



Étude E1-1

## Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie

Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

Octobre 2013

**Auteur**

Georges Gangbazo, ingénieur; Ph.D. (sciences de l'eau)  
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques

**Réviseurs scientifiques**

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

**Photo de la page couverture**

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

**Dépôt Légal**

Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2013  
ISBN : 978-2-550-66791-9 (PDF)  
© Gouvernement du Québec, 2013

**Avertissement**

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

**Note au lecteur**

La présente étude est complémentaire à l'étude E2-2 qui s'intitule comme suit : « Détermination des cours d'eau des Basses-Terres qui ne peuvent pas fournir le volume nécessaire à l'industrie ».

## Mandat

L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de shale, dont l'objectif premier est de combler le manque d'information sur les impacts appréhendés résultant de l'implantation de cette industrie au Québec, passe par la réalisation d'une série d'études présentées dans le plan de réalisation rendu public dans sa version finale en avril 2012 (CEES, 2012b). Parmi celles-ci, il y a l'étude E1-1 qui s'intitule comme suit :

Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de schiste sur toute sa période de développement et de production, détermination des impacts environnementaux associés à l'utilisation de cette ressource et élaboration des recommandations quant à l'encadrement de l'industrie.

Nous avons réalisé le mandat en partie en nous basant sur la documentation scientifique et d'autres études qui ont déjà été produites dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.

## Sommaire exécutif

Advenant un développement de l'industrie du gaz de shale au Québec, on pourrait forer et fracturer 1 000 à 9 000 puits sur une période de 10 à 20 ans, le nombre maximal de puits forés et fracturés pouvant varier entre 349 et 2 101 par année<sup>1</sup>. Les pics des besoins en eau de l'industrie seraient alors de l'ordre de 7,57 à 45,6 millions de mètres cubes par année, ce qui ne représenterait que 0,0007 à 0,0046 % du volume d'eau de surface disponible. À titre de comparaison, les besoins en eau de l'industrie représenteraient seulement 0,31 à 1,88 % des prélèvements d'eau par les municipalités ou 0,48 à 2,9 % des prélèvements d'eau par l'industrie des pâtes et papiers. Par conséquent, le Québec dispose de ressources en eau en quantité suffisante pour répondre aux besoins de l'industrie du gaz de shale.

Cela dit, l'utilisation de l'eau peut avoir des impacts négatifs importants sur l'environnement étant donné que l'exploitation du gaz de shale implique le prélèvement de grandes quantités d'eau sur une courte période de temps (8 à 10 jours), l'utilisation de grandes quantités de produits chimiques « à proximité » des eaux de surface et souterraines, la gestion et le traitement d'eaux usées et la prévention de la contamination des sources souterraines d'eau potable par le gaz et d'autres fluides de formation durant le forage et la fracturation. Ces impacts peuvent cependant être contrôlés par la réglementation ou par l'adoption de mesures de prévention. À ce sujet, plusieurs mesures sont déjà en place au Québec, dont le Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers (Éditeur officiel du Québec, 2012). Elles peuvent cependant être renforcées comme suit :

1. modifier le Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau pour prévoir la publication périodique d'un bilan des prélèvements d'eau destinée à l'usage de l'industrie de gaz par bassin versant;
2. obliger l'industrie à attester l'intégrité des structures (cimentage de la gaine de béton et des coffrages d'acier qui la traversent);
3. obliger les entreprises à soumettre aux autorités compétentes une liste des composés chimiques qu'elles comptent utiliser avant la fracturation hydraulique ainsi qu'une liste des composés chimiques qu'elles ont effectivement utilisés après la fracturation;
4. évaluer la possibilité de permettre l'injection des eaux usées dans les formations profondes, et déterminer les conditions qui devraient la régir;

---

<sup>1</sup> Voir le rapport sur les scénarios de développement de l'industrie du gaz de shale (CEES, 2012a).

5. encourager la réutilisation et le recyclage des eaux de fracturation pour des fracturations subséquentes afin de minimiser à la fois les volumes d'eau requis pour les fracturations et les volumes d'eau usée (eau de reflux) à traiter et à éliminer;
6. inciter les entreprises à privilégier l'approvisionnement en eau par canalisations afin de limiter au maximum les impacts négatifs de la circulation des véhicules;
7. exiger des entreprises qu'elles adoptent de bonnes pratiques qui pourraient contribuer à prévenir les déversements et les fuites de produits chimiques en surface;
8. exiger des sous-traitants d'être certifiés ISO 14000 de manière à avoir l'assurance du respect des normes environnementales;
9. obliger les entreprises à soumettre aux autorités compétentes un plan de gestion des eaux pluviales.

## Table des matières

Mandat.....	iii
Sommaire exécutif.....	iii
Table des matières.....	v
Liste des tableaux.....	vi
Liste des figures.....	vi
Introduction.....	7
1. Quelques notions sur le shale d'Utica et sur les procédés de forage et d'extraction du gaz de shale.....	8
1.1 Shale et gaz de shale.....	8
1.2 Contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	10
1.3 Corridors de développement de l'industrie du gaz de shale.....	13
1.4 Description des procédés de forage et de stimulation des shales gazéifères.....	15
1.4.1 Forage vertical.....	16
1.4.2 Forage directionnel et horizontal.....	16
1.4.3 Stimulation par fracturation hydraulique.....	16
1.4.4 Récupération de l'eau de fracturation et de ses contaminants, stockage en surface et réutilisation.....	19
2. Besoins en eau de l'industrie du gaz de shale.....	20
2.1 Méthodologie.....	20
2.2 Résultats et discussion.....	22
3. Impacts environnementaux potentiels de l'utilisation de l'eau.....	26
3.1 Approche utilisée.....	26
3.2 Analyse des impacts.....	27
3.2.1 Prélèvements d'eau.....	27
3.2.2 Contamination des eaux souterraines.....	28
3.2.3 Gestion et traitement des eaux usées.....	29
3.2.4 Déversements et fuites en surface.....	30
3.2.5 Gestion des eaux pluviales.....	30
4. Encadrement de l'industrie.....	31
4.1 Prélèvements d'eau.....	31
4.2 Contamination des eaux souterraines.....	32
4.3 Gestion et traitement des eaux usées.....	32
4.4 Déversements et fuites en surface.....	32
4.5 Gestion des eaux pluviales.....	33
Bibliographie.....	34

## Liste des tableaux

Tableau 1.1	Utilisation de l'eau par la compagnie Chesapeake selon le type de gisement gazier .....	18
Tableau 2.1	Hypothèses touchant le nombre de puits et la période de déploiement pour les scénarios 3, 4 et 5.....	22
Tableau 2.2	Puits forés et fracturés de 2015 à 2034 dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent selon les scénarios 3, 4 et 5 .....	23
Tableau 2.3	Nombre maximum de puits fracturés par année et besoins en eau pour les scénarios de développement de l'industrie qui nécessitent le plus d'eau .....	24
Tableau 2.4	Utilisations de l'eau par secteur d'activité au Québec .....	24
Tableau 2.5	Comparaison des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale à ceux d'autres usagers pour les eaux de surface.....	25

## Liste des figures

Figure 1.1	Les différentes sources de gaz naturel.....	10
Figure 1.2	Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	11
Figure 1.3	Coupe structurale schématique au niveau des Basses-Terres du Saint-Laurent .	11
Figure 1.4	Zone avec potentiel de shale gazéifère dans les Basses-Terres du Saint-Laurent avec la distribution des permis d'exploration .....	12
Figure 1.5	Corrélations entre un puits à l'ouest et à l'est de la faille de Yamaska .....	13
Figure 1.6	Corridors d'exploration dans le shale d'Utica .....	14
Figure 1.7	Épaisseur du shale d'Utica .....	15
Figure 1.8	Stades de développement probables, tels que définis par Mackie Research Capital en octobre 2012.....	15
Figure 1.9	Site de forage multipuits avec extensions horizontales .....	17
Figure 1.10	Représentation schématique d'un forage horizontal avec fracturation hydraulique.....	17
Figure 1.11	Opérations de fracturation typique avec 14 camions-pompes .....	19
Figure 3.1	Cadre d'organisation et d'analyse des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau.....	27

## Introduction

Le Québec n'est pas un producteur d'hydrocarbures (pétrole et gaz); il est plutôt reconnu comme étant un leader mondial en matière d'hydroélectricité. Pourtant, en 2008, le pétrole et le gaz naturel représentaient près de 50 % du bilan énergétique de la province et constituaient un élément prépondérant de l'économie québécoise (Genivar, 2011). De plus, tout le pétrole brut acheté par les raffineries québécoises provient de l'extérieur de la province, et majoritairement de l'extérieur du Canada (par exemple, 40 % de l'Afrique et 20 % de la mer du Nord en 2010<sup>2</sup>). Pour sa part, le gaz naturel consommé au Québec provient actuellement presque exclusivement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et transite en totalité par le réseau de gazoducs de TransCanada PipeLines, qui aujourd'hui fonctionne à moins de 50 % de sa capacité, en partie suite au déclin de la production conventionnelle de ce bassin, mais aussi en raison de la concurrence du gaz de schiste américain. Ces faits mettent en lumière la dépendance du Québec en matière d'approvisionnement en hydrocarbures et révèlent sa vulnérabilité face aux aléas de la conjoncture économique et géopolitique mondiale (MRNF, 2009).

Le contexte géologique québécois est favorable à la présence de gisements pétroliers et gaziers, notamment dans la vallée du Saint-Laurent, laquelle comporte d'anciens dépôts sédimentaires dont l'origine remonte à environ 450 à 500 millions d'années. L'étude terminée en septembre 2009 par la firme Netherland, Sewell & Associates Inc. pour le compte d'une société d'exploration et qui ne couvrait qu'une partie des Basses-Terres du Saint-Laurent avait démontré que le shale d'Utica<sup>3</sup> pourrait contenir 17,9 milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>) de gaz naturel récupérable sur les permis d'exploration de cette compagnie. Ainsi, en tenant compte de la superficie totale où ce shale est présent dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, la quantité totale de gaz techniquement récupérable pourrait s'élever jusqu'à 40 billions de pieds cubes (Bpi<sup>3</sup>). Au rythme actuel de la consommation, soit 200 Gpi<sup>3</sup>/an, cette quantité de gaz naturel pourrait répondre aux besoins énergétiques du Québec pendant environ deux siècles (MRNF, 2010)<sup>4</sup>.

Dans le cadre de sa stratégie énergétique 2006-2015 (Gouvernement du Québec, 2006), le gouvernement s'est donné comme objectif d'utiliser ses ressources gazières comme levier de développement économique. Ainsi, entre 2006 et 2010, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) a continué d'accorder des permis de recherche pour le pétrole et le gaz sur le territoire des Basses-Terres du Saint-Laurent. Au 13 septembre 2010, 109 permis de recherche de pétrole et de gaz naturel représentant une superficie totale de 18 000 km<sup>2</sup> étaient détenus par 13 sociétés d'exploration sur le territoire favorable à la présence de gaz de shale dans les Basses-Terres du Saint-Laurent (MRNF, 2010). De 2006 à 2010, 29 forages d'exploration ayant le shale d'Utica comme cible principale ou secondaire ont été réalisés. Même si aucun puits n'est présentement en phase de production, de nombreux citoyens, regroupements écologiques et municipalités ont réagi vivement en 2010 pour demander un moratoire sur l'exploration et l'exploitation du gaz de shale. Les opposants craignent les impacts négatifs potentiels (environnementaux, sociaux et sur la santé) associés notamment à la fracturation hydraulique, laquelle permet maintenant d'exploiter les shales gazifères de manière économique (Cooley & Donnelly, 2012; Office national de l'énergie, 2009).

Le 31 août 2010, suite aux protestations des citoyens, le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a demandé au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) de « proposer un cadre de développement durable de l'exploration et de

---

<sup>2</sup> Source : Importations et exportations de pétrole et de produits pétroliers  
<http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-petrole.jsp>

<sup>3</sup> Nous parlerons du shale d'Utica dans la section 1.2.

