

LA PROBLÉMATIQUE ASSOCIÉE À L'UTILISATION DE L'EAU DANS L'EXPLORATION ET
L'EXPLOITATION DES SHALES GAZIFÈRES : QUEL MODÈLE DURABLE À DÉVELOPPER POUR LE
QUÉBEC?

Par

Mamadou Lamine Fall

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

Sous la direction de M. Jean-Pierre Pelletier

CENTRE UNIVERSITAIRE DE FORMATION EN ENVIRONNEMENT

UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Sherbrooke, Québec, mai 2011

SOMMAIRE

Mots clés : Gaz de shale, développement durable, gestion de l'eau, prélèvement d'eau, récupération, réutilisation, traitement, Québec, Colombie-Britannique, États-Unis.

L'utilisation massive d'eau pour la fracturation hydraulique et le traitement éventuel des eaux usées sont parmi les raisons sous-jacentes à la divergence d'opinions sur le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec. L'objectif général de cet essai est de cibler les pratiques de gestion de l'eau lors des phases d'exploration et d'exploitation des shales gazifères. Il a exploré divers modèles nord-américains de gestion de l'eau utilisés dans le procédé de fracturation et recherchait les conditions applicables pour une meilleure gestion au Québec. Suite à l'analyse des avantages et inconvénients des modèles de gestion d'eau du Québec, de la Colombie-Britannique et des États-Unis, quatre recommandations ont été formulées dans le but de bonifier le modèle québécois de gestion d'eau lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de shale : Premièrement, c'est de mettre en place des réformes réglementaires donnant plus de pouvoir aux autorités locales dans la gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale. Il faudrait modifier ou inclure une disposition, dans la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*, pour permettre aux autorités locales d'élaborer et d'appliquer des règlements qu'elles jugent nécessaires à la protection des ressources en eau. Deuxièmement, d'avoir plus de contrôle sur l'utilisation et le traitement de l'eau. Les besoins en eau de l'industrie doivent être clairement identifiés et inclus dans les plans directeurs de l'eau des OBV. Le traitement des eaux usées doit être effectué par un établissement accrédité ou par une technologie éprouvée et approuvée par le MDDEP. Troisièmement, de favoriser la recherche et l'innovation en mettant en place un fonds dédié à la recherche et l'innovation afin d'améliorer les technologies de traitement des eaux usées et la réduction de la consommation d'eau par l'industrie du gaz de shale. Quatrièmement, d'utiliser un outil proposé dans cet essai, pour bonifier la démarche actuelle d'octroi de permis de prélèvement d'eau. Cet outil constitué par trois critères présentés dans un ordre séquentiel et chacun de ces critères est en relation avec deux variables qui vont déterminer le choix d'une solution préconisée.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je tiens à remercier Allah, le tout puissant, de m'avoir accordé la santé physique et mentale pour compléter cette maîtrise.

Je tiens très sincèrement à remercier M. Jean-Pierre Pelletier, mon directeur d'essai, dont la rigueur, l'expérience et la disponibilité m'ont permis de garder la motivation et la détermination tout au long de la rédaction de cet essai.

Mes remerciements à mes parents, à mon frère Ibrahima Fall et à toute ma famille, une pensée pleine de reconnaissance inspirée par le soutien et la disponibilité dont vous avez fait part à mon endroit.

J'adresse une mention spéciale à Caroline Pelletier, sa famille et aux membres du CUFE, pour m'avoir épaulés et encouragés alors que je vivais une longue période de convalescence. Merci à toi Caroline, sans ton soutien indéfectible à tous les niveaux, je ne saurais accomplir avec succès cette maîtrise.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	1
1 PROBLEMATIQUE DES GAZ DE SHALE	4
1.1 Historique de l'exploitation des shales gazifères en Amérique du Nord.....	4
1.2 Le cadre réglementaire au Québec.....	8
1.3 La dimension socio-économique associée à l'industrie du gaz de shale au Québec .	10
1.4 Les activités de forage au Québec	14
1.4.1 Les zones géographiques d'activité et le contexte géologique	15
1.4.2 La composition chimique des shales du Québec.....	17
1.4.3 Le forage et les activités connexes.....	18
1.4.4 La perforation et la fracturation hydraulique	21
2 LA GESTION DE L'EAU LORS DE L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES SHALES	25
2.1 Le modèle de gestion d'eau du Québec	25
2.1.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée	25
2.1.2 La récupération.....	28
2.1.3 Le traitement des eaux.....	31
2.2. Le modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique.....	35
2.2.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée	35
2.2.2 Récupération.....	38
2.2.3 Le traitement des eaux.....	38
2.3 Le modèle de gestion d'eau des États-Unis	42
2.3.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée	43
2.3.2 Récupération.....	45
2.3.3 Le traitement des eaux.....	46
2.4 Les nouvelles techniques applicables aux eaux usées des shales gazifères.....	49
3 ANALYSE COMPARATIVE DU MODELE QUEBECOIS ET DES AUTRES MODELES DE GESTION DE L'EAU	55
3.1 L'identification et la justification des critères d'évaluation comparative.....	55
3.1.1 Les critères environnementaux	55
3.1.2 Les critères sociaux	57
3.1.3 Les critères économiques.....	58

3.2 La grille d'analyse comparative.....	59
3.3 L'interprétation des résultats de la grille	64
4 RECOMMANDATION POUR L'AMÉLIORATION DU MODÈLE QUÉBÉCOIS	66
CONCLUSION	70
RÉFÉRENCES.....	72
ANNEXE 1 TABLEAU DES LOIS ET LES REGLEMENTS QUI REGISSENT L'ENCADREMENT LEGAL DE L'EXPLOITATION ET L'EXPLORATION DES SHALES GAZIFERES AU QUEBEC	77
ANNEXE 2 LISTE DES ADDITIFS CHIMIQUES UTILISES AU QUEBEC ET AUX ÉTATS-UNIS	80

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure 1.1	Production de gaz naturel aux États-Unis à l'horizon 2035.....	5
Figure 1.2	La production de gaz naturel au Canada à l'horizon 2020.....	6
Figure 1.3	Carte de la localisation des shales d'Utica au Québec	7
Figure 1.4	Nombre d'emplois créés en fonction du nombre de puits forés par année.....	12
Figure 1.5	Les étapes de développement de projet d'exploration et d'exploitation de gaz de shale	14
Figure 1.6	Corridors d'exploration entre Montréal et Québec.....	15
Figure 1.7	Localisation géographique des shales gazifères de l'Amérique du Nord.....	16
Figure 1.8	Le forage vertical et horizontal avec des ramifications	19
Figure 1.9	Les différents niveaux de tubages lors du forage d'un puits	20
Figure 1.10	La perforation et la fracturation hydraulique	22
Figure 2.1	Modélisation schématique du modèle québécois de gestion d'eau lors de l'exploration des shales gazifères.....	34
Figure 2.2	Carte de localisation géographique des bassins de Horn River et de Montney ..	35
Figure 2.3	Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères.....	41
Figure 2.4	Carte de localisation géographique des bassins de shale aux États-Unis.....	42
Figure 2.5	Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères	48
Figure 2.6	Procédure d'injection d'eau usée en profondeur.....	50
Figure 2.7	Le principe de l'osmose inverse	51
Figure 4.0	Logigramme décisionnelle de gestion d'eau lors de l'exploitation et l'exploration de gaz de shale	69
Tableau 1.1	Potentiel exploitable des shales d'Utica par rapport aux autres gisements en Amérique	8
Tableau 1.2	Exemples d'emplois créés durant la phase d'exploration.....	13
Tableau 2.1	Le volume d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique	27
Tableau 2.2	Variation du volume d'eau utilisée dans le bassin d'Horn River en fonction du nombre de puits forés.....	36

Tableau 2.3 Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale aux États-Unis.....	44
Tableau 2.4 Utilisation de l'osmose inverse dans les gisements de shale	52
Tableau 2.5 Utilisation de l'Évaporation/distillation dans les gisements de shale.....	53
Tableau 3.0 Analyse comparative des avantages et inconvénients des trois modèles de gestion d'eau en fonction des critères issus du développement durable	61

LISTES DES ACRONYMES, DES SYMBOLES ET DES SIGLES

APGQ	Association Pétrolière et Gazière du Québec
API	American Petroleum Institute
BAPE	Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement
CERCLA	Comprehensive Environmental Response Compensation and Liability Act
CB	Colombie-Britannique
CPG	Commission du Pétrole et du Gaz (CB)
CWA	Clean Water Act
DCO	Demande Chimique en Oxygène
DBO ₅	Demande Biologique en Oxygène (5 jours)
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
FTQ	Fond de la fédération des Travailleurs et travailleuses du Québec
GWPCOC	Ground Water Protection Council Oklahoma City
GPRI	Global Petroleum Research Institute
LQE	Lois sur la Qualité de l'Environnement (Québec)
MAMROT	Ministère des Affaires Municipales, Régionales, Occupation du Territoire (Québec)
MAPAQ	Ministère de l'Agriculture, Pêcheries et Alimentation du Québec
MDDEP	Ministère du Développement Durable de l'Environnement et des Parcs (Québec)
MRC	Municipalités Régionales de Comté
MRNF	Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (Québec)
MDT	Matière Dissoute Totale
NEPA	National Environmental Policy Act
OBV	Organisme de Bassin versant
OGAP	Oil and Gas Accountability Project
OGC	Oil and Gas Commission
ONÉ	Office National de l'Énergie du Canada
PDEP	Pennsylvania Department of Environmental Protection
pH	Potentiel d'hydrogène
SDWA	Safe Drinking Water Act
%	Pourcent
m ²	Mètre carré
Km ²	Kilomètre carré
m ³	Mètre cube
\$	Dollars

INTRODUCTION

Au cours de la dernière décennie, les analystes en production énergétique étaient tous d'avis que la disponibilité du gaz naturel allait décliner de manière constante en Amérique du Nord. En effet, les réserves conventionnelles de gaz naturel sont sur le point d'être épuisées. Toutefois, grâce aux avancées technologiques en matière d'exploration et d'exploitation d'énergie fossiles, il est aujourd'hui possible d'extraire de façon rentable, les réservoirs non conventionnels de gaz. En combinant une technique vieille de 60 ans, la fracturation hydraulique avec la technique de forage horizontal, l'industrie du gaz naturel est parvenue à exploiter le shale gazifère communément appelé « gaz de schiste » (TRUGNT, 2010). Ce gaz naturel est piégé dans une formation géologique riche en matière organique qui a été déposée il y a environ 450 millions d'année (Riffon et Villeneuve, 2010).

Le succès commercial de l'exploitation du gisement de Barnett aux États-Unis a déclenché une quête de nouveaux gisements de gaz de shale dans toute l'Amérique du Nord. Au Canada, les gisements de Montney et Muska dans l'Ouest canadien sont en phase d'exploitation alors qu'au Québec l'industrie des gaz de shale en est encore à l'exploration (Talisman Energy, 2010).

Cependant, la position de l'industrie, du gouvernement et celle de l'opinion publique québécoise sont partagées quant à la nature et à l'ampleur des impacts environnementaux tant de l'exploration que de l'exploitation de cette nouvelle source d'énergie. L'utilisation massive d'eau pour la fracturation de la roche, sa récupération et le traitement éventuel des eaux usées sont parmi d'autres raisons, des raisons sous-jacentes de cette divergence d'opinions. En effet, les quantités d'eau requises, la récupération partielle et le traitement de l'eau de fracturation mélangée à d'autres produits abrasifs ne sont pas connus, ou tout au moins ne font pas consensus ni dans la littérature, ni auprès des experts.

Le présent essai cible les pratiques de gestion de l'eau lors des phases d'exploration et d'exploitation des shales gazifères. Il explore divers modèles de gestion de l'eau utilisée

dans le procédé de fracturation et recherche les conditions applicables pour une meilleure gestion.

Les objectifs spécifiques de l'essai sont de :

- Dresser l'état des connaissances relativement à l'utilisation de l'eau et sa récupération lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères;
- Proposer des pistes pour faciliter le recyclage et des eaux usées;
- Suggérer des paramètres pour élaborer un modèle de gestion de l'eau utilisée lors de l'exploration et de l'exploitation des shales gazifères, applicables au Québec.

Pour atteindre ces objectifs, la méthodologie utilisée se résume en une analyse comparative des modèles de gestion québécois, américains et britanno-colombiens en utilisant les principes du développement durable comme base de référence. Une première collecte d'information scrutera les publications de l'industrie gazifère, celles déposées par les gouvernements, la littérature scientifique indépendante et des spécialistes afin de dégager les modes de gestion de l'eau de fracturation existants et les impacts pour les milieux récepteurs. Le choix des sources d'information quelles soient gouvernementales, industrielles, ou en provenance des organisations à but non lucratif et de la communauté universitaire visera spécifiquement à identifier les expertises et les contre-expertises soutenues par les parties prenantes. La confrontation des sources permettra de jauger de leur crédibilité et de leur fiabilité.

Le rapport d'enquête et d'audience publique du Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement (BAPE) sur développement de l'industrie du gaz de shale publié deux mois plutôt que prévu, alors que la rédaction de cet essai était à l'étape d'analyse a permis de corroborer certaines problématiques soulevées dans cet essai. Cependant, cet essai ne s'appuie que partiellement sur le rapport du BAPE.

Ce document est divisé en quatre chapitres qui sont subdivisés en section et en sous-section. Le premier chapitre « PROBLÉMATIQUE DES GAZ DE SHALE » dresse le portrait de

l'industrie des shales gazifères. Les principaux jalons historiques du développement de l'industrie en Amérique du Nord sont rappelés, de même que le cadre réglementaire, l'importance socioéconomique de la production gazière ainsi que les activités généralement associées à cette industrie. Le deuxième chapitre, « LA GESTION DE L'EAU LORS DE L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION », traite de la problématique de l'utilisation de l'eau pour la fracturation des shales, notamment les besoins en approvisionnement, la récupération des eaux usées et leur traitement pour en dégager les caractéristiques propres au modèle québécois, britanno-colombien et américain. Le troisième chapitre « ANALYSE COMPARATIVE DU MODÈLE QUÉBÉCOIS ET DES AUTRES MODÈLES DE GESTION DE L'EAU » porte sur une analyse comparative des trois modèles de gestion décrits au chapitre 2. Les modèles généralement utilisés aux États-Unis et celui de la Colombie-Britannique servent de base à la comparaison avec le modèle québécois afin de déterminer les avantages et les inconvénients de chacun des modèles. À cet égard, des critères d'évaluation sont développés pour mener l'évaluation comparative. Le quatrième chapitre « RECOMMANDATION POUR L'AMÉLIORATION DU MODÈLE QUÉBÉCOIS », porte sur des recommandations pour bonifier le modèle de gestion québécois. Enfin, une conclusion fera un résumé de la problématique et des recommandations avant de mettre en relief le lien entre la problématique abordée tout au long de l'essai et d'autre sujet de réflexion.

Afin d'éviter toute ambiguïté et bien que le terme « gaz de schiste » soit fréquemment utilisé dans l'opinion publique et parfois scientifique, ce document utilise les appellations « shale gazifère » et « gaz de shale », tel que suggérées par le Bureau de Traduction du gouvernement fédéral canadien (BTB, 2011).

1 PROBLÉMATIQUE DES GAZ DE SHALE

Ce chapitre aborde l'origine et la situation actuelle quant à l'exploration et l'exploitation des shales gazifères. Un portrait de l'industrie et des types d'activités qui y sont associées est succinctement dressé. Même si la problématique des gaz shale touche d'autres régions du monde, ce chapitre se limite au cadre nord-américain afin de mieux circonscrire l'étude.

1.1 Historique de l'exploitation des shales gazifères en Amérique du Nord

La connaissance du potentiel gazier des shales remonte aux années 1800, mais ce n'est qu'en 1821 qu'a eu lieu la première production commerciale de gaz de shale dans les Appalaches, à Fredonia dans l'État de New York. À mesure que l'exploitation du pétrole et du gaz s'intensifiaient, le gaz de shale a été délaissé au profit de sources permettant d'exploiter à plus grandes quantités et plus facilement. (Talisman Energy, 2010; Junex, 2010; Parfitt, 2010).

Les gisements de gaz naturel contenu dans les shales sont classés dans la catégorie des gisements non conventionnels (MDDEP, 2010). Traditionnellement, les entreprises d'exploration se concentraient sur les gisements dits conventionnels qui à la différence de ceux non conventionnels sont dans des réservoirs formés de roches plus poreuses et les plus perméables. Cette bonne perméabilité des roches dans les réservoirs conventionnels rend facile leur exploitation puisque le gaz s'échappe librement vers les puits de forages. Par contre, le gaz de shale est emprisonné et stocké dans une roche à grain fin riche en carbone organique, mais caractérisée par une faible perméabilité qui empêche la libre circulation de gaz de la roche vers les puits de forages (Talisman Energy, 2010).

Les gisements de shales renferment d'énormes quantités de gaz de l'ordre de plusieurs millions de mètres cubes cependant, le taux de récupération est habituellement inférieur à 50 % (Junex, 2010). L'exploitation de ces formations qui était considérée comme trop coûteuse et difficile à exploiter est rendue possible grâce à une méthode d'exploration révolutionnaire mise au point à partir du shale de Barnett dans le bassin de Fort Worth au Texas. Cette méthode fait appel à deux technologies : la fracturation hydraulique et le

forage horizontal. Ces deux technologies ont été utilisées depuis des décennies dans l'exploration et l'exploitation des gisements conventionnels (MDDEP, 2010; Talisman Energy, 2010). L'innovation et l'amélioration des procédés sont en plein développement dans ce secteur d'ailleurs, de nouvelles techniques de forage et de complétion sont en développement dans le bassin de Fort Worth (Junex, 2010).

L'éclatant succès commercial du gisement de Barnett et la hausse mondiale de la demande énergétique ont fortement suscité le développement et la recherche de nouveaux gisements de gaz non conventionnels partout en Amérique du Nord.

Aux États-Unis, plusieurs activités d'exploration et d'exploitation de shales gazifères sont en cours notamment dans les gisements de Woodford (2004), de Fayetteville(2006), de Haynesville (2008) et d'Eagle Ford (2009) (Talisman Energy, 2010). La figure 1.1 montre que la part du gaz de shale dans la production de gaz naturel aux États-Unis augmente significativement. Représentant 14 % de la production de gaz naturel en 2009, le gaz de shale pourrait occuper 45 % de la production à l'horizon 2035.

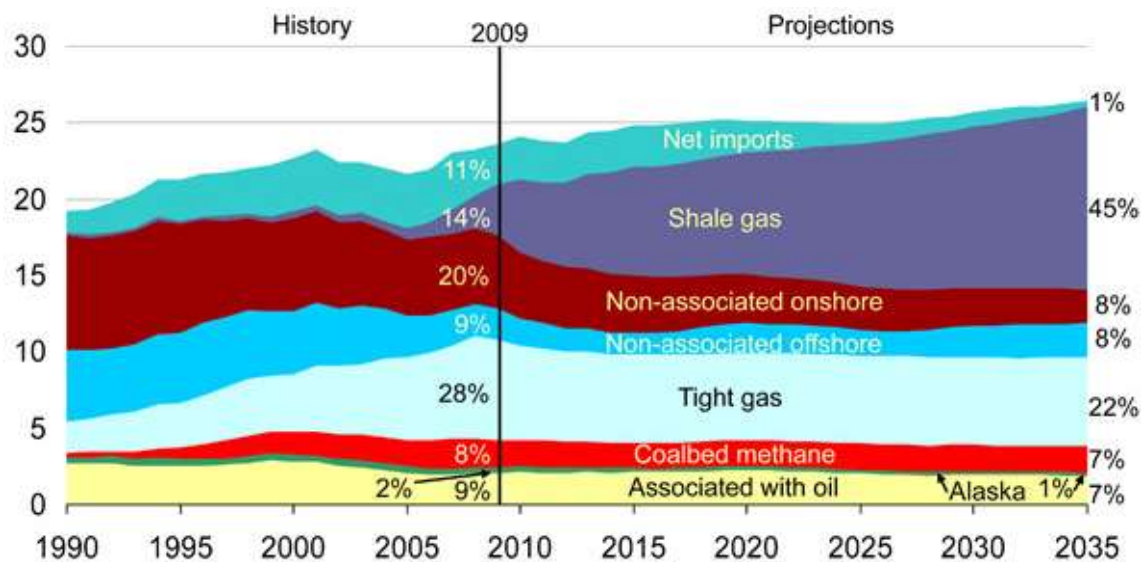


Figure 1.1 Production de gaz naturel aux États-Unis à l'horizon 2035

Tirée de Newell, 2010, p. 24

Au Canada, le gisement de Montney dans le bassin sédimentaire de l’Ouest canadien et celui de Muskwa dans le bassin de Horn River au nord-est de la Colombie-Britannique, nécessitent les plus importants investissements (Talisman Energy, 2010). Le gaz de shale n’a aujourd’hui qu’un apport marginal dans la production totale de gaz au Canada. Mais, l’Office National de l’Énergie du Canada (ONÉ) prévoit qu’en 2020 une croissance de la production de shale gazifère avec déclin de la production de gaz conventionnel. Cependant, cet apport du gaz de shale demeura tout marginal à l’horizon 2020) (Équiterre, 2010). La figure 1.2 illustre bien le changement de composition de la production de gaz naturel au Canada. Elle laisse voir également que la production de gaz naturel, dont on prévoyait la forte baisse dans les projections antérieures, pourrait augmenter dans un horizon de moyen à long terme d’après les prévisions actuelles.

