financiers dans quelques shales gazéifères

(tiré de APGQ, 2010, p.4)

En résumé les principaux enjeux associés à la mise en valeur des gaz de shales au Québec et qui soulèvent beaucoup de controverses au sein de la population sont les enjeux environnementaux et sociaux. Ces enjeux sont plus précisément : les prélèvements et l'approvisionnement en eau; la gestion des eaux usées; la protection de la nappe phréatique; la contamination des eaux de surface; la gestion des déchets de forage; la contamination du sol; les émissions des GES; la santé et la sécurité des citoyens, le rôle du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement et l'acceptabilité sociale du projet. Même si l'industrie dispose de plusieurs moyens techniques et qu'il y'a des règlements pour protéger la nappe phréatique et le sol, le risque d'un accident pouvant avoir des conséquences non négligeables demeure. Il existe également des règlements pour encadrer les grands prélèvements d'eau. Cependant, en période d'étiage les prélèvements d'eau dans certaines rivières peuvent être problématiques. Au Québec, l'industrie envoie ses eaux usées aux stations d'épuration municipales pour le traitement. Il n'existe pas d'études qui prouvent que ces stations peuvent enlever les produits chimiques contenus dans ces eaux. D'autant plus que ces stations utilisent principalement des méthodes de traitement biologique. Selon les informations disponibles, les usines ne connaissent pas exactement la nature des produits chimiques contenus dans les eaux de fracturation, vu que ces informations sont protégées par l'industrie et relèvent du secret industriel. Enfin, une question demeure : est ce que les usines de traitement des eaux usées municipales auront la capacité de traiter d'énorme quantité d'eaux usées industrielles?

7. ANALYSE SELON LES PRINCIPES DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

En 2006, l'Assemblée nationale du Québec a adopté la *Loi sur le développement durable* et la stratégie de développement durable en 2007. La *Loi sur le développement durable* précise 16 principes que le gouvernement doit prendre en compte pour ses politiques, ses plans et ses infrastructures. Même si cette loi s'applique principalement au fonctionnement des ministères (Villeneuve *et al.*, 2010), il serait intéressant de voir comment le MRNF et les commissaires du BAPE prendront en compte les 16 principes dans le cas du projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales. Ainsi, cette partie de l'essai fera un bref examen de la prise en compte de ces principes lors de la mise en valeur des shales d'Utica. L'analyse de ce chapitre est réalisée grâce à l'outil de prise en compte des principes du développement durable. Cet outil a été développé par le MDDEP, pour les commissaires du BAPE.

Selon le guide pour la prise en compte des principes de développement durable, cet exercice doit être considéré comme un questionnement du projet, afin de connaître ses liens avec chacun des 16 principes. En fonction des objectifs ou des effets du projet, certains principes seront plus ou moins pertinents. Au sens strict, la prise en compte ne consiste pas à une bonification du projet en fonction des informations provenant de l'examen des principes, mais elle doit permettre de considérer les effets du projet pour mieux décider. Donc c'est un outil permettant d'améliorer les processus décisionnels (MDDEP, 2009).

La *Loi sur le développement durable* ne définit pas une hiérarchisation pour les principes. Les 16 principes sont d'importance égale au début de l'examen du projet. Cependant, l'importance de chaque principe peut être relativisée selon les objectifs et les enjeux du projet à examiner. Dans cet ordre d'idée, le guide mentionné ci-dessus propose une méthode de prise en compte proportionnée des principes. Cette méthode s'inspire de nombreux outils d'analyse et d'évaluation qui sont des pratiques avant-gardistes (analyse d'impact de la Commission des communautés européennes; évaluation d'impact sur la santé au moment de l'élaboration des projets de loi et règlement; évaluation environnementale stratégique; analyse d'impact; évaluation d'incidence des décisions sur le développement durable) (MDDEP, 2009). Pour la suite de ce rapport, c'est la méthode de prise en compte proportionnée des principes de développement durable qui sera abordée. Les sections qui suivent, présentent les étapes de cette méthode et les

appliquent directement aux projets de l'exploration et l'exploitation de gaz de shale dans les basses-terres du Saint-Laurent.

La méthode de prise en compte proportionnée des principes du développement durable comporte trois étapes : dépistage, cadrage et bonification. La figure 7.1 présente les étapes de la méthode et les questions à poser pour bien traiter chaque étape.

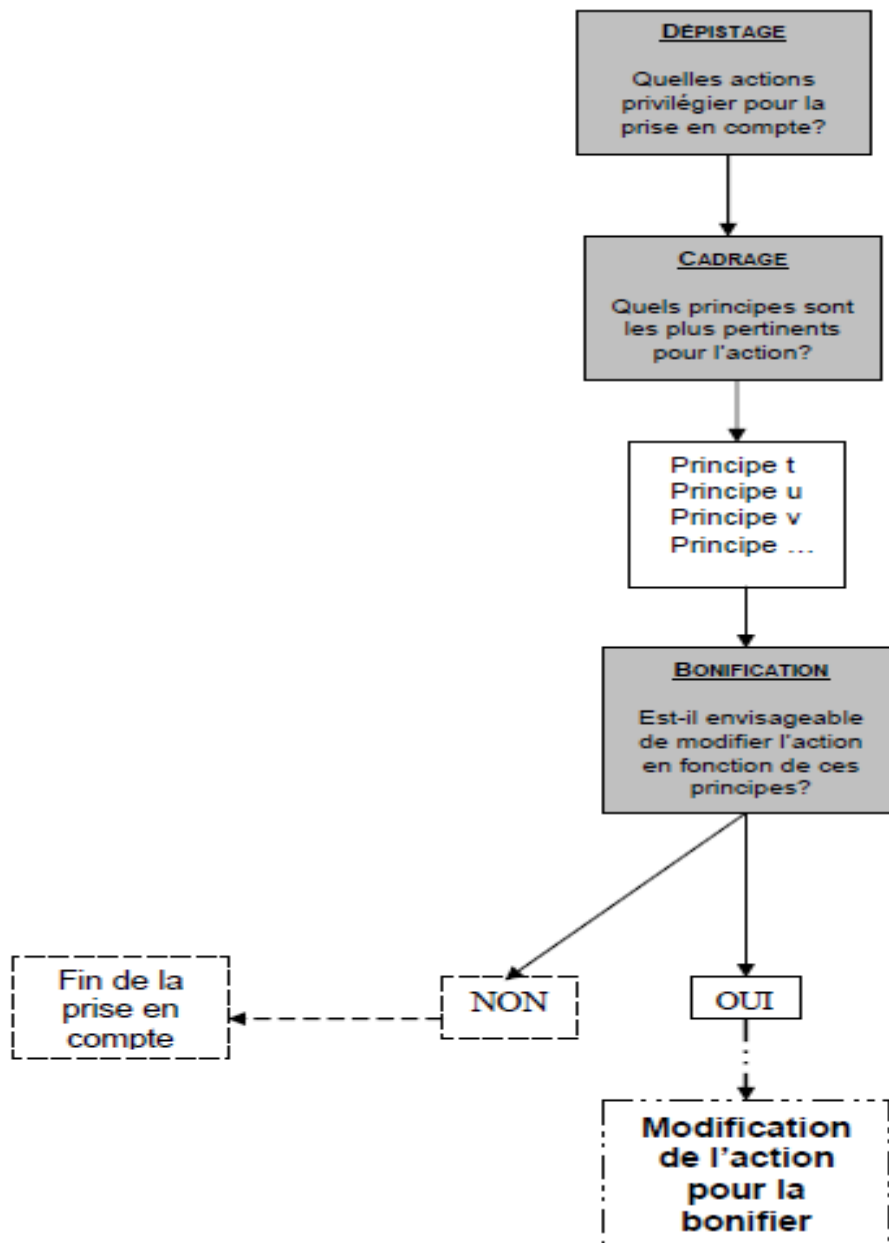


Figure 7.1 : Schéma de prise en compte des principes de développement durable

(tiré de MDDEP, 2009, p.11)

7.1. Dépistage

L'étape de dépistage permet d'identifier les actions (projets, programmes, politiques, plans, etc.) pour lesquelles les principes seront pris en compte. Lors de cette phase, il est préférable de cibler en priorité les actions structurantes. Une action est dite structurante, si elle a des effets majeurs ou des effets influençant d'autres actions. Pour savoir si une action est structurante, il faut évaluer son potentiel d'influence sur l'Administration, les autres Administrations et la société. Si une action est non structurante, ou si le ministère évalue que la prise en compte des principes n'apporte pas de gains significatifs, il peut décider de ne pas effectuer la prise en compte (MDDEP, 2009).

Dans le cadre de ce rapport, l'étape de dépistage n'est pas requise, car le projet (action) pour lequel les principes doivent être pris en compte est déjà choisi, soit le projet de mise en valeur des gaz de shales.

7.2. Cadrage

Le cadrage consiste à évaluer l'importance de chaque principe pour le projet (MDDEP, 2009). Lors de cette étape, un examen de contexte d'insertion du projet doit être réalisé. Le cadrage doit permettre aussi une détermination et une qualification des liens potentiels entre chaque principe et le projet. À l'issue de cet exercice, les enjeux du projet doivent être mieux dégagés et mieux structurés. Dans le cadre de ce rapport, la grille normalisée développée par le MDDEP pour le BAPE a été utilisée pour réaliser le cadrage. Les parties : « contexte d'insertion du projet, liens projet-principe et appréciation des liens » sont remplies à l'étape du cadrage (BAPE, 2009).

7.2.1. Contexte d'insertion du projet

Le contexte d'insertion est présenté brièvement sous les trois volets du développement durable (environnement, social et économique). La qualification du milieu utilisée à ce niveau est basée sur les connaissances disponibles et les enjeux développés dans ce rapport. Cette qualification utilise des termes simples « positifs, négatifs, neutres » et généraux « milieu naturels très perturbés, contexte économique non favorable » (BAPE, 2009).

7.2.2. Liens entre le projet et les principes

La détermination des liens existant entre le projet et un principe se fait en répondant à la question suivante : en quoi le projet est-il concerné par le principe? Cette question doit être répondue en tenant compte des objectifs et des enjeux du projet (MDDEP, 2009). La réponse permet de décrire les liens entre chaque principe et les enjeux du projet. En d'autres termes, cette étape consiste à trouver les enjeux du projet interpellés par chaque principe. Certains enjeux peuvent être interpellés par plusieurs principes. D'autre part, certains principes peuvent être inapplicables ou non pertinents, pour le projet de mise en valeur des shales d'Utica. Dans ce cas, la mention « sans objet » sera inscrite dans la grille (BAPE, 2009).

7.2.3. Appréciation des liens

Cette dernière étape du cadrage permet d'apprécier chaque lien trouvé entre le projet et les principes dans l'étape précédente. Les qualifications utilisées sont tirées du guide développé pour le BAPE. Ces qualifications sont : « *effet négatif élevé, effet négatif moyen, effet négatif faible, effet neutre ou non applicable, effet positif faible, effet positif moyen et effet positif élevé* » (BAPE, 2009). Voir la figure 7.2 pour l'illustration des cotes d'appréciation.

7.3. Bonification

Elle permet de trouver les moyens à mettre en place, pour que le projet puisse s'inscrire encore plus dans l'esprit des principes du développement durable. Des mesures de bonification sont proposées pour chaque principe et elles sont écrites dans la grille de prise en compte (Grille de cadrage et de bonification). L'objectif principal de la bonification est de maximiser les effets positifs du projet et de réduire les effets négatifs à l'égard des volets couverts par les principes (MDDEP, 2009).

7.4. Grille de prise en compte

La grille suivante résume l'analyse de la prise en compte des principes du développement durable.

Tableau 7.1 : Grille de cadrage et de bonification du projet en fonction des principes de développement durable

		Contexte d'insertion du projet	
		Environnement	Milieu naturel vulnérable
		Social	Contexte social non favorable
		Économique	Contexte économique favorable
Principes	Lien entre le projet et le principe	Appréciation des liens	Pistes de bonification
Santé et qualité de vie	L'exploitation et l'exploration des gaz de shales utilisent d'énorme quantité d'eau et produit de grand volume d'eau usée. La disponibilité, la qualité de l'eau potable et la gestion des eaux usées sont les principaux facteurs pouvant avoir des impacts sur la santé humaine. De plus, les travailleurs et les personnes vivant à proximité des sites des activités sont à risque de respirer des produits toxiques et de potentielles fuites de gaz. L'industrie de gaz de shales constitue une source potentielle de risque technologique vu qu'elle utilise plusieurs produits chimiques avec des quantités très élevées. La santé de la population pourrait être menacée par l'explosion, les fuites et les déversements des produits dangereux. Les activités de l'industrie sont généralement bruyantes, elles demandent beaucoup d'éclairage la nuit (vu que les forages sont réalisés sans interruption) et souvent les installations sont visibles à des kilomètres du site. Ces activités peuvent contribuer à réduire la qualité de vie des citoyens.	<i>effet négatif moyen</i>	Augmenter la distance séparatrice (puits de gaz/habitation) en tenant compte du seuil des impacts irréversibles en cas d'accident. Réduire les prélèvements d'eau au minimum possible. Mettre l'accent sur le développement et l'utilisation d'autres fluides de fracturation (gaz). Instaurer des redevances sur l'eau prélevée par l'industrie. Exiger de l'industrie la mise en place des usines spécialisées dans le traitement des eaux usées issues ses activités. Exiger des entreprises d'exploration et d'exploitation des programmes d'entretien et de contrôle des équipements et des infrastructures à des fréquences régulières. Réduire au minimum (ou éviter) les travaux et les transports de nuit dans les zones proches des habitations. Exiger un contrôle des luminosités et des bruits. Mettre en place une réglementation exigeant à l'industrie de préparer et de mettre à jour les plans de mesures d'urgence en cas d'accident en collaboration avec les services d'urgences du milieu.