<sup>4</sup> Nous reviendrons sur le potentiel gazier du shale d'Utica dans la section 1.1.

l'exploitation du gaz de schiste<sup>5</sup> de manière à favoriser une cohabitation harmonieuse de ces activités avec les populations concernées ». Quelques mois plus tard, soit le 8 mars 2011, le ministre rendait public le rapport du BAPE et annonçait du même souffle qu'il donnait immédiatement suite à la recommandation principale de l'organisme, soit la réalisation d'une évaluation environnementale stratégique, en mettant en place un comité d'experts chargé de faire cette évaluation. Il s'agit du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉES). Dans son plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (CEES, 2012b), le Comité a déterminé une série de sujets sur lesquels des connaissances additionnelles doivent être acquises. L'un de ces sujets touche les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale.

Le présent rapport comprend quatre parties. Dans la première partie, nous expliquons ce que sont le shale et le gaz de shale, nous décrivons le contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent, qui explique la présence du gaz de shale au Québec, nous présentons le potentiel gazier du shale d'Utica, nous décrivons les procédés de forage et de stimulation par fracturation hydraulique, puis nous expliquons le processus de récupération de l'eau de fracturation et de ses contaminants, de stockage en surface et de réutilisation. Dans la deuxième partie, nous évaluons les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale et essayons de voir si le Québec dispose de ressources en eau en quantité suffisante pour subvenir aux besoins de l'industrie. La troisième partie est consacrée à la détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et la quatrième partie présente quelques avis relativement à l'encadrement de l'industrie.

## 1. Quelques notions sur le shale d'Utica et sur les procédés de forage et d'extraction du gaz de shale

### 1.1 Shale et gaz de shale

Avant d'expliquer ce que sont le shale et le gaz de shale, il est important de définir les termes « shale » et « schiste ». Un schiste est une roche<sup>6</sup> soit sédimentaire<sup>7</sup> soit métamorphique<sup>8</sup> qui se caractérise par une texture feuilletée. Pour éviter la confusion, la plupart des géologues canadiens-français préfèrent utiliser le terme « shale » lorsqu'il s'agit d'une roche sédimentaire silicoclastique à granulométrie très fine et réserver le terme « schiste » à la roche métamorphique (MRNF, 2010). Toutefois, le Bureau de la traduction du Canada et l'Office québécois de la langue française considèrent le terme « shale » comme un anglicisme et privilégient l'utilisation du terme

---

<sup>5</sup> La différence entre le schiste et le shale sera expliquée dans la section 1.1.

<sup>6</sup> On appelle « roche » tout ce qui forme la croûte terrestre et qui n'est pas vivant ou les débris non transformés de matière vivante. La roche n'a pas une composition fixe comme le minéral; elle est plutôt un mélange de différents minéraux en proportions diverses. Trois grands types de roches forment la croûte terrestre, chaque type ayant ses caractéristiques physiques et chimiques propres (Heathcote, 1998). Ce sont les roches ignées, les roches sédimentaires et les roches métamorphiques. Les roches ignées (p. ex., granite, basalte, pierre ponce) résultent de la cristallisation du magma, qui est la roche en fusion qui se forme à haute température et sous haute pression par fusion partielle de la croûte terrestre ou du manteau. On les trouve sous formes de massifs, de filons ou de coulées. Elles sont constituées de cristaux de granulométrie variable selon la rapidité de leur cristallisation. On distingue les roches plutoniques (intrusion du magma sous la surface, cristallisation lente) et les roches effusives (laves, cendres volcaniques qui ont fait éruption en surface, cristallisation rapide).

<sup>7</sup> Les roches sédimentaires (p. ex., les calcaires, les grès et les sels) proviennent de l'accumulation de matériaux, généralement dans les eaux, sous l'action des processus chimique/biochimique ou mécanique (érosion par l'eau, la glace et le vent) et qui se sont solidifiés par la suite. Les sédiments qui forment ces roches se sont déposés le plus souvent sous forme de strates essentiellement horizontales plus ou moins épaisses qui peuvent contenir des fossiles ou du matériel organique résiduel (charbon, kérogène, hydrocarbures). On distingue les roches clastiques (formées de fragments de roches de granulométrie variable) et chimiques/biochimiques (formées par des processus biologiques, comme les calcaires ou par précipitation en milieu aqueux, comme le sel et le gypse).

<sup>8</sup> Les roches métamorphiques (p. ex., le schiste ardoisier, le gneiss, le quartzite, l'ardoise et le marbre) sont issues de la transformation des roches ignées ou sédimentaires sous l'effet de températures chaudes ou de pressions élevées engendrées le plus souvent lors de la formation des chaînes de montagne. Ces roches peuvent garder certaines des propriétés des roches ignées et sédimentaires desquelles elles proviennent selon le degré de métamorphisme. Les processus métamorphiques qui forment ces roches détruisent en général le matériel organique qu'elles contenaient.



« schiste » ou « schiste sédimentaire ». Malgré tout, nous emploierons le terme « shale » dans le présent document pour parler de ce qui est parfois appelé « schiste ». Le gaz de shale n'est donc rien d'autre qu'un gaz qui est emprisonné dans du shale.

Parmi les roches sédimentaires, le shale est le plus répandu. Les shales sont définis par la taille et non par la minéralogie (chimie) de leurs constituantes. Ainsi, ils sont formés principalement de grains variant de 0,06 à 2 microns dits « argiles ». Certains shales renferment une quantité de matières organiques préservées (principalement des algues microscopiques) qui, sous l'action de l'élévation de la température et du temps, due à l'enfouissement progressif des sédiments, se transforment en kérogène et ensuite en hydrocarbures sous forme de pétrole et de gaz naturel. Du fait de leur faible perméabilité, les shales riches en matière organique libèrent difficilement leur contenu en hydrocarbures, et ce, sur des millions et même des centaines de millions d'années. Ainsi, ces roches sont à la fois roches-mères, roches-réservoirs (si elles sont friables) et roches-couvertures, ce qui explique pourquoi de tels gisements sont considérés comme des sources « non conventionnelles » de gaz naturel (Office national de l'énergie, 2009).

Dans le cas des réservoirs gaziers ou pétroliers conventionnels, les hydrocarbures migrent pendant des centaines de millions d'années de leur emplacement original (la roche-mère) jusqu'à ce qu'ils croisent une roche plus poreuse et perméable qui permettra aux hydrocarbures de migrer « plus rapidement » vers un endroit quelconque. Un piège stratigraphique ou structural empêchera la migration de poursuivre son cours et les hydrocarbures s'accumuleront à de plus grands volumes dans cette roche hôte poreuse et perméable. Un puits vertical est généralement suffisant pour récupérer les hydrocarbures des réservoirs conventionnels.

On dit souvent du gaz conventionnel qu'il est plus facile et moins coûteux à produire que le gaz non conventionnel, mais ce n'est pas nécessairement le cas. La production de gaz provenant des réservoirs conventionnels nord-américains diminue puisque l'exploration sur le continent est au stade mature, si bien que l'industrie pétrolière et gazière a développé de nouvelles technologies pour se tourner vers des sources dont la production était auparavant jugée trop coûteuse et difficile (Office national de l'énergie, 2009). La figure 1.1 montre différentes sources de gaz naturel. On observe que les shales gazifères se dispersent sur de grandes étendues dans le sous-sol. L'industrie cible de façon préférentielle les shales qui se trouvent à de grandes profondeurs, parce qu'ils sont généralement en surpression (énergisés naturellement).

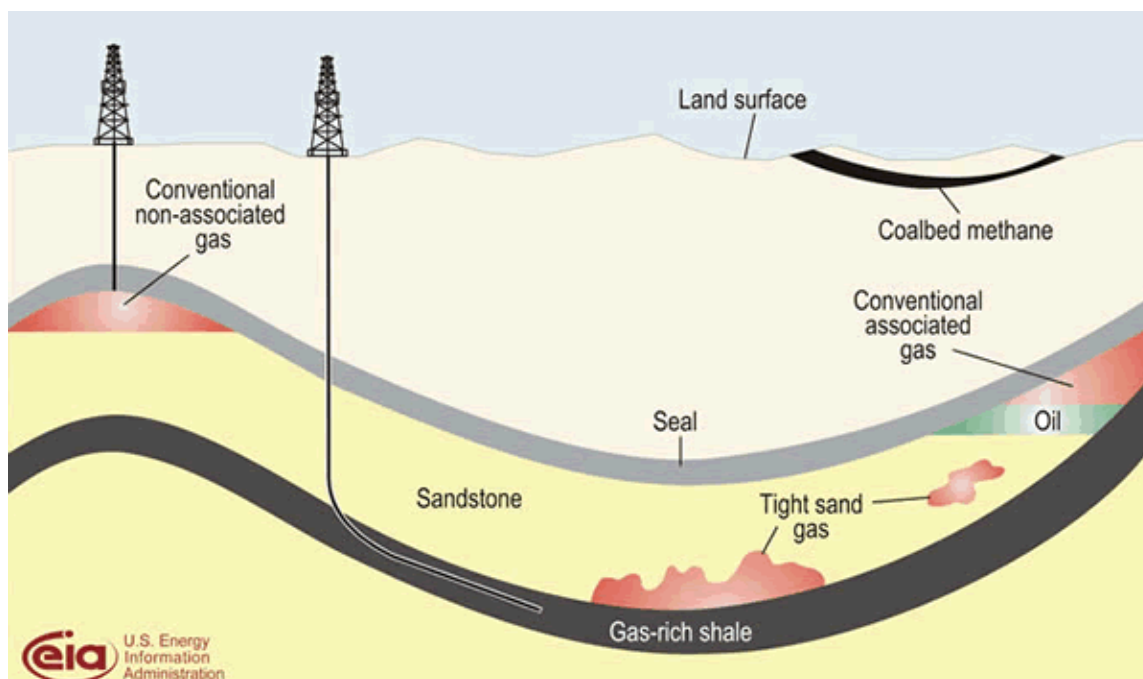
On estime qu'il y a de grandes quantités de gaz de shale en Europe (Pologne et France), en Amérique du Nord (États-Unis), en Chine, en Australie, en Afrique (Afrique du Sud, Libye et Algérie) et en Amérique du Sud (Argentine et Brésil) (Rahm & Riha, 2012; USEIA, 2011). Aux États-Unis, la production de gaz naturel à partir du shale a augmenté de 0,1 à 3 Bpi<sup>3</sup> au cours de la dernière décennie et représente presque 14 % de la production totale de gaz (MIT, 2011). On estime que le gaz de shale augmentera la quantité mondiale de ressources gazières techniquement récupérables (en anglais, *Technically Recoverable Resource* ou *TRR*)<sup>9</sup> de plus de 40 % (USEIA, 2011). Au Québec, où l'évaluation du potentiel gazier du shale d'Utica n'est qu'à ses débuts, les estimations préliminaires de la quantité de gaz en place (en anglais, *Gas In Place* ou *GIP*)<sup>10</sup> varient de 100 Bpi<sup>3</sup> à plus de 300 Bpi<sup>3</sup> alors que la ressource qui est techniquement récupérable est estimée entre 22,4 et 47,4 Bpi<sup>3</sup> (Duchaine, Tourigny, Beaudoin, & Dupuis, 2012)<sup>11</sup>.

<sup>9</sup> La proportion de la ressource qui est récupérable est désignée comme *Technically Recoverable Resource* (TRR). Elle varie beaucoup et est généralement élevée dans les réservoirs conventionnels, soit plus de 70 %, après la stimulation du réservoir (utilisation de l'acide et de la fracturation hydraulique conventionnelle).

<sup>10</sup> Le terme *gaz en place* (*Gas In Place* ou *GIP*) indique le volume total de gaz présent dans la roche. Dans le cas des shales, seulement 15 à 25 % de ces hydrocarbures est récupérable avec la technologie actuelle.

<sup>11</sup> Étant donné que le développement du bassin en est encore à ses balbutiements, ces estimations sont considérées comme préliminaires et sont, par conséquent, sujettes à des incertitudes importantes, car plusieurs paramètres sont imparfaitement connus et doivent faire l'objet d'hypothèses. Ces évaluations ne couvrent pas, pour la plupart, l'entièreté

Figure 1.1 Les différentes sources de gaz naturel



Source : [http://www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/special/ngresources/ngresources.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html)

## 1.2 Contexte géologique des Basses-Terres du Saint-Laurent

Au Québec, les Basses-Terres du Saint-Laurent suivent l'axe du fleuve Saint-Laurent et s'étendent de la Montérégie à Québec. Dans la région de Montréal, elles atteignent une largeur d'environ 120 km, qui diminue vers le nord-est. Elles occupent une superficie approximative de 20 000 km<sup>2</sup> du territoire québécois. Leur sous-sol est composé de trois grandes unités géologiques distinctes. Des profondeurs de la croûte terrestre vers la surface, on retrouve : (1) les roches cristallines précambriennes du Bouclier canadien; (2) les roches sédimentaires cambro-ordoviciennes formant la plateforme du Saint-Laurent; (3) les dépôts glaciaires et fluvioglaciaires constitués de sable et de gravier recouverts d'argile marine datant du quaternaire et déposée par l'ancienne mer de Champlain.