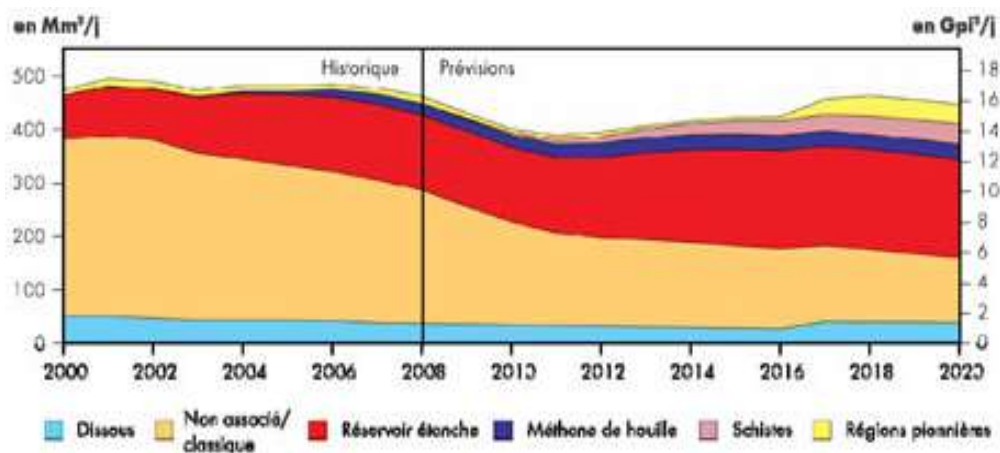


Figure 1.2 La production de gaz naturel au Canada à l’horizon 2020
Tirée d’Équiterre, 2010, p. 19

Au Québec, les premiers travaux d’exploration pour déterminer le potentiel gazifère des shales des Basses-Terres du Saint-Laurent datent des années 70, mais les premières évaluations et de fracturations massives de puits ont été réalisées entre 2004 et 2009 (Junex, 2010). L’industrie est présentement à une phase d’exploration dans la zone des shales d’Utica dans la vallée du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec où elle cherche à savoir si les gisements de shales gazifères d’Utica peuvent être exploités de façons économiques (MDDEP, 2010). Les gisements d’Utica présentent l’avantage d’être situés le long du

gazoduc Trans-Québec et Maritimes, raccordé aux gazoducs desservant le nord-est des États-Unis. Par ailleurs, le gaz de shale éventuellement extrait pourrait ainsi être rapidement et facilement distribué partout en Amérique du Nord. Ainsi, 27 entreprises se sont lancées dans l'exploration et détiennent un total de 462 permis d'exploration sur plus de 33 000 km² du territoire québécois (Équiterre, 2010).

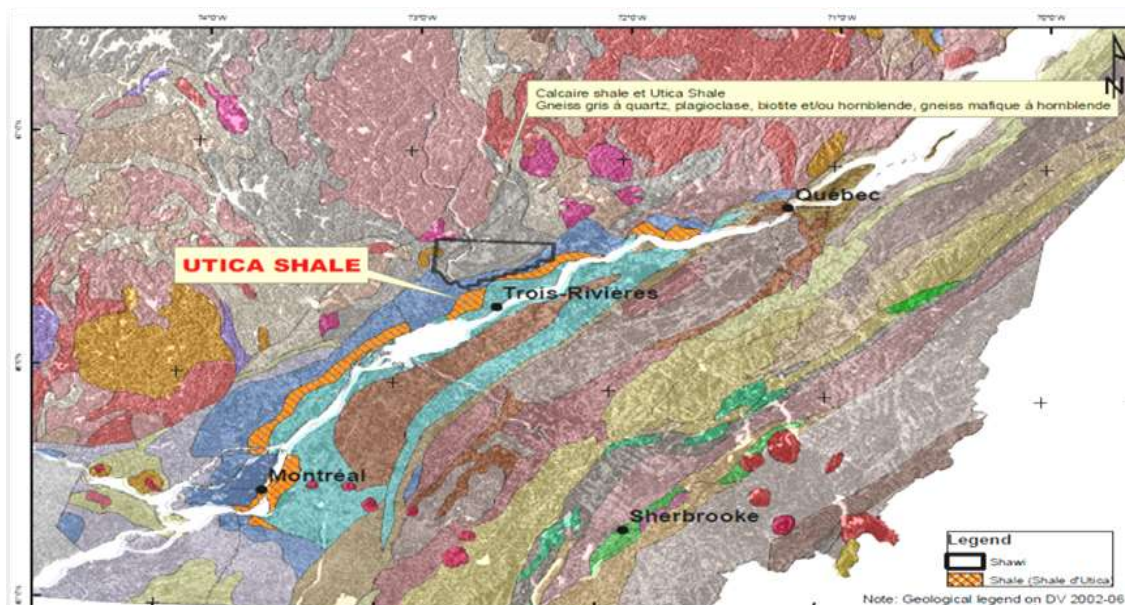


Figure 1.3 Carte de la localisation des shales d'Utica au Québec
Tirée de Brownstone ventures, 2010

Le tableau 1.1 fait état du potentiel préliminaire exploitable des shales d'Utica comparativement aux gisements en Colombie-Britannique et aux États-Unis. Selon l'ONÉ le potentiel exploitable démontré des shales d'Utica est estimé à plus de 3 400 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Il faudra une période équivalente ou supérieure à trois ans pour confirmer la rentabilité de l'exploitation des shales d'Utica (Équiterre, 2010).

Tableau 1.1 Potentiel exploitable des shales d’Utica par rapport aux autres gisements en Amérique du Nord.

	Horn River	Montney	Colorado	Utica	Horton
Profondeur	2,5-3 km	1,7-4 km	0,3 km	0,5-3,3 km	1,1-2 km
Épaisseur	150 m	<300 m	17-350m	90-300m	>150m
Potentiel (milliard m3)	4 100 17 000	2 300 20 000	> 2800	> 3 400	> 3 700
M\$/puits	7 -10	5-8	0,35 (verticaux)	5-9	inconnu

Tiré d’Équiterre, 2010, p. 21

Cette section 1.1 permet de voir, les principaux jalons historiques du développement de l’industrie en Amérique du Nord. Ainsi on peut y retenir que c’est la conjoncture économique qui est à l’origine du développement de l’industrie du gaz de shale.

1.2 Le cadre réglementaire au Québec

Les projets d’exploration et d’exploitation de shale gazifère sont encadrés en grande partie par une législation québécoise. Les lois et règlements s’appliquant peuvent varier en fonction des travaux et des activités connexes aux phases de forage, de fracturation, d’évaluation et de mise en production des puits gaziers (complétion) (MDDEP, 2010). Avant la complétion d’un puits, l’industrie doit soumettre une demande d’autorisation au Ministère du Développement Durable de l’Environnement et des Parcs (MDDEP), dans laquelle elle indique de quelle façon elle compte disposer des eaux usées (BAPE, 2011). Cependant, le Règlement relatif à l’application de la *Loi sur la qualité de l’environnement* (LQE) (R.R.Q., c. Q-2, r.0001) soustrait la phase d’exploration des gaz de shale à l’application de l’article 22 de la Loi sur la qualité de l’environnement. Aussi, seule l’installation de nouvelle prise d’eau (excluant les prises existantes ou les prises d’eau municipales) nécessite une autorisation en vertu de l’article 32 de la LQE. La phase d’exploitation n’est pas soumise au *Règlement sur l’évaluation et l’examen d’impact* (R.R.Q., c. Q-2, r.23 art.2 par. p). Autrement dit, pour passer de la phase d’exploration à la

phase d'exploitation, les projets d'exploitation de gaz de shale ne seront pas assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen d'impact et ainsi ne feront pas l'objet d'audiences publiques menées par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (Équiterre, 2010).

Les seuls cas de projets connexes à l'exploitation des shales gazifères qui sont assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen d'impacts sur l'environnement de la LQE sont :

- *Un projet de dragage, creusage, remplissage, redressement ou remblayage à quelque fin que ce soit dans certains cours d'eau ou dans un lac, à l'intérieur de la limite des inondations de récurrence de deux ans, sur une distance de 300 mètres ou plus ou sur une superficie de 5000 mètres carrés ou plus (Article 2 par. a et b du règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement);*
- *La construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel; (Article 2 par. f du règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement);*
- *La construction d'un gazoduc de plus de deux kilomètres dans une nouvelle emprise sauf les conduites de moins de 30 centimètres de diamètres conçues pour une pression inférieure à 4000Kp; (Article 2 par. j du règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement).*

En milieu agricole, la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* régit toute utilisation des terres agricoles à d'autres fins autres qu'agricoles. Les activités connexes à l'industrie des shales gazifères comme le pompage d'eau dans l'habitat du poisson ou l'exploration dans des habitats fauniques sont encadrés par la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*. La *Loi sur les forêts* et le *Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts publiques* régissent les autorisations de coupe de bois et d'aménagement de chemins d'accès de l'industrie du gaz de shale.

Un tableau résumant les Lois et les Règlements qui régissent l'encadrement légal de l'exploitation et l'exploration des shales gazifères est présenté à l'annexe 1.

Différents enjeux associés à l'encadrement légal de l'exploration et l'exploitation des gaz de shale sont à considérer :

- L'amélioration du cadre légal pour la gestion de l'eau lors de l'exploration et de l'exploitation;
- La mise en place d'un organisme responsable de tout l'encadrement juridique de l'industrie des gaz de shale.

1.3 La dimension socio-économique associée à l'industrie du gaz de shale au Québec

Le développement durable de l'industrie du gaz de shale passe par une acceptation sociale autrement dit, l'engagement et la participation des citoyens dans le développement de cette industrie sont primordiaux. Cependant, une série de trois rencontres d'information organisée par l'Association Pétrolière et Gazière du Québec (APGQ) en septembre 2010 a démontré diverses inquiétudes du public vis-à-vis de l'industrie du gaz de shale. Cette dernière n'est pas parvenue à rassurer les citoyens et dissiper les craintes (Nature Québec et STOP, 2010). Dans sa stratégie énergétique 2006-2015, le gouvernement affirme se donner comme objectif « *d'utiliser les ressources gazières comme levier de développement économique dans une perspective de développement durable* » (MRNF, 2010). Il semble ne pas prendre en compte qu'un développement durable nécessite une acceptation sociale, en d'autres termes la politique gouvernementale d'octroi des permis d'exploration et d'exploitation devrait être débattue lors des séances du BAPE.

Les shales d'Utica sont situés dans une région agricole et peuplée du Québec ainsi, il devient imminent pour l'industrie du gaz de shale d'obtenir l'acceptation sociale en rétablissant le lien de confiance avec la population québécoise.

L'insatisfaction et les inquiétudes manifestées par un nombre grandissant de citoyens québécois s'expliquent par plusieurs enjeux légaux, sociaux et environnementaux :

- La prédominance de la *Loi sur les mines* qui limite les pouvoirs décisionnels de la population ainsi que des instances gouvernementales incluant les municipalités. Autrement dit, ni le MDDEP, ni le Ministère des Affaires Municipales, Régionales, Occupation du Territoire (MAMROT), ni le Ministère de l'Alimentation et de l'Agriculture du Québec (MAPAQ) n'ont le pouvoir de s'opposer aux fondements

du projet de développement de l'industrie des shales gazifères (Sauvé, 2010; Brisson *et al*, 2010);

- L'industrie des shales gazifères œuvre à grande échelle et connaît une rapide expansion sur les territoires. En d'autres termes elle ne peut être viable qu'à grande échelle (Sauvé, 2010);
- L'industrie semble être très polluante (eau, air, sol) aussi bien à l'échelle locale, régionale et globale. Son expansion risque de freiner le développement des énergies vertes en une époque où les changements climatiques s'accroissent (Sauvé, 2010);
- L'utilisation d'importantes quantités d'eau dans des régions déjà en déficit durant les périodes d'étiages et la gestion des eaux usées ainsi que les risques associés aux dynamiques de ces fluides dans les couches souterraines (Sauvé, 2010);
- Le manque d'informations et d'étude sur les activités de l'industrie des gaz de shale et les impacts sur le milieu social et environnemental;
- La décision du gouvernement d'entrer le Québec dans la production n'a pas fait au préalable l'objet d'un débat ou d'une consultation publique (Sauvé, 2010);
- Les risques d'effet sur la qualité de vie des populations avoisinant les lieux d'exploration ou d'exploitation à travers l'augmentation importante des nuisances (circulation, bruit, luminosité, vibrations) (Brisson *et al*, 2010).

Sur le plan économique, le pétrole et le gaz naturel représentent près de la moitié du bilan énergétique du Québec et le coût d'importation de gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien est estimé à 2 milliards de dollars par année (MRNF, 2010). Une interprétation rapide de ces données porterait à croire que l'exploitation des shales gazifères allégerait de 2 milliards le déficit de la balance commerciale du Québec. Cependant, il faudrait tenir compte du fait que la balance commerciale serait affectée par le paiement aux non-résidents du Québec sous forme de salaires, de dividendes, de l'importation d'équipements et de matériel spécialisé, etc. Par conséquent, en tenant compte de ces facteurs l'allègement de la balance commerciale du Québec ne serait que de l'ordre de 600 millions de dollars par an soit 0,4 % de l'ensemble des importations de la province (Nature Québec et STOP, 2010).

Selon Junex, un des détenteurs de permis d'exploration des gaz de shale au Québec, le développement de cette industrie serait une opportunité pour le Québec d'ouvrir son économie à un tout nouveau secteur industriel. En effet, Junex soutient que les retombées économiques associées au développement de l'industrie au Québec se feront sentir de façons importantes au niveau de la création d'emplois directs et indirects. Entre 4 950 et 19 800 emplois pourraient être créés par la production commerciale des shales d'Utica (voir figure 1.4) (Junex, 2010). Cependant, l'écart important entre le nombre d'emplois pouvant être crée suscite une remise en question réelle du potentiel de création d'emplois de cette industrie, d'autant plus que la variation de ce nombre est fonction du nombre de puits forés.

L'approbation du gouvernement au développement de l'industrie du gaz de shale au Québec s'explique pour deux raisons économiques :

- Diminuer le coût d'importation de gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien qui est estimé à 2 milliards de dollars par année et alléger le déficit de la balance commerciale du Québec;
- Favoriser la création d'emplois directs et indirects au Québec, le tableau 1.2 donne des exemples d'emplois créés durant la phase d'exploration.

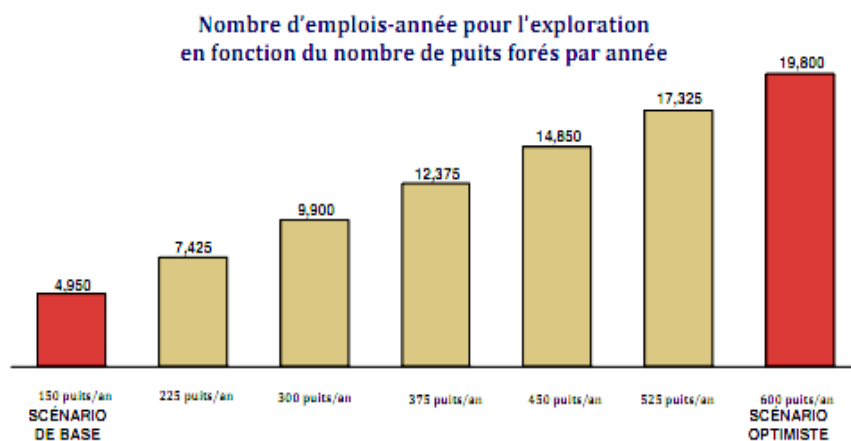


Figure 1.4 Nombre d'emplois créés en fonction du nombre de puits forés par année
Tiré de Junex, 2010, p. 44

Tableau 1.2 Exemples d'emplois créés durant la phase 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 • Logistique

Tiré de Junex, 2010, p. 42

Junex affirme que les investissements en capital pour les travaux d'exploration pourraient varier de 632 millions de dollars à 2 milliards de dollars par année. Selon M. Savard, professeur agrégé et directeur du Groupe de recherche en économie et développement international de l'Université de Sherbrooke, en faisant la supposition que l'investissement vient du fonds de la Fédération des Travailleurs et travailleuses du Québec (FTQ), c'est simplement une somme qui n'ira pas dans un autre secteur de l'économie québécoise (Savard, 2010).

En se basant sur les retombées économiques du développement gazier du Marcellus, l'industrie estime que chaque dollar dépensé génère 1,90 \$ de retombées totales (Junex, 2010). Selon M. Savard, l'industrie et le gouvernement ont mal évalué les profits potentiels liés à l'exploitation des shales gazifères. M. Savard affirme que l'outil mesurant l'évaluation des bénéfices ne tient pas compte des coûts. Il explique que c'est un déplacement de main-d'œuvre qui se fera et non des emplois créés pour des chômeurs tel que considéré par le gouvernement. De plus, M. Savard soutient que les coûts liés au transport et au traitement des eaux usées n'ont pas été comptabilisés dans l'évaluation des

profits. « Il y aura un coût pour les infrastructures qui vont se détériorer plus rapidement, et des coûts environnementaux qui n'ont pas été évalués », ajoute-t-il. M. Savard termine en ajoutant que c'est en voulant précipiter le développement de cette industrie que le gouvernement a perdu beaucoup d'argent, il donne l'exemple de la Colombie-Britannique où c'est 800 000 dollars qui sont allés directement dans le coffre de la province (Savard, 2011).

1.4 Les activités de forage au Québec

L'intervention de l'industrie du gaz de shale passe par diverses étapes qui affectent de manière différente l'environnement biophysique et socio-économique. Tous les projets d'exploration et d'exploitation de shale gazifère suivent le même cycle de développement. Ils commencent par l'identification des ressources et se terminent par une phase de désaffectation (Talisman, Energy, 2010). Ces différentes phases de développement et la durée de chacune des phases se déroulent de manière séquentielle comme, illustrées à la figure 1.5.

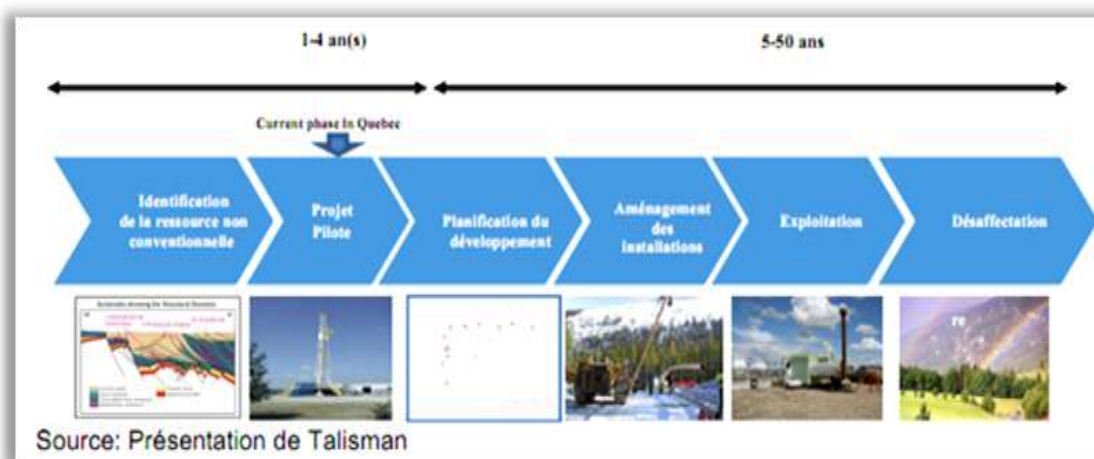


Figure 1.5 Les étapes de développement de projet d'exploration et d'exploitation de gaz de shale
Tirée de Talisman Energy, 2010, p. 11

Dans cette section, il sera question de situer les zones géographiques qui sont touchées par les activités de forage. Les techniques de forage, les quantités d'eau utilisées et la composition chimique des shales du Québec ainsi que les caractéristiques de l'eau usée de

fracturation seront aussi abordées. Ce qui correspond à la phase de projet pilote dans la figure 1.5.

1.4.1 Les zones géographiques d'activité et le contexte géologique

Les activités d'exploration de gaz de shale au Québec sont localisées le long du bassin sédimentaire du Saint-Laurent. Ce bassin représente l'allongement de l'ancienne marge continentale qui était présente avant la formation de la chaîne de montagnes des Appalaches. Ce bassin occupe un peu plus de 12 % du territoire québécois et se concentre dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, de la Gaspésie, aux îles d'Anticosti et de la Madeleine. Toutefois, c'est dans les Basses-Terres du Saint-Laurent où se trouve une formation particulièrement enrichie en gaz naturel appelée shale d'Utica. Cette formation couvre une superficie de près de 10 000 km² avec une épaisseur atteignant 750 mètres dans la vallée du Richelieu. Les shales d'Utica affleurent en surface le long de la Rive-Nord du fleuve Saint-Laurent et s'approfondissent graduellement vers le Sud-est le long de la faille Logan (voir figure 1.6). La figure 1.6 montre la zone d'exploration qui est constituée de trois corridors entre Montréal et Québec (MRNF, 2010).

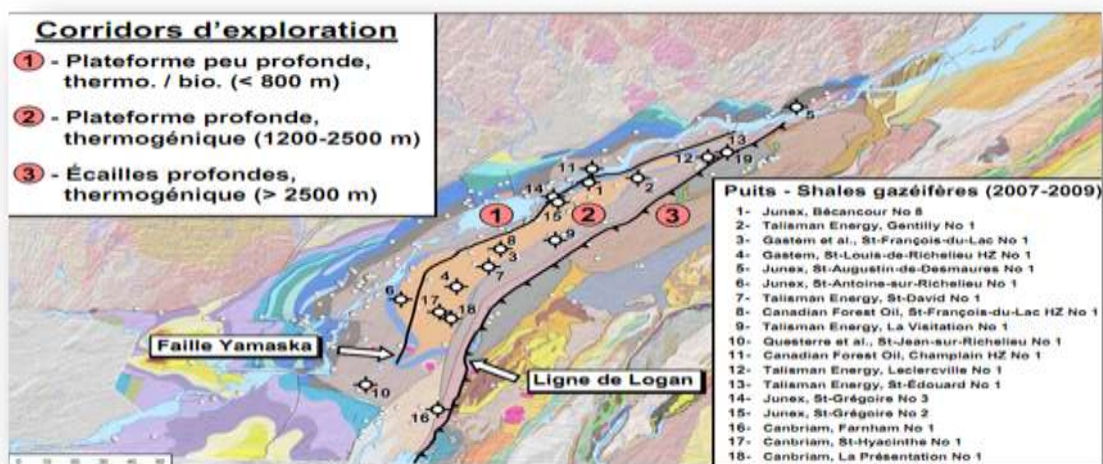


Figure 1.6 Corridors d'exploration entre Montréal et Québec
Tirée de MRNF, 2010, p. 6

La plupart des puits actuellement forés au Québec sont dans des régions où les shales d'Utica atteignent des profondeurs qui varient entre 1 500 et 2 500 mètres. L'industrie n'a pas encore déterminé où se situe la meilleure zone de shale gazifère puisque plusieurs régions des Basses-Terres n'ont pas encore fait l'objet de tests (Junex, 2010). La position géographique des Basses-Terres du Saint-Laurent leur confère un haut potentiel de découverte de gisements d'hydrocarbures. Ces gisements associés au shale gazifère sont comparables à ceux découverts aux États-Unis le long de cette même ancienne marge continentale telle qu'illustrée à la figure 1.7 qui montre le prolongement des shales d'Utica dans les formations mississippiennes (MRNF, 2010).