<p>Équité et solidarité sociales</p>	<p>Les gaz de shales sont des ressources non renouvelables, leur exploitation non contrôlée peut entraîner un épuisement rapide de la ressource. De plus, lors de l'exploration et l'exploitation de grande quantité d'eau demeure dans le sous-sol et ne sera pas disponible pour les générations futures. Le gouvernement de Québec ne perçoit pas de redevance pour l'utilisation de l'eau. Une mauvaise gestion des eaux usées, des déchets et les produits chimiques peut entraîner une contamination de l'environnement pouvant être problématique pour les générations futures. Dans certaines régions des basses-terres du Saint-Laurent, l'exploration et l'exploitation de gaz de shale font l'objet de beaucoup d'opposition de la part des citoyens. De plus, plusieurs groupes environnementaux et écologiques s'opposent aux projets. Les travaux gaziers au Québec sont réalisés par des entreprises privées. Si les droits et redevances exigés par le gouvernement sont faibles, les revenus et les profits seront largement contrôlés par un petit groupe de personnes. Cependant, les projets entraineront au Québec, la création de plusieurs emplois spécialisés et bien rémunérés. Selon la phase de réalisation des travaux, ces emplois peuvent être à temps pleins ou partiels.</p>	<p><i>effet négatif élevé</i></p>	<p>Mettre l'accent sur le développement et l'utilisation d'autres fluides de fracturation (gaz). Instaurer des redevances sur les prélèvements de l'eau par l'industrie. Exiger de l'industrie la mise en place des usines spécialisée dans le traitement des eaux usées issues des activités de l'industrie. Mettre en place un fonds intergénérationnel constitué par une partie des redevances provenant de l'exploitation des gaz et des prélèvements de l'eau. Mettre en place des programmes d'informations des citoyens sur les technologies, les additifs utilisés, les avantages et les inconvénients associés aux activités de l'industrie. Exiger de l'industrie de travailler en collaboration avec les municipalités et les citoyens. Réévaluer les rentes annuelles sur l'exploration, les baux, les taxes et les redevances sur l'exploration. Mettre en place des politiques favorisant la formation et le recrutement des travailleurs provenant de la région des basses-terres du Saint-Laurent.</p>
<p>Protection de l'environnement</p>	<p>Le projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales utilise plusieurs millions de mètres cubes d'eau pour le forage et la fracturation. À la fin des opérations, les eaux sont contaminées par des additifs, des métaux lourds, des chlorures et d'autres substances provenant du sous-sol. Les activités de l'industrie génèrent beaucoup de boues et de déblais. Tout comme les eaux usées, ces matières sont contaminées. Il manque des données sur la gestion de ces déchets. Les eaux usées de l'industrie contenant des produits chimiques sont envoyées dans des stations de traitement des eaux usées municipales. Il n'y a pas</p>	<p><i>effet négatif élevé</i></p>	<p>Mettre l'accent sur le développement et l'utilisation d'autres fluides de fracturation (gaz). Instaurer des redevances sur les prélèvements de l'eau par l'industrie. Exiger de l'industrie la mise en place des usines spécialisées dans le traitement des eaux usées issues de ses activités. Exiger des entreprises d'exploration et d'exploitation des programmes d'entretien et de contrôle des équipements et des infrastructures à des fréquences régulières. Instaurer un moratoire sur les</p>

	<p>de données disponibles prouvant que ces stations sont aptes à traiter ces eaux. Un mauvais traitement des boues et des eaux usées peut entraîner une détérioration de la qualité des eaux de surface, des nappes phréatiques et du sol. Sur les sites et lors des transports des eaux usées et des produits chimiques, le risque de déversement demeure. Les machineries, les camions, les génératrices, les compresseurs et d'autres équipements utilisés dans les projets utilisent des combustibles fossiles. Ce qui peut avoir comme conséquence, l'émission de divers polluants dans l'atmosphère. Les bassins de rétention des eaux usées et de boue de forage émettent également des polluants. La combustion des combustibles fossiles génère également des GES pouvant influencer les changements climatiques. Il peut y avoir également de fuite de CH₄ surtout lors de l'exploitation. L'installation des machineries entraîne généralement des déboisements. Toutes ces opérations et activités ont des impacts significatifs sur le territoire et peuvent contribuer à la dégradation de sa qualité.</p>		<p>travaux d'exploration et d'exploitation dans les milieux humides. Exiger de l'industrie, du MDDEP et du MRNF l'analyse de l'eau et du sol avant et après le début des activités de l'industrie. Favoriser les sites qui présentent de faibles potentiels de déboisement. Favoriser les sites multipuits avec un puits vertical et plusieurs puits horizontaux avec des ramifications. Exiger de l'industrie de reboiser les sites avec les mêmes espèces de plantes et de remettre les sites à l'état initial une fois les activités terminées. Mettre en place un organisme constitué des experts du MDDEP, du MRNF, et de l'industrie de gaz, dans le but d'inspecter, de tester et vérifier la conformité des équipements et des infrastructures de l'industrie. Rendre disponibles les résultats des inspections et de contrôle. Exiger des enquêtes et la correction de toutes les non-conformités. Mettre en place des mesures coercitives strictes en cas de non-conformité. Imposer à l'industrie, l'estimation, la déclaration, la réduction et la compensation des émissions de GES. Imposer aux entreprises, l'élaboration de plan de gestion environnementale, de plan de réduction des rejets de contaminants et des déchets et l'inventaire et caractérisation des déchets, boue et eaux usées. Réaliser une évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des gaz de shale d'Utica.</p>
--	---	--	---

Efficacité économique	<p>Le financement et les investissements du projet d'exploration et d'exploitation de gaz d'Utica proviennent principalement du secteur privé. Le rôle du gouvernement est de s'assurer que les activités et les opérations sont réalisées en respectant les législations en vigueur et de percevoir les taxes et les redevances. Les informations disponibles tendent à montrer que les taux de redevance actuels du Québec sont plus faibles que la majorité des provinces canadiennes et des États américains.</p> <p>Selon les informations, l'industrie de gaz de shales entrainera la création de plusieurs emplois au Québec. De nombreuses petites et moyennes entreprises verront le jour pour offrir tous les services aux compagnies de production au fur et à mesure que les investissements de l'industrie se matérialiseront. La création d'emplois dans les collectivités aura pour conséquence d'augmenter le pouvoir d'achat au sein des collectivités, de réduire le taux de chômage et en même temps le taux de pauvreté. L'exploitation des gaz de shale au Québec contribuera également à améliorer la balance commerciale de la province. De plus, le développement de l'industrie peut entraîner un investissement dans la recherche et développement sur les techniques et les technologies utilisées par l'industrie de gaz. Plusieurs spécialistes du domaine seront formés dans les collèges et universités québécois.</p> <p>La cadence de développement du shale de l'Utica est la plus lente enregistrée en Amérique du Nord. Cette situation peut rendre ce gisement moins compétitif par rapport aux autres shales.</p>	<i>effet positif moyen</i>	<p>Réévaluer les rentes annuelles sur l'exploration, les baux, les taxes et les redevances sur l'exploitation.</p> <p>Instaurer des redevances sur les prélèvements de l'eau par l'industrie. Mettre en place un fonds intergénérationnel constitué par une partie des redevances provenant de l'exploitation des gaz et des prélèvements de l'eau. Introduire dans l'analyse des coûts/bénéfices des projets d'exploration et d'exploitation, les paramètres sanitaires, sociaux et environnementaux. Mettre en place des allègements d'ordre administratifs encourageant les innovations techniques, technologiques et organisationnelles. Mettre en place des politiques favorisant la formation et le recrutement des travailleurs provenant de la région des basses-terres du Saint-Laurent. Faire des investissements publics dans le capital-actions des entreprises. Réaliser une évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des shales de l'Utica.</p>
Participation et engagement	<p>Le gouvernement a délivré des permis d'exploration de gaz de shale au Québec sans que les citoyens ne soient impliqués dans cette décision. La divulgation du projet de développement du gaz de shale, les ententes conclues entre l'industrie et le gouvernement sans</p>	<i>effet négatif élevé</i>	<p>Mettre en place des programmes d'information sur les technologies, les additifs, les avantages et les inconvénients associés aux activités de l'industrie. Réaliser des campagnes de sensibilisation. Exiger de l'industrie de</p>

	que les citoyens soient informés et les ententes confidentielles avec les propriétaires terriens et les riverains des sites de forage ont provoqué des réactions de protestation au sein de la population.		travailler en collaboration avec les municipalités et les citoyens. Donnez plus de temps et de moyens au BAPE pour réaliser ses consultations.
Accès au savoir	Plusieurs professionnels seront formés pour assurer le développement rentable de l'industrie. Plusieurs informations sont disponibles sur les activités de l'industrie. Cependant, les types d'additifs utilisés demeurent secrets pour des motifs de secret industriel.	<i>effet positif moyen</i>	Exiger des entreprises de faire des rapports sur les plans d'action et des rapports sur les résultats obtenus en matière de développement durable à l'intention des citoyens et de leurs partenaires. L'entreprise doit s'engager à sensibiliser ses personnels sur les meilleures pratiques et méthodes de travail permettant de réduire les impacts sur l'environnement et sur la santé et la qualité de vie des citoyens.
Subsidiarité	Les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de shales au Québec sont encadrées principalement par la <i>Loi sur les mines</i> , et cette loi est prépondérante par rapport aux autres règles et législations qui encadrent l'occupation du territoire. <i>La Loi sur les mines</i> est régie par le gouvernement provincial via son MRNF. <i>La Loi sur les mines</i> priorise la mise en valeur des ressources minérales. Les municipalités concernées par les projets d'exploration et d'exploitation n'ont pas beaucoup de poids dans les processus de décision.	<i>effet négatif élevé</i>	Introduire dans la <i>Loi sur l'aménagement du territoire</i> une clause permettant aux municipalités de s'opposer à l'exploration et l'exploitation des gaz de shales. Impliquer les municipalités dans la prise de décisions quant à la réalisation des projets d'exploration ou d'exploitation sur leur territoire.
Partenariat et coopération intergouvernementale	sans objet	<i>non applicable</i>	<i>non applicable</i>
Prévention	Les forages d'exploration et la fracturation hydraulique représentent des risques de contamination des eaux souterraines. L'industrie utilise plusieurs tubages pour réduire ces risques. L'installation de ces tubages est réglementée par la <i>Loi sur les mines</i> . Les bassins de rétentions sont également susceptibles de contaminer la nappe. L'utilisation des géomembranes permet de réduire ces risques. Il existe également des risques de contamination des eaux de surfaces. Le risque	<i>effet négatif faible</i>	Évaluer la mesure dans laquelle l'exploration et l'exploitation ont été réalisées dans d'autres provinces canadiennes et États américains et les gestes préventifs que ces États et provinces ont posés face à ces projets. Caractériser et identifier les facteurs de risque associés aux projets d'exploration et d'exploitation. Réaliser une évaluation environnementale stratégique sur la

	d'accident ou d'explosion existe également. Pour prévenir ces risques, l'industrie doit collaborer avec les services d'incendie des municipalités concernées. L'installation des équipements comme les systèmes antiéruption permettent de réduire ces risques.		mise en valeur des gaz de shales de l'Utica. Modifier la <i>Loi sur les mines</i> et la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> de sorte que tous les nouveaux projets d'exploration et d'exploitation soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation des impacts sur l'environnement. Déterminer la vulnérabilité des eaux souterraines et des eaux de surface des basses-terres du Saint-Laurent face aux activités de l'industrie. L'entreprise doit s'engager à sensibiliser ses personnels sur les meilleures pratiques et méthodes de travail permettant de réduire les impacts sur l'environnement et sur la santé et la qualité de vie des citoyens.
Précaution	L'exploration et l'exploitation de gaz de shale créent de nouveaux risques pour la santé et le bien-être des personnes vivant à proximité des installations. Elles engendrent également de nouveaux risques de contamination des eaux souterraines, des eaux de surfaces ainsi que des sols. La quantité des GES émise par cette industrie au Québec n'est pas connue. L'efficacité des traitements des eaux usées de l'industrie par les stations d'épuration des eaux municipales n'est pas démontrée. De plus, l'industrie soulève beaucoup d'incertitudes telles que la remontée future des eaux usées emprisonnées dans le sous-sol.	<i>effet négatif élevé</i>	Caractériser et identifier les facteurs de risque associés aux projets d'exploration et d'exploitation. Réaliser une évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des shales d'Utica. Modifier la <i>Loi sur les mines</i> et la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> de sorte que tous les nouveaux projets d'exploration et d'exploitation soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation des impacts sur l'environnement.
Protection du patrimoine culturel	sans objet	<i>non applicable</i>	<i>non applicable</i>
Préservation de la biodiversité	Les gaz de shales constituent des ressources naturelles : leur exploration et exploitation peut avoir des impacts non négligeables sur les écosystèmes. Une pollution des eaux et des sols par des produits chimiques dangereux peut avoir de graves effets sur l'écosystème des basses-terres du Saint-Laurent et sur les espèces qui y vivent. Lors des déplacements des équipements et	<i>effet négatif moyen</i>	Modifier la <i>Loi sur les mines</i> et la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> de sorte que tous les nouveaux projets d'exploration et d'exploitation soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation des impacts sur l'environnement. Effectuer un inventaire des espèces menacées ou vulnérables

	leur installation, il peut y avoir des déboisements ayant des effets sur la biodiversité.		qui seront touchées par les projets d'exploration et d'exploitation.
Respect de la capacité de support des écosystèmes	Dans la majorité des pays, États ou provinces où ont lieu l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles, celles-ci ne se sont pas faites en considérant le respect de la capacité de support des écosystèmes.	<i>effet négatif moyen</i>	Mettre en place des processus de contrôle du respect des lois, règlements, normes et conventions qui encadrent la capacité de support des écosystèmes. Modifier la <i>Loi sur les mines</i> et la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> de sorte que tous nouveaux projets d'exploration et d'exploitation soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation des impacts sur l'environnement. Encourager et effectuer des recherches sur la réduction des pressions sur l'écosystème des basses-terres du Saint-Laurent.
Production et consommation responsables	Plusieurs États américains produisent du gaz et le prix de cette ressource n'est pas élevé. L'exploitation de gaz de shale au Québec va contribuer à augmenter la quantité de cette ressource sur le marché d'où le risque de gaspillage.	<i>effet négatif moyen</i>	Maximiser la récupération de gaz. Éliminer les fuites. Maximiser la réutilisation des eaux usées issues de la fracturation.
Pollueur payeur	L'industrie de gaz de shales a développé des techniques de forage horizontal. Cette technique permet de faire plusieurs forages horizontaux à partir d'un seul forage vertical, d'où la réduction des impacts sur l'environnement. Le RPGNRS encadre la fermeture des puits avant, pendant et après l'extraction des gaz et c'est le promoteur qui doit assumer les coûts. Au Québec l'industrie confie ses eaux usées à la municipalité pour leur traitement et les compensations que les municipalités recevront ne sont pas bien définies	<i>effet négatif moyen</i>	Modifier la <i>Loi sur les mines</i> et la <i>Loi sur la qualité de l'environnement</i> de sorte que tous nouveaux projets d'exploration et d'exploitation soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation des impacts sur l'environnement. Exiger de l'industrie la mise en place des usines spécialisées dans le traitement des eaux usées issues de ses activités. Imposer à l'industrie, l'estimation, la déclaration, la réduction et la compensation des émissions de GES. Mettre l'accent sur le développement et l'utilisation d'autres fluides de fracturation (gaz). Exiger des entreprises d'exploration et d'exploitation des programmes d'entretien et de contrôle des équipements et des infrastructures à des fréquences

			régulières. Mettre en place une réglementation exigeant à l'industrie de préparer et de mettre à jour les plans de mesures d'urgence en cas d'accident en collaboration avec les services d'urgences du milieu
Internalisation des coûts	L'exploration et l'exploitation des gaz de shales peuvent avoir des effets négatifs sur l'intégrité de l'environnement ainsi que sur la qualité de vie et la santé des personnes vivant à proximité des installations de l'industrie. Les coûts générés par les externalités de production devant être assumés collectivement ne sont pas connus.	<i>effet négatif moyen</i>	Réaliser une analyse de cycle de vie des gaz de shales produits au Québec. Développer une méthodologie pour chiffrer et informer le public des coûts des externalités associées aux biens et aux services créés par l'exploration et l'exploitation des gaz de shales. Exiger et adopter des mesures de compensation des GES.

(modifié de BAPE, 2009, p.7)

Sources : (MDDEP, 2010a; MRNF, 2010; NYSDEC, 2009; DSP, 2010; APGQ, 2010a; APGQ, 2010 b; APGQ, 2010c; Sauvé, 2010; FQM, 2010; Hamblin, 2006; SECOR, 2010; Junex, 2010; Villeneuve *et al.*, 2010; MDDEP, 2009; BAPE, 2009; STW, 2009; Laliberté, 2010a ; Laliberté, 2010 b; NYDEP, 2009; Tisseyre, 2010; MAMROT, 2010)

7.5. Illustration des cotes d'appréciation

La figure 7.2 ci-dessous représente une illustration des cotes d'appréciation du projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales au Québec. Cette figure ne représente pas le portrait du projet. Elle constitue plutôt la perception globale de l'évaluateur par rapport au projet. Cependant, la figure peut aider à cibler les aspects les plus faibles du projet et sur lesquels il faut mettre l'accent lors des enquêtes sur le projet (BAPE, 2009).

D'après cette figure, le projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales tel qu'examiné ne tient pas compte de plusieurs principes du développement durable. Il présente des effets négatifs élevés sur les principes : d'équité et solidarité sociales; de protection de l'environnement; de participation et engagement; de subsidiarité et de précaution. En effet, certains aspects du projet tel que présenté par l'industrie, le MRNF et le MDDEP vont à l'encontre de ces principes. Le projet a des effets négatifs moyens sur les principes : de santé et qualité de vie; de préservation de la biodiversité; de respect de la capacité de support des écosystèmes; de pollueur payeur et d'internalisation des coûts. Il présente également dans une moindre mesure des effets négatifs sur le principe de prévention.

Les principaux aspects qui font que le projet présente des effets négatifs sur certains principes de développement durable sont : le prélèvement d'énorme quantité d'eau, la contamination de grande quantité d'eau, la prépondérance de la *Loi sur les mines*, le faible poids des municipalités dans la prise de décisions, les incertitudes sur les risques pour la santé et pour l'environnement, le manque d'information sur la quantité de GES émis et le manque d'information sur les additifs utilisés par l'industrie. Néanmoins, des actions peuvent être entreprises pour réduire les effets négatifs sur les principes cités. La partie recommandation et la grille de cadrage (tableau 7.1) présentent certaines actions que l'industrie et le gouvernement peuvent entreprendre afin que le projet puisse respecter les principes du développement durable du Québec.