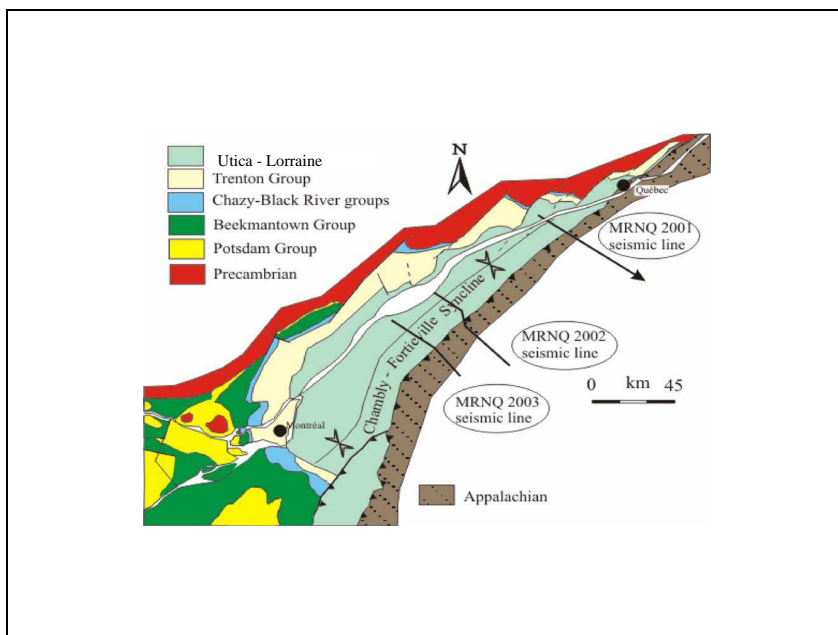
La séquence de roches sédimentaires dans les Basses-Terres date d'environ 450 à 500 millions d'années. La séquence atteint une épaisseur d'au moins 3 000 m et s'amincit graduellement vers le nord et le nord-ouest jusqu'à la province géologique de Grenville (socle précambrien). De la base vers le sommet, la séquence est composée des groupes suivantes : le Potsdam, le Beekmantown, le Chazy, le Black River, le Trenton, l'Utica, le Lorraine et le Queenston (figure 1.2). Ces formations ont été affectées par des phénomènes géodynamiques qui ont généré entre autres des failles<sup>12</sup> d'extension lors de l'ouverture de l'ancien océan Iapetus, des failles de compression, des structures chevauchantes et des plis lors de la fermeture de cet océan et la formation des Appalaches, un enfouissement profond (plus de 5 km de profondeur),

des Basses-Terres du Saint-Laurent. Ainsi, la surface considérée pour une partie d'un réservoir et les paramètres utilisés pour estimer le potentiel gazier ne sont pas les mêmes pour chacune des estimations (Duchaine et al., 2012).

<sup>12</sup> La profondeur du shale d'Utica est en partie contrôlée par les structures majeures qui façonnent les Basses-Terres du Saint-Laurent. Tandis qu'il affleure sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, son sommet se trouve à plus de 2 500 m de profondeur au sud de la ligne de Logan. Une ancienne faille majeure, soit la faille de Yamaska, recoupe les Basses-Terres du Saint-Laurent au sud du fleuve Saint-Laurent; le sommet de l'Utica se trouve à plus de 1 200 m de profondeur au sud-est de la faille.

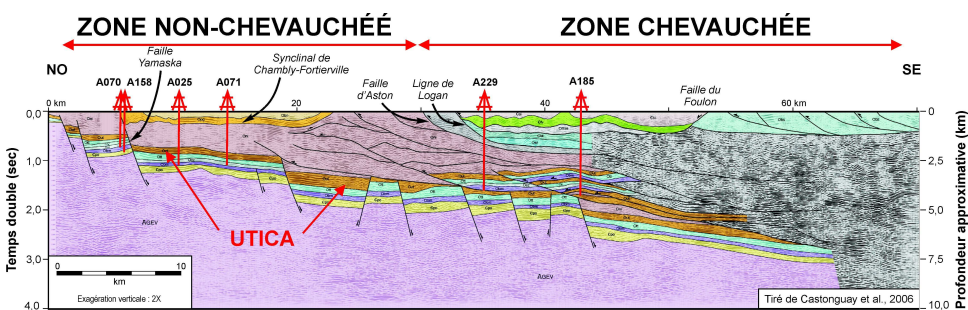
un soulèvement et de multiples épisodes d'érosion. La figure 1.3 montre une coupe sismique régionale des Basses-Terres et du socle grenvillien et permet d'évaluer les différentes épaisseurs des unités ainsi que de visualiser les principales failles de la région. Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, on distingue clairement les failles normales qui affectent les roches les plus anciennes des failles de chevauchement qui affectent les roches plus jeunes.

Figure 1.2 Géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent



Source : Lavoie (2010)

Figure 1.3 Coupe structurale schématique au niveau des Basses-Terres du Saint-Laurent



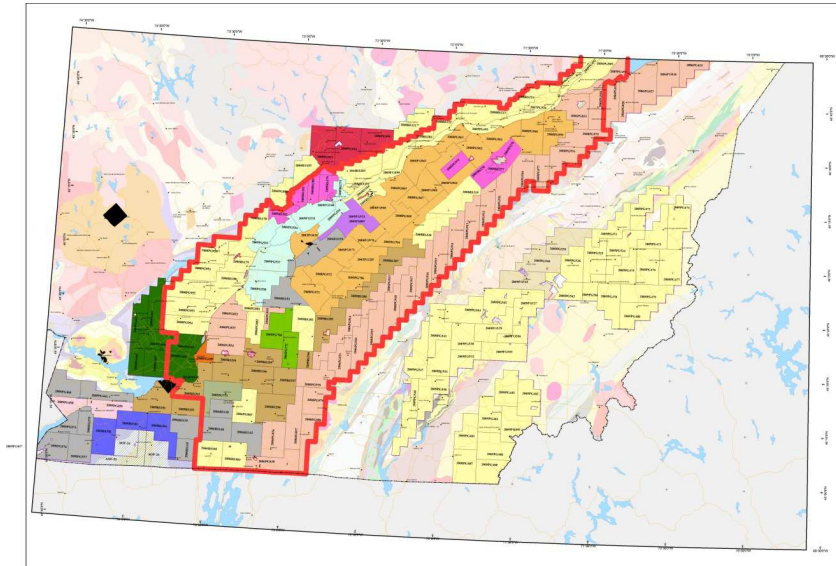
Source : Duchaine et al. (2012)

On retrouve dans les Basses-Terres du Saint-Laurent deux types de shales, à savoir les shales calcaires du groupe de l'Utica et les shales siliciclastiques du groupe de Lorraine. La minéralogie de l'Utica, sa teneur en matière organique totale et sa maturité thermique le rendent propice à la fracturation pour en récupérer le gaz naturel (BAPE, 2011). Le shale d'Utica est reconnu comme une roche-mère depuis les débuts de l'exploration conventionnelle.

Le shale d'Utica existe sur un territoire qui pourrait atteindre jusqu'à 15 000 km<sup>2</sup> et il est présent vers le sud jusqu'en Ohio. Vers le nord, sous le golfe du Saint-Laurent et l'île d'Anticosti, la formation d'âge équivalente se nomme le shale de Macasty (un shale siliciclastique). La figure 1.2 montre la zone qu'occupe la séquence sédimentaire dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, les endroits où l'Utica est présent en surface ou en profondeur (vert pale). La figure 1.4

illustre la répartition des permis d'exploration délivrés par le ministère des Ressources naturelles et de la Faune. On note que la zone prospective de l'Utica est entièrement sous permis en janvier 2012.

**Figure 1.4 Zone avec potentiel de shale gazéifère dans les Basses-Terres du Saint-Laurent avec la distribution des permis d'exploration**

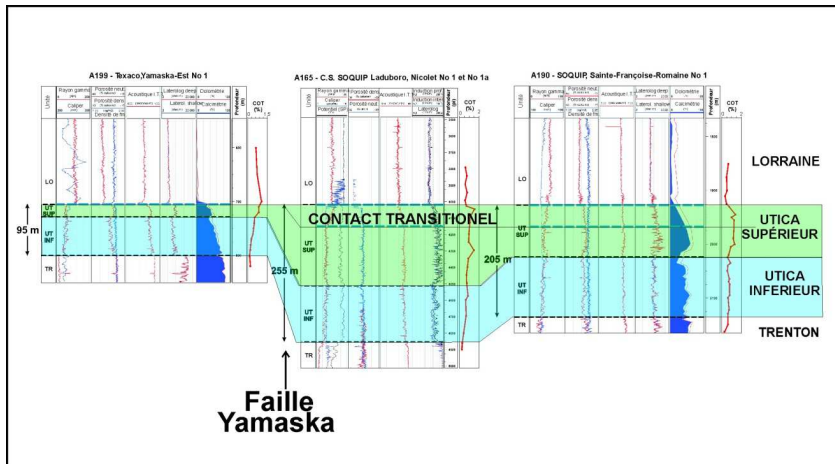


Source : Duchaine et al. (2012)

Il existe des divergences dans la littérature concernant la dénomination et le nombre de différentes unités qui constituent le shale d'Utica. La division généralement acceptée au Québec est dérivée des données diagraphiques des puits forés ainsi que de la composition minéralogique et géochimique. Cette division est bien documentée par Thériault (2012b), qui distingue deux unités différentes, l'Utica supérieur et l'Utica inférieur. La description des deux unités, ci-dessous, se base principalement sur l'assemblage lithologique et le contenu en matière organique total (COT : carbone organique total).

- 1) Utica inférieur : Le contact entre le Trenton et l'Utica inférieur est transitionnel. La proportion d'interlits de shale à l'intérieur du Trenton devient plus importante à mesure que l'on progresse vers son sommet. Le contact avec l'Utica est identifié lorsque cette proportion atteint 50 %. La proportion de calcaire augmente à nouveau vers le sommet de l'unité inférieure.
- 2) Utica supérieur : Il est caractérisé par une proportion non négligeable de calcaire à sa base où la diagraphie à rayons gammas montre une légère inflexion vers les valeurs plus basses (figure 1.5). Cette signature diagraphique est reconnue à travers tout le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les interlits de calcaires deviennent moins abondants vers le sommet de l'unité. Ils sont rares à la base du groupe de Lorraine. Le shale d'Utica est plus mince au nord-ouest de la faille de Yamaska, tandis que le contact avec le Lorraine est abrupt, ce qui suggère que cette faille a été active durant la formation de l'Utica.

Figure 1.5 Corrélations entre un puits à l'ouest et à l'est de la faille de Yamaska



Source : adaptée de Thériault (2012a)

### 1.3 Corridors de développement de l'industrie du gaz de shale

Sur la base des informations disponibles et à la demande du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Duchaine et al. (2012) ont évalué, entre autres, le potentiel en gaz naturel du shale d'Utica. Voici quelques extraits de leur rapport.