Figure 1.7 Localisation géographique des shales gazifères de l'Amérique du Nord
Tirée de MRNF, 2010, p. 5

Différents enjeux socio-environnementaux associés à la gestion de l'eau sont liés à la localisation géographique des shales d'Utica :

- L'établissement de l'industrie du gaz de shale dans un territoire densément peuplé où se trouvent les plus grands centres urbains et les terres les plus fertiles du Québec où les demandes en eau sont importantes;
- Les conflits d'usage de l'eau avec les activités agricoles surtout durant les périodes d'été;

- Les risques de contamination des puits d'alimentation en eau potable.

1.4.2 La composition chimique des shales du Québec

Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, le gaz naturel observé dans les puits de forage est considéré comme étant « propre ». En effet, à cause de la profondeur maximale d'enfouissement des shales d'Utica, la composition moyenne constante de gaz est de 98 % de méthane, 1,5 % d'éthane et 0,15 % de propane. Leur concentration en dioxyde de carbone est très faible (0,07 %) et ils ne contiennent pas de sulfure d'hydrogène (H₂S) ni d'hydrocarbure liquide (MRNF, 2010; Talisman, 2010). Ces valeurs se comparent facilement avec celles des shales de Horn River, qui contiennent environ 12 % de dioxyde de carbone et de Montney qui en contiennent 1 % (Questerre Energy, 2010). D'après les données de Talisman Energy 2010, la possibilité que les shales d'Utica contiennent des matières radioactives naturelles est très faible.

Les shales d'Utica contiennent aussi d'infimes quantités d'eau de formation libre et susceptible d'être produite. Les études révèlent que les shales d'Utica présentent une saturation en eau de 15 % (Talisman Energy, 2010). Aussi, les formations en dessous des shales d'Utica contiennent de l'eau fortement saline (de 10 à 12 fois plus salée que l'eau de mer) et minéralisée (MRNF, 2010).

La composition chimique des shales d'Utica et des formations sous-jacentes est en lien avec les enjeux associés à la gestion des eaux usées :

- Prévoir les caractéristiques physico-chimiques des eaux de forages et de fracturation et définir au mode de gestion approprié;
- Déterminer la probabilité que la haute pression des liquides de fracturation perturbe la séparation naturelle des eaux douces près de la surface et entrainer ainsi la contamination de ces dernières;
- Prévoir l'augmentation de la turbidité de l'eau dans les puits domestiques avoisinants et l'émergence en surface de l'eau salée.

1.4.3 Le forage et les activités connexes

Le forage d'exploration commence après la détermination, par des méthodes sismiques, des zones susceptibles de contenir les gisements de gaz naturel. Les puits de forages sont destinés à la prise de données du sous-sol et aux essais de production afin d'évaluer le potentiel de récupération des gaz dans le gisement. Ainsi, les puits présentant le meilleur potentiel de production selon les conditions technico-économiques rencontrées sont convertis en puits de production par la suite (MNRF, 2010; MDDEP, 2010). La construction de chemins d'accès temporaires et la préparation du terrain pour supporter la présence d'équipements lourds sont nécessaires. Les superficies utilisées par les travaux peuvent s'étendre sur 10 000 à 20 000 m². Le forage horizontal et la fracturation hydraulique nécessitent plus d'espace (MDDEP, 2010).

Généralement, des équipements mobiles sont utilisés durant la phase exploratoire. Ces équipements sont habituellement composés de cinq unités de forage :

- Un système rotatif appelé table de forage, qui actionne les tiges de forages;
- Un tour de forage appelé derrick permettant le lavage et la descente des tiges et des tubes;
- Un système de circulation et de récupération des fluides;
- Un système anti-éruption pour contrôler la remontée intempestive de gaz ou des fluides dans le trou;
- Un système autonome d'alimentation électrique (MDDEP, 2010).

Des bassins ou des réservoirs séparés sont aménagés à proximité des installations pour recevoir éventuellement les fluides de forage et les déblais de solides. Le forage s'effectuant de manière ininterrompue sur plusieurs semaines, des roulottes de chantier sont généralement installées pour loger les travailleurs (MDDEP, 2010).

Les gisements de shale gazifère se présentent en plans horizontaux par ailleurs, les techniques de forage pour l'exploration et l'exploitation des gaz de shale commencent à la verticale, pour ensuite dévier graduellement à l'horizontale à une centaine de profondeurs.

Le forage horizontal ou forage directionnel augmente le contact du puits avec la roche-réservoir afin de maximiser le potentiel de récupération du gaz. Cette technique permet de greffer plusieurs puits horizontaux autour d'un puits vertical pour former un puits de ramifications (MDDEP, 2010). La figure 1.8 illustre les différentes configurations possibles de cette technique de forage.

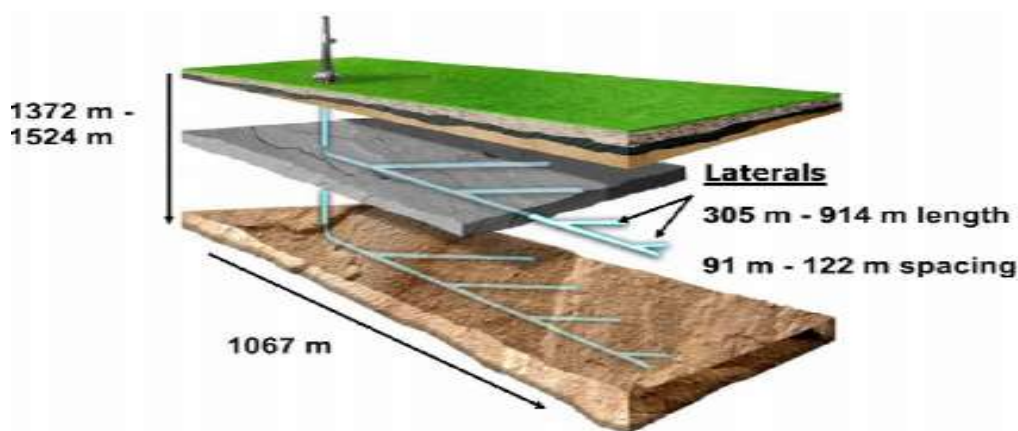


Figure 1.8 Le forage vertical et horizontal avec des ramifications
Tirée de MDDEP, 2010, p. 7

Généralement, la technique de forage pratiquée utilise un trépan fixé à une tige de forage rotative descendant lentement dans la roche par abrasion. Pour refroidir le trépan et maintenir la pression au fond du trou, une « boue de forage » est utilisée comme lubrifiant. Cette boue est généralement constituée d'une base aqueuse mélangée avec de la bentonite, mais, pour augmenter l'efficacité d'autres d'additifs peuvent être ajoutés (MDDEP, 2010). La boue est ramenée en surface avec les déblais de forage, filtrée et réajustée chimiquement au besoin avant d'être réutilisée à nouveau. Les boues de forages représentent les plus forts volumes de matières résiduelles générées par les opérations de forages. La quantité dépend de la longueur du puits et de son diamètre. Un puits vertical de 2 000 mètres de profondeur, suivi d'une section horizontale génère 125 m³ de résidus. Dans certains gisements, une quantité d'eau plus ou moins grande appelée eau de formation, naturellement présente dans le sol pourrait être rencontrée lors du forage. Ces eaux généralement salées sont récupérées et représentent des résidus additionnels à gérer (Talisman Energy, 2010).

Lors du forage, plusieurs tubages d'acier sont insérés les uns dans les autres. Un premier tubage initial peu profond et de plus grand diamètre est installé pour faciliter le contrôle du puits et l'insertion des autres tubages. Un deuxième tubage de surface installé à une profondeur égale ou supérieure à 10 % de la profondeur totale du puits sert d'isolation entre le puits et la nappe phréatique. Un troisième tubage intermédiaire isole les différentes strates géologiques. Finalement, un quatrième tubage servant au captage du gaz est installé (Talisman, Energy, 2010). Du ciment répondant aux normes de l'*American Petroleum Institut* (API) est injecté dans l'espace annulaire comprise entre les tubages et le trou de forage (MDDEP, 2010).

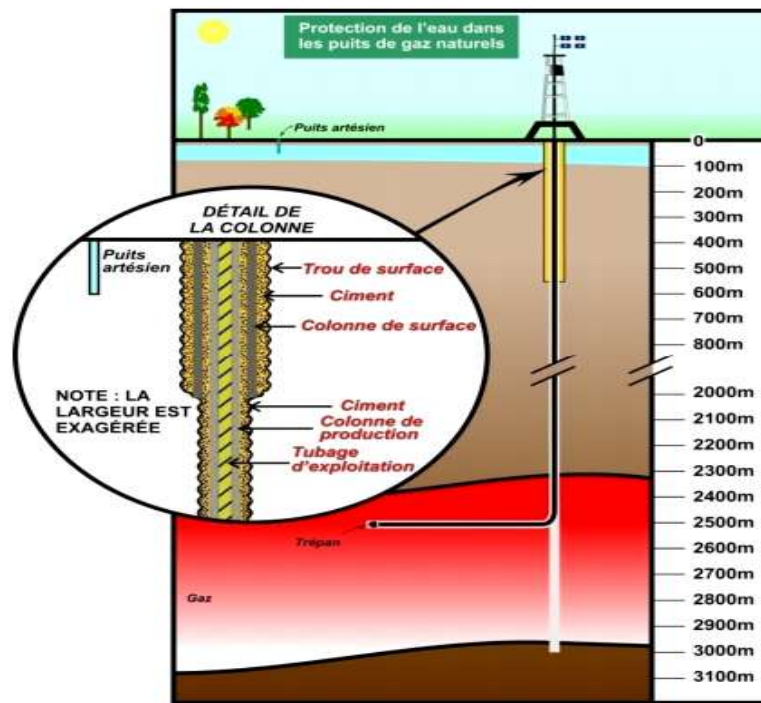


Figure 1.9 Les différents niveaux de tubages lors du forage d'un puits
Tirée de Talisman Energy, 2010, p. 23

Différents enjeux socio-environnementaux associés à la gestion de l'eau peuvent être considérés durant le forage :

- La contamination des eaux de surfaces ou souterraines par les additifs chimiques utilisés dans la fabrication de la boue de forage ou par les résidus de forage rejetés;

- Des éruptions, dans les zones où la pression existante dans la zone forée est supérieure à la pression exercée par les fluides de forages. Ainsi des contaminants piégés dans les gisements peuvent contaminer les eaux de surfaces;
- Le stockage et le traitement sur le site ou hors site des fluides de forages peuvent être des sources de contamination pour l'environnement biophysique;
- La migration des fluides, les hydrocarbures ou l'eau salée, à partir du trou de forage peut entraîner une contamination des nappes d'eau de surface ou souterraine.

1.4.4 La perforation et la fracturation hydraulique

La perforation consiste à réaliser une série de trous à faibles diamètres (moins de 12 millimètres) à des intervalles choisis dans le tubage de production, afin d'établir une connexion entre l'intérieur du tubage et le shale. Les perforations sont créées par la détonation électrique d'une petite charge d'explosifs à l'intérieur d'un dispositif de transport placé dans le tubage. Cette charge est conçue de manière à ce que la haute pression et la température générées par l'explosion de la charge restent concentrées à l'endroit où l'on désire perforer le tubage. Les perforations sont regroupées en grappes disposées uniformément le long de la section horizontale du puits (Talisman Energy, 2010). En suite, le puits est nettoyé avec une solution acide à 15 % pour éliminer les dépôts laissés par le fluide de forage et préparer le puits à la fracturation hydraulique (MDDEP, 2010).

La fracturation hydraulique consiste à pomper un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques, à haute pression afin de provoquer des fissures dans la roche et libérer le gaz qu'elle contient (Talisman Energy, 2010). Les fractures dans la roche sont maintenues ouvertes par les grains de sable qui créent un milieu perméable permettant au gaz de circuler de la roche vers le puits de production.

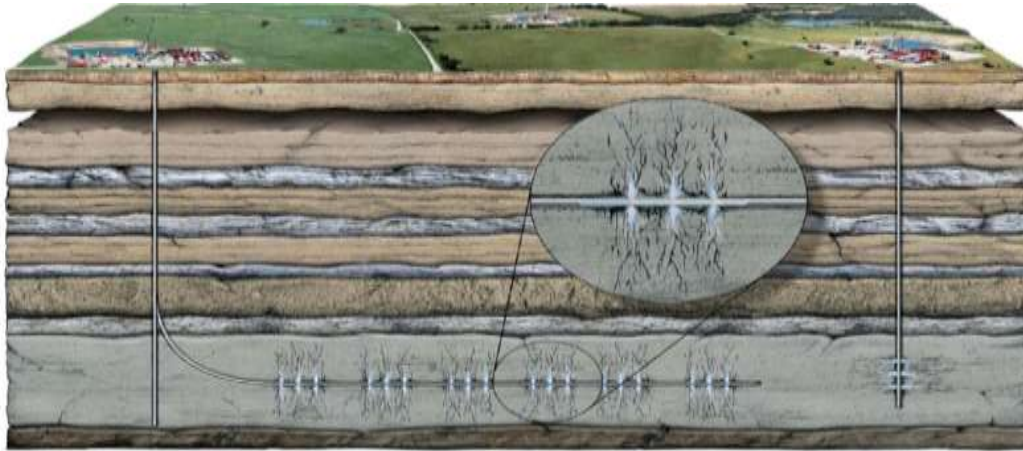


Figure 1.10 La perforation et la fracturation hydraulique
Tirée d'Arthur, 2010, p. 28

La fracturation hydraulique est effectuée en une seule opération continue, en commençant par la section la plus éloignée. Une première section du puits horizontal déjà perforée est ciblée et le fluide de fracturation est pompé du puits vers les perforations afin de fracturer le shale. Un bouchon temporaire est installé à l'avant de la première section fracturée pour l'isoler, avant de fracturer une deuxième section adjacente à la première. Ce processus est répété plusieurs fois le long de la section horizontale du puits (Talisman Energy, 2010).

Selon Talisman Energy, une entreprise pétrolière et gazière albertaine qui dispose de permis d'exploration au Québec, le fluide de fracturation est composé principalement de 99,5 % d'un mélange d'eau et de sable et 0,5 % de produits chimiques (Talisman Energy, 2010). Tandis que selon le MDDEP, le fluide de fracturation est constitué d'environ 90 % d'eau, 9 % de sable (agent de soutènement) et 1 à 2 % de produits chimiques (MDDEP, 2010). Le Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (MRNF) estime que le pourcentage de produits chimiques est inférieur à 1 % (MRNF, 2010). En d'autres termes, le MDDEP estime deux fois plus d'additifs chimiques dans le fluide de fracturation que l'estimation de Talisman Energy et le MRNF. L'annexe 2 présente l'ensemble des produits chimiques utilisés comme additifs par l'industrie du gaz de shale au Québec et aux États-Unis.

D'autres fluides comme le propane liquide, l'azote et le gaz carbonique peuvent être utilisés comme fluide de fracturation. Cependant, de l'eau est privilégiée comme fluide de fracturation parce qu'elle est habituellement plus économique. L'eau douce est préférable à l'eau salée, afin de mieux dissoudre les sels présents dans la roche-réservoir et créer ainsi de nouvelles voies d'accès au gaz de shale. De même, le sable peut être remplacé par d'autres agents de soutènement tels que des billes de verres, de métal, de céramique ou de résine (MDDEP, 2010).

D'après M. Lacoursière, expert mondial en sécurité industrielle et professeur associé au département de génie chimique et biotechnologique de l'Université de Sherbrooke, la présence de fracture naturelle dans les formations géologiques pourrait entraîner une migration du fluide de fracturation vers d'autres horizons. Toutefois, il soutient que ces fractures naturelles devraient être détectées préalablement durant la phase de levée sismique et éviter toute possibilité de migration du fluide de fracturation (Lacoursière, 2011). Talisman Energy soutient qu'il est impossible que les fluides de fracturation migrent vers les aquifères. En effet, il affirme qu'une couche de shale imperméable d'une épaisseur de 1 500 mètres recouvre les zones ciblées par la fracturation hydraulique. Les données recueillies par l'industrie lors des relevés de suivi sismiques démontrent que les fractures créées se limitent verticalement à une épaisseur d'environ 90 mètres au sein de la formation de l'Utica (Talisman Energy, 2010). De l'avis d'Anthony Ingraffea, professeur de génie civil et environnemental à l'Université de Cornell et membre du *Cornell Frature Group*,

« Il est rare de trouver de la roche de schiste (Shale) qui ne soit pas déjà fissurée. Il n'est pas exact de dire que les milliers de pieds de roche imperméable entre la formation de schiste (shale) traitée et les aquifères garantissent l'impossibilité d'une contamination » (BAPE, 2011).

Différents enjeux socio-environnementaux associés à la gestion de l'eau peuvent être considérés durant la fracturation hydraulique :

- Le prélèvement d'importante quantité d'eau douce dans les milieux naturels, affectant ainsi les écosystèmes aquatiques, les milieux humides et les puits d'eau potable;

- Les conflits liés à l'usage de l'eau entre l'industrie des gaz de shale et les autres utilisateurs tels que les agriculteurs, les systèmes d'approvisionnement municipal en eau potable et des autres industries;
- La contamination des eaux souterraines par le fluide de fracturation et les produits chimiques utilisés;
- Le traitement des eaux usées ainsi que leur gestion dans certaines municipalités acceptant de les traiter;
- Le pourcentage et la nature des produits chimiques utilisés comme additifs dans le fluide de fracturation;
- La possibilité de migration d'une partie du fluide de fracturation dans les autres formations géologiques.

2 LA GESTION DE L'EAU LORS DE L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES SHALES

La problématique associée à l'utilisation de l'eau notamment, l'approvisionnement, la récupération et le traitement sont étudiés dans ce chapitre. L'approvisionnement, la récupération et le traitement sont des étapes inhérentes et communes à tous les modèles de gestion d'eau lors de l'exploitation et l'exploration des gaz de shale. Les modèles québécois, britanno-colombiens et américains sont décrits dans le but de dégager les particularités de chacun de ces modèles et de pouvoir établir une base comparative dans le chapitre 3.

2.1 Le modèle de gestion d'eau du Québec

Le modèle de gestion d'eau actuel dans l'exploration des gaz de shale peut se définir en trois étapes. Cette section décrit les différentes étapes afin de dégager les enjeux relatifs à chacune de ces étapes.

2.1.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée

L'approvisionnement en eau de l'industrie des shales gazifères peut provenir, des eaux souterraines, des eaux de surfaces ou des réseaux d'approvisionnement des municipalités (MRNF, 2010). Cependant, les nappes phréatiques des Basses-Terres du Saint-Laurent ne sont pas assez productives pour soutenir les besoins en eau durant la phase de fracturation. Pour les eaux de surface, le MDDEP juge que les prélèvements à partir des cours d'eau ne devraient pas être problématiques dans les secteurs touchés s'ils sont faits dans les rivières principales. Toutefois, ces prélèvements peuvent être problématiques s'ils sont faits dans des cours d'eau secondaires et tertiaires (MDDEP, 2010).

Actuellement, l'eau est transportée sur les sites d'exploration par des camions ou par des conduites de surface temporaires. Les points d'approvisionnement en eau sont choisis de façon à réduire les distances à parcourir, réduisant ainsi la circulation et les frais de transport. Différents types de conteneurs d'entreposage (réservoirs en acier ou bassins de

retenue à ciel ouvert) permettent d'entreposer l'eau sur le site d'exploration (Talisman Energy, 2010).

La quantité d'eau nécessaire pour la phase de forage d'un puits est entre 100 et 350 mètres cubes (100 000 -350 000 litres) (Junex, 2010; MRNF, 2010). Pour phase de la fracturation hydraulique d'un puits, la quantité d'eau utilisée varie en fonction des caractéristiques de la formation géologique et la longueur des forages vertical et horizontal.

De plus, les données diffèrent selon que l'on considère des sources d'informations gouvernementales ou de l'industrie (voir le tableau 2.1). En effet, selon le MRNF, les opérations de fracturation hydraulique peuvent nécessiter environ 2 000 mètres cubes (2 millions de litres) d'eau par étape. Puisqu'un puits nécessite entre 6 à 10 étapes, la quantité d'eau nécessaire est entre 12 000 et 20 000 mètres cubes (12 millions et 20 millions de litres) par puits (INSPQ, 2010; MRFN, 2010). Tandis que, selon l'industrie les volumes d'eau pour les travaux de fracturation sont d'environ 13 000 mètres cubes (13 millions de litres) (Junex, 2010). Selon l'*Oil Gas Accountability Projet* (OGAP), la quantité d'eau utilisée dans les gisements de Barnett aux États-Unis est estimée à environ 18 000 mètres cubes (18 millions de litres) d'eau par puits (Sumi, 2008). La quantité d'eau utilisée par l'industrie dépendra du nombre de puits verticaux forés et l'industrie estime ce nombre à 250 puits par année (Junex, 2010). Par ailleurs, en considérant une moyenne d'utilisation de 15 000 mètres cubes (15 millions de litres) d'eau par puits, la fracturation des 250 puits nécessiterait 3 750 mètres cubes (3750 millions de litres) d'eau par année. Junex affirme que ces chiffres semblent élevés, mais, lorsque mis en perspective par rapport à l'utilisation d'autres grands secteurs industriels, la consommation d'eau de la filière gaz de shale est marginale. En effet, l'industrie des gaz de shale utiliserait 13 % des quantités d'eau de l'industrie laitière québécoise et 37 % de l'utilisation de l'industrie des lave-autos (Junex, 2010).