D'autre part, le projet présente des effets positifs moyens sur les principes d'efficacité économique et accès au savoir. Cela est dû principalement à l'aspect créateur d'emploi, aux taxes et redevances qu'engendre le projet. Des actions doivent être entreprises pour bonifier ces effets positifs. Certaines de ces actions sont présentées dans le tableau 7.1 et dans la partie recommandation de ce rapport.

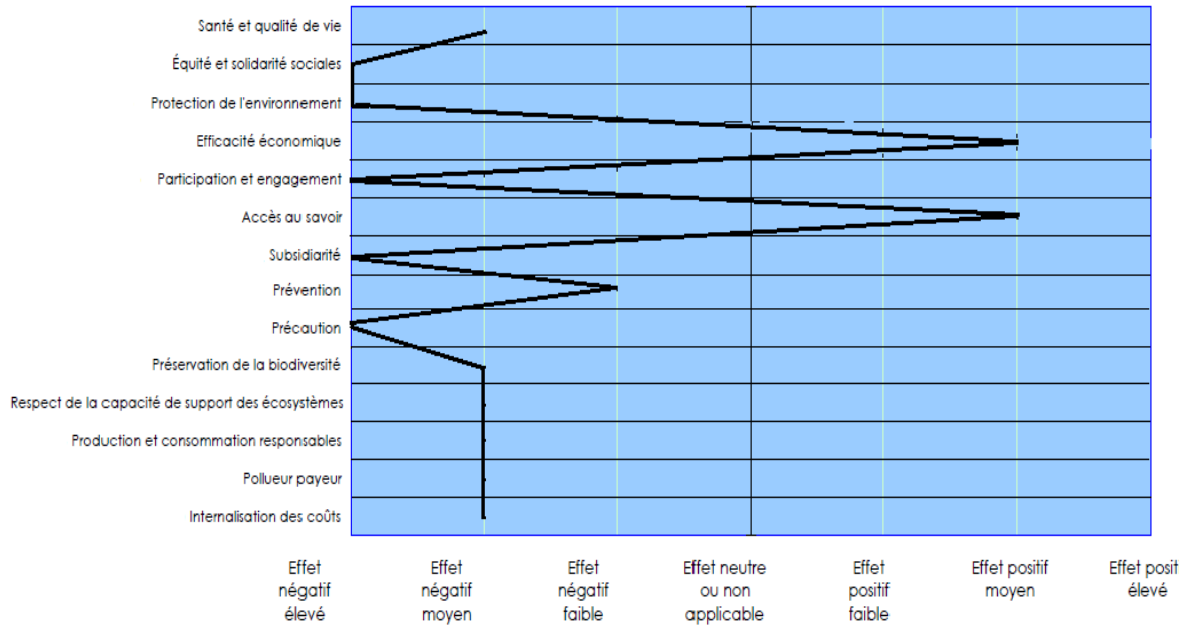


Figure 7.2 : Illustration des cotes d'appréciation

(modifié du BAPE, 2009 p.8)

8. RECOMMANDATIONS

Le projet d'exploration et d'exploitation des gaz de shales soulève plusieurs enjeux environnementaux, sociaux et économiques au Québec. Pour réduire les enjeux, les potentiels impacts environnementaux, sociaux et bonifier les avantages économiques du projet, tout en tenant compte des principes du développement durable du Québec, certaines actions peuvent être entreprises par le gouvernement et l'industrie de gaz.

À la lumière des informations disponibles et des incertitudes soulevées dans ce rapport, les recommandations ci-dessous peuvent être faites. Elles sont destinées principalement au gouvernement du Québec et à l'industrie de gaz de shales. Vu le nombre de disciplines touchées par les activités de l'industrie, la complexité d'avoir des informations sur les opérations et le délai accordé pour la recherche et la rédaction de ce rapport, les recommandations proposées sont issues d'une analyse préliminaire du projet en fonction des principes du développement durable.

8.1. Recommandations pour l'industrie

L'industrie doit réduire au minimum les prélèvements de l'eau. Elle doit accorder une grande importance à la réutilisation de cette ressource. Si les prélèvements sont nécessaires, ils doivent être faits dans des cours d'eau à débits importants, tout en tenant compte des autres usages de l'eau sur le territoire et les plus faibles débits. Pour cela, l'industrie doit consulter les organismes de gestion de bassins versants. Elle doit s'engager à respecter les lois, les règlements et les conventions encadrant les prélèvements de l'eau au Québec. Elle doit informer et former ses employés et ses sous-traitants sur le contexte législatif encadrant les prélèvements de l'eau. Des méthodes de fracturation n'utilisant pas de l'eau doivent être développées. À ce sujet, le 25 novembre 2009, Junex annonçait avoir réalisé avec succès la fracturation d'un puits de gaz avec du propane (Marketwire, 2009). L'utilisation d'autres fluides (propane ou CO₂ capté d'émission industrielle) permettra de réduire de façon significative les prélèvements d'eau et en même temps le volume des eaux usées générées par les activités de l'industrie.

L'industrie pourra mettre en place, en collaboration avec le MDDEP et les municipalités, des usines de traitement spécialisées des eaux usées provenant des opérations de fracturation et des autres opérations de l'industrie. Ces stations de traitement et leurs rejets doivent être conformes en tous points à la réglementation et aux normes les plus

strictes. Elles doivent permettre aussi d'enlever des eaux usées les solides dissous totaux et les chlorures. Une caractérisation exhaustive des eaux entrantes et sortantes des stations de traitement doit être réalisée. Ces actions permettront de mieux gérer les eaux usées et de prévenir les contaminations des eaux de surface.

De meilleures pratiques doivent être adoptées par l'industrie dans la réalisation de ses opérations et activités. Des programmes de contrôles et d'entretiens préventifs des équipements et des infrastructures pourraient être mis en place. L'industrie doit également fournir à ses employés et à ses sous-traitants des formations de qualité sur les meilleures pratiques sécuritaires et environnementales. Les meilleures pratiques et les inspections régulières contribueront à réduire le risque d'accident et de fuites. Elles permettront également de réduire les impacts sur la santé, la qualité de vie des citoyens et sur l'utilisation du territoire. La meilleure pratique peut consister à augmenter la distance séparatrice entre les activités de l'industrie et les zones habitées, à localiser les projets en dehors des milieux humides et derrière un écran (couverture forestière à maturité) (MDDEP, 2010a), à réduire ou à ne pas faire des travaux de forage et de transport par camion la nuit, à contrôler l'efficacité de luminosité du site durant la nuit (DSP, 2010).

Les déchets de forage et les boues doivent être gérés comme des déchets toxiques et conformément à la réglementation en vigueur et les normes les plus sévères.

L'industrie doit estimer, déclarer et prévoir une méthode pour réduire et compenser ses émissions de GES selon les normes reconnues (Villeneuve *et al.*, 2010). L'utilisation des machines et équipements performants en matière d'efficacité énergétique doit être la règle. Des études doivent être menées sur la possibilité d'utiliser l'hydroélectricité pour certaines activités et opérations. Des recherches doivent être faites aussi sur la capture et le stockage du carbone résultant des activités de l'industrie, et sur des pratiques émettant moins de polluants atmosphériques y compris les GES.

Il est indispensable que l'industrie travaille en collaboration avec les municipalités, pour le choix des sites de forage des moindres impacts sur l'environnement et sur la qualité de vie des citoyens. Cette collaboration peut être utilisée aussi pour le choix des chemins d'accès, et pour la mise en place des programmes de sensibilisation et d'information des citoyens sur les opérations de l'industrie. La collaboration avec les municipalités et les programmes d'information peuvent contribuer à améliorer l'acceptabilité du projet auprès de la population.

Cette collaboration entre l'industrie et les municipalités doit s'étendre aux autres intervenants du milieu pour la mise en place des plans de mesures d'urgence en cas d'incident, pour la réalisation des stimulations et la mise à jour de ces plans. La population doit être informée du plan de mesure d'urgence et des mesures à prendre en cas d'accident.

Des enquêtes doivent être menées sur tout accident et incident pouvant avoir des effets hors site, dans le but d'identifier les causes. Un registre de plaintes ainsi que leur suivi et un registre d'accident doivent être établis et disponibles en tout temps (DSP, 2010).

L'exploitation des gaz de shales au Québec peut rendre moins compétitives les énergies « verte » (biogaz, solaire, etc.). Pour améliorer son image et pour participer au développement des énergies alternatives, l'industrie peut investir dans ces énergies.

L'industrie doit collaborer avec les universités et les collèges dans la mise en place et dans le financement des programmes de formations spécialisées dans l'exploration et l'exploitation gazière responsable.

8.2. Recommandations pour le gouvernement

Des études doivent être réalisées sur une relation causale entre la contamination des eaux souterraines et la fracturation hydraulique. Ces études doivent être réalisées par des chercheurs indépendants permettant de dissiper toutes les incertitudes liées à cette activité.

Le gouvernement doit modifier la *Loi sur les mines* et la *Loi sur la qualité de l'environnement* de telle sorte que les projets d'exploration et d'exploitation (principalement les levés géophysiques, les forages et les fracturations) soient assujettis à la procédure québécoise d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement. Les projets d'exploration et d'exploitation doivent être considérés globalement dans les processus d'autorisation et dans les études d'impacts. En effet, ces deux projets sont reliés et l'exploitation est la continuité de l'exploration. L'étude d'impacts permettra de bien déterminer les impacts associés à ces projets sur un territoire déterminé en un moment donné. À l'issue de l'étude d'impacts, des mesures d'atténuation adaptées au contexte peuvent être proposées.

Le gouvernement doit modifier la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* en y introduisant des clauses permettant aux municipalités de s'opposer à l'exploration et à l'exploitation des gaz de shales sur leur territoire. Cette modification permettra aux municipalités de mieux contrôler l'aménagement de leur territoire et d'être plus impliquées dans les processus décisionnels.

Une réglementation exigeant de l'industrie, une collaboration avec les municipalités et les services d'urgences du milieu pour la préparation et la mise à jour régulière du plan de mesure d'urgence doit être mise en place.

Exiger de l'industrie de faire des enquêtes sur tout accident et incident pouvant avoir des effets hors site et d'identifier les causes de cet accident. Un registre de plaintes ainsi que leur suivi et un registre d'accident doivent être établis et disponibles en tout temps.

Dans le RPGNRS, un puits de gaz ne doit pas être foré à moins de 100 mètres de toute habitation et à moins de 200 mètres d'un puits d'alimentation d'une agglomération (MRNF, 2010; MDDEP, 2010a). Par souci de prudence, cette distance séparatrice doit être réévaluée en se basant sur les scénarios d'accident plausible, dans le but de prendre en considération la distance la plus étendue. Cette distance correspond au seuil des impacts irréversibles séparant la zone de dangers important pour la vie humaine (DSP, 2010).

Le gouvernement doit introduire un règlement dans la LQE permettant d'encadrer les émissions des COV, des GES et d'autres gaz de l'industrie pouvant avoir des effets nocifs sur la santé des citoyens et/ou sur l'environnement. En effet, comme déjà soulevé dans ce rapport les bassins de rétentions contenant les eaux usées de la fracturation et les activités de l'industrie émettent des COV. Ces activités émettent aussi des GES et d'autres gaz toxiques. Enfin, le risque des fuites de CH₄ durant les opérations est très élevé, d'où la nécessité d'un encadrement réglementaire de ces émissions et la mise en place des mesures pour assurer l'application de ce règlement.

Exiger de l'industrie d'estimer, de déclarer et de compenser ses émissions de GES selon des normes reconnues (Villeneuve *et al.*, 2010), cela permettra de réduire la quantité de GES liée à cette activité.

Exiger la mise en place des usines spécialisées pour traiter les eaux usées de l'industrie. La construction de ces usines doit respecter toutes les législations québécoises. Les effluents et les effluents des usines de traitement doivent faire l'objet d'une caractérisation

exhaustive et continue. Les résultats de ces caractérisations doivent être présentés au MDDEP et doivent être facilement accessibles aux municipalités, aux organismes du bassin versant et aux citoyens.

Le MDDEP, en collaboration avec les municipalités et les organismes des bassins versants, doit mettre en place un programme d'échantillonnage et d'analyse des eaux souterraines et de surface. Les échantillonnages doivent être faits avant, durant et après les activités de l'industrie. Ce programme permettra de prévenir toute contamination des eaux souterraines et de surface. En cas de contamination, l'industrie doit corriger rapidement la situation et des indicateurs doivent être définis pour suivre l'évolution de la contamination. Le MDDEP doit mettre plus d'accent sur ses programmes visant à acquérir des connaissances sur les eaux souterraines. En effet, comme déjà mentionné dans le contexte hydrogéologique de ce rapport, les connaissances sur les eaux souterraines sont fragmentaires au Québec.

Le MRNF et le MDDEP doivent travailler ensemble dans les processus d'autorisation des activités de l'industrie et dans l'application de la *Loi sur les mines* et les règlements qui s'y rapportent. En effet, le MDDEP est le mandataire et le promoteur pour l'application de la *Loi sur le développement durable*. D'où la nécessité, d'impliquer cet organisme dans toutes les phases des projets d'exploration et d'exploitation (Conseil Régional de l'environnement de la Montérégie (CREM), 2010). Pour mieux protéger les citoyens et l'environnement, cette collaboration peut être étendue au ministère de la Santé et des Services sociaux, au ministère de la Sécurité publique, aux municipalités et aux organismes des bassins versants.

Dans les conditions d'autorisation des projets, le MRNF doit exiger des entreprises d'exploration et d'exploitation des programmes d'entretien et de contrôle des équipements et des infrastructures. Les entreprises doivent corriger, documenter et rapporter au MRNF et au MDDEP toutes les non-conformités.

Le MRNF, en collaboration avec le MDDEP, doit réaliser systématiquement des inspections sur les activités, les opérations, les équipements et les installations de l'industrie. Ces inspections doivent être bien coordonnées, organisées et planifiées. Pour plus de transparence, les résultats doivent être facilement accessibles à la population et aux parties intéressées (CREM, 2010).

Le gouvernement doit instaurer des redevances et des taxes sur les prélèvements de l'eau par l'industrie de gaz de shales et à toute industrie utilisant de grandes quantités d'eau. Les redevances et les taxes sur les prélèvements d'eau favorisent une meilleure gestion de cette ressource et réduisent les gaspillages. De plus, la délivrance des autorisations de prélèvement des eaux par le MDDEP doit être faite après une autorisation de la municipalité et une consultation des acteurs du bassin versant.

Selon les informations disponibles, les taux de redevance au Québec sont parmi les plus bas au Canada voire en Amérique du Nord. Une réévaluation des rentes annuelles sur l'exploration, des baux, des taxes et des redevances sur l'exploitation doit être faite dans les plus courts délais. Ceci permettra au gouvernement de maximiser ses profits et de mieux partager les retombées économiques. La réévaluation des redevances doit permettre à la collectivité d'avoir une juste part dans l'exploitation de la ressource. Pour atteindre cet objectif, certains économistes recommandent de lier le niveau de la redevance aux profits de l'industrie. Pour permettre aux municipalités, qui accueillent les entreprises d'exploration et d'exploitation, de diversifier leurs sources de revenus ou d'avoir des compensations, une partie des taxes et des redevances ou une taxe spéciale doit leur être accordée.

Pour avoir de l'influence sur le développement de l'industrie et augmenter ses profits, le gouvernement pourrait par l'intermédiaire de la Caisse de dépôt et placement et la Société Générale de financement investir dans le capital-actions de certaines entreprises. Mais ces investissements doivent rester minoritaires vu le risque économique lié au secteur du gaz (Baril, 2010). En effet, le prix du gaz varie très rapidement sur le marché et le comportement du marché est difficile à prévoir.