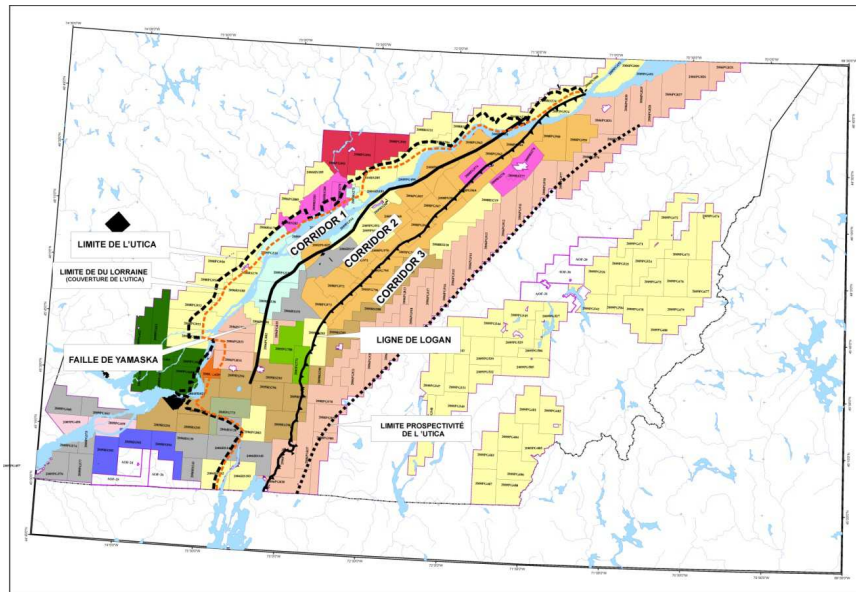
- 1) Différentes zones d'intérêt pour leur potentiel en gaz naturel ont été identifiées dans le shale d'Utica. Les limites des zones d'intérêt, ou corridors d'exploration, sont une fonction principalement de la structure et de la profondeur du sommet du shale d'Utica. La figure 1.6 montre les corridors d'exploration habituellement utilisés, tels que définis informellement par les géologues et les sociétés gazières.

Le corridor 1 est compris entre la faille de Yamaska et les affleurements du shale d'Utica localisés sur la rive nord du fleuve. Généralement, le shale d'Utica est à moins de 800 m de profondeur dans ce corridor. Seule une faible portion de la rive nord (au nord-est de Montréal et à l'est de Trois-Rivières) est prospective pour le shale d'Utica où il est surmonté de la roche couverture (Lorraine). En raison de sa minceur et de sa proximité de la surface, le potentiel économique est incertain. Par ailleurs, en raison de l'historique d'enfouissement du bassin, l'Utica dans l'est du corridor 1 contient des hydrocarbures liquides (pétrole), comme au puits de Saint-Augustin-de-Desmaures.

Le corridor 2 est compris entre la ligne de Logan, au sud-est, et la faille Yamaska, au nord-ouest. C'est le corridor privilégié par les sociétés gazières pour le développement des shales gazéifères en raison, entre autres, de l'épaisseur et de la profondeur du sommet du shale d'Utica (de 1 200 à 2 500 m) et du régime de pression présent.

Le corridor 3 part de la ligne de Logan, au nord-ouest, et se poursuit au sud-est jusqu'à une frontière arbitraire où le potentiel gazier de la formation d'Utica est incertain. La profondeur estimée du sommet de la formation d'Utica dépasse les 2 500 m, mais aucun puits n'a jusqu'à présent pénétré l'Utica autochtone dans cette zone. De plus, cette région est affectée par la déformation de la chaîne appalachienne, d'où des répétitions stratigraphiques à l'intérieur des écaillés chevauchées. La profondeur plus grande du sommet de la formation d'Utica correspond potentiellement à une maturation thermique élevée qui réduirait le potentiel gazier.

Figure 1.6 Corridors d'exploration dans le shale d'Utica

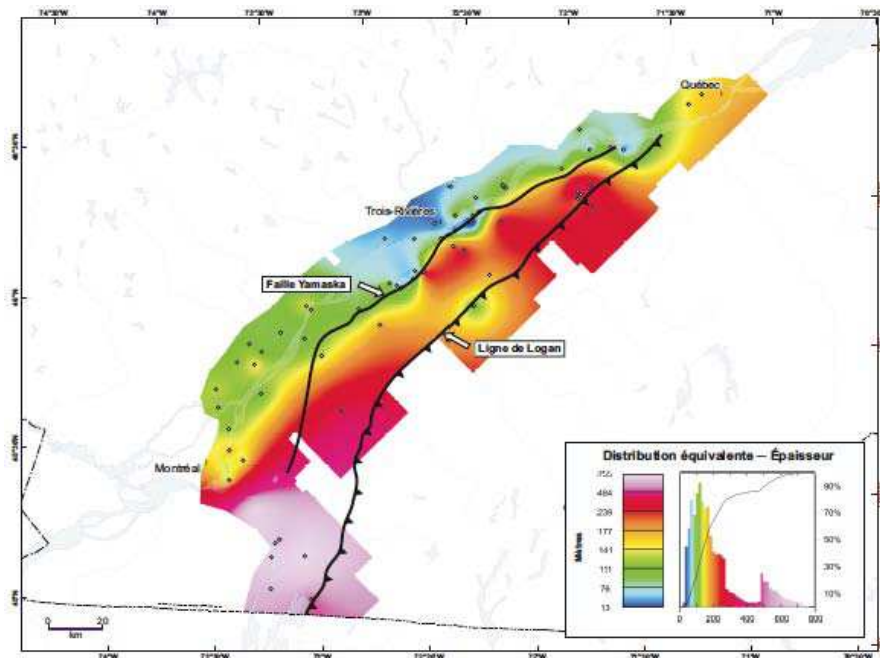


Source : Duchaine et al. (2012)

- 2) Ce n'est généralement qu'au sud-est de la faille de Yamaska que la formation possède une épaisseur de plus de 100 m, favorable pour la rentabilité (figure 1.7). Le secteur au sud des collines montréalaises et la frontière des États-Unis, au sud de Montréal, présente une épaisseur de plus de 500 m.
- 3) Un rapport publié par Mackie Research Capital Corporation (2010), qui présente une récapitulation des travaux et estimations de l'industrie et tente de dresser le portrait du développement à venir, confirme les observations de Duchaine et al. (2012). La subdivision des zones potentielles pour les shales gazéifères définies dans le rapport est essentiellement la même que celle des corridors définis précédemment (point 1). Comme cette analyse vise à établir un scénario de développement<sup>13</sup>, les corridors sont identifiés comme des stades de développement. Le stade 1 correspond au corridor 2, qui est le plus prometteur et qui logiquement représente le point de départ de l'exploration à venir. Le stade 2 correspond quant à lui au corridor 1, tandis que le stade 3 correspond approximativement au corridor 3. La figure 1.8 illustre la distribution des zones selon leur potentiel gazéifère. Le stade 1, dont la superficie est estimée à 967 025 acres, est qualifié de « core area » en raison du potentiel gazier plus élevé : la profondeur du sommet du shale d'Utica se situe dans la zone idéale où il peut être développé à l'aide de forages horizontaux et, en principe, être fracturé efficacement. Mackie Research Capital Corporation ajoute que dans les secteurs où la structuration est plus intense, la productivité pourrait être plus élevée.

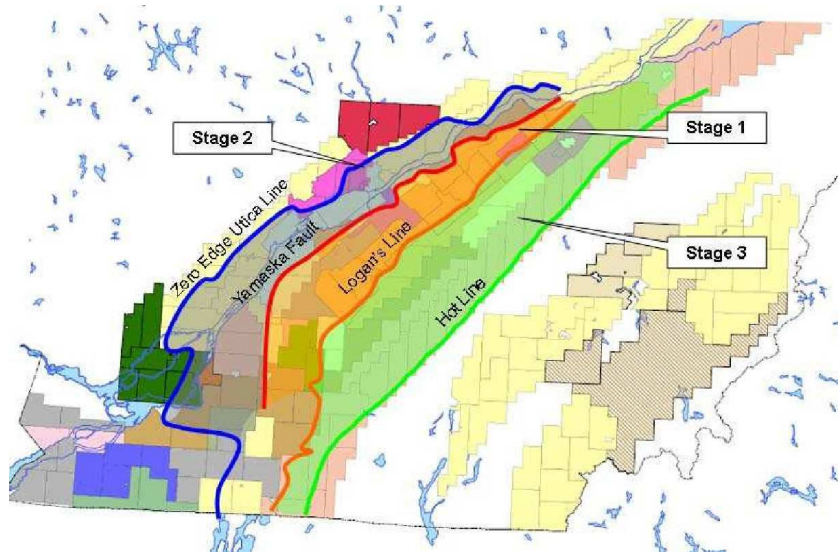
<sup>13</sup> Les scénarios de développement ont fait l'objet d'un rapport (CEES, 2012a).

Figure 1.7 Épaisseur du shale d'Utica



Source : Duchaine et al. (2012)

Figure 1.8 Stades de développement probables, tels que définis par Mackie Research Capital Corporation en octobre 2012



Source : Mackie Research Capital Corporation (2010) citée par Duchaine et al. (2012)

#### 1.4 Description des procédés de forage et de stimulation des shales gazéifères

La combinaison de deux technologies récentes permet aujourd'hui d'exploiter le gaz de shale. Le forage horizontal et la stimulation par fracturation hydraulique à haut volume et haute pression créent une perméabilité artificielle dans un volume de roche suffisamment grand pour produire une quantité économique d'hydrocarbures. Nous allons décrire ces procédés brièvement.

### 1.4.1 Forage vertical

Au fur et à mesure que le trépan fixé à l'extrémité de la tige de forage creuse un chemin dans les roches, une boue spécialement conçue est pompée à l'intérieur de la tige et remonte par l'extérieur. Le rôle de la boue est de refroidir le trépan, de transporter les déblais vers la surface et d'adhérer aux parois du trou, ce qui préserve l'intégrité de la partie du puits creusé, prévient l'intrusion de la boue dans les formations rocheuses poreuses et perméables avoisinantes ainsi que l'intrusion des fluides potentiellement présents dans ces mêmes formations rocheuses.

Dans un premier temps, le puits est foré bien au-dessous des aquifères d'eaux souterraines situés près de la surface et un coffrage de surface est installé dans le but d'isoler l'aquifère du puits<sup>14</sup>. Pour cela, le trou foré est conditionné, le train de tiges est enlevé du puits et un coffrage en acier conçu par un ingénieur y est inséré et centralisé. Un coulis de ciment spécialement conçu est ensuite pompé dans le coffrage et ressort par l'ouverture du sabot situé au fond. Le ciment remonte alors entre le coffrage et les parois du forage, déplaçant la boue et séparant ainsi de façon permanente le puits de l'aquifère. Le coffrage de surface ainsi cimenté sert également de fondation à l'obturateur anti-éruption, un système de sécurité qui relie l'appareil de forage au puits et permet de contrôler la remontée non souhaitée des hydrocarbures ou d'autres fluides dans le puits.

Après l'installation de l'obturateur anti-éruption, le train de tiges et un trépan de diamètre inférieur au précédent sont descendus dans le puits pour forer le sabot cimenté et poursuivre le forage de la section verticale du puits. Selon la géologie locale et les besoins d'ingénierie, l'installation d'un ou de plusieurs coffrages intermédiaires peut être réalisée dans la section verticale. Le coffrage intermédiaire protège l'intégrité du trou de forage, surtout s'il croise une formation rocheuse peu résistante ou avec des pressions anormales. De plus, il permet l'utilisation de fluides de forage de différentes densités si nécessaire. Dans le cas d'un puits horizontal, la section verticale est forée jusqu'à environ 300 m au-dessus de la section horizontale ciblée. Cette profondeur est nommée point de déviation, et c'est à cet endroit que la courbe se forme pour amorcer le forage de la section horizontale.

### 1.4.2 Forage directionnel et horizontal

Le forage horizontal s'est développé grâce à l'introduction du moteur *fond de trou*. Ce dernier, comme son nom l'indique, constitue le premier élément de l'assemblage de fond de trou communément appelé BHA (pour *Bottom Hole Assembly*). Il est activé par la pression hydraulique de la boue de forage qui circule dans les tiges. Une torsion appliquée sur le train de tiges permet de diriger l'outil dans la direction voulue, mais les tiges de forage ne tournent plus; c'est uniquement le trépan du moteur de fond de trou qui tourne. Ainsi, après avoir atteint la profondeur souhaitée par un forage vertical, on installe le moteur directionnel au fond du trou et l'inclinaison du forage est incurvée progressivement jusqu'à ce que celui-ci soit horizontal. Avec les techniques actuelles, les distances horizontales atteignables sont de l'ordre de 2 km.