Tableau 2.1 Le volume d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique

Sources d'informations considérées	Quantité d'eau utilisée/puits (m ³)	Quantité d'eau utilisée/année (250 puits) (m ³)
MRNF (INSPQ, 2010)	12 000 à 20 000	3 à 5 millions
Industrie (Junex, 2010)	13 000	3,25 millions
OGPA (Sumi, 2008)	18 000	4,5 millions

Compilation d'après INSPQ, 2010, p.19, Junex, 2010, p. 21 et Sumi, 2008 p.10

Le prélèvement d'eau de surface au Québec est assujéti à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. La demande d'une telle autorisation nécessite seulement une description des caractéristiques techniques du projet accompagnée d'une étude hydrologique. Le prélèvement à partir de l'eau souterraine est assujéti à l'obtention d'une autorisation en vertu de l'article 31 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines*. Ce Règlement exige une étude hydrogéologique signée par un ingénieur évaluant les impacts du projet de captage sur l'environnement (MDDEP, 2010). Les Lois et Règlements encadrant le prélèvement d'eau ne permettent pas au gouvernement de protéger les ressources d'eau de la province (MDDEP, 2010). Toutefois, l'adoption des dispositions modificatives de la Loi sur le caractère collectif de l'eau permettrait au MDDEP d'assortir les permis ou autorisations, de condition, restriction ou interdiction qu'il estime nécessaires. Aussi, elle permettra d'élargir le pouvoir d'autorisation du ministre par rapport à l'utilisation de l'eau puis de son retour au milieu après usage, et ce, tant en quantité qu'en qualité (MDDEP, 2010).

Aussi, l'Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent, régleme les prélèvements sur ces eaux. Une consommation égale ou supérieure à 379 mètres cubes par jours ne pourrait être autorisée sous certaines conditions (MDDEP, 2010) :

- Les eaux prélevées sont retournées en totalité au bassin;

- La quantité d'eau prélevée ne peut en aucun cas causer d'impact négatif significatif, individuel ou cumulatif sur la quantité ou la qualité des eaux du bassin;
- Le prélèvement doit être soumis à des mesures de conservations de l'eau
- La quantité d'eau prélevée doit être raisonnable compte tenu de l'usage (MDDEP, 2010).

L'article 23 de la *Loi sur les compétences municipales* permet aux pouvoirs municipaux d'alimenter en eau une industrie à condition de respecter le volume d'eau pour lequel elles détiennent une autorisation (L.R.Q., C-47.1, art. 23).

Le prélèvement et les quantités d'eau nécessaire pour les activités de l'industrie des gaz de shale ont fait l'objet de plusieurs préoccupations lors des audiences de 2010 de la commission du BAPE sur le développement des gaz de shale. Les enjeux soulevés à se ce sujet sont :

- Les quantités exactes d'eau dont a besoin l'industrie ne sont pas clairement identifiées par cette dernière;
- Les ressources en eaux du Québec ne seront pas capables de soutenir les besoins de l'industrie des gaz de shale;
- Les Lois et les Règlements existants ne permettent pas une meilleure gestion des prélèvements d'eau par l'industrie des gaz de shale;
- Les impacts du prélèvement de telle quantité d'eau sur la faune et la flore doivent faire l'objet d'une étude d'impact;
- Les disponibilités et la répartition des ressources en eau, pour satisfaire ou concilier les besoins actuels et futurs des différents usages, doivent être prises en compte.

2.1.2 La récupération

Dans les puits d'exploration, déjà en œuvre au Québec, 50 % de l'eau de fracturation injectée, soit entre 6 millions et 10 millions de litres reste captive dans le gisement (MRNF, 2010). Autrement dit, même si l'industrie des gaz de shale envisage de recycler 100 %

l'eau de fracturation récupérée (Talisman Energy, 2010), elle va devoir aller chercher 50 % de ses besoins en eau dans les plans d'eau à chaque cycle de fracturation, soit 1 875 millions de mètres cube.

Les eaux récupérées sont contaminées par différents produits chimiques lors du forage, du nettoyage et de la fracturation des puits de gaz de shale. Dans certains sites, de l'eau de formation peut être pompée du puits lors des étapes d'exploration et de l'exploitation. Cette eau est souvent salée et chargée de matières dissoutes (acides organiques et hydrocarbures) provenant des formations rocheuses souterraines. Aussi, la décantation ou la centrifugation des boues de forage génère de l'eau contaminée par les intrants utilisés dans le fluide de forages (ex. : baryte, surfactant, biocides, inhibiteur de corrosion, etc.) et par les éléments provenant de la formation rocheuse elle-même (hydrocarbures, chlorures, ammoniac ou métaux traces). L'opération de nettoyage du puits avant la fracturation génère elle aussi des eaux usées chargées en acide chlorhydrique (3 à 28 % de concentration) et en additifs (MDDEP, 2010).

Junex soutient que :

« Chaque shale possède sa propre minéralogie et l'Utica est très propre. Cette formation contient moins de sel que l'eau provenant des rues de Montréal imprégnées de calcium, l'hiver, même avant d'avoir été traitées, ce que nous ferons. Cela veut dire qu'il est facile de recycler. Nous pouvons donc, tout comme pour la formation Marcellus, recycler presque 100 % de nos eaux de fracturation » (Junex, 2010).

Le MDDEP, affirme que certains des ces additifs chimiques utilisés sont dangereux pour l'environnement ou la santé humaine (MDDEP, 2010).

L'eau récupérée est contenue dans des réservoirs de stockage de surface et dans de grandes structures de confinement appelées *C-rings*. Ces dernières sont des réservoirs de stockage en acier armé pouvant contenir jusqu'à 4 500 m³ d'eau. L'eau est entreposée sur le site attendant l'analyse et l'approbation de son transport vers les centres de traitement (Talisman Energy, 2010).

La construction d'un bassin de stockage nécessite un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. Des inspections de conformité pour vérifier l'intégrité des structures doivent être effectuées par le MDDEP. Le ministère peut alors exiger l'installation de puits d'observation pour vérifier les cas d'écoulement ou de fissure de ces structures. Cependant, l'exigence d'installer de tel puits n'a jamais été émise par le MDDEP pour l'industrie gazières (BAPE, 2011).

Les réservoirs de stockage ne sont pas couverts dans certains cas par ailleurs, il est possible de noter des cas de débordement et l'utilisation des *C-rings* par les oiseaux aquatiques (Talisman Energy, 2010).

L'eau est par la suite transportée vers un nouveau puits pour qu'elle soit réutilisée ou vers un centre de traitement des eaux usées. Considérant que 25 % à 50 % du volume d'eau de fracturation doit être transporté vers les usines de traitement, il faudrait environ 100 000 à 200 000 déplacements de camions pour déplacer de tels volumes (Nature Québec et STOP, 2010). Elle est analysée au préalable afin de vérifier le respect des critères du centre de traitement. En effet, des échantillons sont prélevés et envoyés dans un des laboratoires accrédités par le MDDEP pour l'analyse. Le MDDEP a fixé des critères pour qu'un centre de traitement puisse accepter des eaux de l'industrie des gaz de shale. Cependant, les centres de traitements sont généralement gérés par les municipalités ou par des compagnies privées (Talisman Energy, 2010).

La récupération des eaux usées de l'industrie des gaz de shale suscite un certain nombre d'enjeux relatifs à la gestion de l'eau :

- La taille des structures de stockage temporaire (*C-ring*) ainsi que le délai avant disposition définitive des eaux usées sont à déterminer;
- L'intégrité des structures de stockage temporaire et leur impact sur l'environnement immédiat restent une question sans réponse;

- Une évaluation de l'évolution des 50 % d'eau usée restée captive dans le gisement est nécessaire pour prévenir la contamination des aquifères;
- Une caractérisation plus exhaustive des eaux usées pour une meilleure connaissance de leur composition s'impose.

2.1.3 Le traitement des eaux

La question du traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale est fondamentale pour son installation au Québec. L'une des options de l'industrie pour traiter les eaux usées issues de la fracturation est d'utiliser la capacité résiduelle d'épuration de certaines stations municipales. La capacité à traiter ces eaux par les systèmes de traitement municipaux ne fait pas consensus dans la littérature. En effet, les seules caractérisations des eaux usées de l'industrie gazifère réalisées au Québec portaient sur la Demande Biologique en Oxygène (DBO₅), la Demande Chimique en Oxygène (DCO), les matières en suspension, l'azote ammoniacal, les chlorures, les hydrocarbures pétroliers et le pH. En d'autres termes, aucune donnée sur les solides dissous totaux et les additifs chimiques n'est disponible (MDDEP, 2010).

Les traitements effectués aux stations d'épuration du Québec sont généralement de type physicochimique ou biologique (étang aéré, boues activées et biofiltres). Ces stations municipales sont conçues pour recevoir dans la plupart des cas des eaux usées d'égout domestiques et pluviales même si, certaines ont la capacité de recevoir des eaux industrielles (Chevalier et al. 1996). Toutefois, les paramètres de rejets de ces stations n'ont pas été établis pour tenir compte spécifiquement des contaminants présents dans les eaux usées issues de l'industrie des shales gazifères. Le MDDEP est d'avis que certains des produits tels que les biocides, les phénols et les chlorophénols sont susceptibles d'entraver, même à de faible concentration, le bon fonctionnement des systèmes de traitement municipaux du Québec (BAPE, 2011).

Une étude d'évaluation préliminaire de la capacité des stations d'épuration municipale à recevoir les eaux usées générées par l'industrie du gaz de shale a été réalisée par le

ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'occupation du territoire (MAMROT). Elle a révélé que seules 11 stations d'épuration situées à une distance raisonnable des activités de forages ont la capacité de traiter ces eaux. Toutefois, comme mentionné précédemment, cette évaluation est préliminaire autrement dit, plusieurs paramètres dont, le taux de dilution, l'efficacité du traitement doivent être évalués afin de juger de la capacité de ces stations à traiter les eaux usées de l'industrie des gaz de shale (BAPE, 2011).

La commission du BAPE sur le développement des gaz de shale constate « que les municipalités ne disposent actuellement pas de toute l'information nécessaire pour juger de l'efficacité de traitement de leur station d'épuration si elles reçoivent des eaux usées issues des activités de l'industrie du gaz de shale » (BAPE, 2011).

Le traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale suscite un certain nombre d'enjeux relatifs à la gestion de l'eau :

- La capacité des stations d'épuration municipales à traiter les eaux usées issues de l'industrie du shale gazifère est fortement remise en question;
- L'industrie gazifère devrait-elle avoir ces propres unités de traitement d'eau usée?
- Les eaux usées de l'industrie gazifère devraient subir une caractérisation exhaustive afin de pouvoir juger des techniques adéquates de traitement de ces eaux.

Le modèle québécois actuel de gestion d'eau lors de l'exploration des shales gazifères, soulève des questionnements. Certains de ces questionnements sont justifiés alors que d'autres ne semblent pas l'être ou tout de moins ne sont pas assez documentés pour être considérés comme des enjeux essentiels. La figure 2.1 représente une représentation schématique du modèle québécois de gestion d'eau, permettant d'apprécier visuellement les étapes qui soulèvent des problématiques consensuelles ou non. En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes qui doivent être améliorées afin de rendre ce modèle plus en adéquation avec les trois piliers du développement durable. Ainsi,

l'amélioration des étapes en rouges dans le schéma permet de remettre le modèle de gestion d'eau plus en conformité avec un développement durable.

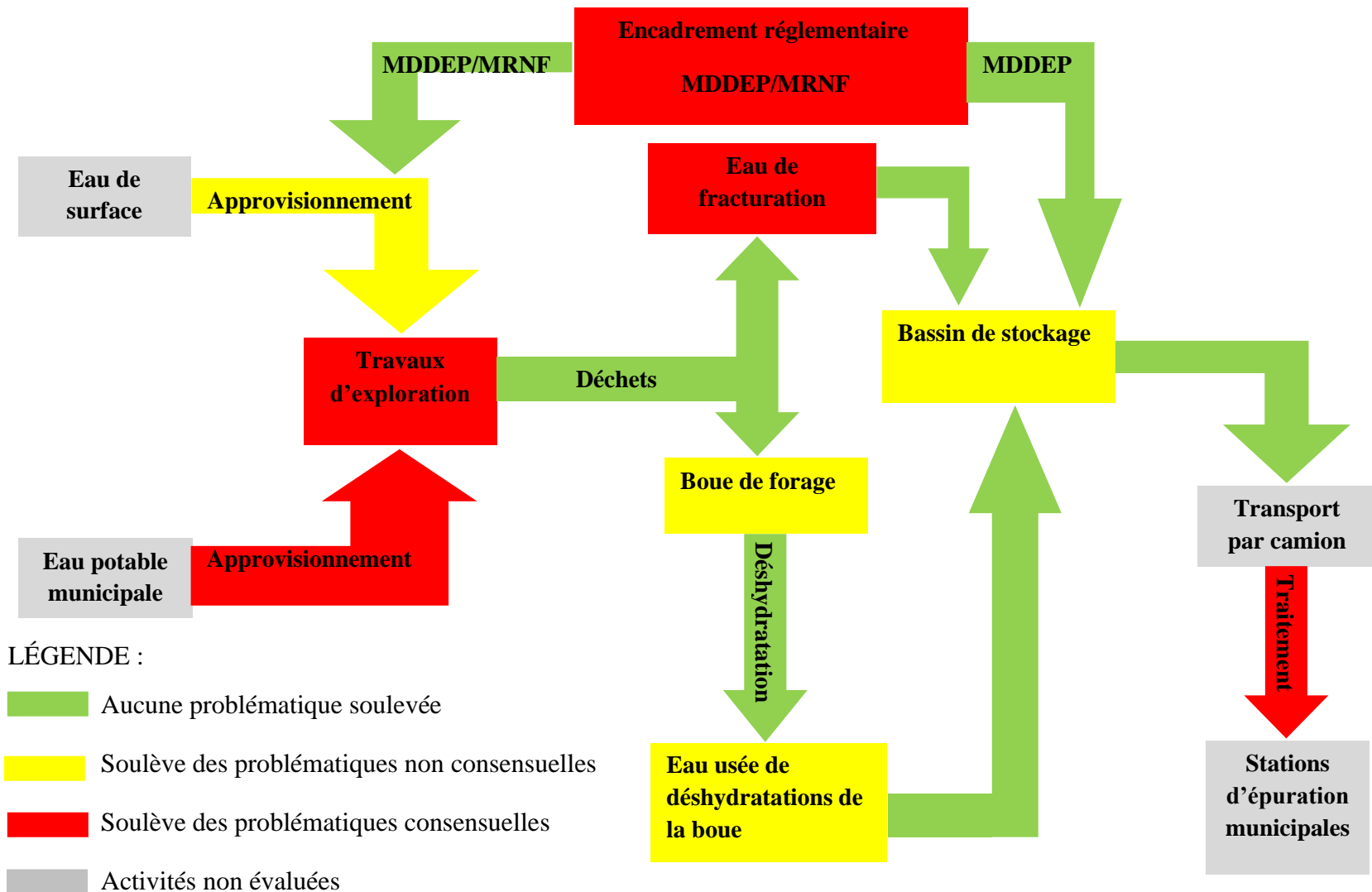


Figure 2.1 Modélisation schématique du modèle québécois de gestion d'eau lors de l'exploration des schistes gazeux

2.2. Le modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique

La course vers l'exploration et l'exploitation des gaz de shale au Canada a pris son point de départ au nord de la Colombie-Britannique où l'industrie des gaz de shale est en œuvre depuis des décennies. La Colombie-Britannique, où le développement des gaz de shale est de loin le plus avancé au Canada, compte deux principales zones d'exploration et d'exploitation de shale gazifère : le bassin de Horn River et celui de Montney, illustrés à la figure 2.2. C'est au nord de la province qu'a commencé la plus vaste opération d'extraction de gaz naturel au monde sur une superficie de 79 130 mètres carrés (Parfitt, 2010). Cette section aborde le modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique, notamment l'approvisionnement en eau, la récupération et le traitement des eaux usées dans le bassin de Horn River. Afin d'éviter des redondances, seuls les éléments qui distinguent le modèle britanno-colombien du modèle québécois sont mis en exergues.



Figure 2.2 Carte de localisation géographique des bassins de Horn River et de Montney
Modifiée d'ONÉ, 2010

2.2.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée

Les données compilées par Parfitt, 2010 montrent que les compagnies œuvrant dans l'exploration et l'exploitation des gaz de shale de la Colombie-Britannique peuvent avoir

l'autorisation de s'approvisionner en eau à partir des eaux de surfaces, des eaux souterraines ou des réseaux d'approvisionnement des municipalités. Ces prélèvements représenteraient 274 956 mètres cubes d'eau par jour soit plus de la moitié de la consommation domestique et commerciale d'eau de la grande région de Victoria (325 640 habitants). De plus, avec un seul permis d'utilisation, une compagnie peut prélever de l'eau à partir de nombreux emplacements, sur divers plans d'eau. Par exemple, Penn West Petroleum, une compagnie détentrice d'un permis d'utilisation d'eau dans le bassin d'Horn River, pouvait prélever de l'eau à partir de 57 emplacements différents situés sur divers ruisseaux et lacs (Parfitt, 2010). Talisman Energy, envisage la construction d'un pipeline reliant le réservoir Williston, le plus grand plan d'eau artificiel de la Colombie-Britannique, et le bassin d'exploitation de Montney. Talisman Energy prévoit ainsi dévier de manière permanente 2,2 millions de mètres cubes d'eau par année du réservoir Williston (Parfitt, 2010). La quantité d'eau nécessaire aux activités de fracturation dans le bassin de Horn-River soulève de nombreuses questions. De plus, la région a connu une des pires sécheresses des dernières années. En effet, les rivières utilisées comme source d'approvisionnement en eau par l'industrie ont atteint leur plus bas niveau en 50 ans. Pour un puits foré, la quantité d'eau nécessaire pour la fracturation hydraulique est d'environ 91 000 mètres cubes (91 millions de litres) (Parfitt, 2010) soit, six fois plus d'eau que la quantité moyenne d'eau utilisée au Québec pour la fracturation hydraulique. Le tableau 2.2 permet d'apprécier l'augmentation du volume d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique dans le bassin de Horn River en fonction du nombre de puits forés.

Tableau 2.2 Variation du volume d'eau utilisée dans le bassin d'Horn River en fonction du nombre de puits forés

Nombre de puits de gaz de shale (m³)	Quantité d'eau nécessaire pour la fracturation hydraulique (m³)
10	909 090
25	2 272 725
50	4 545 450
250	227 27250

Modifié de Parfitt, 2010, p. 20

En Colombie-Britannique, la Commission du Pétrole et du Gaz (CPG) qui a été constituée vers la fin des années 1990, est en charge de la réglementation à laquelle doit se soumettre l'industrie des énergies fossiles. Elle constitue un « guichet unique » pour les examens et les approbations réglementaires des projets d'exploration, d'exploitation et d'expansion de l'industrie de l'énergie (Parfitt, 2010). Autrement dit, la responsabilité d'émettre les autorisations d'utilisation d'eau de surface à court terme lui a été déléguée par le gouvernement par l'entremise de la section 8 du *Water Act*. Cependant, les demandes d'utilisation d'eau de surface à long terme doivent être adressées au ministère de l'environnement de la province afin d'obtenir une licence (BCOGC, 2010). Aussi, la province n'accorde pas de licence pour le prélèvement des eaux souterraines. En effet, la Colombie-Britannique ne possède pas de réglementation détaillée pour le prélèvement d'eaux souterraines. D'ailleurs, Apache Canada, une compagnie d'exploration et d'exploitation de gaz de shale, prévoit prélever jusqu'à 16 000 mètres cubes d'eau à partir de la formation Debolt, un aquifère situé 900 mètres de profondeur, pour le forage d'un puits dans la région du lac Two Island. Néanmoins, la CPG exige des sociétés qui utilisent les eaux souterraines dans leurs procédés de fracturation de lui faire part des quantités d'eau utilisées. Ainsi, l'industrie de l'énergie fossile est devenue le seul secteur industriel de la Colombie-Britannique à avoir son propre organisme de réglementation pour obtenir l'autorisation d'utiliser de l'eau de surface (Parfitt, 2010).

La CPG réserve à sa discrétion le droit de demander de l'information additionnelle avant l'émission de tout permis d'utilisation d'eau de surface à court terme. Ces informations additionnelles peuvent inclure une étude hydrogéologique, barométrique, une évaluation halieutique ou toutes autres informations que la CPG juge pertinente à la demande (BCOGC, 2010).

Pour l'année 2009 / 10, la CPG a approuvé 58 permis d'utilisation d'eau à court terme dans le bassin de Horn River (BCOGC, 2010). Le ministère de l'environnement de la province a affirmé avoir reçu un certain nombre de demandes de licences d'utilisation d'eau à long terme de la part des sociétés de l'énergie. Mais, en raison du manque de connaissances

concernant certains des plans d'eau visés par ces demandes, le ministère indique qu'il imposerait probablement des conditions sur les nouvelles licences afin de mieux planifier les prélèvements dans les cours d'eau (Parfitt, 2010).

La CPG minimise l'importance des demandes en eau de l'industrie des gaz de shale ainsi que ces effets sur l'environnement. Elle affirme que l'utilisation de l'eau dans l'industrie des pâtes et papiers en Colombie-Britannique est 17 fois plus importante que celle des sociétés d'exploitation du gaz naturel (Parfitt, 2010).