CONCLUSION

Le contexte géologique des basses-terres du Saint-Laurent montre que la région est propice, à la découverte des gisements d'hydrocarbure non conventionnels associés aux shales. Les techniques actuelles permettent de forer horizontalement et de stimuler par la fracturation hydraulique les shales, afin de faciliter la libération des gaz, pour une commercialisation rentable de celui-ci. Ces techniques utilisent de grandes quantités d'eau, rejettent beaucoup d'eaux usées et des déchets.

L'objectif principal de cet essai était de déterminer si l'exploration et l'exploitation des gaz de shales dans les basses-terres du Saint-Laurent pouvaient s'inscrire dans l'optique du développement durable que s'est fixée le Québec. Ce rapport a permis de constater que la recherche et l'extraction de cette ressource non renouvelable peuvent avoir de graves impacts négatifs sur l'environnement et sur la qualité de vie des citoyens vivants à proximité des installations. L'industrie du gaz, par la nature de ses activités, des produits chimiques et des ressources naturelles qu'elle utilise, représente un risque technologique pour la population et soulève beaucoup d'enjeux. Les principaux enjeux soulevant des controverses au sein de la population sont; les enjeux environnementaux et sociaux. Le rapport a permis de constater également que les projets d'exploration actuelle et d'exploitation prévue de gaz de shale au Québec ne respectent pas plusieurs principes du développement durable de la province. En effet, ces projets présentent des effets négatifs élevés sur cinq principes et des effets négatifs moyens sur six autres. Ils présentent des effets positifs moyens sur seulement deux principes.

Il est important de souligner que l'exploitation durable des ressources non renouvelables est quasi impossible, car ces ressources ne se renouvellent pas. Cependant, pour que l'exploration et l'exploitation des gaz de shales puissent s'inscrire dans un cadre de développement durable en l'occurrence, respecter les principes annoncés par la *Loi sur le développement durable*, plusieurs mesures doivent être prises par le gouvernement et l'industrie. Il est primordial de mettre en place des redevances sur l'utilisation de l'eau par l'industrie et de réévaluer les taux de redevances au Québec. Une partie des redevances doit être placée dans un fonds pour les générations futures vu que cette génération n'aura plus accès au gaz de shales, à l'eau restée dans le sol lors des fracturations et aux ressources en eau potable qui pourraient être contaminées. Le gouvernement doit mettre à jour la *Loi sur les mines* et la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme* de sorte que les

droits des utilisateurs du territoire soient respectés par l'industrie. L'industrie doit être tenue responsable des dommages environnementaux qui résultent de ses activités et doit s'engager à les réparer. Il est essentiel que l'industrie assume le traitement de ses eaux usées, compense ses émissions de GES et restaure les sites à la fin des activités.

Il n'y a pas beaucoup de cas de contaminations confirmées de nappe phréatique dues aux activités de l'industrie. Néanmoins, il manque de surveillance quant aux impacts possibles de ces activités sur l'environnement, la nappe phréatique et la santé de la population.

D'après les données disponibles, il est vrai que l'exploration et l'exploitation des gaz de shales peuvent contribuer à créer des emplois, à réduire le taux de chômage et à améliorer la balance commerciale du Québec. Les retombées économiques pourraient être plus importantes, si des redevances comparables à celles imposées ailleurs étaient appliquées. Les avantages financiers et les indemnités accordés aux municipalités, dans le cadre du projet d'exploration et d'exploitation, ne sont pas connus avec précision. D'autre part, les enjeux environnementaux et sociaux sont très importants et probablement les impacts aussi. De plus, en tenant compte du prix actuel du gaz naturel sur les marchés, des hypothèses sur les réserves de gaz de la formation d'Utica et des coûts liés aux activités de l'industrie au Québec, le projet d'exploitation des gaz de shales est pour le moment difficilement rentable au Québec pour l'industrie.

À l'heure actuelle, il y'a beaucoup d'inconnues sur les activités et les opérations de l'industrie de gaz de shales. Il y'a un manque évident de connaissances sur les risques d'incidents et les impacts environnementaux et sociaux associés à cette industrie. Par ailleurs, la législation québécoise, encadrant la recherche et l'extraction de gaz de shales, présente beaucoup de lacunes. Ces lacunes peuvent être la source de graves conséquences sur l'environnement et sur le bien-être social de la population.

Le gouvernement et l'industrie, en collaboration avec les universitaires, les consultants et d'autres spécialistes, peuvent mettre en place un projet pilote d'exploration et d'exploitation afin de mieux connaître tous les impacts et incertitudes associés à ce type de projet. Le projet pilote permettra également de bien définir la méthodologie à utiliser pour une exploration et une exploitation responsable de la ressource. Le gouvernement et l'industrie doivent être très prudents dans l'exploitation de cette ressource et ils ne doivent prendre aucun risque pouvant avoir des conséquences sur la santé et la sécurité de la population et sur l'environnement.

RÉFÉRENCES

- Allard, J.L. (2010). Bilan préliminaire comparatif des GES – gaz de schiste VS source conventionnelle en Alberta. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB43_Bilan%20préliminaire%20comparatif%20des%20GES%20-%20gaz%20de%20schiste%20vs.%20source%20conventionnelle%20en%20Alberta.pdf (Consulter le 12/11/ 2010).
- Arcand, P. (2010). Lettre mandatant le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement de tenir une enquête et une audience publique. 31 Août
- Association canadienne du gaz (CGA) (2009). Approvisionnement nord-américain en gas naturel: de moins en moins conventionnel. *In* Association canadienne du gaz. [En ligne] <http://www.cga.ca/documents/supplybulletinAugust2009FR.pdf> (Consulter le 09/10/ 2010).
- Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) (2010a). Mémoire sur le développement durable d'une industrie québécoise de shales gazéifères. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, mémoires [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM148.pdf (Consulter le 15/11/ 2010).
- Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) (2010b). Projet gazier des Shales d'Utica, une richesse nouvelle pour le Québec. *In* APGQ. Shales d'Utica, [En ligne] <http://apgq-qoga.com/imports/uploaded/file/COMMUNIQUE%20-%20DE%20PRESSE%20-%20Conclusions%20de%20SECOR.pdf> (Consulter le 09/10/ 2010).
- Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) (2010c). Données économiques sur les gaz de schiste. *In* APGQ. Shales d'Utica, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB44_Données%20économiques%20sur%20le%20gaz%20de%20schiste.pdf (Consulter le 09/10/ 2010).
- Baril, H. (2010). Gaz de schiste: nationaliser coûterait cher. cyberpresse.ca, 02 Octobre, [En ligne] <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/quebec/201010/01/01-4328797-gaz-de-schiste-nationaliser-couterait-cher.php> (Consulter le 03/12/ 2010).
- BC Oil & Gas Commission(OGC)(s.d.). Legislation and Related Regulations. *In* BC Oil & Gas Commission. [En ligne] <http://www.ogc.gov.bc.ca/about/legislation.aspx> (Consulter le 03/10/ 2010).
- Béland, P., Morin, C. (2000). Le gisement de gaz naturel de Saint Flavien, Québec. *In* MRNF, publication, [En ligne] http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/2000_4004.pdf (Consulter le 09/11/ 2010)
- British Columbia Ministry of Energy (BCME)(2010). Oil and Gas Notices. *In* British Columbia Ministry of Energy. B.C.Home, Ministry Home, Oil & Gas, [En ligne] <http://www.empr.gov.bc.ca/OG/Pages/default.aspx> (Consulter le 03/10/ 2010).

- Bureau Audience Publique sur Environnement (BAPE) (2009). Guide pour la considération des principes de développement durable dans les travaux des commissions d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement, accueil, BAPE, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/documentation/Guide_consideration_principes_DD_BAPE.pdf (Consulter le 19/12/ 2010).
- Bureau Audience Publique sur Environnement (BAPE) (s.d.). La médiation. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement, accueil, Description des services et des programmes, [En ligne] <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/documentation/Mediation.pdf> (Consulter le 09/11/ 2010).
- Centre info-énergie (CI-É)(s.d.). Comment trouve-t-on du gaz de schiste?. *In* Centre info-énergie. À propos de l'énergie, Pétrole et gaz naturel, Gaz de schiste, Survol, [En ligne] <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/ShaleGas/shaleGasOverview03XML.asp&template=1,2,4> (Consulter le 09/10/ 2010).
- Considine, T.J., Watson, R., Blumsack, S. (2010). The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update. *In* Marcellus Shale coalition, Library, [En ligne] <http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2010/05/PA-Marcellus-Updated-Economic-Impacts-5.24.10.3.pdf> (Consulter le 30/11/ 2010).
- Conseil Régional de l'environnement de la Montérégie (CREM) (2010). BAPE / Gaz de shale. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, Mémoire, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM8.pdf (Consulter le 30/12/ 2010).
- Côté, C. (2010a). L'utilisation de l'eau pourrait être problématique. cyberpresse.ca, 18 août, [En ligne] <http://www.cyberpresse.ca/actualites/201008/18/01-4307476-lutilisation-de-leau-pourrait-etre-problematique.php> (Consulter le 03/10/ 2010).
- Côté, C. (2010b). Le gaz québécois est très propre, affirme un spécialiste. cyberpresse.ca, 10 septembre, [En ligne] <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201009/10/01-4314210-le-gaz-quebecois-est-tres-propre-affirme-un-specialiste.php> (Consulter le 03/11/ 2010).
- Demers, V. (2010). Gaz de schiste : problème de gouvernance. Québec Hebdo, 10 Décembre, [En ligne] <http://www.quebechebdo.com/Actualites/2010-12-10/article-2034625/Gaz-de-schiste:-probleme-de-gouvernance/1> (Consulter le 10/12/ 2010).
- Directions de santé publique Mauricie et Centre-du-Québec Chaudière-Appalaches Montérégie (DSP) (2010). Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, mémoires. [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM100.pdf (Consulter le 14/11/ 2010).

- Fédération Québécoise des Municipalités (FQM) (2010). Protection de l'environnement et acceptabilité sociale: les éléments clefs d'un véritable développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. *In* Fédération Québécoise des Municipalités. Accueil, Médias et publications, Mémoires, rapports et études, Mémoire, [En ligne] http://www.fqm.ca/medias-et-publications/memoires-rapports-etudes-et-avis/cat_view/115-memoires?orderby=dmdate_published (Consulter le 24/12/ 2010).
- Fillion, G. (2010). Nationaliser les gaz de schiste?. *In* Radio-Canada, Nouvelles, Les carnets [En ligne] <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/carnets/2010/09/27/130678.shtml> (Consulter le 27/09/ 2010).
- Government of Alberta Energy (Energy Alberta) (2010). Shale Gas. *In* Alberta Energy. Energy Home, Our Business, Natural Gas, About Natural Gas, What is Natural Gas, Shale Gas, [En ligne] <http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/944.asp> (Consulter le 10/10/ 2010).
- Hamblin, T. (2006). The “Shale Gas” concept in Canada: a preliminary inventory of possibilities. Ottawa, Geological Survey of Canada, Open File Report 5384, 103 p.
- Howarth, R. W. (2010). Preliminary Assessment of the Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas obtained by Hydraulic Fracturing. *In* Cornell University, Department of Ecology and Evolutionary Biology, [En ligne] <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/GHG%20emissions%20from%20Marcellus%20Shale%20--%20with%20figure%20--%203.17.2010%20draft.doc.pdf> (Consulter le 11/10/ 2010).
- IFP Energies nouvelles (IFP) (2010). Les gaz de schistes (shale gas). *In* IFP Energies nouvelles. Accueil, Espace Découverte - Mieux comprendre les enjeux énergétiques, Tous les Zooms, Les gaz de schistes, [En ligne] <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte-mieux-comprendre-les-enjeux-energetiques/tous-les-zooms/les-gaz-de-schistes-shale-gas> (Consulter le 09/10/ 2010).
- Junex (2010). Mémoire déposé dans le cadre de la commission d'enquête et les audiences publiques du Bureau d'audiences publiques en environnement sur le développement durable des gaz de schiste au Québec. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, Mémoire, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM136.pdf (Consulter le 09/12/ 2010).
- Junex (s.d.). Les shales gas. *In* Junex. Pétrole et gaz au Québec, les shales gas, [En ligne] <http://www.junex.ca/fr/oilgas/shale-gas.php> (Consulter le 09/10/ 2010).
- L'encyclopédie canadienne (EC) (s.d.a). Basses terres du Saint-Laurent. *In* L'encyclopédie canadienne. Géographie, Topographie, Saint-Laurent, basses terres du, [En ligne] <http://www.thecanadianencyclopedia.com/index.cfm?PgNm=TCE&Params=F1ARTF0007093> (Consulter le 09/09/ 2010).
- L'encyclopédie canadienne (EC) (s.d.b). Pétrole, exploration et production du. *In* L'encyclopédie canadienne. Énergie, Énergie pétrolière et gazière, Pétrole, exploration et production du, [En ligne] <http://www.thecanadianencyclopedia.com/index.cfm?PgNm=TCE&Params=F1ARTF0006253> (Consulter le 09/09/ 2010).

Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q., c. Q-2.

Loi sur les mines, L.R.Q., c. M-13.1.

Laliberté, J.Y. (2010a). Le gaz naturel du Shale d'Utica. Document d'orientation présenté à la Commission d'enquête de l'industrie des gaz de schiste au Québec. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB4.pdf (Consulter le 11/10/ 2010).

Laliberté, J.Y. (2010b). Processus d'exploration pétrolière et gazière au Québec Cadre législatif et réglementaire. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB5.pdf (Consulter le 12/10/ 2010).

Lavoie, D. (s.d.). Le Shale d'Utica contexte géologique. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, audiences, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB3.pdf (Consulter le 11/10/ 2010).

Marketwire (2009). Première fracturation au propane des shales d'Utica à St-Augustin : essai réussi pour Junex. *In* Marketwire. Salle de press, [En ligne] <http://www.marketwire.com/press-release/Premiere-fracturation-au-propane-des-shales-dUtica-St-Augustin-essai-reussi-pour-JUNEX-TSX-CROISSANCE-JNX-1081863.htm> (Consulter le 13/09/ 2010).