Par ailleurs, la technique du forage horizontal permet de creuser plusieurs puits à partir d'un même site de forage (de 2 à 24 puits par site, selon le shale), ce qui diminue considérablement le nombre de sites de forage et la superficie totale qu'ils occupent (voir la figure 1.9) tout en maximisant la surface drainée, réduisant d'autant l'empreinte environnementale (MRNF, 2010).

### 1.4.3 Stimulation par fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique (figure 1.10) réfère au processus par lequel un fluide est injecté dans les puits sous haute pression pour créer des fractures dans les formations rocheuses afin

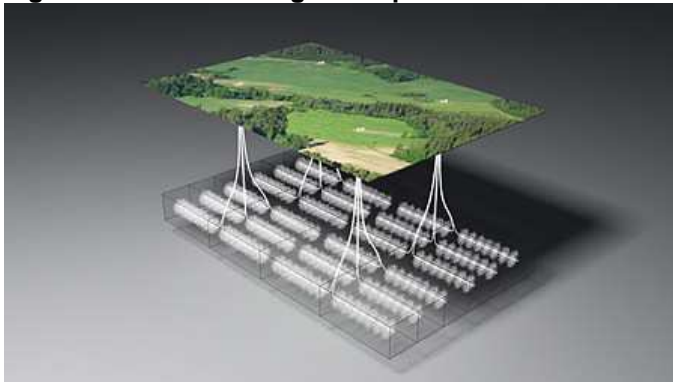
---

<sup>14</sup> Le coffrage de surface protège les aquifères en empêchant les échanges de fluides (saumures, pétrole) lors des activités de forage et permet d'installer le bloc obturateur qui donne une mesure de contrôle additionnelle du puits. Coffrage, tubage et casing sont des mots souvent employés de façon synonyme.



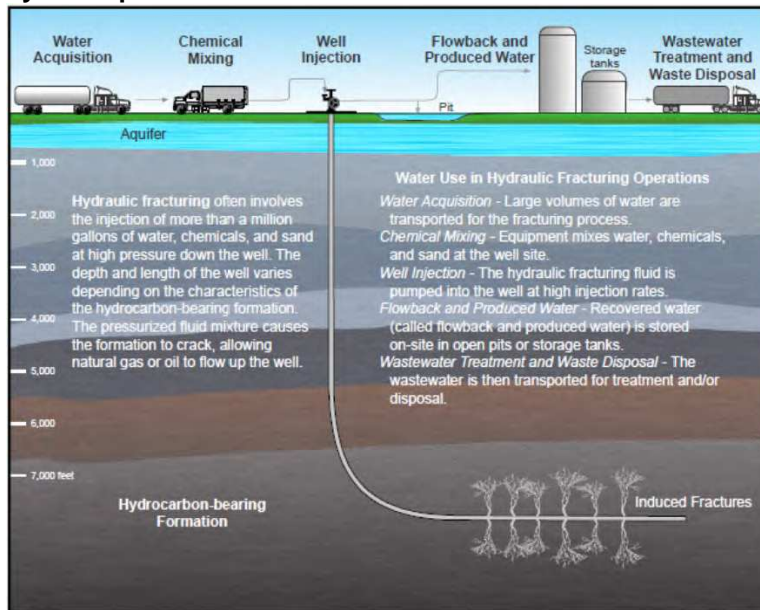
d'améliorer la production de ces puits<sup>15</sup>. La technique existe depuis environ 60 ans. Dans le cas des shales gazéifères, une variante de la technique est utilisée : les pressions utilisées pour amorcer la fracturation sont beaucoup plus grandes (plus de camions-pompes) et un volume d'eau plus important ainsi que plus de sable sont utilisés pour chaque opération de fracturation. Selon des chercheurs, les fractures s'étendent en moyenne sur une centaine de mètres de part et d'autre du forage dans le sens horizontal et sur 70 m environ dans le sens vertical (CSR, 2012). Toutefois, la géologie locale exerce un contrôle important sur les trois dimensions du volume de roche stimulé.

**Figure 1.9 Site de forage multipuits avec extensions horizontales**



Source : Kiley & Pearce (2011)

**Figure 1.10 Représentation schématique d'un forage horizontal avec fracturation hydraulique**



Source : U.S. EPA (2011b)

Le fluide de fracturation est généralement composé de 90 % d'eau, 9,5 % de sable ou d'autres agents à fine granulométrie<sup>16</sup> et de 0,5 % d'additifs chimiques<sup>17</sup>. Le sable a pour fonction

<sup>15</sup> Il est difficile de trouver une image qui représente les distances réelles entre les équipements en surface, les aquifères d'eau fraîche et les shales ciblés. Le site Internet suivant les présente relativement bien : <http://exploreshale.org/>

<sup>16</sup> Pour 15 000 m<sup>3</sup> d'eau utilisés dans un puits, de 800 à 900 m<sup>3</sup> de sable sont nécessaires (CSR, 2012).

d'empêcher que les fractures formées ne se referment. Les additifs chimiques ont des fonctions multiples. Selon les particularités du shale, ils peuvent inclure des surfactants qui réduisent les frictions, permettant ainsi de minimiser la turbulence et de préserver le plus d'énergie pour amorcer la fracturation [slickwater] (p. ex., polyacrylamide, isopropanol, triméthyl octadécyl ammonium, xylène, sulfonate de sodium), des agents gélifiants pour assurer la suspension des grains de sable [gelled water] (p. ex., guar), des composés brisant le gélifiant pour faciliter la récupération des eaux de fracturation (p. ex., hypochlorite de sodium), des composés prévenant le gonflement des minéraux argileux sensibles à l'eau (p. ex., amines quaternaires) ou la précipitation du fer (p. ex., monohydrate de nitrilotriacétate), des agents inhibiteurs de corrosion (p. ex., méthanol), des agents anti-mousse ou anti-émulsifiants (p. ex., phosphate de tributyle, isopropanol), des composés antibactériens pour maintenir le mélange stérile (p. ex., acide chlorhydrique), etc.

Les opérations de fracturation hydraulique dans les shales sont généralement réalisées à plus d'un kilomètre de profondeur, soit en dessous des réserves d'eau potable. À titre comparatif, dans la plupart des cas, la profondeur des puits des résidences et des municipalités (dans la vallée du Saint-Laurent où l'Utica est présent) est inférieure à 100 mètres.

Les volumes d'eau nécessaires pour l'exploration et l'exploitation des gisements dépendent de plusieurs paramètres. Ce sont le type de formation géologique, la profondeur des puits, les propriétés des fluides de fracturation, la longueur des latéraux et l'expérience de l'opérateur (de Lary, Fabriol, Moretti, Kalaydjian, & Didier, 2011; Nicot & Scanlon, 2012; Veil, 2010a). Le tableau 1.1 présente les volumes d'eau utilisés par la compagnie Chesapeake selon le type de gisement gazier. En se basant sur les données fournies par l'Association pétrolière et gazière du Québec, le BAPE (2011) mentionne que dans le shale d'Utica, les besoins en eau sont de l'ordre de 1 000 à 2 000 m<sup>3</sup> par puits (en moyenne 1 500 m<sup>3</sup>) pour l'étape de forage et de 1 500 à 2 000 m<sup>3</sup> (en moyenne 1 750 m<sup>3</sup>) pour chaque étape de fracturation, ce qui représente un volume total de 12 000 à 20 000 m<sup>3</sup>, soit en moyenne 15 000 m<sup>3</sup> pour un puits faisant l'objet d'une dizaine d'étapes de fracturation. Ces chiffres correspondent à un forage horizontal et doivent être multipliés par le nombre de forages horizontaux mis en place s'il s'agit de sites de forage avec plusieurs puits ou drains horizontaux.

**Tableau 1.1 Utilisation de l'eau par la compagnie Chesapeake selon le type de gisement gazier**

Type de gisement gazier	Activité (besoin en eau)		Total (m <sup>3</sup> )
	Forage (m <sup>3</sup> )	Fracturation (m <sup>3</sup> )	
Shale de Barnett	950	14 450	~ 15 000
Shale de Fayetteville	250	18 600	~ 19 000
Shale de Haynesville	2 300	19 000	~ 21 000
Shale de Marcellus	325	20 900	~ 21 000

Source : Mathis (2011)

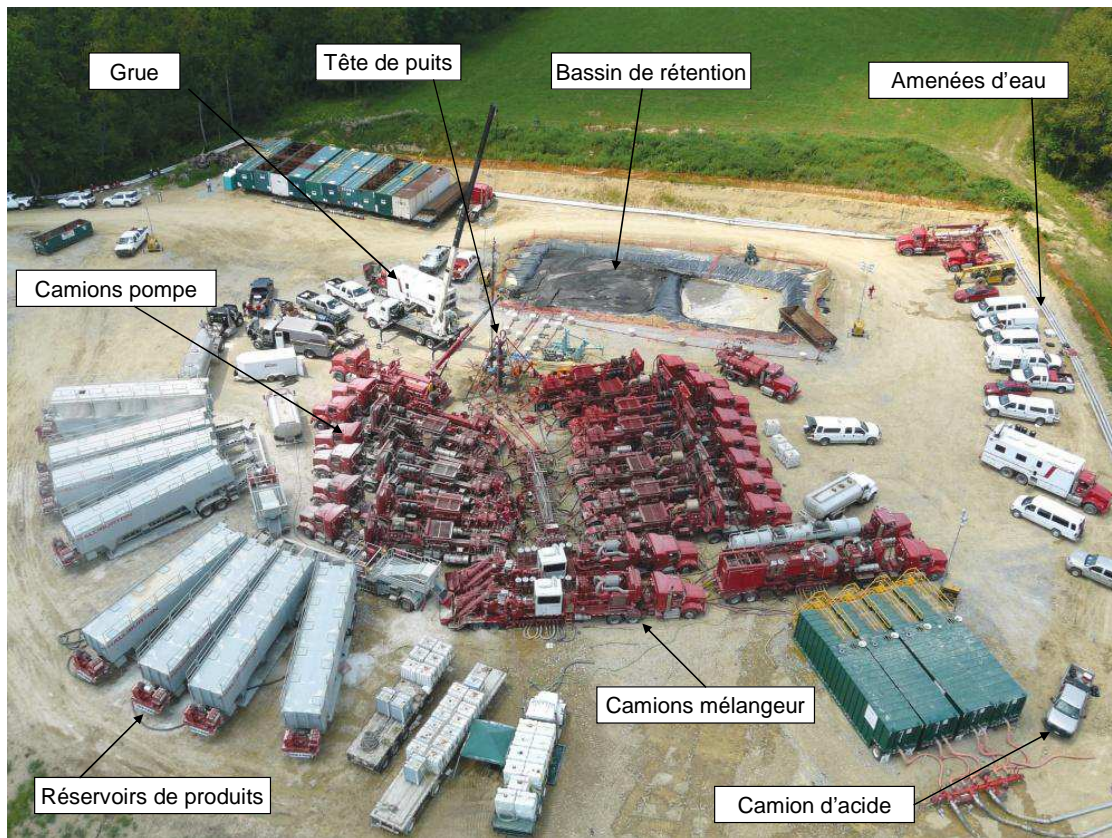
La phase de fracturation inclut une phase postfracturation pendant laquelle l'eau injectée sous pression remonte avant que le gaz puisse s'écouler. C'est à cette étape, qui dure quelques jours, qu'on recueille la plus grande partie de l'eau de reflux. Le pourcentage d'eau de fracturation qui remonte en surface lors de la production initiale varie selon le shale. Il peut être aussi peu que 10 % dans le shale de Marcellus de la Pennsylvanie ou aussi grand que 90 % dans le shale de Montney en Colombie-Britannique. Pour l'Utica, on estime qu'environ 50 % du fluide de fracturation peut être récupéré (MDDEP, 2010). Pour réduire les nouveaux prélèvements d'eau au minimum, l'industrie du gaz naturel récupère généralement une grande partie de l'eau de

<sup>17</sup> Les quantités d'additifs de fracturation utilisées sont donc faibles si on les exprime de manière relative : de l'ordre de 0,5 % du volume du fluide de fracturation. Elles paraissent cependant importantes si on les considère de manière absolue : quelques dizaines de mètres cubes pour un puits (CSR, 2012).

reflux et la réutilise pour fracturer plusieurs puits. À la fin des travaux de fracturation, l'eau usée est analysée et acheminée vers des centres de traitement autorisés et traitée avant d'être rejetée dans le milieu naturel (MRNF, 2010). Une à deux opérations de fracturation hydraulique peuvent être réalisées par jour sur un même site. La figure 1.11 donne une idée de l'ampleur des opérations de fracturation typique avec 14 camions-pompes.