2.2.2 Récupération

Dans le bassin de Horn River, environ 60 % de l'eau injectée remontent naturellement en surface les quatre mois suivants la fracturation. Ainsi, environ 40 % de l'eau de fracturation demeurent captifs dans la formation rocheuse suite à la fracturation. Les eaux usées issues des activités de forages dans le bassin de Horn River sont généralement très riches en minéraux et en sel et peuvent être contaminées par des produits chimiques et des métaux lourds (BCOGC, s.d.).

Ces eaux usées sont entreposées temporairement dans des bassins de stockage (*C-rings*) qui sont construites selon les normes de l'*oil and gas Handbook* ou en fonction des critères approuvés par l'*Oil and Gas Commission* (OGC ou CPG). Les normes de construction comportent six conditions clairement définies par l'OGC. Parmi ces normes, on peut voir que la construction d'un bassin de stockage ne peut se faire que dans un sol non perturbé, c'est-à-dire un sol, dont la perméabilité n'a pas été fortement changée (BCOGC, s.d.).

2.2.3 Le traitement des eaux

Diverses options de disposition des eaux usées de l'industrie des gaz de shale s'offrent en Colombie-Britannique.

Dans le bassin de Horn River, une des options pour le « traitement » des eaux usées issues des activités de forage, consiste à les injecter profondément dans le sol, dans l'aquifère

salin de Debolt, situé sous la formation de shale de Horn River. Cet aquifère représente selon la CPG, une des principales sources d'eau pour les prochaines opérations de fracturation. M. Campbell, hydrologue principal de *Schlumberger Water Service* à Calgary, affirme que seules certaines zones de cet aquifère s'apprêtent à une injection d'eau usée. Par ailleurs, il ajoute que le traitement des eaux usées pourrait éventuellement devenir une nécessité d'autant plus qu'une société de Calgary, *Aqu-Pure* a développé de l'expertise dans ce domaine (Parfitt, 2010).

La deuxième option qui s'offre à l'industrie des gaz de shale, est l'utilisation de la capacité résiduelle des systèmes de traitement municipaux. Cependant, M. Dave Manz, d'*Oasis Filter International ltd* doute que les usines de traitement des municipalités puissent traiter adéquatement ces eaux. Selon lui, il faudrait plutôt des usines de traitement industriel, situées à proximité des activités de forages (Parfitt, 2010).

Les points énumérés ci-dessous résument le modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique.

- Les prélèvements d'eau se font dans les eaux de surfaces, les eaux souterraines ou des eaux municipales;
- Des quantités d'eau six fois plus importantes que celles utilisées au Québec sont nécessaires pour les travaux de fracturation hydraulique;
- La quantité d'eau de fracturation récupérée au moment du forage représente 60 % de la quantité d'eau injectée;
- La Colombie-Britannique ne possède pas une réglementation détaillée sur les prélèvements d'eau souterraine;
- Le prélèvement d'eau sur divers endroits et sur divers plans d'eau peut se faire à partir d'un seul permis d'utilisation d'eau;
- L'industrie des gaz de shale dispose des eaux usées principalement de deux manières soit par injection en profondeur soit par le traitement municipal, même si des projets pilotes de traitement industriel des eaux usées sont en cours;

- Une commission indépendante est responsable de la gestion et de l'encadrement réglementaire de l'utilisation d'eau par l'industrie des gaz de shale;
- L'*oil and gas handbook* encadre les normes de stockage des eaux usées.

La figure 2.3 représente un schéma du modèle britanno-colombien de gestion d'eau, permettant d'apprécier visuellement les étapes qui soulèvent des problématiques consensuelles. En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes qui doivent être améliorées afin de rendre ce modèle plus en adéquation avec les trois piliers du développement durable.

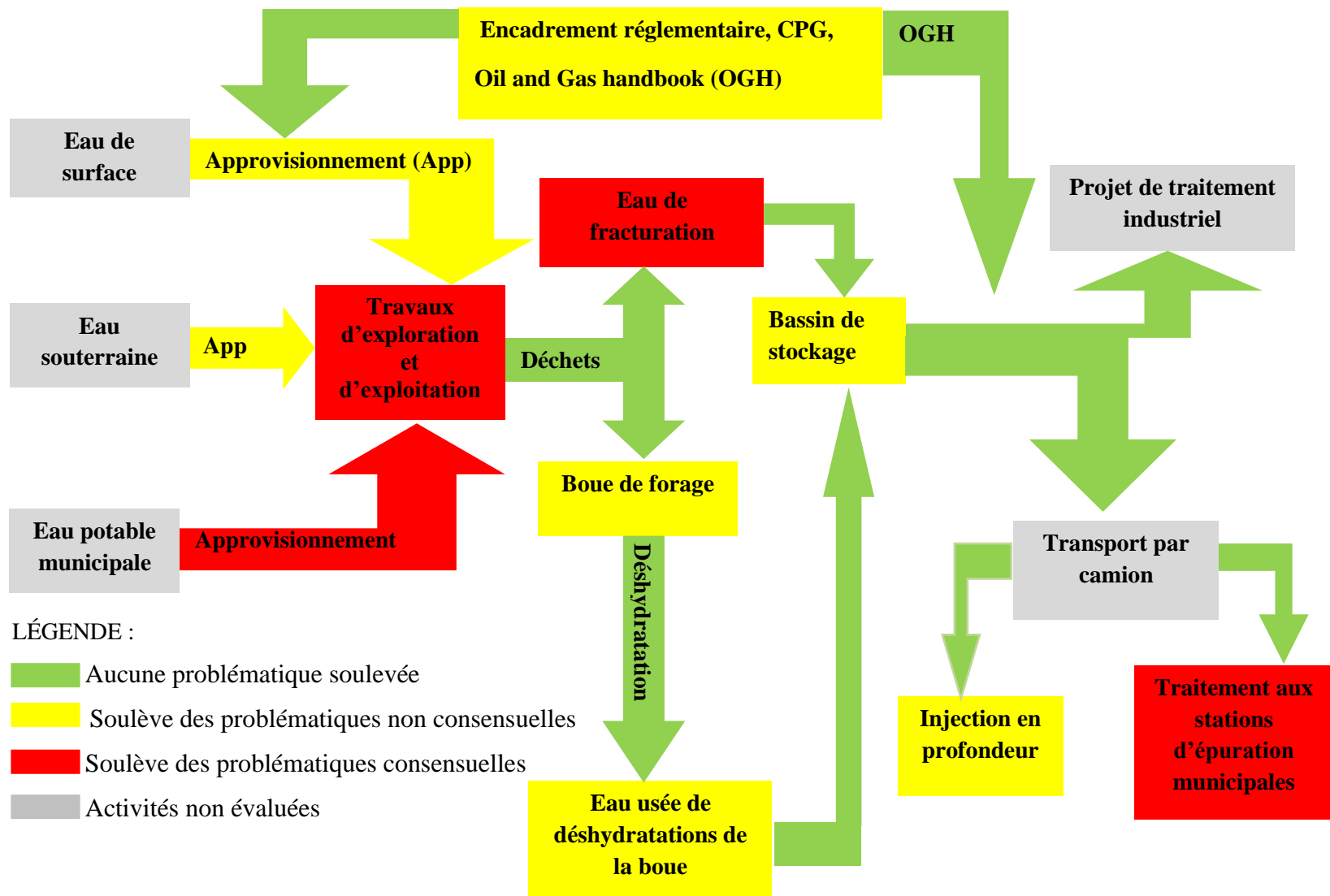


Figure 2.3 Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau de la Colombie-Britannique lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères

2.3 Le modèle de gestion d'eau des États-Unis

Le gaz naturel occupe près de 25 % de la demande nationale d'énergie des États-Unis (NEWELL, 2010). Ce pourcentage de contribution du gaz naturel dans la demande énergétique américaine est appelé à croître de manière substantielle dans les 20 prochaines années. Le gaz naturel non conventionnel (le gaz de shale, le méthane des gisements houillers, etc.) occupe 60 % des ressources de gaz naturel aux États-Unis (GWPCOC et All consulting, 2009). La première production commerciale de gaz de shale au monde a eu lieu aux États-Unis en 1821 dans les Appalaches, à Fredonia dans l'État de New York (Talisman Energy, 2010). Ainsi, l'industrie américaine d'exploration et d'exploitation de gaz de shale possède une expertise de plus d'un siècle dans ce secteur d'activité. Le gaz de shale est présent dans plus de 48 États (GWPCOC et All consulting, 2009). La figure 2.4 montre la localisation approximative des sites actuellement en exploration ou en exploitation aux États-Unis. Les plus actifs étant, le shale de Barnett, de Haynesville, d'Antrim, de Fayetteville, de Marcellus et le nouveau shale d'Albany (GWPCOC et All consulting, 2009). Cette section aborde, le modèle de gestion d'eau des États-Unis, entre autres, l'approvisionnement en eau, la récupération et le traitement des eaux usées. Afin d'éviter des redondances, seuls les éléments qui distinguent le modèle américain du modèle québécois et britanno-colombien sont mis en exergues.



Figure 2.4 Carte de localisation géographique des bassins de shale aux États-Unis
Tirée de GWPCOC et All consulting, 2009, p. 8

2.3.1 L'approvisionnement et quantité d'eau utilisée

L'approvisionnement en eau de l'industrie américaine des shales gazifères peut provenir des eaux de surfaces, des eaux souterraines, des sources d'eau privées, des réseaux d'approvisionnement des municipalités ou de la réutilisation des eaux usées de l'industrie. La plupart des sites d'exploitation de gaz de shale aux États-Unis se localisent dans les régions avec des niveaux annuels de précipitations modérées à élever. Cependant, les besoins des autres secteurs industriels, la forte croissance démographique, et la variation saisonnière des précipitations, font que, même les régions avec de hauts niveaux de précipitations connaissent des difficultés pour soutenir la demande en eau (GWPCOC et All consulting, 2009).

L'industrie américaine de gaz de shale consomme de 7 560 à 15 120 mètres cubes d'eau (7,56 à 15,12 millions de litres) pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique d'un puits (GWPCOC et All consulting, 2009). Le tableau 2.3 produit par le *Ground Water Protection Council Oklahoma City* (GWPCOC) donne les estimations des besoins en eau pour les travaux de forage et de fracturation hydraulique dans les bassins de shale les plus actifs aux États-Unis. Selon ce dernier, la quantité d'eau utilisée par puits dans le shale de Marcellus est de 14 666,4 mètres cubes d'eau (14 666 400 litres) (GWPCOC et All consulting, 2009). Tandis que, selon le *Susquehanna river bassin commission*, une commission regroupant les états de New York, de la Pennsylvanie et du Maryland, la quantité d'eau utilisée pour la fracturation hydraulique d'un puits dans le shale de Marcellus est de 7 560 à 34 020 mètres cubes (34,02 millions d'eaux) (CME, 2008).

L'eau est amenée sur les sites soit par des camions-citernes ou par canalisations dans le cas où la source d'approvisionnement est proche (Veil, 2010). C'est durant les périodes de forts débits dans les plans d'eau que l'industrie pompe de l'eau qu'elle entrepose dans des bassins de stockage pour ensuite l'utiliser durant les périodes d'étiage, réduisant ainsi l'impact sur les plans d'eau (Athur et al, 2008).

Tableau 2.3 Volume d'eau utilisée dans les bassins de shale aux États-Unis

Shales	Volume d'eau pour le forage d'un puits (m ³)	Volume d'eau pour la fracturation (m ³)	Volume d'eau total (m ³)
Barnett	1 512	8 694	10 206
Fayetteville	226,8	10 962	11 188,8
Haynesville	3 780	10 206	13 986
Marcellus	302,4	14 364	14 666,4

Tiré de GWPCOC et All consulting, 2009, p. 64

Le développement de l'industrie du gaz de shale est encadré par un ensemble de lois fédérales, étatiques, et municipales, touchant tous les aspects de l'exploration et l'exploitation. Toutes les lois, les règlements et permis qui s'appliquent aux activités de l'industrie pétrolière s'appliquent également à l'industrie du shale gazifère. L'*US Environmental Protection Agency* (EPA) administre la plupart des lois fédérales. Mais, le développement de cette industrie sur les terres fédérales est géré principalement par le *Bureau of Land Management* et l'*US Forest Service* (GWPCOC et All consulting, 2009). De manière générale, les lois fédérales ci-dessous s'appliquent à la gestion de l'eau de l'industrie des gaz de shale :

- Le *Clean Water Act* (CWA) permet au gouvernement fédéral de réglementer les rejets d'eau issue des activités de l'industrie des gaz de shale (GWPCOC et All consulting, 2009);
- Le *Safe Drinking Water Act* (SDWA), permet de réglementer les injections en profondeur des eaux usées issues de l'industrie des gaz de shale (GWPCOC et All consulting, 2009);
- Le *Comprehensive Environmental Response Compensation and Liability Act* (CERCLA), qui encadre spécifiquement l'industrie pétrochimique permet au pouvoir de répondre immédiatement, par des sanctions financières, au rejet de substances dangereuses pour la santé environnementale ou humaine (EPA, 2011);

- Le *National Environmental Policy Act* (NEPA) exige que l'exploration et l'exploitation de gaz de shale dans les terres fédérales fassent l'objet d'une évaluation environnementale approfondie (GWPCOC et All consulting, 2009).

Chacun des États possède une ou des agences de régulation pour l'émission des permis, notamment ceux relatifs au prélèvement d'eau et à la disposition des eaux usées. De plus, la plupart des lois fédérales comportent des dispositions qui donnent primauté aux États dans l'encadrement de l'industrie. Ainsi, les agences de régulation des États font appliquer les lois fédérales, mais aussi, elles ont leurs propres lois pour administrer l'industrie des gaz de shale. Ces lois étatiques ajoutent souvent des niveaux supplémentaires de protection de l'environnement. Aussi, plusieurs États ont leur propre loi équivalente au NEPA du gouvernement fédéral, exigeant une évaluation et examen d'impacts environnementaux. Dans de tels cas, la loi s'applique sur les terres fédérales, publiques et privées (GWPCOC et All consulting, 2009).

2.3.2 Récupération

Aux États-Unis, 30 % à 70 % de l'eau injectée durant la fracturation hydraulique sont récupérés. Cette eau peut contenir des particules dissoutes contenues naturellement dans le shale et des concentrations de sels très variables. L'eau de fracturation qui remonte en surface est mélangée dans certains cas d'eau de formation. La composition chimique de ces eaux de formation varie en fonction de la géologie du milieu et les eaux peuvent être très salines dans certains gisements. Les eaux qui remontent en surface peuvent contenir aussi des éléments radioactifs tels que le radon, le radium et le thorium. Le niveau de radioactivité de ces eaux va dépendre des types de sols et la géologie des formations. Cependant, le niveau de radiation est faible et est comparable au niveau d'exposition quotidienne (GWPCOC et All consulting, 2009).

L'eau usée est gérée temporairement sur place dans des fosses ou dans des cuves en acier. Ces bassins de stockage sont conçus pour minimiser les probabilités de contamination des ressources en eau (Athur, 2008).

2.3.3 Le traitement des eaux

L'industrie américaine des gaz de shale dispose de ses eaux usées de diverses manières. L'injection en profondeur dans des formations géologiques est très utilisée aux États-Unis sauf en Pennsylvanie et dans l'État de New York (Veil, 2010).

L'industrie utilise aussi les systèmes municipaux de traitement d'eau usée. Les eaux usées entreposées dans les cuves en acier sont transportées par camion dans les stations de traitement municipales. La réglementation dans les États permet aux stations municipales de recevoir des eaux usées de l'industrie des gaz de shale jusqu'à une limite de 1 % de leur débit journalier de traitement. Cependant les technologies utilisées dans ces stations ne peuvent traiter cette eau que partiellement, puisqu'elles ne peuvent pas traiter des eaux salées et des solides dissouts (Veil, 2010).

Le développement de l'industrie des gaz de shale a permis le développement parallèle d'une industrie de traitement des eaux usées. En effet, des établissements commerciaux de traitement des eaux usées industrielles ont vu le jour partout aux États-Unis. Par exemple, en Pennsylvanie où l'injection en profondeur des eaux usées n'est pas possible, plusieurs entreprises offrent le traitement des eaux usées de l'industrie des gaz de shale et d'autres sont attendues d'une délivrance de permis par le *Pennsylvania Department of Environmental Protection* (PDEP) (Veil, 2010).

Pour réduire les dépenses liées à l'approvisionnement en eau, l'industrie américaine des gaz de shale a essayé d'utiliser des systèmes de traitement mobile afin de pouvoir réutiliser les eaux usées. De plus, dans certains États comme la Pennsylvanie, les révisions dans la réglementation du PDEP exigent que les eaux usées de l'industrie pétrochimique et du gaz, contenant moins de 30 000 mg/L de Matière Dissoute Totale (MDT), doivent être réutilisées. Principalement deux types de technologie, osmose inverse et l'évaporation/distillation thermique, sont utilisées dans ces systèmes de traitement mobiles (Veil, 2010). Ces deux technologies sont décrites dans la section 2.4 de ce chapitre.

Les points énumérés ci-dessous résument le modèle de gestion d'eau aux États-Unis :

- Les prélèvements d'eau se font dans les eaux de surfaces, des eaux souterraines, des sources d'eau privées, des réseaux d'approvisionnement des municipalités ou de la réutilisation des eaux usées de l'industrie;
- La quantité d'eau nécessaire à la fracturation hydraulique sont très variables d'un État à un autre;
- La quantité d'eau de fracturation récupérée représente entre 30 % à 60 % de la quantité d'eau injectée;
- L'industrie des gaz de shale dispose des eaux usées principalement de quatre façons : par injection en profondeur, par le traitement municipal, par les établissements commerciaux de traitement et par unité de traitement mobile;
- Le développement de l'industrie du gaz de shale est encadré par un ensemble de lois de fédérales, étatiques, et municipales, touchant tous les aspects de l'exploration et l'exploitation.

La figure 2.5 représente une représentation schématique du modèle américain de gestion d'eau, permettant d'apprécier visuellement les étapes qui soulèvent des problématiques qui font consensus ou non dans la littérature. En d'autres termes, elle permet d'identifier directement quelles sont les étapes qui doivent être améliorées afin de rendre ce modèle plus en adéquation avec les trois piliers du développement durable.

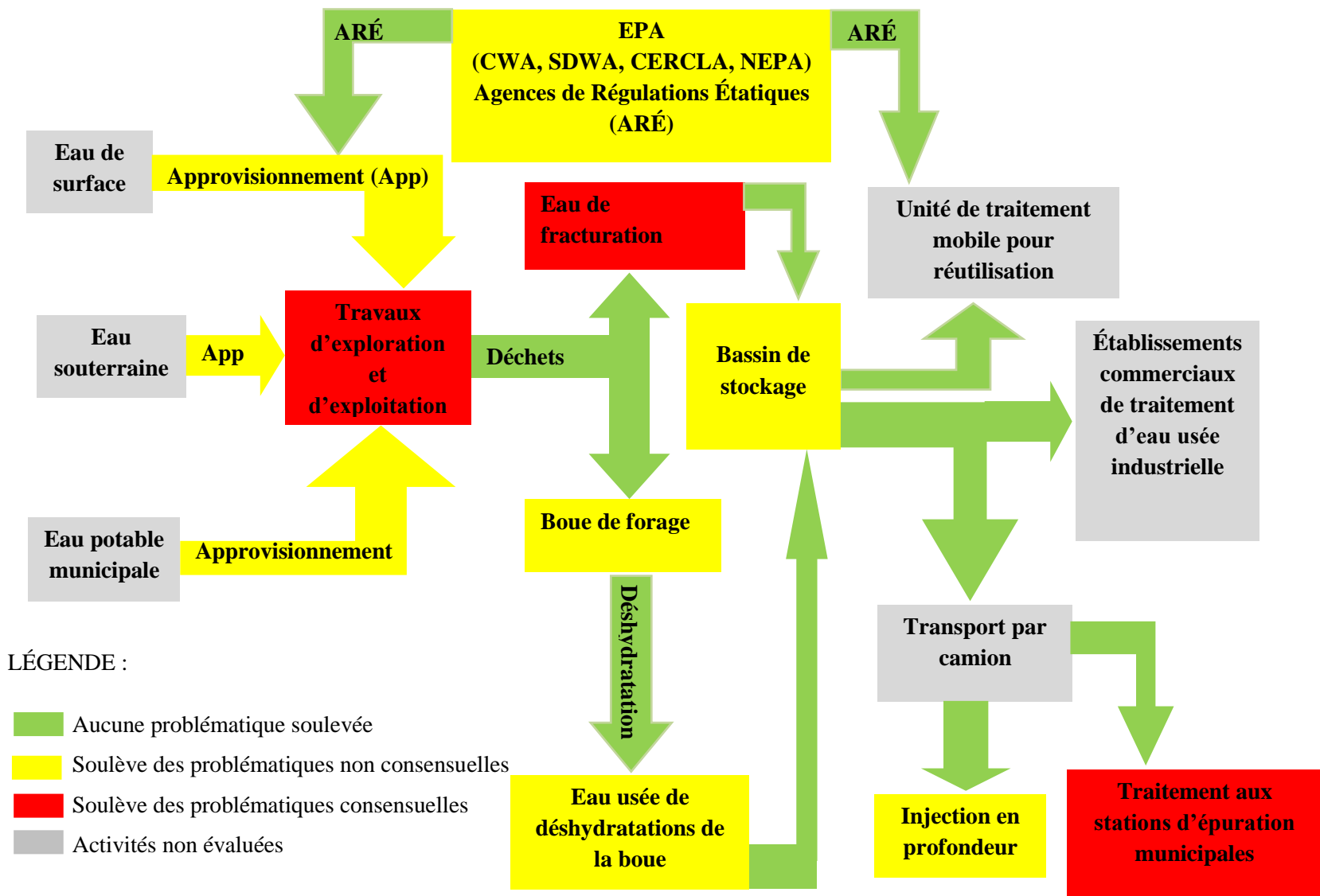


Figure 2.5 Modélisation schématique du modèle de gestion d'eau des États-Unis lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères

2.4 Les nouvelles techniques applicables aux eaux usées des shales gazifères

Cette section traite des alternatives optionnelles de disposition de l'eau usée de l'industrie du gaz de shale qui sont en phase de développement aux États-Unis. La recherche et l'innovation ont permis de développer plusieurs techniques pour l'évacuation à long terme des eaux usées industrielles, dont des puits d'injections en profondeurs, l'osmose inversée et l'évaporation.