Mathieu, I. (2010). Lévis: pas question de traiter les eaux de forage. *Le Soleil*, 02 novembre 2010 [En ligne] <http://www.cyberpresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201011/01/01-4338366-levis-pas-question-de-traiter-les-eaux-de-forage.php> (Consulter le 09/11/ 2010)

Ministère des Affaires municipales, Régions et Occupation du territoire (MAMROT) (2010). Liste des stations d'épuration. *In* MAMROT. [En ligne] http://www.mamrot.gouv.qc.ca/publications/infrastructures/liste_station.pdf (Consulter le 19/11/ 2010)

Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2010a). Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB1.pdf (Consulter le 11/10/ 2010)

Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2010b). Les Intrants utilisés dans les solutions de fracturation. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB10.pdf (Consulter le 11/11/ 2010)

- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2010c). Les Intrants pouvant être utilisés dans les solutions de fracturation selon les fiches signalétiques fournies par l'industrie au Québec. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB10.1_8_Intrants_tabl_fr.pdf (Consulter le 11/11/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2010d). Résultats de la caractérisation de 13 eaux usées non traitées, résultant de la fracturation hydraulique et critères de qualité de l'eau de surface. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB12.pdf (Consulter le 11/11/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2010e). Tableau synthèse des résultats de caractérisation des eaux usées résultant de la fracturation hydraulique des puits de gaz de schiste. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB11.pdf (Consulter le 11/11/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (2009). Guide pour la prise en compte des principes de développement durable. *In* MDDEP. Développement durable, outils pour une démarche de développement durable, [En ligne] <http://www.mddep.gouv.qc.ca/developpement/outils/guide-principesdd.pdf> (Consulter le 11/12/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (1999a). Aires protégées au Québec Les provinces naturelles. Niveau I du cadre écologique de référence du Québec. *In* MDDEP. Biodiversité, Pour tout voir, les provinces naturelles, [En ligne] http://www.mddep.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/provinces/partie4b.htm (Consulter le 01/10/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (1999b). La gestion de l'eau au Québec. *In* MDDEP. Eau, [En ligne] <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/consultation/gestion-eau.pdf> (Consulter le 01/12/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (s.d.a). Critères de qualité de l'eau de surface. *In* MDDEP. Eau, [En ligne] http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/criteres_eau/index.asp (Consulter le 28/11/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (s.d.b). Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection. *In* MDDEP. [En ligne] <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/protection/index.htm> (Consulter le 11/10/ 2010)
- Ministère de Développement durable, Environnement et Parcs (MDDEP) (s.d.c). Programme d'acquisition de connaissances sur les eaux souterraines. *In* MDDEP. Eaux souterraines, programmes [En ligne] <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm> (Consulter le 03/09/ 2010)

- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (2010). Le développement du gaz de schiste au Québec. *In* MRNF. Gros plan sur les ressources naturelles. [En ligne] http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/developpement_gaz_schiste_quebec.pdf (Consulter le 09/09/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (2009). Programme d'évaluations environnementales stratégiques sur la mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin. *In* Évaluation environnementale stratégique. [En ligne] <http://www.ees.gouv.qc.ca/documents/ees-hydrocarbures.pdf> (Consulter le 09/10/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (2007). Perspectives et concepts d'exploration en hydrocarbures au Québec : Un horizon de découvertes ! *In* MRNF. [En ligne] http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/petrole-gaz/perspective_concept_exploration.pdf (Consulter le 09/10/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (s.d.a). Aperçu géologique. *In* MRNF. Les mines, Géologie, Aperçu géologique, [En ligne] <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/mines/geologie/geologie-apercu.jsp> (Consulter le 01/09/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (s.d.b). Conditions et obligations. *In* MRNF. Accueil, L'énergie, Pétrole et gaz naturel, Les conditions et obligations, [En ligne] <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/tresor-sous-nos-pieds/informations/tresor-informations-glossaire.jsp> (Consulter le 15/08/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (s.d.c). Glossaire. *In* MRNF. Vocabulaires, mines, Glossaire de l'industrie minière, [En ligne] <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/tresor-sous-nos-pieds/informations/tresor-informations-glossaire.jsp> (Consulter le 15/08/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (s.d.d). La démarche. *In* MRNF. Accueil, L'énergie, Pétrole et gaz naturel, La démarche, [En ligne] <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/tresor-sous-nos-pieds/informations/tresor-informations-glossaire.jsp> (Consulter le 10/08/ 2010)
- Natural Gas.org (NG) (s.d.). Well completion. *In* Natural Gas. Natural Gas- From Wellhead, production, well completion, [En ligne] http://www.naturalgas.org/naturalgas/well_completion.asp (Consulter le 20/10/ 2010).
- New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources (NYSDEC) (2009). DRAFT Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. *In* NYSDEC. Energy and Climate, Oil and Gas, [En ligne] <ftp://ftp.dec.state.ny.us/dmn/download/OGdSGEISFull.pdf> (Consulter le 01/09/ 2010)

- New York City Department of Environmental Protection (NYDEP) (2009). Rapid Impact Assessment Report: Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Water Supply Watershed. *In* NYC Environmental Protection. [En ligne] http://www.nyc.gov/html/dep/pdf/natural_gas_drilling/rapid_impact_assessment_091609.pdf (Consulter le 01/09/ 2010)
- Nicot, J.P.(2009). Assessment of Industry Water-Use in the Gas-Producing Barnett Shale Area (Fort Worth Basin). *In* Ground Water Protection Council Meetings, Meeting Proceedings, [En ligne] <http://www.gwpc.org/meetings/uic/2009/proceedings/Nicot,%20JP.pdf> (Consulter le 03/09/ 2010)
- Nouzé, H. et Chauchot, P. (1999). Les sismiques : des outils essentiels pour l'étude des structures océaniques. *In* Marine Géosciences, vol.21, p. 25-29
- Office national de l'énergie (ONÉ) (2009). ABC du gaz de schistes au Canada. *In* ONE. [En ligne] <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrtn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-fra.pdf> (Consulter le 09/10/ 2010).
- Ohio Department of Natural Resources Division of Mineral Resources Management (DMRM) (2008). Report on the Investigation of the Natural Gas Invasion of Aquifers in Bainbridge Township of Geauga County, Ohio. *In* amazonaws. [En ligne] http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/ohio_methane_report_080901.pdf (Consulter le 08/10/ 2010).
- Planete-energie.com (PE) (s.d.a). La sismique réflexion. *In* PE. L'exploration, voir le sous-sol, la sismique, [En ligne] <http://www.planete-energies.com/contenu/petrole-gaz/exploration-gisements/sismique-reflexion.html> (Consulter le 10/10/ 2010).
- Planete-energie.com (PE) (s.d.b). Le forage, mode d'emploi. *In* PE. L'exploration, le forage, mode d'emploi, [En ligne] http://www.planete-energies.com/getContent.aspx?directory=2_3_5_forage (Consulter le 10/10/ 2010).
- Planete-energie.com (PE) (s.d.c). L'exploration des gisements. *In* PE. L'exploration [En ligne] <http://www.planete-energies.com/contenu/petrole-gaz/exploration-gisements.html> (Consulter le 10/10/ 2010).
- ProPublica - Journalism in the public interest (ProPublica) (2008). Hydraulic Fracturing. *In* ProPublica. Tools & Data, Graphic: Hydraulic Fracturing, [En ligne] <http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing> (Consulter le 6/09/ 2010).
- Questerre Energy Corporation (Questerre) (s.d.a). Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec. *In* Questerre Energy, Au sujet de nous, [En ligne] <http://www.questerre.com/fr/au-sujet-de-nous/> (Consulter le 29/08/ 2010).
- Questerre Energy Corporation (Questerre) (s.d.b). Natural Gas Horizontal Shale Drilling. *In* Questerre Energy Corporation, Video: Shale Gas Backgrounder, [En ligne] <http://www.questerre.com/shale-gas-backgrounder-english> (Consulter le 2/08/ 2010).
- Radio Canada (RC) (2010). Des experts dénoncent le mandat du BAPE, [En ligne] <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2010/09/16/001-specialistes-BAPE-lettre.shtml> (Consulter le 10/12/ 2010).

Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement, L.R.Q., c.Q-2, r. 3

Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, c. M-13.1, r. 1

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2010). Exploration minérale. *In* RNCan, Minéraux et métaux, Statistiques, Exploration minérale, Guide de déclaration, [En ligne] <http://mmsd.mms.nrcan.gc.ca/stat-stat/expl-expl/guide-guide-fra.aspx> (Consulter le 01/10/ 2010)

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2009). Régions hydrogéologiques. *In* Ressources naturelles Canada, Accueil de l'Atlas, Environnement, [En ligne] http://atlas.nrcan.gc.ca/auth/francais/maps/environment/groundwater/hydrogeo_regions/1/#laurent (Consulter le 01/10/ 2010)

Ross Smith energy group (RSEG) (2010). Ross Smith Energy Group. *In* Ross Smith Energy Group. Home, [En ligne] <http://www.rseg.com/main/index.php> (Consulter le 09/10/ 2010).

Sauvé, L. (2010). Enjeux d'acceptabilité sociale. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, Memoires, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM145.pdf (Consulter le 20/12/ 2010).

SECOR CONSEIL (SECOR) (2010). Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica. *In* Ross Smith Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB44_Données%20économiques%20sur%20le%20gaz%20de%20schiste.pdf (Consulter le 09/11/ 2010).

Sloane, T. (2010). Shale Plays – State of the Industry. *In* Association pétrolière et gazière du Québec. [En ligne] http://www.apggqqa.com/imports/_uploaded/file/Ross%20Smith%20-%20Trevor%20Sloan.pdf (Consulter le 30/10/ 2010).

Statistique Canada (StatCan) (2010). Étude : Offre et demande d'eau douce au Canada. *In* Statistique Canada. Le Quotidien, [En ligne] <http://www.statcan.gc.ca/daily-quotidien/100913/dq100913b-fra.htm> (Consulter le 01/12/ 2010)

STW Resources (STW) (2009). Contaminated Waste Water Reclamation Opportunities. *In* STW Ressources. Home, Target Markets, [En ligne] http://www.stwresources.com/_pdf/STW%20Website%20Markets%20Document.pdf (Consulter le 13/10/ 2010).

Sumi, L. (2008). Shale Gas: Focus on the Marcellus Shale. *In* Earthworks. [En ligne] <http://www.earthworksaction.org/pubs/OGAPMarcellusShaleReport-6-12-08.pdf> (Consulter le 11/10/ 2010).

Villeneuve, C. et Riffon, O. (2010). Exploration et exploitation du gaz de schiste au Québec, un test pour le développement durable?. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, gaz de schistes, Mémoires, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM72.pdf (Consulter le 11/12/ 2010).

- Thériault, R. (2009). Variations géochimiques, minéralogiques et stratigraphiques des shales de l'Utica et du Lorraine : Implications pour l'exploration gazière dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. *In* Bureau Audience Publique sur Environnement. Mandats, audiences, gaz de schistes, la documentation déposée par les personnes ressources, [En ligne] http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB26-22-Presentation_Shales_Utica_Lorraine.pdf (Consulter le 11/10/2010).
- Tisseyre, Charles. Découverte, Montréal, Société Radio-Canada, 14 novembre 2010, émission de télévision (60 minutes).
- U.S. Department of Energy - Office of the Fossil Energy National Energy Technology Laboratory (U.S. DE) (2009). State oil and natural gas regulations designed to protect water resources. *In* Energyindepth, Library, Studies, [En ligne] <http://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/oil-and-gas-regulation-report-final-with-cover-5-27-20091.pdf> (Consulter le 02/08/ 2010).

BIBLIOGRAPHIE

- Gagnon, C. (1994) Évaluation ex post des impacts sociospatiaux d'un projet industriel. *In* Université du Québec à Chicoutimi [En ligne] <http://www.ugac.ca/cgagnon/articlesCG/article19.pdf> (Consulter le 03/07/ 2010)
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (2006). L'énergie pour construire le Québec de demain : Stratégie énergétique du Québec 2006-2015. *In* MRNF. Accueil, L'énergie, Stratégie énergétique, [En ligne] <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf> (Consulter le 30/07/ 2010)
- United States Environmental Protection Agency (EPA) (2010). HYDRAULIC FRACTURING RESEARCH STUDY. *In* EPA. Water, Ground Water & Drinking Water, Hydraulic Fracturing, [En ligne] <http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hfresearchstudyfs.pdf> (Consulter le 12/08/ 2010)
- United States Environmental Protection Agency (EPA) (2010). Opportunity for Stakeholder Input on EPA's Hydraulic Fracturing Research Study: Study Design. *In* EPA. Water, Ground Water & Drinking Water, [En ligne] http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hydrofrac_landscapemodel.pdf (Consulter le 09/08/ 2010)
- Vittitow, J.G. (2010). Well control incident analysis; EOG Ressources Inc, Punxautawney Hunting Club 36H, Clearfield County, Pennsylvania. *In* Pennsylvania Department of Environmental Protection [En ligne] http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/PunxsutawneyHuntingClub36HWell%20Report/2.BEDROCK_ENGINEERING_PHC_36H_Incident_Report.Final.709.pdf (Consulter le 14/11/ 2010)
- U.S. Department of Energy, Office of the Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory (2009). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, *in* Groundwater Protection Council. [En ligne] <http://www.gwpc.org/e-library/documents/general/Shale%20Gas%20Primer%202009.pdf> (Consulter le 02/08/ 2010).

ANNEXE 1 :
STRATIGRAPHIQUE DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DES BASSES-TERRES DU SAINT-
LAURENT

tiré de Béland et Morin (2000, p 8)

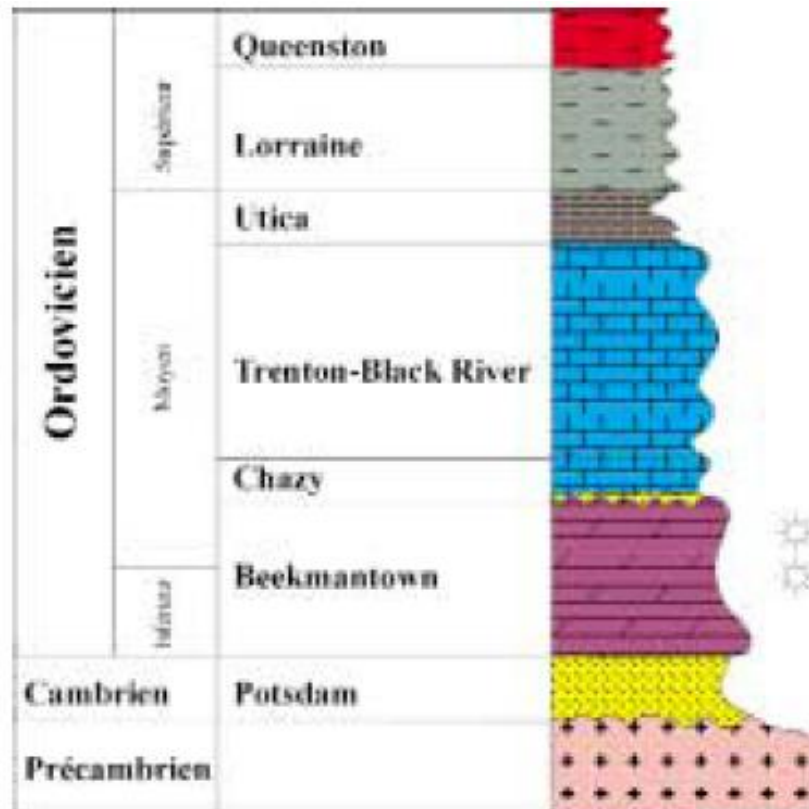


Figure 3 - Stratigraphie du bassin sédimentaire des Basses-Terres du Saint-Laurent et position stratigraphique des horizons producteurs.

ANNEXE 2 :
INTRANTS DE LA FRACTURATION
tiré de MDDEP (2010 b, p. 1 et 2) et MDDEP (2010c, p.1 et 2)

Intrants utilisés dans les solutions de fracturations

Substances	CAS
Dibromo-3-nitropropionamide (biocide)	10222-01-2
Propargyl alcohol (corrosion inhibitor)	107-19-7
Éthylène glycol mono-n-butyl ether (Butyl cellosolve) (general acidizing)	111-76-2 (107-21-1)
Trimethyloctadecyl ammonium chloride (surfactant)	112-03-8
Triethylene glycol (Flow back enhancer)	112-27-6 (107-21-1)
Ammonium chloride (scale inhibitor)	12125-02-9
Sodium xylene sulphonate (surfactant)	1300-72-7
Sodium hydroxide (stimulation fluid)	1310-73-2
Ethanolamine (scale inhibitor)	141-43-5
Benzene sulphonate derivative (acid additive)	147732-60-3 (Surfactants anioniques)
Trisodium nitrilotriacetate monohydrate (iron sequestrant)	18662-53-8 (139-13-9)
Dipropylene glycol (acid additive)	25265-71-8
Acrylamide copolymer (friction reducer)	38193-60-1 (79-06-1)
Formaldehyde (scale inhibitor, inhibiteur corrosion, general acidizing)	50-00-0
Propane-1,2-diol (Propylene glycol) (Flow back enhancer)	57-55-6
Acetylenic alcohol (ethyl octynol) (corrosion inhibitor)	5877-42-9
d-Limonene (Flow back enhancer)	5989-27-5
Tall oil acid (corrosion inhibitor)	61790-12-3
Castor oil ethoxylated (Flow back enhancer)	61791-12-6
Formic acid (general acidizing)	64-18-6
Acetic acid (scale inhibitor)	64-19-7
Heavy aromatic Naphtha * (corrosion inhibitor, general acidizing)	64742-94-5
Alkenes, C > 10 alpha-(corrosion inhibitor)	64743-02-8
Methanol (corrosion inhibitor, general acidizing)	67-56-1
Isopropanol (corrosion inhibitor, non-émulsifier, Flow back enhancer, general acidizing, stimulation fluid)	67-63-0
Ethoxylated alcohol (Flow back enhancer)	68131-39-5
Complex alkylaryl polyo-ester (tall oil fatty acid) (corrosion inhibitor)	68188-40-9
Thiourea polymer (corrosion inhibitor)	68527-49-1
Benzenesulphonic acid, C10-16 alkyl derivatives (acid additive)	68584-22-5 (LAB)
Oxyalkylated alkylphenol	68891-11-2
Ethoxylated alcohols, C14-15 (corrosion inhibitor)	68951-67-7
Quaternary quinoline derivatives (corrosion inhibitor)	72480-70-7