Notons qu'il existe également des techniques de fracturation au propane, à l'azote ou au CO<sub>2</sub>, qui sont principalement utilisées lorsque les argiles du shale sont sensibles à l'eau ou encore quand des hydrocarbures autres que du gaz naturel (méthane) sont présents dans la roche. Il est en effet plus facile de récupérer ces hydrocarbures (p. ex., pétrole) lorsqu'ils ne sont pas mélangés avec trop d'eau. La méthode au propane a été utilisée pour un puits alors que celle à l'azote a été utilisée pour deux puits au Québec.

**Figure 1.11 Opérations de fracturation typique avec 14 camions-pompes**



Source : PIOGA (2012)

#### 1.4.4 Récupération de l'eau de fracturation et de ses contaminants, stockage en surface et réutilisation

La majorité de l'eau de reflux remonte au cours des premiers jours suivant la fin du processus de fracturation. L'eau de reflux est généralement entreposée sur place dans des réservoirs ou des bassins de rétention avant d'être réutilisée ou éliminée<sup>18</sup>. Après quelques jours, les volumes

<sup>18</sup> Mentionnons qu'une fois ces étapes de forage, de fracturation et de reflux initial effectuées, le puits est mis en production. Cette période dite d'exploitation est beaucoup moins perturbatrice, similaire à celle des puits traditionnels. La durée de productivité des puits non conventionnels peut s'étaler sur des décennies, mais le déclin de la production est relativement important au cours des trois premières années.

diminuent considérablement et progressivement; l'eau est entraînée avec le gaz sous forme de fines gouttelettes qu'il faut enlever à l'aide d'une unité de déshydratation avant de comprimer le gaz naturel pour le transport. L'eau de reflux peut contenir à la fois de l'eau injectée pour la fracturation et de l'eau de formation. La chimie des eaux change au fur et à mesure que les volumes récupérés diminuent (p. ex., la salinité augmente). Les eaux usées peuvent contenir, outre les additifs chimiques initialement ajoutés, des contaminants liés à la nature des couches géologiques dans lesquelles la fracturation a eu lieu, notamment des sels et des métaux. Le devenir de la part non récupérée de l'eau de fracturation est mal connu; il est probablement différent selon la nature géologique des terrains (CSR, 2012).

## 2. Besoins en eau de l'industrie du gaz de shale

### 2.1 Méthodologie

L'ampleur des besoins en eau pour le forage et la fracturation est l'un des principaux enjeux de l'exploitation du gaz de shale. En effet, il y a une étroite corrélation entre la quantité d'eau injectée dans un puits et la production de gaz (IEA, 2012; Nicot & Scanlon, 2012). Pour estimer les besoins en eau de l'industrie au Québec, il faut connaître le nombre maximum de puits qui pourraient être forés par année ainsi que le volume d'eau nécessaire pour forer et fracturer un puits.

Selon les données rassemblées par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG, 2012), en phase d'exploration, les besoins en eau de l'industrie québécoise sont de 325 m<sup>3</sup> d'eau/puits pour le forage et de 1 670 m<sup>3</sup> d'eau par étape de fracturation. Jusqu'en 2010, le plus grand nombre d'étapes de fracturation réalisées au Québec était de 8. Cela dit, il convient de mentionner qu'en phase de développement, l'industrie tend à augmenter la longueur des puits horizontaux (CIRAIG, 2012; Industrie Canada, 2012). Ainsi, le nombre d'étapes de fracturation pourrait se situer entre 12 et 15, d'où une augmentation des besoins en eau. Cela dit, en partie en raison des coûts élevés de gestion de l'eau, l'industrie expérimente des techniques de fracturation qui exigent moins d'eau. Par exemple, en Colombie-Britannique, dans le sud du bassin Montney, l'industrie utilise des fracturations dites "énergisées" qui comportent de l'azote ou du CO<sub>2</sub> et qui n'utilisent que 150 m<sup>3</sup> d'eau par étape de fracturation, soit dix fois moins d'eau que les fracturations à l'eau « slickwater » (Johnson & Johnson, 2012). Pour les besoins de la présente étude, nous avons retenu 13 étapes de fracturation par puits, ce qui donne un volume de 21 710 m<sup>3</sup> d'eau par puits pour le forage et la fracturation d'un puits vertical comprenant une section horizontale si l'on néglige le volume d'eau nécessaire pour le forage. De plus, nous n'avons pas considéré que les entreprises recycleraient une partie des eaux usées pour la fracturation, une pratique qui a eu lieu dans au moins deux cas au Québec.

Pour établir le nombre de puits qui pourraient être forés dans les Basses-Terres du Saint-Laurent dans les prochaines années, cinq scénarios de développement de l'industrie ont été proposés par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Ce sont (CEES, 2012a) : (1) aucun développement; (2) exploration seulement; (3) développement à petite échelle; (4) développement à moyenne échelle; (5) développement à grande échelle. Les différents scénarios seront décrits ci-après et le nombre de puits qui y sont associés sera présenté.

Le scénario 1 repose sur l'hypothèse voulant que, pour des considérations économiques (par choix) ou politiques (par obligation), d'acceptabilité sociale ou de risques trop élevés (santé humaine, environnement), aucun nouveau forage n'ait lieu dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent au cours des 25 prochaines années. Malgré l'absence de tout nouveau forage dans le cadre de ce scénario, les 29 puits déjà forés (dont 18 fracturés) ont nécessité le prélèvement d'un certain volume d'eau. Il n'y aurait cependant aucun prélèvement important d'eau additionnel à l'avenir [sauf pour la fermeture des puits : « tuer le puits », bouchons de ciment, eau dans le coffrage, eau potable, chaudières (selon la saison)].

Dans le scénario 2, le CÉES estime que les entreprises procéderont uniquement à des forages d'exploration au cours des dix prochaines années. Deux éléments peuvent motiver les entreprises à procéder à ces forages d'exploration (sans garantie de pouvoir par la suite exploiter la ressource). Ce sont : (1) le désir d'évaluer le potentiel du gaz économiquement récupérable en vue d'une éventuelle exploitation lorsque les conditions du marché s'y prêteront et qu'une décision gouvernementale favorable au développement de cette industrie aura été prise; (2) la nécessité de respecter les conditions associées au maintien de la validité des permis d'exploration. Afin d'évaluer le potentiel économiquement exploitable du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et de maintenir en vigueur les permis d'exploration, on estime que trois nouveaux puits d'exploration sans fracturation ou encore deux puits avec fracturation seraient forés annuellement au cours des dix prochaines années, à différents endroits sur le territoire.

Le scénario 3 correspond aux conditions minimales (volumes et prix) en deçà desquelles l'industrie ne serait pas en mesure d'exploiter économiquement la ressource. Il a été élaboré à partir des données disponibles et calculé à l'aide d'un outil de modélisation. On retient pour ce scénario le secteur du corridor 2 reconnu par les représentants de l'industrie comme étant la zone offrant le meilleur potentiel de production (voir la section 1.2). Cette zone se situe sur la rive sud du fleuve, entre la faille Yamaska et la ligne de Logan. Elle correspond à un territoire de 1 258 km<sup>2</sup>, soit 25 % du territoire du corridor 2. À partir des hypothèses de base (voir le tableau 2.1), le CÉES a déterminé qu'il serait possible d'installer 166 sites de six puits chacune, pour un total de 1 000 puits. En supposant une période de déploiement de dix ans commençant en 2014 et en utilisant le module de déploiement de l'outil de modélisation, on obtient la distribution des puits dans le temps qui est présentée au tableau 2.2.

Le scénario 4 pose comme hypothèse que les titulaires de permis d'exploration exploiteraient le territoire correspondant à la totalité du corridor 2 du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent. Selon Duchaine et al. (2012), en fonction de ses caractéristiques géologiques (profondeur, pression, teneur en carbone, etc.), le corridor 2 est celui des trois corridors de l'Utica qui offre le meilleur potentiel. L'étude montre que ce corridor occupe une superficie de 5 000 km<sup>2</sup>. À partir des hypothèses de base (voir le tableau 2.1), il serait possible d'installer environ 600 sites de six puits chacune, pour un total de 3 600 puits. En supposant une période de déploiement de 15 ans commençant en 2014 et en utilisant le module de déploiement de l'outil de modélisation, on obtient la distribution des puits dans le temps qui est présenté au tableau 2.2.

Le scénario 5 pose comme hypothèse qu'en raison de prix favorables (8 \$) et des caractéristiques prometteuses du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, des forages seraient réalisés sur l'ensemble de la superficie couverte par le shale d'Utica (corridors 1, 2 et 3) qui, selon Duchaine et al. (2012), s'étend sur environ 15 000 km<sup>2</sup>. À partir des hypothèses de base (voir le tableau 2.1), il serait possible d'installer environ 1 500 sites de six puits chacune, pour un total d'environ 9 000 puits. En supposant une période de déploiement de 20 ans commençant en 2014 et en utilisant le module de déploiement de l'outil de modélisation développé, on obtient la distribution des puits dans le temps qui est présenté au tableau 2.2.

## 2.2 Résultats et discussion

Le scénario 3 (développement à petite échelle) est celui qui donne lieu au plus petit nombre de puits sur le territoire, soit 1 000 sur 10 ans, avec un maximum de forages annuels de 349 puits. Comme on pouvait s'y attendre, le scénario 5 (développement à grande échelle) est celui qui donne lieu au plus grand nombre de puits sur le territoire, soit 9 000 sur 20 ans, avec un maximum de forages annuels de 2 101 puits (tableau 2.3). En utilisant le volume d'eau de 21 710 m<sup>3</sup>/puits et le nombre maximal annuel de puits potentiels, les besoins en eau pour forer et fracturer les puits pourraient varier entre 7,57 millions de m<sup>3</sup> pendant l'année 2019 pour le scénario 3 à 45,6 millions de m<sup>3</sup> pendant l'année 2024 pour le scénario 5 (tableau 2.3). Cela dit, comment ces besoins se comparent-ils aux quantités de ressources en eau disponibles au Québec?

**Tableau 2.1 Hypothèses touchant le nombre de puits et la période de déploiement pour les scénarios 3, 4 et 5**

Scénarios	Hypothèses touchant le nombre de puits	Hypothèses touchant la période de déploiement
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'EUR<sup>19</sup> retenu est de 3 Gpi<sup>3</sup>.</li> <li>En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes, un maximum de 162 sites de forage (975 puits) peut être installé.</li> <li>Sur la base du potentiel gazier du corridor 2, et en appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes, entre 125 et 245 sites peuvent être installés, ce qui représente entre 750 et 1 500 puits.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Une période de déploiement de 10 ans commençant en 2014.</li> <li>La durée et la vitesse de déploiement des puits ont été estimées à partir des données observées dans d'autres shales (González, Bernard, Trabelsi, &amp; Beaudoin, 2012)</li> </ul>
4	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'EUR retenu est de 2,75 Gpi<sup>3</sup>, considérant une productivité légèrement moindre du shale d'Utica pour l'ensemble du corridor 2.</li> <li>En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes, un maximum de 646 sites de forage (soit environ 3 900 puits) peut être installé.</li> <li>Sur la base du potentiel gazier du corridor 2, entre 425 et 830 sites peuvent être installés, ce qui représente entre 2 500 et 5 000 puits</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Une période de déploiement de 15 ans commençant en 2014.</li> </ul>
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'EUR retenu est de 2,5 Gpi<sup>3</sup>.</li> <li>En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes, un maximum de 1 938 sites de forage (11 600 puits) peut être installé.</li> <li>Sur la base du potentiel gazier du territoire, entre 750 et 1 580 sites peuvent être installés, ce qui représente entre 4 500 et 9 500 puits.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Une période de déploiement de 20 ans commençant en 2014.</li> </ul>

Source : CÉES (2012a)

<sup>19</sup> Production globale cumulée ou Estimated Ultimate Recovery (EUR). C'est une mesure normalisée utilisée par l'industrie gazière pour estimer le volume total de gaz qui sera produit de façon économique par un puits.