- La technique d'injection en profondeurs

La technique d'injection en profondeurs a déjà été utilisée aux États-Unis dans les Shales Barnett. L'eau usée de forte concentration en sel est injectée à une profondeur d'environ 2,4 km dans la formation sous-jacente aux shales de Barnett (la formation d'Ellenburger). La formation d'Ellenburger est constituée d'un roc extrêmement poreux qui contenait déjà naturellement de l'eau salée et par ailleurs pouvait facilement absorber l'eau issue des activités de l'industrie du shale gazifères (Chesapeake, 2008). La figure 2.6 donne une appréciation de la profondeur et du processus d'injection. Elle permet de voir que le roc d'Ellenburger est séparé des aquifères d'eau douce par plusieurs couches dont les shales de Barnett ce qui d'apparence réduit les possibilités de contamination.

L'injection d'eau usée dans des puits à grande profondeur n'est pas pratiquée au Québec, mais elle est aussi utilisée en Colombie-Britannique et en Alberta. Cette technique n'est possible que si la formation géologique qui accueille les eaux usées est assez perméable. La commission du BAPE sur les gaz de shale est d'avis que cette technique ne devrait pas être envisagée au Québec qu'après avoir réalisé une étude particulière de site basée sur les conditions géologiques et hydrogéologiques (BAPE, 2011).

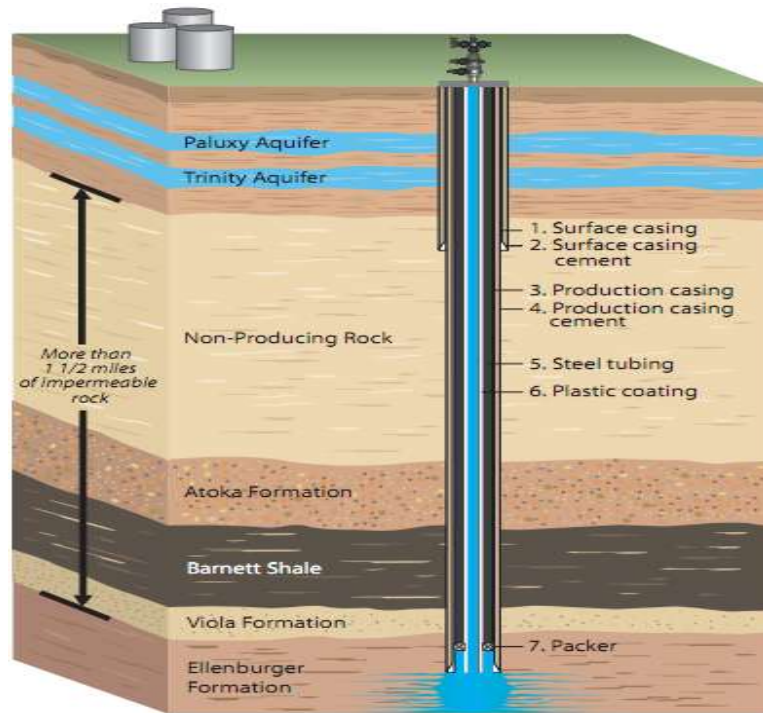


Figure 2.6 Procédure d'injection d'eau usée en profondeur
Tirée de Chesapeake, 2008, p. 13

Deux systèmes de traitement in situ en circuit fermé par une unité mobile, ont été développés aux États-Unis pour recycler les eaux usées de l'industrie des gaz de shale : l'osmose inverse et l'évaporation.

- Osmose inverse

L'osmose inverse est une des techniques de traitement par filtration membranaire. Cette technique est approuvée dans le dessalement des eaux saumâtres, des eaux de mer et dans le traitement pour la réutilisation des eaux usées urbaines et industrielles (Gaid et Treal, 2007). C'est une technique pouvant soutirer des substances de tailles inférieures à 0,001 micron et des particules de masse moléculaire de 150 à 250 daltons. Par ailleurs, elle peut traiter des solutions chargées en sels, en métaux et en particule de sable, de limon, d'acide humique, d'éléments organiques et non inorganiques, qui composent les eaux usées de l'industrie des gaz de shale (Allconsulting, s.d. a).

Telle qu'illustrée dans la figure 2.7, l'osmose inverse est un transfert de solvant à travers une membrane (acétate de cellulose ou film de polyamide) en appliquant une pression supérieure à la pression osmotique. La pression appliquée force l'eau à passer à travers la membrane semi-perméable permettant ainsi de séparer l'eau et les matières dissoutes totales (MDT). Généralement, l'osmose inverse peut traiter une eau avec concentration en MDT supérieure à 40 000 mg/L (Allconsultong, s.d. a). Cependant, pour éviter le colmatage et protéger la membrane, un prétraitement est nécessaire. Le prétraitement va permettre de réduire fortement la turbidité et la quantité de matières en suspensions (Gaid et Trear, 2007). Le prétraitement peut consister à utiliser un médium filtrant pour enlever les particules en suspension, ou d'un support échangeur d'ions pour enlever la dureté et ajuster le pH afin d'abaisser la solubilité des composés chimiques dans l'eau usée (Allconsulting s.d. a).

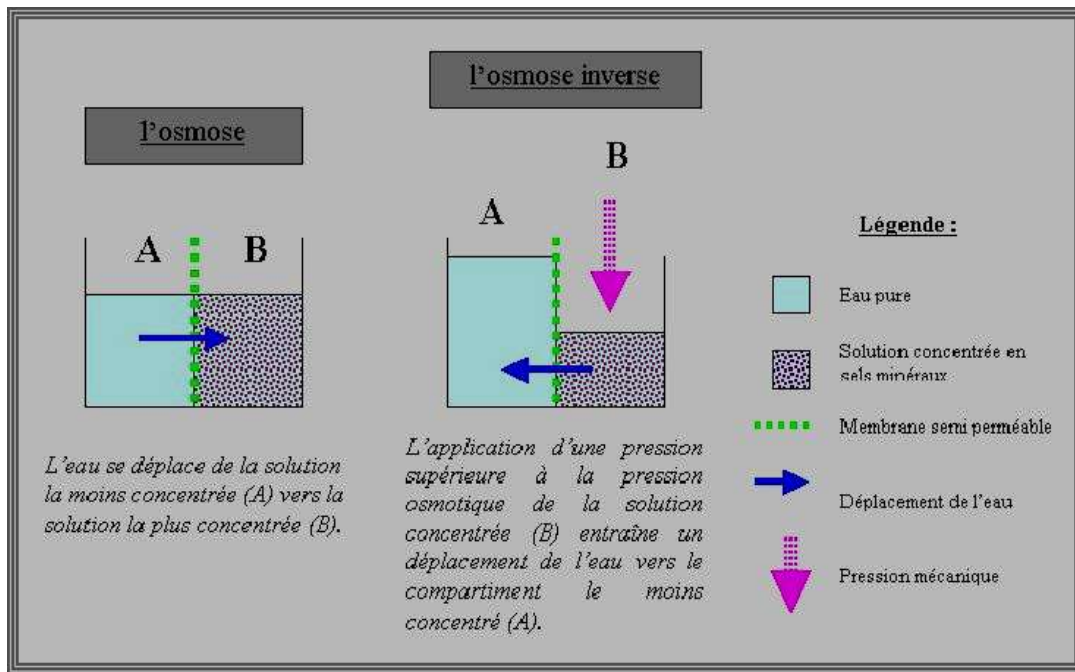


Figure 2.7 Le principe de l'osmose inverse
Tirée, Kada, 2008

L'utilisation de cette technologie dans les shales de Woodford aux États-Unis a montré une efficacité de 99,1 % pour les MDT. De même, dans le shale de Barnett, l'utilisation de la technologie d'osmose inverse dans un procédé développé par *Global Petroleum Research Institute* (GPRI), a permis produire plus de 2,703 millions de litres d'eau traitée par jour. Le coût de ce traitement revenait à moins de 2,5 \$ US par 3,78 litres d'eau traitée. Mais, en fonction du système d'osmose inverse, de sa taille, de la localité, des frais de construction, le coût de traitement peut varier de 0,8 \$ à 7 \$ USA par 3,78 litres par jour (Allconsulting, s.d. a). Le tableau 2.4 montre l'utilisation cette technologie par l'industrie américaine et les gisements de gaz de shale où elle a été expérimentée.

Tableau 2.4 Utilisation de l'osmose inverse dans les gisements de shale

Compagnie utilisant la technologie	Osmose inverse	Bassins de gaz de shale				
		Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford
	Geopure		x			
	Siemens	x			x	
	GPRI		x			
	Auxsol		x		x	
	Veolia	x				
	MI SWACO	x				
	Écosphère		x		x	x
	GE Water & Process Tech		x		x	
	Innovative Water Solutions		x			

Tiré d'Allconsulting, s.d. a, p. 1

- L'évaporation/distillation thermique

Le principe de base de cette technologie est d'utiliser de la chaleur latente pour chauffer l'eau usée pour la transformer en vapeur d'eau, laquelle peut être condensée en une eau pure sans produits chimiques ni MDT. La purge concentrée en produits chimiques et en MDT peut être transformée en déchet solide afin d'en disposer facilement (Arthur et al, 2005). Cette technologie est efficace pour désaliniser l'eau usée et extraire les composés

organiques et inorganiques (les métaux lourds, les nitrates, le calcium, le magnésium). Dans une eau usée d'une concentration en MDT de 60 000 à 80 000 mg / L, l'utilisation de l'évaporation/distillation peut permettre de récupérer 70 à 85 % d'eau propre. En calculant le transport, la consommation d'énergie et le traitement, le coût est estimé de 3 \$ à 5 \$ USA par tranche de 160 L (Allconsulting, s.d. b). Devon Energy, une compagnie américaine d'exploration et d'exploitation de gaz naturel, utilise actuellement l'évaporation/distillation thermique pour traiter et réutiliser les eaux usées issues de l'exploitation des Shales de Barnett. Devon Energy a pu produire en moyenne 317 000 litres d'eau propre par jour à partir de 397 000 litres d'eau usée (Devon, 2008).

Au Canada, *Aqua-Pure* a développé de l'expertise dans le traitement des eaux usées issues de l'industrie des gaz de shale. En effet, cette compagnie de Calgary a traité plus de 2 millions de mètres cubes d'eau usée issue de 50 opérations de fracturation différentes au Texas. Elle a traité en moyenne 40 000 mètres cubes d'eaux usées par fracturation hydraulique (Parfitt, 2010). Le tableau 2.5 montre l'utilisation cette technologie par l'industrie américaine et les gisements de gaz de shale où elle a été expérimentée (Athur, 2009).

Tableau 2.5 Utilisation de l'Évaporation/distillation dans les gisements de shale

Compagnie utilisant la technologie	Évaporation/distillation thermique	Bassins de gaz de shale				
		Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford
	212 Ressources	x	x			
	Fountain Quail	x	x		x	
	Aquatech	x	x		x	
	Veolia	x				
	Intevras	x	x			
	GE Water& Process Tech		x		x	
	Total Separation Solutions			x		

Tiré d'Allconsulting, s.d. b, p. 1

Le tableau 2.6 représente une comparaison de l'efficacité de la technique d'osmose inverse et celle d'évaporation/distillation thermique. Il montre les paramètres physico-chimiques des eaux usées pour lesquelles l'utilisation de l'osmose inverse ou l'évaporation/distillation thermique peut être efficace. Ainsi, pour une concentration en MDT supérieure à 50 000 mg/L, seule l'évaporation/distillation thermique pourrait fournir un traitement efficace tandis que, pour des eaux usées ayant une forte concentration de solide en suspension, l'osmose inverse serait la technologie la plus efficace.

Tableau 2.6 Efficacité des technologies en fonction des paramètres physico-chimiques

Procédé de traitement	Composés organiques	Solide en suspensions	Contaminants biologiques (bactéries & virus)	MDT < 10 000 mg/L	MDT < 50 000 mg/L	MDT > 50 000 mg/L	Métaux
Osмосe inverse		*		*	*		*
Évaporation/Distillation thermique	*		*	*	*	*	*

Tiré d'Allemand, 2010, p. 26

3 ANALYSE COMPARATIVE DU MODÈLE QUÉBÉCOIS ET DES AUTRES MODÈLES DE GESTION DE L'EAU

Ce chapitre compare les trois modèles nord-américains de gestion de l'eau lors de l'exploitation et l'exploration des shales gazifères pour en tirer les principaux avantages et les inconvénients. Le modèle américain, celui de la Colombie-Britannique (CB) et celui du Québec seront comparés sur la base de critères d'évaluation s'appuyant sur les piliers du développement durable, l'environnement, le social et l'économie. Le choix des critères découle directement des principaux enjeux qui ont été relatés à titre de résumé à la fin de chacune des sections du chapitre 2. Chaque critère représente une combinaison d'un ensemble d'enjeux associés à l'utilisation, la récupération ou le traitement des eaux usées de l'industrie du gaz de shale.

3.1 L'identification et la justification des critères d'évaluation comparative

Les critères permettent de mesurer la performance de chaque modèle de gestion en fonction chacune des catégories. Le choix de chacun de ces critères est justifié dans cette section pour aider à la compréhension de la grille d'analyse comparative.

3.1.1 Les critères environnementaux

Quatre critères permettent de jauger la performance environnementale de chaque modèle de gestion d'eau.

- Source d'approvisionnement/capacité de support

La réponse aux besoins en approvisionnement en eau en regard de la capacité du milieu de fournir la quantité requise tout en répondant adéquatement aux autres usages constitue un enjeu de premier plan. En effet, aussi bien au Québec, en Colombie-Britannique et aux États-Unis, l'approvisionnement en eau pour répondre aux besoins de l'industrie des gaz de shale a suscité de nombreux questionnements. Alors que l'industrie soutient que ces besoins en eaux ne limitent pas la capacité du milieu de répondre adéquatement aux autres usages, de nombreux spécialistes affirment le contraire. Ainsi, l'utilisation d'un tel critère

permet de juger la performance environnementale d'un modèle en se référant à la capacité de diversifier les sources d'approvisionnement en eau tout en minimisant la vulnérabilité du milieu de répondre à d'autres besoins.

- Volume d'eau récupérée

Le volume d'eau récupérée après fracturation varie considérablement d'un modèle de gestion d'eau à un autre. Les volumes récupérés déterminent la quantité d'eau usée à gérer et éventuellement à réutiliser dans le procédé de fracturation. Par exemple, si les volumes recyclés et réutilisés sont supérieurs à 50 % de l'eau injectée, c'est autant de réduction de la quantité d'eau « nouvelle » prélevée à chaque cycle de fracturation. Plus le volume d'eau récupéré est important, moins importants seront les volumes d'eau emprisonnés dans les fracturations.

- Caractérisation des eaux usées

Une bonne gestion des eaux usées générées lors de la fracturation nécessite une caractérisation exhaustive des ces eaux. Le traitement des eaux usées ne pourra être performant que si une caractérisation des eaux usées est réalisée pour chaque site d'exploration et d'exploitation. Le choix d'une technologie adéquate de traitement des eaux usées pourra varier d'un bassin à un autre et d'un modèle à un autre, autrement dit, le choix d'une technologie va dépendre de la nature physico-chimique des eaux usées suite à la caractérisation.

- Recyclage et réutilisation des eaux usées

La performance d'un modèle passe nécessairement par le recyclage et la réutilisation des eaux usées afin de minimiser les quantités d'eaux prélevées et en réduisant à la source les impacts sur l'environnement. Le recyclage et la réutilisation sont autant de façons de réduire de manière substantielle les quantités prélevées tant des plans d'eau que des sources d'eau souterraine.

3.1.2 Les critères sociaux

Quatre critères permettent de jauger la performance « sociale » de chaque modèle de gestion d'eau. Les critères faciliteront l'appréciation de la prise en compte des considérations sociales par les trois modèles de gestion d'eau.

- Cadre réglementaire

L'encadrement légal et réglementaire est particulier à l'une ou l'autre province canadienne ou état américain ainsi que la législation fédérale tant américaine que canadienne. La rigueur et les exigences de l'un ou l'autre encadrement légal auront des incidences quant au choix des sources d'approvisionnement, des volumes prélevés, les taux de récupération et de réutilisation ainsi que la nature du traitement requis.

- Accessibilité des données sur l'utilisation d'eau

La description des trois modèles a permis de constater une grande différence quant aux données fournies par l'industrie, celles des gouvernements ou encore celles colligées dans la littérature scientifique indépendante. À titre d'exemple, la divergence entre les sources québécoises sur le prélèvement a suscité beaucoup de réactions de la part de la société civile. L'acceptabilité sociale des projets menés par l'industrie des gaz de shale nécessite l'accessibilité à des données vérifiables et la transparence quant à leur utilisation par les uns et les autres. Ce critère réfère ainsi à la collecte et aux dévoilements obligatoires des données ainsi qu'à leur diffusion.

- Gestion des conflits d'usage

Un modèle équilibré de gestion d'eau nécessite une prise en compte de l'ensemble des usages. Dans quelle mesure la satisfaction des besoins en eau de l'industrie des gaz de shale entre-t-elle en conflit avec la satisfaction des besoins agricoles ou industriels, l'alimentation en eau potable des résidences isolées, l'approvisionnement des infrastructures municipales ou encore, pour la survie des écosystèmes?

La bonne gestion des conflits d'usage est un élément de mesure pour évaluer la performance sociale de chaque modèle de gestion.

- Utilisation du système de traitement municipal

L'utilisation de la capacité résiduelle des systèmes existants de traitement municipal des eaux usées dénote une capacité pour le modèle de gestion des eaux de s'adapter à des conditions existantes et d'optimiser des investissements passés. Les paramètres de traitement des eaux usées varient en regard de la toxicité des produits utilisés lors de la fracturation hydraulique. Le dévoilement des produits toxiques utilisés par l'industrie et la capacité de s'adapter aux équipements de traitement existants sont dans une certaine mesure, des indicateurs quant aux répercussions sociales du choix d'un modèle.

3.1.3 Les critères économiques

Trois critères de nature économique supporteront le jugement porté quant à la performance économique de chaque modèle de gestion d'eau.

- Développement d'un nouveau secteur d'activité

L'exploitation du gaz de shale permettra-t-elle le développement de nouveaux secteurs industriels? Au-delà de la production énergétique, l'industrie du gaz de shale peut-elle être génératrice d'activités économiques? Ainsi aux États-Unis, on assiste au développement d'une nouvelle industrie de traitement des eaux usées issues des activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale. Ce critère permet d'évaluer le lien entre le modèle de gestion d'eau et l'émergence de secteurs économiques complémentaires à l'industrie du gaz de shale.

- Quantités d'eau prélevées

L'eau constituant un besoin de base de plusieurs secteurs économiques, les quantités d'eau prélevées par chaque secteur d'activité influencent directement ou indirectement l'économie régionale. Autrement dit, l'allocation d'énorme quantité d'eau à l'industrie du

gaz de shale risquerait de compromettre les besoins des autres secteurs économiques et des écosystèmes. En effet, l'eau est le facteur économique déterminant pour le développement de plusieurs industries par ailleurs un débalancement sur les volumes d'eau allouée aux usagers peut affecter l'économie de la région. Aussi, il coûterait plus cher à la société de rétablir les services écologiques fournis par l'écosystème par rapport au gain de profit engendré par l'industrie du gaz de shale, qui ne ferait profiter qu'une tierce partie de la société. Ainsi, l'implantation de l'industrie des gaz de shale dans certaines régions nécessite la réduction de ces besoins en eau.

- Recherche et innovation technologiques

Afin d'atteindre et maintenir sa compétitivité, l'industrie des gaz de shale devra investir dans la recherche et l'innovation en misant, notamment sur l'amélioration des technologies de récupération et de traitement des eaux usées. Ainsi, pourra-t-elle réduire les volumes d'eau prélevée tout en optimisant la réutilisation des eaux usées. Aussi, la recherche et l'innovation permettront de minimiser le volume d'eau utilisée pour la fracturation en remplaçant partiellement ou totalement l'eau par un ou d'autres fluides de fracturation.

3.2 La grille d'analyse comparative

Les critères permettront de mettre en lumière les avantages et les inconvénients associés à chacun des modèles de gestion d'eau lors de l'exploration et l'exploitation des gaz de shale. Les commentaires sur les avantages et les faiblesses découlent directement des enjeux précédemment énoncés. La grille permet au premier coup d'œil de porter un jugement général sur chaque modèle de gestion. La grille, un outil pratique et simple pour faciliter la prise de décision permet de compléter l'analyse en relevant les points à améliorer dans un modèle de gestion d'eau.

La grille permet une analyse de premier niveau sur la base des critères. Les critères ont tous le même niveau d'importance et aucune pondération ne permet de moduler un choix du modèle plus respectueux d'une gestion durable. Les réalités sociales, économiques, environnementales et politiques propres à chaque communauté ne peuvent être

spécifiquement considérées. Par ailleurs, l'outil s'il n'illustre pas un choix optimal, il permet de dégager des paramètres pour bâtir un modèle plus approprié au développement durable ou pour améliorer un modèle existant.