Substances	CAS
Hydrochloric acid (general acidizing)	7647-01-0 (Cl résiduel)
Sodium hypochlorite(breaker, stimulation fluid)	7681-52-9 (Cl résiduel)
Sodium persulphate (breaker)	7775-27-1
Chlorine (stimulation fluid)	7782-50-5
Ethoxylated alcohol, branched (non-emulsifier)	78330-19-5
Naphthalene (corrosion inhibitor)	91-20-3
Fatty acid esters (friction reducer)	91744-20-6
1,2,4- Trimethylbenzene (corrosion inhibitor)	95-63-6

(tiré de MDDEP, 2010 b, p.1 et 2)

Intrants pouvant être utilisés dans les solutions de fracturations selon les fiches signalétiques fournies par l'industrie au Québec (2008 – 2010)

Substances	CAS
Acide acétique (antitartre)	64-19-7
Acide chlorhydrique (agent acidifiant)	7647-01-0
Acide d'huile de tall (anticorrosion)	61790-12-3
Acide formique (agent acidifiant)	64-18-6
Alcools éthoxylés (stimulateur de reflux)	68131-39-5
Alcools éthoxylés C14-15 (anticorrosion)	68951-67-7
Alcools éthoxylés, ramifiés (anti émulsifiant)	78330-19-5
Alpha-alcènes C-10 (anticorrosion)	64743-02-8
Amino triacétate de sodium (agent séquestrant du fer)	18662-53-8
Aminoéthanol, 2- (antitartre)	141-43-5
Butoxy éthanol, 2- (agent acidifiant)	111-76-2
Chlore (fluide de stimulation)	7782-50-5
Chlorure d'ammonium (antitartre)	12125-02-9
Chlorure d'ammonium triméthylrique d'octadécyle (surfactant)	112-03-8
Composé d'acide gras et d'huile de tall (anticorrosion)	68188-40-9
Copolymère d'acrylamide (réducteur de friction)	38193-60-1
Dérivé de sulfonate de benzène (additif pour acide)	147732-60-3
Dérivés d'acide benzosulfonique C-10-16 (additif pour acide)	68584-22-5
Dérivés de quinoline (ammonium quaternaire) (anticorrosion)	72480-70-7
Dibromo-2-cyanoacétamide, 2,2- (biocide)	10222-01-2
d-Limonène (stimulateur de reflux)	5989-27-5
Esters d'acides gras (réducteur de friction)	91744-20-6

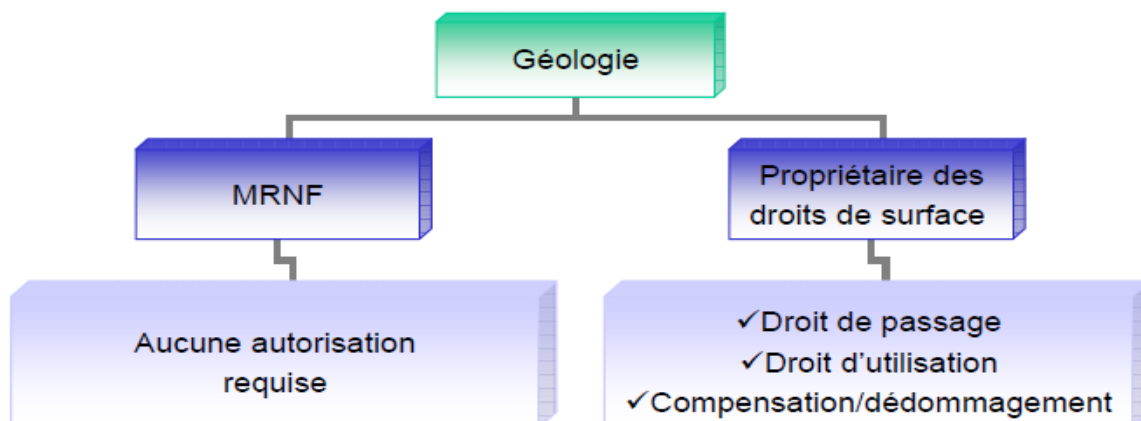
(tiré de MDDEP, 2010c, p.1)

Intrants pouvant être utilisés dans les solutions de fracturations selon les fiches signalétiques fournies par l'industrie au Québec (2008 – 2010)

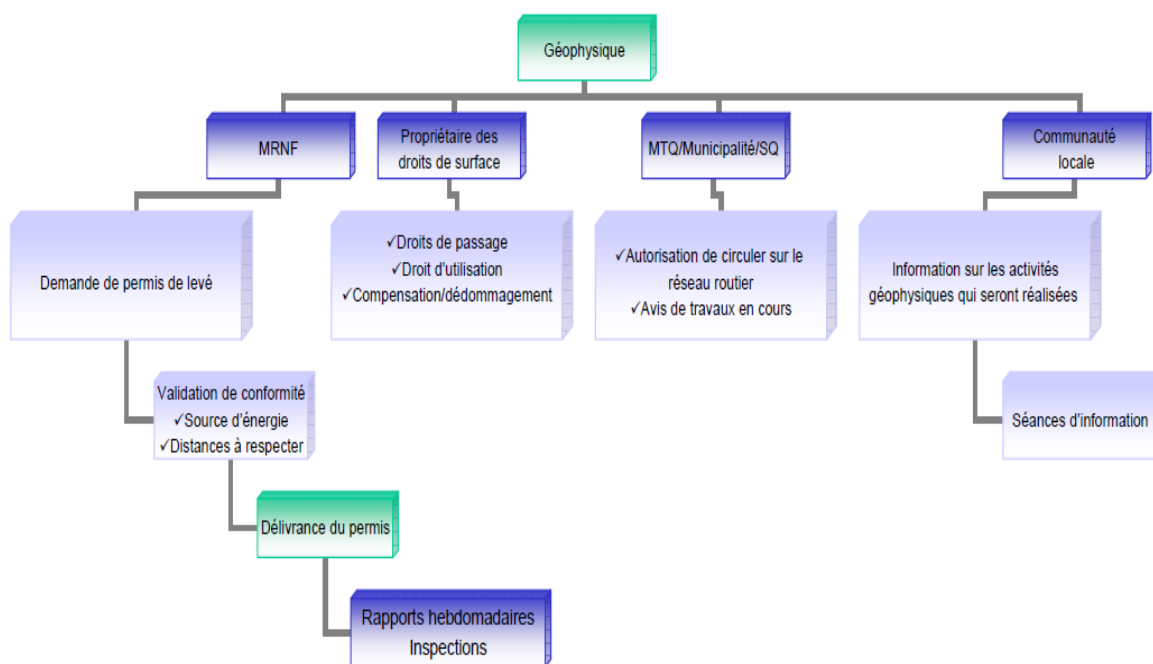
Éthyl-1-octyn-3-ol, 4- (anticorrosion)	5877-42-9
Formaldéhyde (antitartre, anticorrosion, agent acidifiant)	50-00-0
Huile de ricin éthoxylée (stimulateur de reflux)	61791-12-6
Hydroxyde de sodium (fluide de stimulation)	1310-73-2
Hypochlorite de sodium (anti émulsifiant, fluide de stimulation)	7681-52-9
Méthanol (anticorrosion, agent acidifiant)	67-56-1
Naphtalène (anticorrosion)	91-20-3
Oxybis propanol (additif pour acide)	25265-71-8
Persulfate de sodium (anti émulsifiant)	7775-27-1
Polymère de thiourée (anticorrosion)	68527-49-1
Propane-1,2-diol (stimulateur de reflux)	57-55-6
Propane-2-ol (anticorrosion, anti émulsifiant, stimulateur de reflux, agent acidifiant, fluide de stimulation)	67-63-0
Propyne-1-ol, 2- (anticorrosion)	107-19-7
Résines alkylphénoliques oxyalkylées	68891-11-2
Solvant Naphta aromatique lourd (anticorrosion, agent acidifiant)	64742-94-5
Triéthylène glycol (stimulateur de reflux)	112-27-6
Triméthylbenzène, 1,2,4- (anticorrosion)	95-63-6
Xylène sulfonate de sodium (surfactant)	1300-72-7

(tiré de MDDEP, 2010c, p.2)

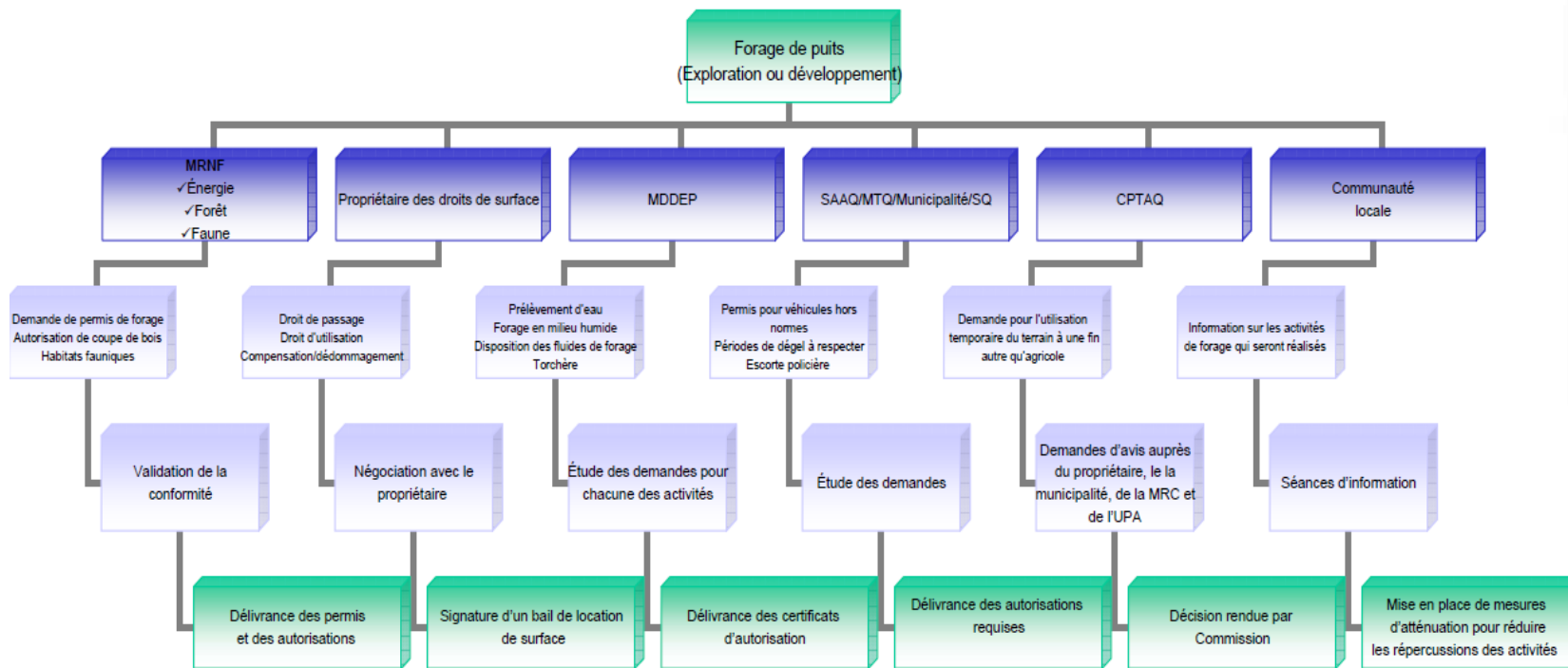
ANNEXE 3 :
REPRÉSENTATION SCHÉMATIQUE DES DIFFÉRENTES AUTORISATIONS
tiré de Laliberté (2010 p.15 à 18)



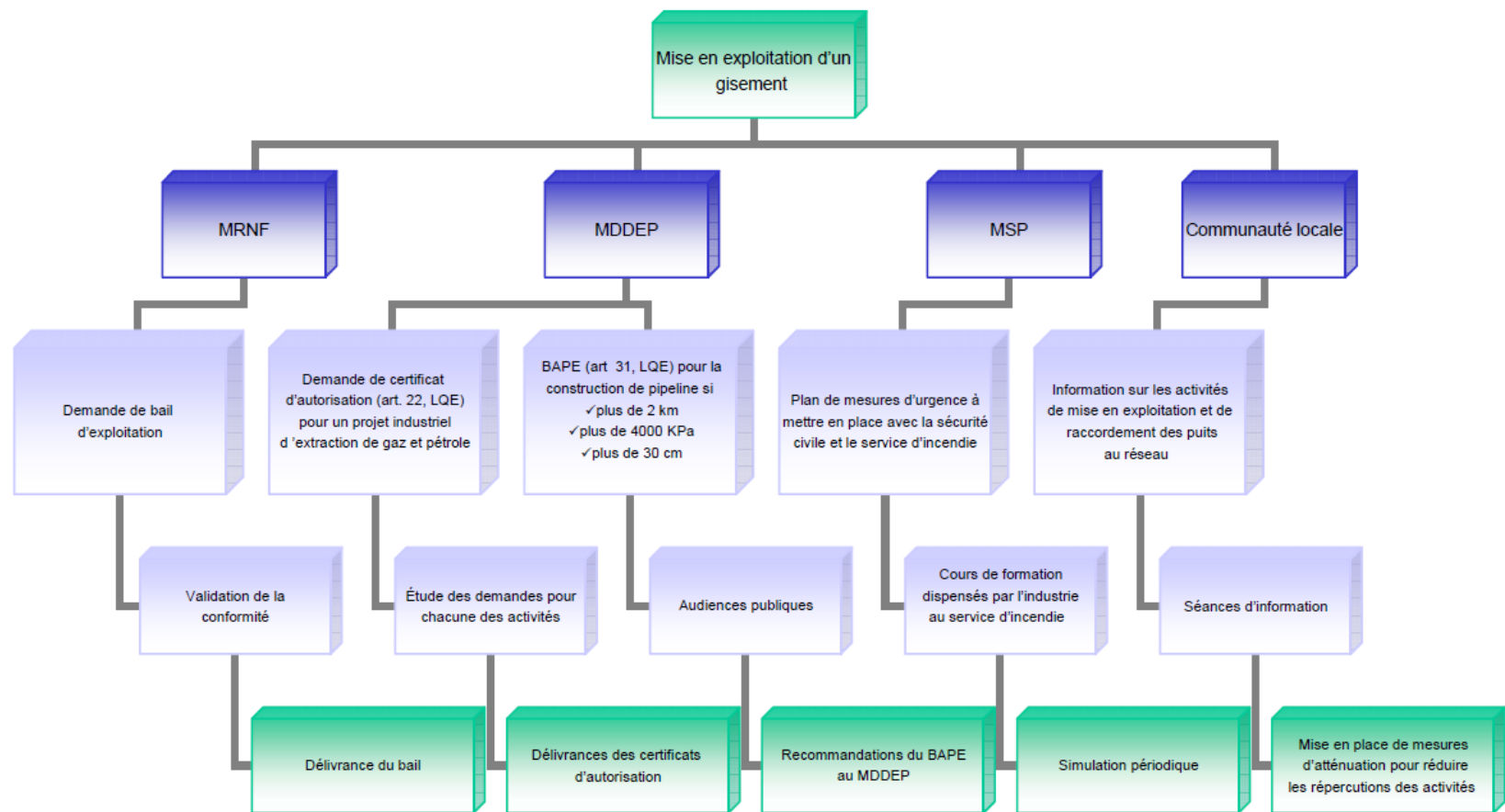
Permis et autorisation pour les travaux géologique