Selon les données compilées par Rousseau et al. (2004) et à partir de différents rapports (BAPE, 2000; Gouvernement du Québec, 1997; MENV, 2002), le Québec dispose de 990 000 millions de m<sup>3</sup>/année d'eaux renouvelables<sup>20</sup> qui coulent dans plus de 4 500 rivières et d'environ 2 000 000 de millions de m<sup>3</sup> de réserves en eaux souterraines, 10 % de ces réserves (200 000 millions de m<sup>3</sup>/année) étant disponibles dans les régions habitées<sup>21</sup>. Selon les données disponibles, les prélèvements d'eau de surface par les différents usagers représentent actuellement un très faible pourcentage du volume annuel d'eau disponible, soit 0,5 % ou 4 950 millions de m<sup>3</sup>/année (tableau 2.4). Les municipalités utilisent 49 % de ce prélèvement et le secteur manufacturier, 46 %, les mines et l'agriculture ne représentant qu'environ 5 % des prélèvements actuels. Il en est de même pour les eaux souterraines; les prélèvements représentent 0,2 % du volume disponible dans les régions habitées, soit 400 millions de m<sup>3</sup>/année, et sont utilisés à 54 % pour la consommation humaine, à 39 % pour la production d'aliments<sup>23</sup> et à 7 % pour divers usages industriels.

**Tableau 2.2 Puits forés et fracturés de 2015 à 2034 dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent selon les scénarios 3, 4 et 5**

Année	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5
2015	1	0	1
2016	4	3	1
2017	25	9	5
2018	121	31	13
2019	349	105	36
2020	348	234	98
2021	121	779	258
2022	25	1 097	638
2023	4	779	1 349
2024	2	324	2 101
2025		105	2 100
2026		31	1 349
2027		9	638
2028		2	258
2029		2	98
2030			36
2031			13
2032			5
2033			2
2034			1
<b>Total</b>	<b>1 000</b>	<b>3 600</b>	<b>9 000</b>

Source : CÉES (2012a)

<sup>20</sup> Les réserves en eau douce sont calculées à partir des débits annuels moyens des cours d'eau. Elles ne comprennent pas les eaux des lacs et l'eau souterraine. Notons que les réserves en eaux douces du Québec équivalent à 3 % de celles de la planète, une situation enviable.

<sup>21</sup> Les références ne précisent pas si cette expression réfère à la grandeur du Québec ou aux Basses-Terres du Saint-Laurent.

<sup>23</sup> Alimentation des piscicultures, abreuvement du bétail, irrigation des terres, eau embouteillée et eau vendue au volume, etc.

**Tableau 2.3 Nombre maximum de puits fracturés par année et besoins en eau pour les scénarios de développement de l'industrie qui nécessitent le plus d'eau**

Scénarios	Nombre maximum de puits fracturés par année <sup>†</sup>	Besoins en eau (m <sup>3</sup> /année)
Scénario 3 : développement à faible échelle	349	7 576 790
Scénario 4 : développement à moyenne échelle	1 097	23 815 870
Scénario 5 : développement à grande échelle	2 101	45 612 710

<sup>†</sup>Source : CÉES (2012a)

**Tableau 2.4 Utilisations de l'eau par secteur d'activité au Québec**

Sources d'approvisionnement	Volume d'eau prélevé Millions de m <sup>3</sup>	Usagers (secteur d'activité)	Prélèvement d'eau	
			p. cent	Millions de m <sup>3</sup>
Eaux de surface	4 950	Municipal	49 <sup>†</sup>	2 425
		Manufacturier	46 <sup>†</sup>	2 277
		Agricole et minier	5 <sup>†</sup>	247
Eaux souterraines	400	Consommation domestique	54 <sup>††</sup>	216
		Aquaculture	23 <sup>††</sup>	92
		Élevage et irrigation	16 <sup>††</sup>	64
		Divers usagers industriels	7 <sup>††</sup>	28

Sources : BAPE (2000); Gouvernement du Québec (1997); MENV (2002)

<sup>†</sup> Pourcentage par rapport au volume d'eaux de surface

<sup>††</sup> Pourcentage par rapport au volume d'eau souterraine

En se basant sur les données précédentes, on note que les besoins en eau de l'industrie du gaz de shale ne représenteraient que 0,0007 % à 0,0046 % du volume d'eau de surface disponible dans l'ensemble du Québec pour les scénarios 3 et 5 respectivement et 0,004 % à 0,023 % des réserves en eau souterraine disponibles dans les régions habitées pour les scénarios 3 et 5 respectivement. Soulignons toutefois qu'advenant le développement de l'industrie du gaz de shale, c'est surtout les eaux de surface qui seront utilisées pour deux raisons : (1) les eaux de surface sont faciles d'accès (Diallo, 2011; Junex Inc., 2010); (2) en général, les nappes souterraines des Basses-Terres du Saint-Laurent ne sont pas assez productives pour fournir la quantité d'eau nécessaire à la fracturation (MRNF, 2010). Donc, si l'on ne considère que les eaux de surface, les besoins en eau de l'industrie représenteraient seulement 0,31 % à 1,88 % des prélèvements d'eau actuels effectués par les municipalités ou 0,48 % à 2,9 % des prélèvements d'eau par l'industrie des pâtes et papiers (tableau 2.5). On peut en conclure que globalement, les disponibilités en eau ne constituent pas une contrainte pour l'industrie du gaz de shale au Québec.



**Tableau 2.5 Comparaison des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale à ceux d'autres usagers pour les eaux de surface**

Usagers	Prélèvement d'eau Millions de m <sup>3</sup> /année	Utilisation d'eau par l'industrie du gaz de shale (% <sup>‡</sup> )
Industrie du gaz de shale		
Scénario 3	7,57	-
Scénario 5	45,6	-
Municipalités	2 425	0,31 à 1,88 <sup>†††</sup>
Secteur manufacturier	2 277	0,33 à 2,00 <sup>†††</sup>
Secteur agricole et minier	247	3,05 à 18,4 <sup>†††</sup>
Industrie québécoise des pâtes et papiers <sup>†</sup>	1 572	0,48 à 2,9 <sup>†††</sup>
Industrie du ciment <sup>††</sup>	106	7,1 à 43,0 <sup>†††</sup>

<sup>†</sup> Soixante-neuf pour cent des prélèvements d'eau de surface servent à l'industrie québécoise des pâtes et papiers (Gouvernement du Québec, 1997).

<sup>††</sup> Source : O'Shea (2010) cité par Junex Inc. (2010)

<sup>†††</sup> Pour les scénarios 3 et 5 respectivement

<sup>‡</sup> Pourcentage par rapport au volume d'eau prélevé par les autres usagers

Selon le BAPE (2011), neuf bassins versants pourraient être très concernés par un éventuel développement des ressources gazières. Il s'agit des bassins versants des rivières Etchemin, Chaudière, Du Chêne, Bécancour, Nicolet, Saint-François, Yamaska, Richelieu et Châteauguay<sup>24</sup>. L'étude E2-2 du plan de réalisation<sup>25</sup> (CEES, 2012b) permettrait de déterminer si certains de ces bassins versants ne pourraient pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie.

Le même genre de constat qui a été fait dans la présente étude pour l'ensemble du Québec a été fait ailleurs dans le monde. Par exemple, en France, une étude du Conseil scientifique régional d'Île-de-France (CSR, 2012) a montré que le volume d'eau nécessaire à l'exploitation des huiles de shale équivaut à environ huit jours de consommation en eau potable actuelle de la région de l'Île-de-France. Dans le même ordre d'idées, si tout le territoire de l'Ohio, du Michigan, de New York et de la Pennsylvanie à l'intérieur du bassin des Grands-Lacs–Fleuve Saint-Laurent américain connaissaient un développement du shale similaire à celui du shale de Marcellus, les besoins maximum d'eau seraient 0,6 % du volume prélevé par tous les usagers et 0,8 % du volume prélevé par le secteur industriel en 2009 (Gosman, Robinson, Shutts, & Friedmann, 2012).

<sup>24</sup> Cela dit, en superposant les corridors de développement de l'industrie du gaz de shale (figure 1.6, par exemple) à la carte des bassins versants du Québec, on observe que le bassin de la rivière Châteauguay ne devrait pas être touché par un développement éventuel de l'industrie.

<sup>25</sup> L'étude E2-2 s'intitule comme suit : « Identification des cours d'eau des Basses-Terres qui ne peuvent pas fournir le volume nécessaire à l'industrie ».

### 3. Impacts environnementaux potentiels de l'utilisation de l'eau

#### 3.1 Approche utilisée

Nous nous sommes inspirés du cadre d'analyse proposé par le New York State Water Resources Institute (Riha & Rahm, 2010) et qui a été utilisé par Gosman, Robinson, Shutts & Friedmann (2012) pour organiser et analyser les impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau. Ce cadre (figure 3.1) est basé sur le fait que l'exploitation du gaz de shale implique le prélèvement de grandes quantités d'eau, l'utilisation de grandes quantités de produits chimiques « à proximité » des eaux de surface et souterraines, la gestion et le traitement d'eaux usées et la prévention de la contamination des sources souterraines d'eau potable par le gaz et d'autres fluides de formation durant le forage et la fracturation. Il s'agit donc d'un cadre d'analyse qui donne à la fracturation hydraulique un sens très large<sup>26</sup>. Mais comme Cooley & Donnelly (2012), nous pensons que c'est la meilleure façon d'analyser les impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau dans l'industrie du gaz de shale.

En plus de cibler tous les enjeux environnementaux qui touchent l'utilisation de l'eau, le cadre proposé a deux autres avantages, à savoir :

1. Il peut être utilisé pour déterminer l'organisme, ou l'équipe dans l'organisme en question, qui est le plus habileté à réglementer l'industrie (à noter que ce n'est pas l'objet de la présente étude). Pour cela, le cadre classe les impacts en deux catégories, à savoir les événements qui se produisent à la surface du sol et ceux qui se produisent sous le sol.

Les événements qui se produisent à la surface du sol incluent :

- la construction des sites, des bassins, des routes et des pipelines;
- les prélèvements d'eau (que ce soit à partir des eaux de surface ou des eaux souterraines);
- la gestion et le traitement des eaux usées (eau de reflux et eau de production);
- les déversements et les fuites qui peuvent se produire au cours du transport, de l'entreposage et de la manutention des produits chimiques et des déchets.

Les événements qui peuvent se produire sous le sol incluent :

- le forage et coffrage du puits;
- la fracturation hydraulique;
- la migration potentielle des eaux et des gaz.

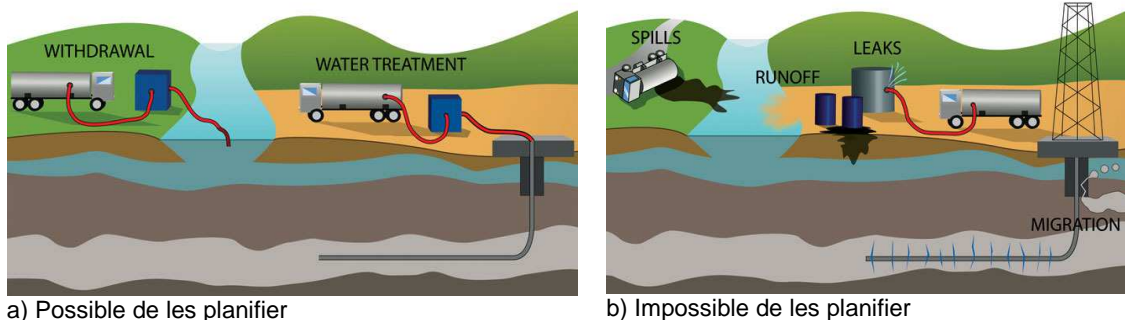
2. Le cadre différencie les impacts qui sont certains de ceux qui sont incertains, ce qui est utile pour élaborer et prioriser des stratégies permettant de prévenir, mitiger et suivre les impacts potentiels sur les ressources en eau. Les impacts qui sont certains incluent ceux qui font partie intégrante des processus de forage et de fracturation, tels que le prélèvement d'eau et le traitement d'eaux usées. Ces événements peuvent être planifiés et réglementés adéquatement, et leur conséquence est directement reliée à l'ampleur du développement gazier. Les impacts incertains peuvent être considérés comme des accidents. Bien qu'ils puissent être anticipés, dans le sens où ils pourraient survenir à n'importe quel moment, leur occurrence et leurs conséquences sont très incertaines dans

---

<sup>26</sup> Selon Cooley et Donnelly (2012), tout le monde ne s'entend pas sur le sens qu'il faut donner à la fracturation hydraulique. Certains, incluant des représentants de l'industrie, définissent la fracturation hydraulique de manière étroite, en se référant seulement au processus par lequel les fluides sont injectés dans un puits. Ils soutiennent que les autres impacts, tels que la nécessité de gérer les eaux usées et de prévenir les déversements et les fuites, sont communs à toutes les opérations relatives aux hydrocarbures et, par conséquent, ne sont pas spécifiquement associés à la fracturation hydraulique. D'autres, par contre, définissent l'enjeu de manière plus large dans la mesure où ils considèrent l'ensemble des opérations de forage et de complétion. Cette vision inclut donc les impacts associés à toutes les étapes, depuis la construction du site jusqu'à la fermeture des puits (U.S. EPA, 2011b). Ainsi, les impacts touchent plusieurs points, à savoir : (1) les prélèvements d'eau; (2) la contamination des eaux souterraines associée au forage et à la fracturation des puits, et la migration potentielle d'hydrocarbures gazeux ou liquides du puits vers les eaux souterraines; (3) la gestion des eaux usées; (4) les déversements et les fuites en surface; (5) la gestion des eaux pluviales.

le temps et dans l'espace. Les événements incertains incluent le ruissellement, les déversements et les fuites d'eau contaminée et de divers contaminants (produits chimiques, huiles et graisse, etc.) ainsi que les risques souterrains liés à l'intégrité des puits.