Tableau 3.0 Analyse comparative des avantages et inconvénients des trois modèles de gestion d'eau en fonction des critères issus du développement durable

	Critères d'évaluations	Modèle québécois		Modèle Britano-colombien		Modèle américain	
		Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients	Avantages	Inconvénients
Environnement	➤ Approvisionnement en eau/capacité de support de la source	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Sources faciles d'accès ☞ Pas d'approvisionnement en eau souterraine 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Ne compte que 2 sources d'approvisionnement ☞ La carte des eaux souterraines non complète 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Diversification des sources d'approvisionnement (3 sources) 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Peu de sources disponibles dans la zone de production ☞ La carte des eaux souterraines non complète 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Diversification des sources d'approvisionnement (4 sources) ☞ La carte des eaux souterraines est complète 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Sources éloignées des zones de production
	➤ Volume d'eau récupérée	☞ Stable (50 % de l'eau injectée)	☞ Gestion traditionnelle	☞ Peut-être important	☞ Variable (Env. 60 %)	☞ Peut-être important	☞ Variable (30 à 70 %)
	➤ Caractérisation des eaux usées	☞ Eau usée « propre »	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Incomplète ☞ Nature des additifs chimiques inconnue 	☞ Complète	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Nature des additifs chimiques inconnue 	☞ Complète	☞ Eau usée moins « propre »
	➤ Recyclage et réutilisation des eaux usées		☞ Pas encore établis	☞ Projet de traitement industriel en cours	☞ Non appliqués dans les gisements en production	☞ Développement d'établissements commerciaux de traitement	

Social	➤ Cadre réglementaire	<ul style="list-style-type: none"> ☞ En cours d'élaboration ☞ Le MDDEP reconnaît qu'il est incomplet 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Incomplet et ne permet pas de protéger l'environnement ☞ Pas de pouvoir local (municipal) 	☞ Gérer par un organisme indépendant (CPG)	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Pas de réglementation détaillée sur les eaux souterraines 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ un encadrement au niveau local, étatique et fédéral ☞ Plus de pouvoir alloué aux autorités locales 	☞ Peu d'application sur le terrain
	➤ Accessibilité des données sur l'utilisation d'eau	☞ Obligation de déclarer les prélèvements d'eau depuis 2009	☞ Divergences dans les données sur le prélèvement d'eau		☞ Pas d'obligation	☞ Pas d'obligation	
	➤ Gestion des conflits d'usage	☞ L'abondance d'eau limite les conflits d'usage	☞ Des conflits prévisibles durant les périodes d'étiage	☞ Les zones de production sont éloignées de zones habitées limitant les conflits	☞ Importation d'eau des réservoirs des villes risque de générer des conflits	☞ Le pouvoir conféré aux autorités locales permet de gérer les conflits d'usages	☞ La rareté de l'eau risque de générer des conflits
	➤ Utilisation du système de traitement municipal		<ul style="list-style-type: none"> ☞ Les usines d'épuration ne sont pas conçues pour traiter ces eaux usées industrielles ☞ peut endommager les systèmes de traitement municipaux ☞ pas limitation de la quantité d'eau usée industrielle traitée 		<ul style="list-style-type: none"> ☞ Les usines d'épuration ne sont pas conçues pour traiter ces eaux usées industrielles ☞ Pas limitation de la quantité d'eau usée industrielle traitée 	☞ Une limitation réglementaire de la quantité d'eau usée traitée par les usines d'épuration municipales	☞ L'efficacité du traitement par les usines municipales est remise en question

Économique	➤ Développement d'un nouveau secteur d'activité		☞ Pas encore en marche		☞ Pas encore en marche	☞ Développement d'établissements commerciaux de traitement des eaux usées	☞ Demande de l'encadrement par les autorités locales
	➤ Quantités d'eau prélevées	☞ Inférieures aux quantités d'eau utilisée dans les 2 autres modèles	☞ Divergence dans les données sur l'utilisation d'eau par l'industrie du gaz de shale ☞ Les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale ne sont pas clairement identifiés ☞ Impacts sur les ressources en eau inconnus		☞ Importante quantité d'eau utilisée, 6 fois plus importante qu'au Québec ☞ Pas de limite sur les quantités d'eau prélevée ☞ L'industrie prélève à plusieurs points d'eau avec un seul permis	☞ La réutilisation réduit les quantités d'eau prélevée dans les plans d'eau	☞ Divergence dans les données sur l'utilisation d'eau par l'industrie du gaz de shale ☞ Impacts sur les ressources en eau inconnus
	➤ Recherche et innovation technologiques		☞ Pas encore d'investissement dans la recherche et l'innovation	☞ Quelques projets pilotes de recherche pour développement d'unité de traitement mobile	☞ Pas de projet de recherche sur les alternatives à l'eau de fracturation	☞ Beaucoup de recherche pour trouver des alternatives à l'eau dans la fracturation et le traitement des eaux usées	

3.3 L'interprétation des résultats de la grille

À la lumière de la grille d'analyse, le modèle québécois présente plusieurs lacunes dont les plus remarquables sont énumérées ci-dessous :

- L'approvisionnement en eau pour l'industrie des gaz de shale provient essentiellement des eaux de surfaces. Si dans certains cas, elles peuvent être abondantes, cette approche peut entraîner une insécurité quant à la satisfaction de plusieurs besoins en concurrence et constitue une perte nette d'une eau dont la qualité initiale est acceptable. La diversification des sources d'approvisionnement et l'augmentation de la quantité d'eau recyclée et réutilisée sont des avenues à explorer pour réduire à long terme la pression exercée sur les cours d'eau de surface. De plus, l'amélioration du modèle québécois passe par une meilleure connaissance de la carte des eaux souterraines avant que le gouvernement n'autorise l'industrie à puiser à même les nappes souterraines;
- La caractérisation des eaux usées produites par l'industrie du gaz de shale est incomplète. Elle est essentielle pour déterminer les technologies de traitement les plus adéquates. Aussi, la nature des additifs chimiques devrait être divulguée afin de pouvoir évaluer les risques toxicologiques et écotoxicologiques de ces additifs;
- Le cadre réglementaire québécois est incomplet et manque de transparence. Le chevauchement des encadrements formulés par la Loi sur les mines, la Loi sur l'Aménagement et l'urbanisme et la Loi visant la préservation des ressources en eau, la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau soulèvent des questionnements quant à la gouvernance et du rôle spécifique des municipalités. À l'image du modèle américain, les autorités locales (municipalités) devraient avoir plus de pouvoir dans la gestion de l'eau dans leur bassin versant;
- L'utilisation de la capacité résiduelle de traitement des usines d'épuration municipales est remise en question par plusieurs spécialistes du traitement des eaux usées industrielles. Le modèle québécois devrait suivre sur ce point le modèle américain en favorisant le développement d'établissement commercial de traitement des eaux usées et le développement d'unité de traitement mobile dans les zones d'exploration;

- Les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale devraient être clairement identifiés afin de les mettre en relation avec la capacité de support des cours d'eau et minimiser ainsi l'impact sur ces derniers. La recherche d'alternative à l'eau pour la fracturation hydraulique pourrait permettre de minimiser l'utilisation d'eau de l'industrie québécoise du gaz de shale;
- Depuis l'adoption en 2009 au Québec du *Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau*, la publication des données sur le prélèvement d'eau a un caractère obligatoire (L.R.Q., c. Q-2 r. 14). Cependant, on dénote des divergences dans les données sur la consommation d'eau de l'industrie du gaz de shale par ailleurs, le gouvernement devrait se doter des moyens de vérifier la fiabilité et la conformité des données sur l'utilisation d'eau par cette l'industrie.

4 RECOMMANDATION POUR L'AMÉLIORATION DU MODÈLE QUÉBÉCOIS

Après l'analyse de la performance des modèles de gestion de l'eau, une série de recommandations sont formulées pour bonifier le modèle de gestion québécois et le rendre plus performant quant au respect des principes du développement durable. Les recommandations portent sur les aspects suivants :

- ❖ Le cadre réglementaire de gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale au Québec;
 - ❖ L'utilisation, et le traitement de l'eau;
 - ❖ La recherche et l'innovation;
 - ❖ La démarche d'octroi des permis de prélèvements d'eau.
-
- Renforcer le cadre réglementaire de gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale

Pour assurer le développement de l'industrie des gaz de shale tout en protégeant ces ressources en eau, le Québec doit revoir le cadre légal et réglementaire entourant l'industrie du gaz de shale. Pour ce faire, les réformes à apporter doivent mettre l'accent sur un encadrement de proximité. En d'autres termes, ces réformes doivent allouer plus de pouvoir aux autorités locales dans la gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale. Par exemple, les autorités locales à travers les Organismes de Bassins Versants (OBV) doivent participer dans le processus de délivrance de tout permis d'utilisation d'eau dans leur bassin versant. De ce fait, les OBV vont tenir compte, des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale dans leur plan directeur de l'eau. De telles réformes permettent une gestion intégrée des besoins en eau, en considérant la capacité de support des plans d'eau et l'ensemble des usagers dans un même bassin versant. Aussi, elles vont forcer l'industrie à travailler de concert avec les OBV non pas par obligation légale, mais plutôt par responsabilisation de l'industrie selon le principe du pollueur payeur, autrement dit les redevances sur l'eau vont augmenter en fonction des coûts inhérents à la restauration et la protection des écosystèmes.

À l'image du modèle américain de gestion d'eau, le gouvernement québécois devrait permettre aux autorités locales (municipalités, Municipalités Régionales de Comté (MRC)) d'élaborer et d'appliquer tous règlements qu'elles jugent nécessaires à la

protection des ressources en eau. Ceci peut se faire en modifiant ou en incluant une disposition, dans la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*. Ainsi, les autorités locales devraient pouvoir exiger si elles le jugent nécessaire, une évaluation d'impacts sur l'environnement avant la délivrance de tout permis d'utilisation d'eau dans leur territoire. Toutefois, le MDDEP doit être inclus dans le processus décisionnel pour éviter que certaines municipalités favorisent le développement économique au détriment de la protection des ressources en eau.

Actuellement, seule l'installation de nouvelle prise d'eau, excluant celles existantes ou les prises d'eau municipale, demande un certificat d'autorisation en vertu de l'article 32 de la LQE. Par ailleurs, une disposition modifiant l'article 32 afin d'imposer un certificat d'autorisation à l'installation de toute prise d'eau s'impose. De telles modifications permettront au gouvernement d'avoir la main mise sur consommation réelle d'eau de l'industrie du gaz de shale. De plus, par l'adoption d'une Loi ou d'un règlement, le gouvernement pourrait rendre obligatoire le dévoilement de la nature physico-chimique de tous les additifs chimiques utilisés par l'industrie du gaz de shale. L'utilisation d'un additif chimique ne devrait être autorisée qu'après une évaluation des risques toxicologiques et écotoxicologiques de l'additif chimique en question.

- Contrôler l'utilisation et le traitement de l'eau

L'acceptabilité sociale de l'industrie du gaz de shale au Québec passe nécessairement par la transparence, la fiabilité et la traçabilité des données sur l'utilisation d'eau. Pour ce faire, les besoins en eau de l'industrie doivent être clairement identifiés et inclus dans les plans directeurs de l'eau des OBV. Les données sur l'utilisation d'eau par tous les usagers incluant l'industrie du gaz de shale doivent être colligées par les OBV et être disponibles au public. Ainsi, ces données mises en rapport avec les besoins des écosystèmes permettront de définir les volumes d'eau à attribuer à chacun des usagers d'un même bassin versant. Aussi, pour protéger les ressources en eau, il est impératif de diversifier l'approvisionnement en eau. En ce sens que l'industrie pourrait envisager l'utilisation des eaux issues des usines d'épuration municipale avant tout prélèvement dans les plans d'eau. Cependant, avant de prendre une telle décision, le principe de précaution voudrait qu'une étude de faisabilité et d'impacts sur le débit des plans d'eau se fasse à priori.

Puisque la carte des eaux souterraines du Québec n'est pas encore complétée, une évaluation du comportement des 50 % d'eau de fracturation restée captive dans les formations géologiques doit être réalisée, afin d'éviter la migration des contaminants contenus dans l'eau de fracturation vers les eaux souterraines.

Comme il a été mentionné dans le chapitre 2, l'utilisation de la capacité résiduelle de traitement des usines d'épuration municipales est remise en question par plusieurs spécialistes du traitement des eaux usées industrielles aussi bien au Québec, en CB qu'aux États-Unis. Par ailleurs, pour s'assurer d'un traitement efficace des eaux usées de l'industrie, cette dernière pourrait adopter sur ce point le modèle américain en favorisant le développement d'établissements commerciaux de traitement ou l'utilisation d'unité mobile de traitement. Dans toutes les demandes d'autorisation pour la complétion d'un puits, l'industrie doit indiquer de quelle façon elle compte traiter ou faire traiter ses eaux usées. Ainsi, le gouvernement devrait imposer que le traitement soit effectué par un établissement accrédité ou par une technologie éprouvée par le MDDEP. Ainsi, des établissements commerciaux de traitement des eaux usées de l'industrie du gaz de shale pourront facilement s'établir au Québec. Toutefois, une municipalité dont la capacité et l'efficacité de son usine d'épuration à traiter les eaux usées de l'industrie du gaz de shale ont été démontrées par les experts du MDDEP pourrait être autorisée à recevoir ces eaux usées. Mais, la quantité d'eau usée issue de l'industrie du gaz de shale que ces usines d'épuration pourraient recevoir devrait être limitée afin de ne pas compromettre la fonction première de ces usines d'épuration.

- Favoriser la recherche et l'innovation

Pour rester compétitive et minimiser ses impacts sur l'environnement, l'industrie devrait investir sur la recherche et l'innovation. Même si l'industrie affirme que ses besoins en eau sont comparables à ceux des autres secteurs d'activités, ces besoins restent qu'à même importants. Par ailleurs investir dans la recherche sur la réduction ou le remplacement de l'eau de fracturation par d'autres fluides est de plus en plus urgent, d'autant plus que le coût relatif à la consommation d'eau risque d'augmenter avec les réformes réglementaires proposées. Le gouvernement en collaboration avec l'industrie devrait créer un fonds dédié à la recherche et l'innovation afin d'améliorer les technologies de traitement des eaux usées et la réduction de la consommation d'eau par

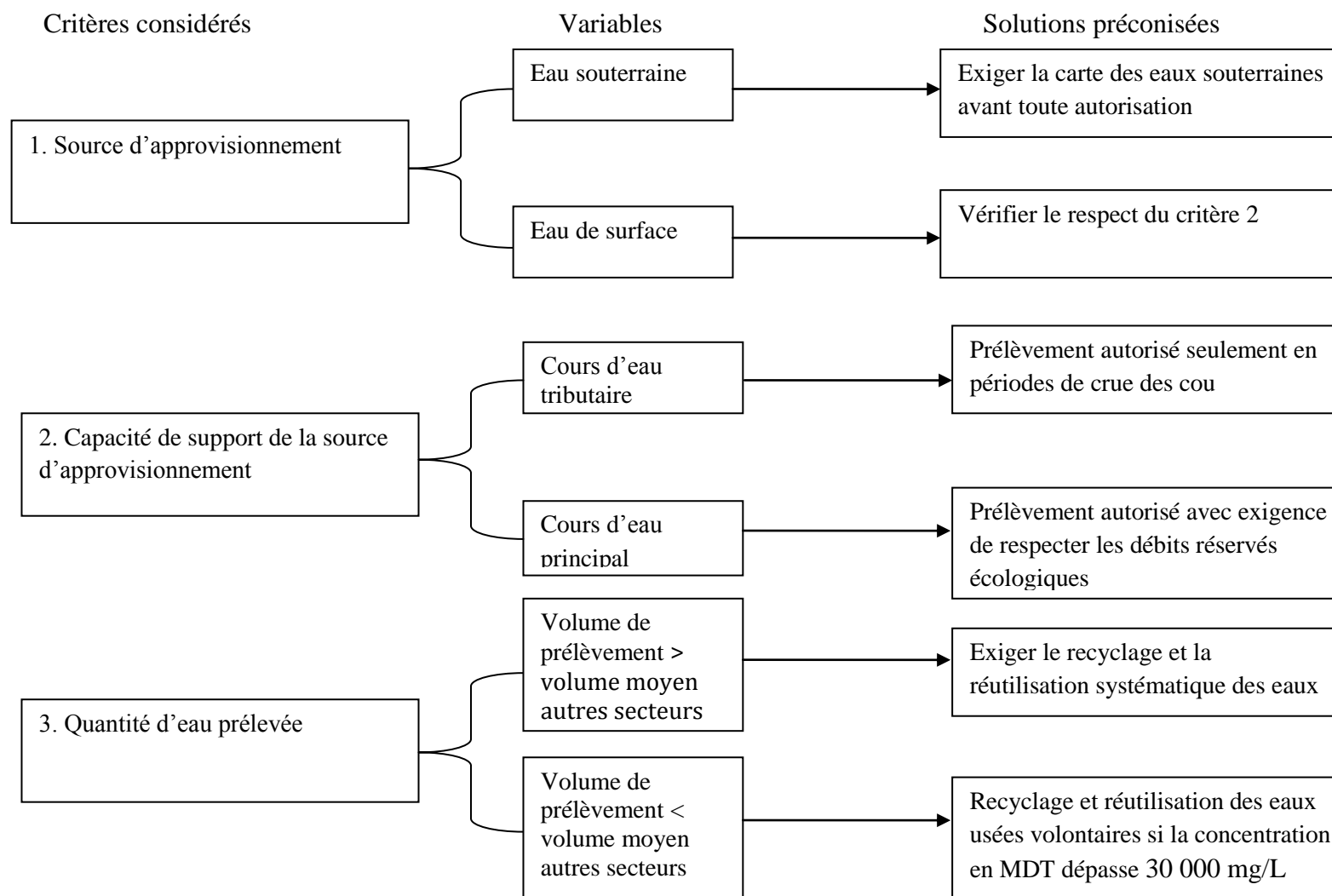
l'industrie du gaz de shale. Les modalités de financements d'un tel fond pourraient être étudiées par les experts du gouvernement et de l'industrie.

Dans sa recherche de connaissance pour un développement durable de l'industrie du gaz de shale, le gouvernement devrait inclure l'industrie dans la démarche. Autrement dit, une participation de l'industrie pourrait permettre au gouvernement de réduire les coûts associés à la recherche de connaissance, mais aussi d'utiliser les installations de l'industrie pour les besoins de l'expérimentation.

- Adopter une démarche multicritère dans l'octroi des permis de prélèvements d'eau

Ajoutée aux réformes proposées et à la procédure d'octrois de permis de prélèvement d'eau déjà en place, la figure 4 représente un outil complémentaire que les agents du MDDEP peuvent inclure dans leur démarche d'octrois de permis de prélèvement d'eau.

C'est un outil défini par trois critères présentés dans un ordre séquentiel et chacun de ces critères est en relation avec deux variables qui vont déterminer le choix d'une solution préconisée. Ces solutions préconisées ont été identifiées grâce aux informations colligées de *la politique de débits réservés écologiques pour la protection du poisson et des habitats* (Faune et Parc Québec, 1999) et du mémoire de Bérubé sur l'évaluation d'un indice de pression sur les approvisionnements municipaux en eau potable au Québec (Bérubé, 2007).



Débits réservés écologiques : est défini comme étant le débit minimum requis pour maintenir, à un niveau jugé acceptable, les habitats du poisson (Faune et Parc Québec, 1999).

Figure 4.0 Logigramme décisionnelle de gestion d'eau lors de l'exploitation et l'exploration de gaz de shale

CONCLUSION

L'utilisation massive d'eau pour la fracturation hydraulique, sa récupération et le traitement éventuel des eaux usées sont parmi d'autres raisons, des raisons sous-jacentes à la divergence d'opinion sur développement de l'industrie du gaz de shale au Québec. Dans un tel contexte, l'objectif général de cet essai était de cibler les pratiques de gestion de l'eau lors des phases d'exploration et d'exploitation des shales gazifères. Il explorait divers modèles de gestion de l'eau utilisée dans le procédé de fracturation et recherchait les conditions applicables pour une meilleure gestion au Québec.

La publication du rapport d'enquête et d'audience publique du BAPE sur développement de l'industrie du gaz de shale deux mois plutôt que prévu a forcé une réorientation de la réflexion afin d'apporter un plus au rapport du BAPE. Malgré, les difficultés à réorienter la réflexion, les obstacles pour joindre des spécialistes, les courriels sans réponses et la réticence de certains spécialistes qui ne voulaient pas être cités dans cet essai, les objectifs fixés ont été atteints. En effet, suite à l'analyse comparative de trois modèles de gestion d'eau : le modèle québécois, le modèle britanno-colombien et le modèle américain, diverses recommandations ont été formulées en réponse aux objectifs spécifiques qui étaient :

- Dresser l'état des connaissances relativement à l'utilisation de l'eau et sa récupération lors de l'exploration et l'exploitation des shales gazifères;
- Proposer des pistes pour faciliter le recyclage et des eaux usées;
- Suggérer des paramètres pour élaborer un modèle de gestion de l'eau utilisée lors de l'exploration et de l'exploitation des shales gazifères, applicables au Québec.

La première recommandation est de renforcer le cadre réglementaire de gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale au Québec. En d'autres termes, mettre en place des réformes réglementaires donnant plus de pouvoir aux autorités locales dans la gestion d'eau de l'industrie du gaz de shale. Aussi, il faudrait rendre obligatoire le dévoilement de la nature physico-chimique de tous les additifs chimiques ainsi, l'utilisation d'un additif chimique ne

serait être autorisée qu'après une évaluation des risques toxicologiques et écotoxicologiques de l'additif chimique en question.

La deuxième recommandation est d'avoir plus de contrôle sur l'utilisation et le traitement de l'eau. Ainsi, les besoins en eau de l'industrie doivent être clairement identifiés et inclus dans les plans directeurs de l'eau des OBV. Le gouvernement devrait imposer que le traitement des eaux usées soit effectué par un établissement accrédité ou par une technologie éprouvée par le MDDEP afin de favoriser le développement d'établissements commerciaux de traitement au Québec.

La troisième recommandation est de favoriser la recherche et l'innovation dans l'industrie québécoise du gaz de shale en mettant en place un fonds dédié à la recherche et l'innovation afin d'améliorer les technologies de traitement des eaux usées et la réduction de la consommation d'eau par l'industrie du gaz de shale.