Permis et autorisations pour les travaux géophysiques



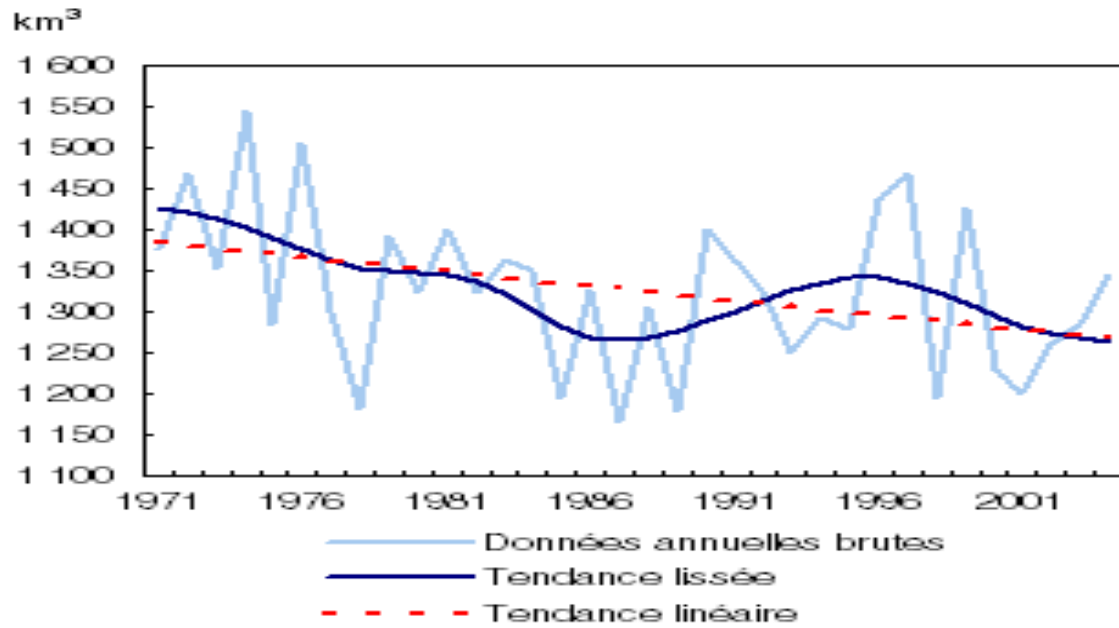
Permis et autorisation pour le forage



Permis et autorisation pour l'exploitation

ANNEXE 4 :
TENDANCES DE L'APPORT EN EAU ENTRE 1971 ET 2004 DU SUD CANADIEN
tiré de StatCan (2010, p.1)

Tendances de l'apport en eau pour le Sud du Canada, 1971 à 2004



Tendances de l'apport en eau entre 1971 et 2004 du Sud canadien

ANNEXE 5 :
UTILISATION DE L'EAU AU CANADA EN 2005 PAR SECTEUR
tiré de StatCan (2010)

Utilisation de l'eau au Canada

	Utilisation de l'eau	Part de l'utilisation totale de l'eau
	Km ³	%
Total, tous les secteurs	42,1	100,0
Production thermique d'énergie électrique	27,8	66,2
Fabrication	5,7	13,6
Résidentiel	3,8	9,0
Agriculture		
Irrigation	1,6	3,9
Production animale	0,3	0,8
Secteurs commercial et institutionnel	1,1	2,7
Traitement de l'eau potable et réseaux de distribution	1,0	2,3
Extraction minière (à l'exception de l'extraction de pétrole et de gaz)	0,5	1,1
Extraction de pétrole et de gaz	0,2	0,5

ANNEXE 6 :
RÉSULTAT DE CARACTÉRISATION DES EAUX USÉES ISSUES DE LA
FRACTURATION
tiré de MDDEP (2010d, p.1) et MDDEP (2010e, p.1)

Résultats de la caractérisation de 13 eaux usées non traitées, résultant de la fracturation hydraulique (jan 2008 à juillet 2010) et critères de qualité de l'eau de surface¹

concentrations des substances (mg/L)	eaux usées avant traitement		nombre d'échantillons	critères de qualité de l'eau pour le milieu aquatique	
	min.	max.		pour la protection de la vie aquatique	pour la prévention de la contamination des organismes aquatiques
			n=		
azote ammoniacal	2,1	14	12	1,91	---
argent				0,0001	
arsenic	0,002	0,024	4	0,15	0,021
barium	1,1	2,6	5	0,21	
DBO5	80	675	11	3	
DCO	290	3200	11	---	---
bore	1,3	4,2	5	5	
cadmium	LD		5	0,00016	
chlorures	80	3500	12	230	---
chrome	LD	0,02	5	0,049	
carbone organique tot	89	370	2		---
cuivre	LD		5	0,0052	
fer	0,68	9,1	5	1,3	---
plomb	LD		5	0,0013	
mercure	LD		5	0,00091	1,80E-06
nickel	LD	0,07	5	0,029	
nitrites-nitrates	LD	2,0	11	2,9	---
pH	6,9	8,43	12	6,5 à 9,0	---
substances phénoliques	LD	0,12	5	---	0,005 *
sulfates	30	160	5	500	---
matières en suspension	7	180	10	voir référence ¹	---
cyanures	LD	0,041	5	0,005	0,14
phosphore	LD	1,7	11	0,03	---
sulfure total	LD		4	0,00036	
zinc	0,08	0,5	5	0,067	
C10-C50	0,19	100	10	0,2	---
huiles et graisses totales	LD	91	4	---	---
solides dissous totaux				---	---
azote kjeldahl	11	44	6	---	---
			13		

Les critères de qualité de l'eau ne sont pas des normes. Ce sont des indicateurs de la qualité du milieu et des effets potentiels des substances. Ils servent de base à l'établissement d'objectifs environnementaux de rejet qui tiennent compte de la qualité naturelle du milieu récepteur, du débit du milieu récepteur et du débit du rejet.

<http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/oer/index.htm>

<http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/eauxusees/ld-oer-rejet-indust-mileu-aqua.pdf>

LD : limite de détection de la méthode analytique employée

1: tirés de : www.mddep.gouv.qc.ca/eau/criteres_eau.html

2. les critères de qualité pour les métaux ont été calculés pour une dureté de 50 mg/L

* critère basé sur des effets organoleptiques

(tiré de MDDEP, 2010d, p.1)

Tableau synthèse des résultats de caractérisation des eaux usées résultant de la fracturation hydraulique des puits de gaz de schiste

Substances	Eaux usées non traitées (min - max)	Nombre d'échantillons	Règlements municipaux et modèles		
			Règlement CMM (1)	Modèle CCME (2)	Modèle MDDEP (3)
Azote ammoniacal (mg/l)	2,1 - 14	12	45		
Argent (mg/l)			1	0,4	
Arsenic (mg/l)	0,002 - 0,024	4	1	1	1
Barium (mg/l)	1,1 - 2,6	5			
DBO5 (mg/l)	80 - 675	11		300	
DCO (mg/l)	290 - 3200	11	800-1000	600	
Bore (mg/l)	1,3 - 4,2	5			
Cadmium (mg/l)	LD	5	2	0,7	2
Chlorures (mg/l)	80 - 3500	12			
Chrome (mg/l)	LD - 0,02	5	5	2,8	5
Carbone organique total (mg/l)	89 - 370	2			
Cuivre (mg/l)	LD	5	3	2	5
Fer (mg/l)	0,68 - 9,1	5			
Plomb (mg/l)	LD	5	2	0,7	2
Mercure (mg/l)	LD	5	0,01	0,01	0,05
Nickel (mg/l)	LD - 0,07	5	5	2	5
x	LD - 2,0	11			
pH	6,9 - 8,43	12	6,0-11,5	6,0-10,5	5,5-9,5
Substances phénoliques (mg/l)	Ld - 0,12	5	1	0,1	1
Sulfates (mg/l)	30 - 160	5			
MES (mg/l)	7 - 180	10	500	300	
Cyanure (mg/l)	LD - 0,041	5	2	1,2	2
Phosphore (mg/l)	LD - 1,7	11	20	10	100
Sulfures totaux (mg/l)	LD	4	5	1	5
Zinc (mg/l)	0,08 - 0,5	5	10	2	10
C10-C50 (mg/l)	0,19 - 100	10	30	15	30
Huiles et graisses totaux (mg/l)	LD - 91	4	150	150	150
Solides dissous totaux (mg/l)					
Azote total Kjeldahl (mg/l)	11 - 44	6	70	50	
Total		13			

(1): Règlement en vigueur sur tout le territoire de la CMM, entrée en vigueur des normes le 1^{er} janvier 2012.

(2): Modèle pancanadien adopté par le CCME en 2009, mais d'application facultative.

(3): Normes proposées au début des années 1980 et qu'on retrouve encore dans la majorité des règlements municipaux.

(tiré de MDDEP, 2010e, p.1)

ANNEXE 7 :
ÉMISSIONS DE GES LORS DES DIFFÉRENTES ÉTAPES D'EXPLORATION ET
D'EXPLOITATION
tiré de NYSDEC (2009, appendix 19)

Table GHG-2 – Drilling Rig Mobilization, Site Preparation and Demobilization – GHG Emissions

Emissions Source	One-Well Project or Ten-Well Pad						
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing		Total Operating Hours	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Transportation ³	1,800 – 3,500	36,000 – 70,000	NA	NA	3 – 6	58 – 112	NA
Drill Pad and Road Construction ⁴	NA		48 hours	NA	11		NA
Total Emissions	NA		NA	NA	14 – 17	69 – 123	NA

Table GHG-3 – Completion Rig Mobilization and Demobilization – GHG Emissions

Emissions Source	One-Well Project or Ten-Well Pad					
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing		Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Completion Rig 15 Truckloads ⁵	300	6,000	NA	1	10	NA
Total Emissions	NA	NA	NA	1	10	NA

³ Transportation includes Drill Pad and Road Construction Equipment 10 – 45 Truckloads, Drilling Rig 30 Truckloads, Drilling Fluid and Materials 25 – 50 Truckloads, Drilling Equipment (casing, drill pipe, etc.) 25 – 50 Truckloads. Transportation estimates taken from NTC Consultants, 2009. Impacts on Community Character of Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, p. 13.

⁴ Assumed 20 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

⁵ NTC Consultants, August 2009. Impacts on Community Character of Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, p. 13

Table GHG-4 – Well Drilling – GHG Emissions

Emissions Source	One-Well Project					Ten-Well Pad				
	Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions (tons CO ₂)	Fugitive Emissions (tons CH ₄)	Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions (tons CO ₂)	Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Power Engines ⁶	168 hours	1	NA	94	NA	1680 hours	1	NA	940	NA
Circulating System ⁷	168 hours	1	negligible	NA	negligible	1680 hours	1	negligible	NA	negligible
Well Control System ⁸	As needed	1	negligible	negligible	negligible	As needed	1	negligible	negligible	negligible
Total Emissions	NA	NA	negligible	94	negligible	NA	NA	negligible	940	negligible

⁶ Power Engines include rig engines, air compressor engines, mud pump engines and electrical generator engines. Assumed 50 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

⁷ Circulating system includes mud system piping and valves, mud-gas separator, mud pits or tanks and blooie line for air drilling.

⁸ Well Control System includes well control piping and valves, BOP, choke manifold and flare line.

Table GHG-5 – Well Completion – One-Well Project GHG Emissions

Emissions Source	One-Well Project							
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing		Total Operating Hours or Fuel Use	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Transportation ⁹	15,740 – 23,040	314,800 – 460,800 ¹⁰	NA	1	NA	25 – 37	504 – 737	NA
Hydraulic Fracturing Pump Engines	NA		29,000 gallons ¹¹	1	NA	325		NA
Line Heater	NA		72 hours	1	NA	negligible		NA
Flowback Pits/Tanks	NA		72 hours	1	NA	NA		negligible
Flare Stack	NA		72 hours	1	4 ¹²	576 ¹³		NA
Rig Engines ¹⁴	NA		24 hours	1	NA	7		NA
Site Reclamation ¹⁵	NA		24 hours	NA	NA	6		NA
Total Emissions	NA		NA	NA	4	939 – 951	1,418 – 1,651	negligible

⁹ Transportation includes Completion Fluid and Materials 10 – 20 Truckloads, Completion Equipment (pipe, wellhead) 5 Truckloads, Hydraulic Fracture Equipment (pump trucks, tanks) 150 – 200

Truckloads, Hydraulic Fracture Water 400 – 600 Tanker Trucks, Hydraulic Fracture Sand 20 – 25 Trucks, Flow Back Water Removal 200 – 300 Truckloads, Site Reclamation Equipment 2 Truckloads. Transportation estimates taken from NTC Consultants, 2009. *Impacts on Community Character of Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, p. 13.

¹⁰ For illustration purposes, VMT includes out-of state sourcing for all materials including water necessary for hydraulic fracturing. Water required for fracturing more likely to be sourced as close to well pad as possible. Analysis assumes no reuse of flowback fluid.

¹¹ ALL Consulting, 2009. *Horizontally Drilled/High-Volume Hydraulically Fractured Wells Air Emissions Data*, Table 11, p. 10.

¹² ICF Incorporated, LLC. Technical Assistance for the Draft Supplemental Generic EIS: Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low Permeability Gas Reservoirs, August 2009, NYSERDA Agreement No. 9679. p. 28.

¹³ ICF Incorporated, LLC. Technical Assistance for the Draft Supplemental Generic EIS: Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low Permeability Gas Reservoirs, August 2009, NYSERDA Agreement No. 9679. p. 28.

¹⁴ Assumed 25 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

¹⁵ Assumed 20 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

Table GHG-6 – Well Completion – Ten-Well Pad GHG Emissions

Emissions Source	Ten-Well Pad							
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-state Sourcing/Out-of-state Sourcing		Total Operating Hours or Fuel Use	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Transportation ¹⁶	130,040 – 194,040	2,600,800 – 3,880,800 ¹⁷	NA	NA	NA	208 – 310	4,161 – 6,209	NA
Hydraulic Fracturing Pump Engines	NA		290,000 gallons	NA	NA	3,250		NA
Line Heater	NA		72 hours	1	NA	negligible		NA
Flowback Pits/Tanks	NA		72 hours	1	NA	NA		negligible
Flare Stack	NA		720 hours	1	40	5,760		NA
Rig Engines ¹⁸	NA		240 hours	1	NA	70		NA
Site Reclamation ¹⁹	NA		24 hours	NA	NA	6		NA
Total Emissions	NA		NA	NA	40	9,294 – 9,396	13,247 – 15,295	negligible

¹⁶ Transportation includes Completion Fluid and Materials 10 – 20 Truckloads, Completion Equipment (pipe, wellhead) 5 Truckloads, Hydraulic Fracture Equipment (pump trucks, tanks) 150–200

Truckloads, Hydraulic Fracture Water 400 – 600 Tanker Trucks, Hydraulic Fracture Sand 20 – 25 Trucks, Flow Back Water Removal 200 – 300 Truckloads,

Site Reclamation Equipment 2 Truckloads. Transportation estimates taken from NTC Consultants, 2009. *Impacts on Community Character of Horizontal Drilling and High Volume Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, p. 13.

¹⁷ For illustration purposes, VMT includes out-of state sourcing for all materials including water necessary for hydraulic fracturing. Water required for fracturing more likely to be sourced as close to well pad as possible. Analysis assumes no reuse of flowback fluid.

¹⁸ Assumed 25 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

¹⁹ Assumed 20 gallons of diesel fuel used per hour with 100% oxidation of fuel carbon to CO₂.

Table GHG-7 – First-Year Well Production – One-Well Project GHG Emissions²⁰

Emissions Source	One-Well Project							
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-state Sourcing/Out-of-state Sourcing		Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Production Equipment 5 – 10 Truckloads	100 - 200	2,000 – 4,000	NA	NA	NA	1	3 – 6	NA
Wellhead	NA		7,896 hours ²¹	1	NA	NA		negligible
Compressor	NA		7,896 hours	1	not determined	5,546 ²² (&4 ²³)		117 ²⁴
Line Heater	NA		7,896 hours	1	negligible	negligible		negligible
Separator	NA		7,896 hours		NA	negligible		negligible
Glycol Dehydrator	NA		7,896 hours	1	negligible	negligible		negligible
Dehydrator Vents	NA		7,896 hours	1	21 ²⁵	3 ²⁶		negligible
Dehydrator Pumps	NA		7,896 hours	1	76 ²⁷	NA		negligible
Pneumatic Device Vents	NA		7,896 hours	3	8 ²⁸	NA		negligible
Meters/Piping	NA		7,896 hours	1	NA	NA		negligible
Vessel BD	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Compressor BD	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Compressor Starts	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Pressure Relief Valves	NA		4 hours	5	negligible	NA		negligible
Production Brine Tanks	NA		7,896 hours	1	negligible	NA		negligible
Production Brine Removal 44Truckloads	880	17,600	NA	NA	NA	2	28	NA
Total Emissions	NA		NA	NA	105	5,556	5,584 – 5,587	117

²⁰ First-Year production is the production period in the first year after drilling and completion activities have been concluded. Assumed production 10 mmcf per well.

²¹ Calculated by subtracting total time required to drill and complete one well (36 days) from 365 days.

²² Combustion emission, Emissions Factor (EF) of 1,404.716 lbs per hour.

²³ Fugitive emission, Emissions Factor (EF) of 1.037 lbs per hour.

²⁴ One compressor at Emissions Factor (EF) of 29.252 lbs per hour.

²⁵ Emissions Factor (EF) of 12.725 lbs. per mmcf throughput.

²⁶ Vented emission, Emissions Factor (EF) of 1.623 lbs per mmcf throughput.

²⁷ Emissions Factor (EF) of 45.804 lbs. per mmcf throughput.

²⁸ Emissions Factor (EF) of 0.664 lbs per hour.

Table GHG-8 – Post-First Year Annual Well Production – One-Well Project GHG Emissions²⁹

Emissions Source	One-Well Project							
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-state Sourcing/Out-of-state Sourcing		Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Wellhead	NA		8,760 hours	1	NA	NA		negligible
Compressor	NA		8,760 hours	1	not determined	6.15 ³⁰ (& 5 ³¹)		128 ³²
Line Heater	NA		8,760 hours	1	negligible	negligible		negligible
Separator	NA		8,760 hours		NA	negligible		negligible
Glycol Dehydrator	NA		8,760 hours	1	negligible	negligible		negligible
Dehydrator Vents	NA		8,760 hours	1	23 ³³	3 ³⁴		negligible
Pneumatic Device Vents	NA		8,760 hours	3	9 ³⁵	NA		negligible
Dehydrator Pumps	NA		8,760 hours	1	84 ³⁶	NA		negligible
Meters/Piping	NA		8,760 hours	1	NA	NA		negligible
Vessel BD	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Compressor BD	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Compressor Starts	NA		4 hours	4	negligible	NA		negligible
Pressure Relief Valves	NA		4 hours	5	negligible	NA		negligible
Production Brine Tanks	NA		8,760 hours	1	negligible	NA		negligible
Production Brine Removal 48 Truckloads	960	19,200	NA	NA	NA	2	31	NA
Total Emissions	NA		NA	NA	116	6,163	6,202	128

²⁹ Assumed production 10 mmcf/d per well.

³⁰ Combustion emission, Emissions Factor (EF) of 1,404.716 lbs per hour.

³¹ Fugitive emission, Emissions Factor (EF) of 1.037 lbs per hour.

³² Emissions Factor (EF) of 29.252 lbs per hour.

³³ Emissions Factor (EF) of 12.725 lbs. per mmcf throughput.

³⁴ Vented emission, Emissions Factor (EF) of 1.623 lbs per mmcf throughput.

³⁵ Emissions Factor (EF) of 0.664 lbs per hour.

³⁶ Emissions Factor (EF) of 45.804 lbs. per mmcf throughput.

Table GHG-9 – First-Year Well Production – Ten-Well Pad GHG Emissions³⁷

Emissions Source	Ten-Well Pad							
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-state Sourcing/Out-of-state Sourcing		Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)		Fugitive Emissions (tons CH ₄)
Production Equipment 5 – 10 Truckloads	100 – 200	2,000 – 4,000	NA	NA	NA	1	3 – 6	NA
Wellhead	NA		120 hours ³⁸	10	NA	NA		
Compressor	NA		120 hours	3	not determined	253 ³⁹ (&1 ⁴⁰)		6 ⁴¹
Line Heater	NA		120 hours	3	negligible	negligible		negligible
Separator	NA		120 hours	3	NA	negligible		negligible
Glycol Dehydrator	NA		120 hours	2	negligible	negligible		negligible
Dehydrator Vents	NA		120 hours	1 ⁴²	4 ⁴³	1 ⁴⁴		negligible
Dehydrator Pumps	NA		120 hours	1 ⁴⁵	9 ⁴⁶	NA		negligible
Pneumatic Device Vents	NA		120 hours	6	1 ⁴⁷	NA		negligible
Meters/Piping	NA		120 hours	1	NA	NA		negligible
Vessel BD	NA		2 hours	9	negligible	NA		negligible
Compressor BD	NA		2 hours	4	negligible	NA		negligible
Compressor Starts	NA		2 hours	4	negligible	NA		negligible
Pressure Relief Valves	NA		2 hours	19	negligible	NA		negligible
Production Brine Tanks	NA		120 hours	2	negligible	NA		negligible
Production Brine Removal 40 Truckloads	NA		NA	NA	NA	NA		NA
Total Emissions	NA		NA	NA	14	256	258 – 261	6

³⁷ First-Year production is the production period in the first year after drilling and completion activities have been concluded. Assumed production 10 mmcf per well.

³⁸ Calculated by subtracting total time required to drill and complete ten wells (360 days) from 365 days.

³⁹ Combustion emission, Emissions Factor (EF) of 1,404.716 lbs per hour.

⁴⁰ Fugitive emission, Emissions Factor (EF) of 1.037 lbs per hour.

⁴¹ Emissions Factor (EF) of 29.252 lbs per hour.

⁴² Emissions Factor (EF) based on throughput, not number of units.

⁴³ Emissions Factor (EF) of 12.725 lbs. per mmcf throughput.

⁴⁴ Vented emission, Emissions Factor (EF) of 1.623 lbs per mmcf throughput.

⁴⁵ Emissions Factor (EF) based on throughput, not number of units.

⁴⁶ Emissions Factor (EF) of 45.804 lbs. per mmcf throughput.

⁴⁷ Emissions Factor (EF) of 0.664 lbs per hour.

Table GHG-10 – Post-First Year Annual Well Production – Ten-Well Pad GHG Emissions⁴⁸

Emissions Source	Ten-Well Pad						
	Vehicle Miles Traveled (VMT) In-state Sourcing/Out-of-state Sourcing	Total Operating Hours	Activity Factor	Vented Emissions (tons CH ₄)	Combustion Emissions In-State Sourcing/Out-of-State Sourcing (tons CO ₂)	Fugitive Emissions (tons CH ₄)	
Wellhead	NA	8,760 hours	10	NA	NA	negligible	
Compressor	NA	8,760 hours	3	not determined	18,458 ⁴⁹ (&14 ⁵⁰)	384 ⁵¹	
Line Heater	NA	8,760 hours	3	negligible	negligible	negligible	
Separator	NA	8,760 hours	3	NA	negligible	negligible	
Glycol Dehydrator	NA	8,760 hours	2	negligible	negligible	negligible	
Dehydrator Vents	NA	8,760 hours	1 ⁵²	232 ⁵³	negligible	negligible	
Pneumatic Device Vents	NA	8,760 hours	6	18 ⁵⁴	NA	negligible	
Dehydrator Pumps	NA	8,760 hours	1 ⁵⁵	836 ⁵⁶	297 ⁵⁷	negligible	
Meters/Piping	NA	8,760 hours	1	NA	NA	negligible	
Vessel BD	NA	4 hours	9	negligible	NA	negligible	
Compressor BD	NA	4 hours	4	negligible	NA	negligible	
Compressor Starts	NA	4 hours	4	negligible	NA	negligible	
Pressure Relief Valves	NA	4 hours	19	negligible	NA	negligible	
Production Brine Tanks	NA	8,760 hours	2	negligible	NA	negligible	
Production Brine Removal 480 Truckloads	9,600	192,000	NA	NA	15	307	NA
Total Emissions	NA	NA	NA	1,086	18,784	19,076	384

⁴⁸ Assumed production 10 mmcf per well.

⁴⁹ Combustion emission, Emissions Factor (EF) of 1,404.716 lbs per hour.

⁵⁰ Fugitive emission, Emissions Factor (EF) of 1.037 lbs per hour.

⁵¹ Emissions Factor (EF) of 29.252 lbs per hour.

⁵² Emissions Factor (EF) based on throughput, not number of units.

⁵³ Emissions Factor (EF) of 12.725 lbs. per mmcf throughput.

⁵⁴ Emissions Factor (EF) of 0.664 lbs per hour.

⁵⁵ Emissions Factor (EF) based on throughput, not number of units.

⁵⁶ Emissions Factor (EF) of 45.804 lbs. per mmcf throughput.

⁵⁷ Vented emission, Emissions Factor (EF) of 1.623 lbs per mmcf throughput.

Table GHG-11 – Estimated First-Year Green House Gas Emissions from One-Well Pro

	In-state Sourcing vs. Out-of-state Sourcing					
	CO ₂ (tons)		CH ₄ (tons)	CH ₄ Expressed as CO ₂ e (tons) ⁵⁸	Total Emissions from Proposed Activity CO ₂ e (tons)	
Drilling Rig Mobilization, Site Preparation and Demobilization	14 – 17	69 – 123	NA	NA	14 – 17	69 – 123
Completion Rig Mobilization and Demobilization	1	10	NA	NA	1	10
Well Drilling	94		negligible	negligible	94	
Well Completion including Hydraulic Fracturing and Flowback	939 – 951	1,418 – 1,651	4	100	1,039 – 1,051	1,518 – 1,751
Well Production	5,556	5,584 – 5,587	222	3,650	9,206	9,234 – 9,237
Total	6,604 – 6,619	7,175 – 7,465	226	5,650	12,254 – 12,269	12,825 – 13,115

Table GHG-12 – Estimated Post First-Year Annual Green House Gas Emissions from One-Well Project

	In-state Sourcing vs. Out-of-state Sourcing					
	CO ₂ (tons)		CH ₄ (tons)	CH ₄ Expressed as CO ₂ e (tons) ⁵⁹	Total Emissions from Proposed Activity CO ₂ e (tons)	
Well Production Total	6,163	6,202	244	6,100	12,263	12,302

Table GHG-13 – Estimated First-Year Green House Gas Emissions from Ten-Well Pad

	In-state Sourcing vs. Out-of-state Sourcing					
	CO ₂ (tons)		CH ₄ (tons)	CH ₄ Expressed as CO ₂ e (tons) ⁶⁰	Total Emissions from Proposed Activity CO ₂ e (tons)	
Drilling Rig Mobilization, Site Preparation and Demobilization	14 – 17	69 – 123	NA	NA	14 – 17	69 – 123
Completion Rig Mobilization and Demobilization	1	10	NA	NA	1	10
Well Drilling	940		negligible	negligible	940	
Well Completion including Hydraulic Fracturing and Flowback	9,294 – 9,396	13,247 – 15,295	40	1,000	10,294 – 10,396	14,247 – 16,295
Well Production	256	258 – 261	20	500	756	758 – 761
Total	10,505 – 10,610	14,524 – 16,629	60	1,500	12,005 – 12,110	16,024 – 18,129

Table GHG-14 – Estimated Post First-Year Annual Green House Gas Emissions from Ten-Well Pad

	In-state Sourcing vs. Out-of-state Sourcing					
	CO ₂ (tons)		CH ₄ (tons)	CH ₄ Expressed as CO ₂ e (tons) ⁶¹	Total Emissions from Proposed Activity CO ₂ e (tons)	
Well Production Total	18,784	19,076	1,470	36,750	55,534	55,826

⁵⁸ Equals CH₄ (tons) multiplied by 25 (100-Year GWP).

⁵⁹ Equals CH₄ (tons) multiplied by 25 (100-Year GWP).

⁶⁰ Equals CH₄ (tons) multiplied by 25 (100-Year GWP).

⁶¹ Equals CH₄ (tons) multiplied by 25 (100-Year GWP).

ANNEXE 8 :
BILAN PRÉLIMINAIRE COMPARATIF DES GES - GAZ DE SHALE VERSUS SOURCE
CONVENTIONNELLE
tiré de Allard (2010, p.12)

Résumé d'une étude préliminaire comparative des émissions de GES liées au gaz conventionnel d'Alberta et du gaz de shale du Québec

Source	Conventionnel (AB)	Gaz de schiste (QC)	Commentaires
Construction, forage et démarrage	26 350 tCO ₂ e/an (0,2%)	26 350 tCO ₂ e/an (0,3%)	- Les émissions reliées aux forages et démarrages de puits sont réparties sur 20 ans
Collecte de gaz	n.d.	n.d.	- Même aux deux endroits
Traitement du gaz	63 950 tCO ₂ e/an (0,4%)	63 950 tCO ₂ e/an (0,6%)	- Le traitement au Québec pourrait être plus facile -Hypothèse : 10 usines sont requises
Enlèvement du CO ₂	6 840 000 tCO ₂ e/an (40,1%)	0 tCO ₂ e/an (0,0%)	- Hypothèse : 40% molaire CO ₂ dans le gaz brut
Transport (pipelines)	264 180 tCO ₂ e/an (1,5%)	10 710 tCO ₂ e/an (0,1%)	- 3 700 km de l'Alberta VS 150 km au Québec
Entreposage	2 298 tCO ₂ e/an (0,0%)	2 298 tCO ₂ e/an (0,0%)	- Hypothèse : Les besoins en entreposage ne varieront pas significativement selon l'origine du gaz
Distribution	109 200 tCO ₂ e/an (0,6%)	109 200 tCO ₂ e/an (1,1%)	- Réseau de distribution : 10 000 km
Utilisation finale	9 760 000 tCO ₂ e/an (57,2%)	9 760 000 tCO ₂ e/an (97,9%)	
TOTAL	17 065 978 tCO₂e/an (100,0%)	9 972 508 tCO₂e/an (100,0 %)	

ANNEXE 9 :
ESTIMATION DES ÉMISSIONS ANNUELLES ASSOCIÉES AUX ACTIVITÉS DE
PRODUCTION DE GAZ DE SHALES DE MARCELLUS
tiré de NYSDEC (2009, p.6-54)

Table 6.6 - Estimated Wellsite Emissions (Dry Gas) - Flowback Gas Flaring
(Tons/Year)

	Drilling	Completion	Production	Subtotal	Flowback Gas	Total
PM	1.20	0.46	0.23	1.89	3.67	5.56
NOx	36.0	14.4	3.77	54.17	12.24	66.41
CO	20.7	6.6	9.20	36.5	61.2	97.7
VOC	1.88	0.6	2.43	4.91	1.76	6.67
SO ₂	0.042	0.015	0.066	0.123	0.54	0.663
Total HAP	0.22	0.06	0.029	0.309	0.20	0.509

Table 6.7 - Estimated Wellsite Emissions (Dry Gas) - Flowback Gas Venting
(Tons/Year)

	Drilling	Completion	Production	Subtotal	Flowback Gas	Total
PM	1.20	0.46	0.23	1.89	0.0	1.89
NOx	36.0	14.4	3.77	54.17	0.0	54.17
CO	20.7	6.6	9.20	36.5	0.0	36.5
VOC	1.88	0.6	2.43	4.91	1.50	6.41
SO ₂	0.042	0.015	0.066	0.123	0.0	0.123
Total HAP	0.22	0.06	0.029	0.309	0.0	0.309

Table 6.8 - Estimated Wellsite Emissions (Wet Gas) - Flowback Gas Flaring
(Tons/Year)

	Drilling	Completion	Production	Subtotal	Flowback Gas	Total
PM	1.20	0.46	0.23	1.89	3.67	5.56
NOx	36.0	14.4	3.77	54.17	12.24	66.41
CO	20.7	6.6	9.20	36.5	61.2	97.7
VOC	1.88	0.6	2.43	4.91	64.8	69.71
SO ₂	0.042	0.015	0.066	0.123	0.54	0.663
Total HAP	0.22	0.06	0.31	0.59	1.73	2.32

Table 6.9 - Estimated Wellsite Emissions (Wet Gas) - Flowback Gas Venting
(Tons/Year)

	Drilling	Completion	Production	Subtotal	Flowback Gas	Total
PM	1.20	0.46	0.23	1.89	0.0	1.89
NOx	36.0	14.4	3.77	54.17	0.0	54.17
CO	20.7	6.6	9.20	36.5	0.0	36.5
VOC	1.88	0.6	2.43	4.91	54.75	59.66
SO ₂	0.042	0.015	0.066	0.123	0.0	0.123
Total HAP	0.22	0.06	0.31	0.59	0.0037	0.594