La quatrième recommandation propose une démarche multicritère dans l'octroi des permis de prélèvements d'eau, un outil complémentaire à la procédure actuelle que les agents du MDDEP peuvent utiliser dans la démarche d'octrois de permis de prélèvement d'eau.

Dans une analyse plus large, l'impact des changements climatiques sur la disponibilité des ressources en eau pourrait être considéré. En effet, dans le domaine de l'eau l'incertitude quant au niveau des réserves et de leur disponibilité demande de prendre en considération toutes les variables possibles. Les imprévus climatiques dont on fait face risquent de rendre de plus en plus difficile la gestion de l'eau par ailleurs, le modèle québécois de gestion d'eau devrait intégrer le facteur climat dans l'allocation des ressources en eau. Il serait intéressant de voir comment inclure les changements climatiques dans la gestion d'eau au Québec afin de rendre moins vulnérable le développement de nouveau secteur économique tel que l'industrie du gaz de shale. Cet essai aurait pu tenir compte des besoins énergétiques du Québec, autrement dit, l'exploration du gaz de shale répond-t-elle à un besoin? Aussi, il serait pertinent d'évaluer l'impact de l'utilisation du gaz naturel sur le programme d'efficacité énergétique du Québec, en comparaison aux sources d'énergie verte.

RÉFÉRENCES

- Alleman, D. (2010). Considerations for treating water associated with shale gas development. *In All consulting. All consulting*. [En ligne], http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PW_Treatment.pdf (Page consultée le 6 avril 2011).
- All Consulting (s.d. a). Water treatment technology fact sheet. Reverse osmosis. *In All Consulting. All Consulting*. [En ligne], <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ReverseOsmosisFactSheet.pdf> (Page consultée le 5 avril 2011).
- All Consulting (s.d. b). Water treatment technology fact sheet. Thermal evaporation / Distillation. *In All Consulting. All Consulting*. [En ligne], <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ThermalDisillationFactSheet.pdf> (Page consultée le 5 avril 2011).
- Athur, J., D., Alleman, D. et Langhus, B. (2008). An overview of modern shale gas development in United States. *In All Consulting. All Consulting*. [En ligne], <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf> (Page consultée le 5 avril 2011).
- Athur, J., D., D., Langhus et Patel, C., (2005). Technical summary of oil and gas produced water treatment technologies. *In All consulting. All consulting*. [En ligne], <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLConsulting-WaterTreatmentOptionsReport.pdf> (page consultée le 10 mars).
- Athur, J., D., Seekins, J., W., Env. Sc. et All Consulting (2010). Water and shale gas development. *In All consulting. All consulting*. [En ligne], <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-NAROShaleWater.pdf> (Page consultée le 4 mars 2011).
- Bérubé, J. (2007). Évaluation d'un indice de pression sur les approvisionnements municipaux en eau potable au Québec à l'aide d'une méthode de régionalisation des débits d'étiage. *In C.N.F.S.H. Comité national français des sciences hydrologiques*. [En ligne], http://91.121.162.160/THE/BERUBE_J.pdf (Page consultée le 20 avril 2011).
- Brisson, G., Campagna, C., Carrier, G., Chevalier, P., Deger, L., Gauvin, D., Laplante, L., Nantel, A., Smargiassi, A. (2010). État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique. *In DSET. Direction de la santé environnementale et de la toxicologie*. [En ligne], www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1177_RelGazSchisteSantePubRapPreliminaire.pdf (Page consultée le 15 février 2011).
- Brownston Ventures (2010). *Acquiring direct interests in global oil and gas projects*. [En ligne], <http://www.brownstoneventures.com/main/?uticashale> (Page consultée le 9 février 2011).

- Bureau d'Audiences Publique sur l'Environnement (BAPE) (2011). Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. In BAPE. *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement*. [En ligne], <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape273.pdf> (Page consultée le 28 mars 2011).
- Bureau de la traduction du Canada (BTB) (2011). *Termium plus : traduction shale gas*. Ministère des travaux publics et services gouvernementaux du Canada. [En ligne], <http://www.btb.termiumplus.gc.ca/tpv2alpha/alpha-fra.html?lang=fra&i=1&srchtxt=shale+gas&index=ent&go=Rechercher> (Page consultée le 15 janvier 2011).
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) (2010). Horn River basin status report for 2009/10. In BCOGC. *British Columbia oil and gas commission*. [En ligne], <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=1015&type=.pdf> (Page consultée le 5 avril 2011).
- British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC) (s.d.). British Columbia oil and gas handbook. In BCOGC. *British Columbia oil and gas commission*. [En ligne], <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=979&type=.pdf> (Page consultée le 5 avril 2011).
- Chesapeake Energy (2008). The facts and process of saltwater disposal in the Barnett shale. In Chesapeake Energy. *Ask Chesapeake Energy*. [En ligne], http://www.askchesapeake.com/Barnett-Shale/Multimedia/Brochures/SWD_Final_12-15-08%20spread.pdf (Page consultée le 13 avril 2011).
- Chevalier, P. et collaborateurs (1996). *Technologies d'assainissement et prévention de la pollution*. Québec, Télé-université, 440p. (Collection Sciences de l'environnement).
- Commission Meetin Elmira (CME) (2008). Gas well drilling and development Marcellus shale. In Susquehanna river basin commission. *Susquehanna river basin commission*. [En ligne], <http://www.srbc.net/whatsnew/docs/Marcellusshale61208ppt.PDF> (Page consultée le 16 avril 2011).
- Devon (2008). *Recycling efforts in North Texas reduce water needs*. [En ligne], <http://www.dvn.com/CorpResp/initiatives/Pages/Initiatives-WaterRecycling.aspx#terms?disclaimer=yes> (Page consultée le 7 avril 2011).
- Équiterre (2010). Quelle place pour le gaz de schiste dans la lutte aux changements climatiques? In UQAM .I.E.I.M. *Institut d'études internationales de Montréal*. [En ligne], http://www.ieim.uqam.ca/IMG/pdf/position_equiterre_gaz_de_schiste_sept2010vf.pdf (Page consultée le 15 février 2011).

- Environmental Protection Agency (EPA) (2011). *The comprehensive environmental reponse compensation and liability (CERCLA) overview*. [En ligne], <http://www.epa.gov/superfund/policy/cercla.htm> (Page consultée le 1 avril 2011).
- Faune et Parc Québec (FPQ) (1999). La protection du poisson et de ses habitats. In BAPE. *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement*. [En ligne], <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/chute-allard/documents/DB1.pdf> (Page consultée le 18 avril 2011).
- Ground Water Protection Council Oklahoma City (GWPCOC) et All Consuling (2009). Modern shale gas development in the United States: A primer. In NETL. *National energy technology laboratory*. [En ligne], http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epreports/shale_gas_primer_2009.pdf (Page consultée le 10 avril 2011).
- Gaid, K. et Treal, Y., (2007). Le dessalement des eaux par osmose inverse: l'expérience de Véolia Water. In Desalination directory online. *Desalination directory online*. [En ligne], <http://www.desline.com/articoli/8013.pdf> (Page consultée le 28 mars).
- Institut National des Santé Publique du Québec (INSPQ) (2010). État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique. In I.N.S.P.Q *Institut National de Santé Publique du Québec*. [En ligne], http://www.inspq.qc.ca/pdf/publications/1177_RelGazSchisteSantePubRapPreliminaire.pdf (Page consultée le 21 février 2011).
- 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 BAPE. *Bureau d'Audiences Publiques sur l'Environnement*. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM136.pdf (Page consultée le 28 janvier 2011).
- Kada, B., (2008). *Traitement d'eau en dialyse, Université de technologie de Compiègne*. [En ligne], http://www.utc.fr/tsibh/public/tsibh/08/rapport_stage/brahim_kada/brahim.kada.html (Page consultée le 27 mars 2011).
- Lacousière, J.P. (2011). Discussion au sujet de la sécurité associée à l'exploration et l'exploitation des gaz de shale au Québec. Communication orale. *Entrevue menée par Mamadou L. Fall avec M. Jean-Paul Lacoursière, expert mondial en sécurité industrielle et professeur associé au département de génie chimique et biotechnologique de l'Université de Sherbrooke*, 15 février 2011, au C 5006, faculté de génie, Université de Sherbrooke.

- Ministère du Développement Durable de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) (2010). Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. In MDDEP, *Ministère du développement durable de l'environnement et des Parcs*. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB1.pdf. (Page consultée le 20 février 2011).
- Ministère des Ressources Naturelles et Faune (MRNF) (2010). Développement du gaz de schiste au Québec. In MRNF. *Ministère des ressources naturelles et faune*. [En ligne], http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/developpement_gaz_schiste_quebec.pdf (Page consultée le 12 février 2011).
- Nature Québec et STOP, (2010). Enquête et audience publique : Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. In BAPE. *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement*. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM166.pdf (Page consultée le 21 février 2011).
- Newell, R., (2010). Annual Energy Outlook 2011, reference case. In E.IA. *Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration*. [En ligne], http://www.eia.gov/nea/speeches/newell_12162010.pdf (Page consultée le 10 février 2011).
- Office National de l'Énergie du Canada (ONÉ) (2008). *Faits nouveaux et perspectives pour le gaz naturel au Canada*. [En ligne], <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/spchsndprsnntn/2008/sttntrlgnsfrstrctr/sttntrlgnsfrstrctr-fra.html> (Page consultée le 17 mars 2011).
- Parfitt B. (2010). Points de rupture : l'eau du Canada sera-t-elle protégée face à l'engouement pour le gaz de shale? In École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto. *The programme on water issues*. [En ligne], http://www.powi.ca/pdfs/groundwater/Points-de-Rupture_Fr_14oct.pdf (Page consultée le 10 février 2011).
- Questerre (2010). Développement durable de l'industrie du gaz de shale au Québec. In Questerre Energy. *Questerre energy*. [En ligne], [http://www.questerre.com/assets/files/PDF/101111%20Questerre%20BAPE%20Memoire%20FRE%20\(2\).pdf](http://www.questerre.com/assets/files/PDF/101111%20Questerre%20BAPE%20Memoire%20FRE%20(2).pdf) (Page consultée le 2 février 2010).
- Riffon O., Villeneuve, C. (2010). Exploration et exploitation du gaz de schiste au Québec, un test pour le Développement durable. In BAPE. *Bureau d'Audiences Publiques en Environnement*. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM72.pdf (Page consultée le 26 janvier 2010).

- Regroupement des Conseils Régionaux de l'Environnement (RNCREQ)(2010).Mémoire déposé au BAPE dans le cadre de son mandat portant sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. *In RNCREQ. Regroupement des Conseils Régionaux de l'Environnement*. [En ligne], www.rncreq.org/images/UserFiles/files/2010-11-17-MemoireRNCREQ_Schiste_version_amendee.pdf (Page consultée le 18 janvier 2011).
- Sauvé L. (2010).Mémoire sur les enjeux d'acceptabilité sociale. *In U.Q.A.M. Université du Québec à Montréal. Chaire de recherche du Canada en éducation relative à l'environnement*. [En ligne], www.unites.uqam.ca/ERE-UQAM/BAPE_GAZ_2.pdf (Page consultée le 15 février 2011).
- Savard, L. (2011). Le gouvernement se met les pieds dans le plat. Communication orale. *Midi-discussion*. 25 janvier 2011, à l'Université de Sherbrooke.
- Sumi, L., (2008). Shale gas: Focus on the Marcellus shale. *In Earth works. Earthworks*. [En ligne], <http://www.earthworksaction.org/pubs/OGAPMarcellusShaleReport-6-12-08.pdf> (Page consultée le 27 février 2011).
- Table Ronde sur l'Utilisation du Gaz Naturel dans les Transports (T.R.U.G.N.T) (2010). L'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien. *In M.R.N.C Ministères des Ressources Naturelles du Canada*. [En ligne], <http://oee.nrcan-rncan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/ressources/pdf/plan-action.pdf> (Page consulté le 20 janvier 2011).
- Talisman Energy (2010). Développement durable de l'industrie des shales gazéifères au Québec. *In BAPE. Bureau d'Audiences Publiques en Environnement*. [En ligne], http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DM147.pdf (Page consultée le 20 janvier 2011).
- Veil, J., A. (2010). Water management technologies used by Marcellus shale gas producers. *In US department of energy. E.V.S Environmental science division*. [En ligne], <http://www.evsnl.gov/pub/doc/Water%20Mgmt%20in%20Marcellus-final-jul10.pdf> (Page consultée le 10 avril 2011).

**ANNEXE 1 TABLEAU DES LOIS ET LES RÈGLEMENTS QUI RÉGISSENT L'ENCADREMENT
LÉGAL DE L'EXPLOITATION ET L'EXPLORATION DES SHALES GAZIFÈRES AU QUÉBEC
(MDDEP, 2010)**

TYPE DE PROJET	MRNF	MDDEP	AUTRES
Travaux de levés géophysiques	Permis <i>(Loi sur les mines)</i>	Non assujettis à l'article 22 de la LQE Exigences applicables à l'article 20 de la LQE	<u>Terrains zonés agricoles</u> Autorisation de la CPTAQ
Travaux de forage d'un puits	Permis de forage <i>(Loi sur les mines)</i> Exigences applicables <i>(Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains)</i>	Non assujettis au 1 ^{er} alinéa de l'article 22 de la LQE, sauf en rive et plaine inondable Exigences applicables à l'article 20 de la LQE <u>Travaux en milieu humide et hydrique</u> Certificat d'autorisation (2 ^e alinéa de l'article 22 de la LQE) <u>Valorisation des boues de forage</u> Certificat d'autorisation (article 22 de la LQE)	<u>Terrains zonés agricoles</u> Autorisation de la CPTAQ
Complétion d'un puits (fracturation)	Permis de complétion <i>(Loi sur les mines)</i> Exigences applicables <i>(Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains)</i> <u>Avis du MRNF requis dans le cas de l'installation d'une prise d'eau</u> (selon la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune)	Certificat d'autorisation requis (article 22 de la LQE) <u>Prise d'eau</u> Certificat d'autorisation (2 ^e alinéa de l'article 22 de la LQE) <u>Puits d'alimentation en eau</u> Autorisation (<i>Règlement sur le captage des eaux souterraines</i> et, si moins de 75 m ³ /j, autorisation de la municipalité selon l'article 3 de ce même règlement) <u>Traitement d'eaux usées</u> Autorisation (article 32 de la LQE)	Assujettissement aux évaluations environnementales <ul style="list-style-type: none"> • Tout projet de dragage, creusage, remplissage, redressement ou remblayage à quelque fin que ce soit dans certains cours d'eau ou dans un lac, à l'intérieur de la limite des inondations de récurrence de 2 ans, sur une distance de 300 m ou plus ou sur une superficie de 5 000 m² ou plus. <u>Terrains zonés agricoles</u> Autorisation de la CPTAQ

		<p><u>Épuration des gaz</u> Autorisation (article 48 de la LQE)</p> <p><u>Valorisation des boues</u> Certificat d'autorisation (article 22 de la LQE) Exigences applicables à l'article 20 de la LQE</p>	
Exploitation de puits gaziers	<p>Permis de forage Permis de complétion (Loi sur les mines)</p> <p>Exigences applicables (Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains)</p>	<p>Certificat d'autorisation requis (article 22 de la LQE)</p> <p><u>Prise d'eau</u> Certificat d'autorisation (2^e alinéa de l'article 22 de la LQE)</p> <p><u>Puits d'alimentation en eau</u> Autorisation (Règlement sur le captage des eaux souterraines ou, si moins de 75 m³/j, autorisation de la municipalité selon l'article 3 de ce même règlement)</p> <p><u>Traitement d'eaux usées</u> Autorisation (article 32 de la LQE)</p> <p><u>Épuration des gaz</u> Autorisation (article 48 de la LQE)</p> <p><u>Valorisation des boues de fracturation et/ou de traitement des eaux usées</u> Certificat d'autorisation (article 22 de la LQE) Exigences applicables à l'article 20 de la LQE</p>	<p>Assujettissement aux évaluations environnementales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gazoduc de plus de 2 km avec un diamètre d'au moins 30 cm conçu pour une pression d'au moins 4 000 kPa; • Tout projet de dragage, creusement, remplissage, redressement ou remblayage à quelque fin que ce soit dans certains cours d'eau ou dans un lac, à l'intérieur de la limite des inondations de récurrence de 2 ans, sur une distance de 300 m ou plus ou sur une superficie de 5 000 m² ou plus

**ANNEXE 2 LISTE DES ADDITIFS CHIMIQUES UTILISÉS AU QUÉBEC ET AUX ÉTATS-
UNIS**

(Questerre, 2010; GWPCOC et All Consulting, 2009)

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
96,26 %	Eau	Eau	Utilisée pour accroître la fracturation et introduire un agent de soutènement (sable)	Irrigation, fabrication, alimentation humaine (breuvage, baignade, cuisson)
3,62 %	Agent de soutènement	Sable de silice flexible	Maintien les fracturations ouvertes pour permettre au gaz de s'échapper vers le puits de forage	Utilisé en tant remplissage sur du gazon synthétique, lière sur les terrains de gymnastique intérieurs et matériel antidérapant sur les planchers de béton, pour filtrer l'eau et pour fabriquer du verre
0,048 %	Réducteur de friction	Polycrylamide	Ajouté aux fluides de fracturation pour minimiser la friction	Utilisé dans les jouets, les couches, les verres de contact et la chirurgie esthétique faciale
0,038 %	Surfactant gélifiant	Isopropanol Triméthyloctadécylammonium Xylène sulfonate de sodium	Utilisé pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation	Utilisé dans les nettoyeurs tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,016 %	Brisant	Hypochlorite de sodium	Brise le gélifiant afin de permettre à l'eau et au sable de s'écouler plus librement dans les fracturations	Utilisé dans les agents de blanchiment pour pour la lessive, la chloration de l'eau, les désinfectants et les vaporisateurs sanitaires quotidiens
0,012 %	Gélifiant d'eau	Gomme de quar Huile de base à faible toxicité	Rend l'eau plus visqueuse et apte à maintenir le sable en suspension	Utilisé dans les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, le dentifrice, la crème à raser, la peinture ainsi que pour accroître la durée de conservation de produits (notamment la crème glacée, les boissons gazeuses, la confiture, le pain, le fromage, le jambon, la nourriture pour animaux, etc.)
0,005 %	Contrôle de l'argile	Amine quaternaire	Évite le gonflement et la migration de l'argile	Désinfectants, produits assouplissants et agents antistatiques (p. ex. dans les shampoings)
0,002 %	Contrôle du fer	Monohydrate de nitrilotriacétate de trisodium	Prévient la précipitation des oxydes ferreux	Détergents domestiques et industriels, produits de nettoyage revêtement dur
0,001 %	Démulsionneur	Isopropanol	Utilisé pour enrayer les émulsions (eau dans l'huile ou l'inverse)	Utilisé dans les nettoyeurs tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,0004 %	Inhibiteur de corrosion	Méthanol	Prévient la précipitation du carbonate et du tartre de soufre dans les systèmes de fracturation et la corrosion des matériaux de forage	Utilisé dans le liquide lave-glace, l'antigel, les plastiques, la peinture et en tant que combustible
0,00002 %	Antimousse	Phosphate de tibutyl	Réduit la viscosité et le poids de la boue	Utilisé dans les herbicides et en tant que solvant pour l'encre, les gommes et les adhésifs
Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique déclarés par d'autres entreprises				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
0,05 %	Agent Antibactérien	Hydrochloric Acid	Inhibe la croissance de bactéries dans l'eau qui produisent des sous-produits corrosifs	Désinfectants, stérilisant pour les équipements médicaux et dentaires

EXHIBIT 36: FRACTURING FLUID ADDITIVES, MAIN COMPOUNDS, AND COMMON USES.			
Additive Type	Main Compound(s)	Purpose	Common Use of Main Compound
Diluted Acid (15%)	Hydrochloric acid or muriatic acid	Help dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Swimming pool chemical and cleaner
Biocide	Glutaraldehyde	Eliminates bacteria in the water that produce corrosive byproducts	Disinfectant; sterilize medical and dental equipment
Breaker	Ammonium persulfate	Allows a delayed break down of the gel polymer chains	Bleaching agent in detergent and hair cosmetics, manufacture of household plastics
Corrosion Inhibitor	N,n-dimethyl formamide	Prevents the corrosion of the pipe	Used in pharmaceuticals, acrylic fibers, plastics
Crosslinker	Borate salts	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Laundry detergents, hand soaps, and cosmetics
Friction Reducer	Polyacrylamide	Minimizes friction between the fluid and the pipe	Water treatment, soil conditioner
	Mineral oil		Make-up remover, laxatives, and candy

Gel	Guar gum or hydroxyethyl cellulose	Thickens the water in order to suspend the sand	Cosmetics, toothpaste, sauces, baked goods, ice cream
Iron Control	Citric acid	Prevents precipitation of metal oxides	Food additive, flavoring in food and beverages; Lemon Juice ~7% Citric Acid
KCl	Potassium chloride	Creates a brine carrier fluid	Low sodium table salt substitute
Oxygen Scavenger	Ammonium bisulfite	Removes oxygen from the water to protect the pipe from corrosion	Cosmetics, food and beverage processing, water treatment
pH Adjusting Agent	Sodium or potassium carbonate	Maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Washing soda, detergents, soap, water softener, glass and ceramics
Proppant	Silica, quartz sand	Allows the fractures to remain open so the gas can escape	Drinking water filtration, play sand, concrete, brick mortar
Scale Inhibitor	Ethylene glycol	Prevents scale deposits in the pipe	Automotive antifreeze, household cleansers, and de-icing agent
Surfactant	Isopropanol	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Glass cleaner, antiperspirant, and hair color
<p>Note: The specific compounds used in a given fracturing operation will vary depending on company preference, source water quality and site-specific characteristics of the target formation. The compounds shown above are representative of the major compounds used in hydraulic fracturing of gas shales.</p>			