**Figure 3.1 Cadre d'organisation et d'analyse des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau**



a) Possible de les planifier

b) Impossible de les planifier

Source : Riha & Rahm (2010)

## 3.2 Analyse des impacts

Conformément au cadre d'analyse présenté ci-dessus, nous analysons les impacts environnementaux suivants : (1) prélèvements d'eau; (2) contamination des eaux souterraines; (3) gestion et traitement des eaux usées; (4) déversements et fuites en surface; et (5) gestion des eaux pluviales.

### 3.2.1 Prélèvements d'eau

Les prélèvements d'eau pour la fracturation d'un puits sont généralement effectués sur une courte période de temps (environ une semaine) et l'eau est entreposée sur le site pendant la complétion du puits (stimulation), laquelle dure environ trois semaines. On ne peut pas prélever l'eau dans n'importe quel plan d'eau, car le prélèvement d'une grande quantité d'eau sur une courte période de temps peut entraîner une réduction des débits de certains petits cours d'eau (Nicot & Hayes, 2010; U.S. EPA, 2010). De plus, il faut s'assurer de ne pas prélever de l'eau au détriment d'autres activités essentielles comme l'alimentation en eau potable, d'autres industries (CSR, 2012; Nicot & Scanlon, 2012; Office national de l'énergie, 2009) ou des besoins des écosystèmes aquatiques (Healy, 2012). Les risques de prélever une trop grande quantité d'eau par rapport à la capacité des cours d'eau sont plus élevés en période d'étiage où les débits de certains cours d'eau sont parfois très faibles (Garcia, 2012). C'est le cas aussi pendant les périodes de sécheresse, comme celles que nous avons connues au Québec au cours de l'été 2012. En raison des conditions géologiques présentes sur les Basses-Terres du Saint-Laurent, il est peu probable qu'il y ait suffisamment d'eau souterraine pour alimenter les activités de l'industrie, les puits étant en général peu productifs (Simard & Des Rosiers, 1979).

Dans certaines régions des États-Unis, l'utilisation de l'eau pour la fracturation crée déjà des conflits avec d'autres usagers de l'eau au point de risquer de restreindre la production de gaz naturel dans le futur (Cooley & Donnelly, 2012). Les préoccupations concernant la disponibilité de l'eau ne se limitent pas seulement aux climats arides comme au Texas. La Pennsylvanie est généralement considérée comme un État riche en eau. Cependant, en août 2011, 13 permis de prélèvement d'eau approuvés préalablement dans le bassin versant de la rivière Susquehanna ont été suspendus temporairement à cause des débits jugés trop faibles; 11 de ces permis avaient été accordés à des projets de gaz naturel (Susquehanna River Basin Commission, 2011). Même si certaines parties de l'État étaient anormalement sèches, le bassin versant ne subissait pas une période de sécheresse à ce moment-là.

Il est important d'inciter l'industrie à économiser l'eau, notamment en réutilisant ou recyclant la majorité des eaux usées qu'elle génère. À la différence de plusieurs autres utilisateurs, la majeure partie de l'eau utilisée par l'industrie du gaz de shale ne retourne pas aux cours d'eau<sup>27</sup>; elle est entièrement consommée (Belanger, 2012). Ce n'est pas le cas pour le secteur municipal, le secteur agricole et d'autres usagers industriels. Par exemple, chaque année, une résidence moyenne utilise environ la moitié de son eau à l'intérieur et l'autre moitié à l'extérieur. Grosso modo, de 90 à 95 % de l'eau utilisée à l'intérieur retourne à la station d'épuration des eaux usées après traitement, d'où elle est en fin de compte déversée dans les cours d'eau ou réutilisée. Une proportion de l'eau utilisée dans le secteur agricole retourne aussi dans les cours d'eau, par infiltration notamment. Un usager industriel tel qu'un producteur de ciment ou de papier retourne la plus grande partie de l'eau qu'il prélève dans les bassins versants d'où elle provient après utilisation (CGLI, LimnoTech, & NCASI, 2012). Dans le bassin des Grands-Lacs, par exemple, l'ensemble des usagers industriels retourne au bassin versant de 75 à 94 % de l'eau qu'ils y prélèvent (Great Lakes Commission, 2011). Les eaux qui retournent dans les cours d'eau sont disponibles pour les écosystèmes aquatiques et riverains dont dépendent tous les usagers situés en aval.

### 3.2.2 Contamination des eaux souterraines

Les préoccupations concernant les risques de contamination des eaux souterraines par les activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale sont grandes. Trois types de contaminants sont à considérer, à savoir les additifs chimiques utilisés pour la fracturation hydraulique, les hydrocarbures contenus dans le shale et les substances présentes dans le shale. Mais qu'en est-il vraiment?

Les deux principales sources potentielles de contamination des eaux souterraines sont le défaut dans l'intégrité des structures (gaine de béton ou coffrages d'acier) et la migration des eaux de fracturation ou des hydrocarbures par les fissures induites (INSPQ, 2010; Leteurtois, Durville, Pillet, & Gazeau, 2012).

Pour la première source, il faut reconnaître que la fracturation hydraulique dans le shale nécessite que le puits soit placé sous une pression élevée. Si cette pression est trop grande, elle peut endommager l'intégrité du coffrage, ce qui pourrait occasionner des fuites de produits chimiques ou d'hydrocarbures vers les eaux souterraines situées à l'extérieur du puits (Gosman et al., 2012)<sup>28</sup>. Toutefois, au Québec comme ailleurs, il faut souligner que la réglementation en place oblige l'utilisation de coffrages d'acier normés et interdit d'utiliser des pressions qui pourraient mener à une rupture des tubages (RPGNRS, art. 54 : la pression d'injection maximale admise doit être moins de 75 % de la pression de rupture du coffrage). Par ailleurs, les joints des coffrages doivent être testés par des essais de pression afin d'assurer leur intégrité après leur emplacement dans le puits. Le Département de conservation de l'environnement de l'État de New York estime la probabilité d'une rupture des tubulures d'acier ou de la gaine de béton adéquatement installée, à la suite de la corrosion, à une sur 50 millions ( $2 \times 10^{-8}$ ) pour la durée de vie du puits (NYSDEC, 2011). La qualité de la cimentation du puits est l'élément le plus déterminant pour isoler les zones contenant des fluides et empêcher une migration de fluides non souhaitée (MDDEP, 2010). Les meilleures pratiques doivent être suivies pour assurer la bonne cimentation (conditionnement du puits, centralisation du coffrage, trou et coffrage de dimensions adéquates, vérification de la viscosité du coulis de ciment et de sa qualité, de bons retours de ciment en surface). La qualité de la gaine de ciment est vérifiée par diagraphies, entre autres.

---

<sup>27</sup> En raison de leur mauvaise qualité, les eaux usées sont injectées dans des formations géologiques profondes, évaporées dans des bassins à ciel ouvert ou éliminées d'une autre manière. Par conséquent, l'eau n'est pas disponible pour d'autres usages, ce qui augmente les impacts de l'utilisation de l'eau par l'industrie pétrolière et gazière (Gosman et al., 2012).

<sup>28</sup> Cette dernière possibilité sera discutée plus loin.

Le deuxième mécanisme de contamination des eaux souterraines considéré proviendrait du cheminement potentiel, par les fractures naturelles ou induites, des eaux d'injection contenant les additifs de fracturation jusqu'aux aquifères d'eaux douces. Les cas rapportés sont extrêmement rares, sinon inexistants. Même lorsqu'une contamination en méthane est décelée dans un puits, les résultats d'analyse d'eau des puits ne révèlent pas la présence d'additifs de fracturation. Ce constat n'est pas surprenant, car l'eau souterraine puisée par les puits provient des 100 premiers mètres à partir de la surface, alors que les injections pour les fracturations sont effectuées à plus de 1 000 m de profondeur. Il faut mentionner qu'une fois que la pression d'injection est relâchée en surface, l'écoulement se fait vers le puits et non vers la surface et les aquifères, les produits injectés sont adsorbés par les argiles présentes dans la roche, le shale d'Utica n'est pas saturé en eau et absorbe l'eau et les contaminants.

### 3.2.3 Gestion et traitement des eaux usées

Comme nous l'avons mentionné dans la section 1.4.1, on appelle eaux usées l'ensemble des eaux qui sortent d'un puits à la suite de la fracturation hydraulique. Il s'agit donc d'un mélange d'eau de reflux (une partie de l'eau qui a été injectée dans la formation géologique pour la fracturer) et d'eau de formation résiduelle (de l'eau qui était déjà présente dans les pores et les fissures de la formation géologique avant la fracturation et qui est expulsée du puits en même temps que le gaz). Leur composition varie en fonction du temps et des additifs utilisés dans le fluide de fracturation (Anonyme, 2011). Par exemple, juste après la fracturation, la chimie des eaux usées reflète les produits ajoutés pour produire le fluide de fracturation. Au cours des premiers jours, la concentration en sels dissous totaux augmente ainsi que d'autres substances naturelles qui sont mobilisées du shale par la fracturation hydraulique. Le U.S. EPA a détecté au moins 120 substances dans les eaux de reflux et dans l'eau de production (Gosman et al., 2012).

Il existe différents procédés pour gérer et traiter les eaux usées. Citons le stockage en bassin pour réutilisation, le traitement et l'injection dans des formations profondes.

#### **Stockage en bassin des eaux usées**

Les eaux usées issues de la fracturation hydraulique sont emmagasinées dans des bassins de rétention situés sur le site du puits.

#### **Traitement des eaux usées**

Les eaux usées sont envoyées vers des usines de traitement des eaux usées municipales (NYSDEC, 2011; Office national de l'énergie, 2009), l'effluent étant rejeté dans les cours d'eau. Cela dit, la plupart de ces usines ne sont pas conçues pour traiter de grands volumes d'eau contenant de fortes concentrations de solides totaux dissous (Cooley & Donnelly, 2012; Dougherty, 2010; Kargbo, Wilhelm, & Campbell, 2010; Soeder, 2010) ou encore des radionucléides, si présents (U.S. EPA, 2011a). De plus, le brome qui est contenu dans les eaux de reflux peut réagir avec les sous-produits de désinfection pour former des substances cancérigènes (U.S. EPA, 2011a). Même si le procédé permet de traiter ces contaminants, encore faudrait-il que l'usine ait la capacité de traiter ce surplus d'eau provenant des puits stimulés. Dans le cas contraire, il pourrait y avoir des débordements et un rejet direct des eaux usées dans les cours d'eau sans que celles-ci aient été traitées adéquatement (NYSDEC, 2011).

### Autres procédés

Il existe d'autres procédés pour gérer les eaux usées. Citons l'injection de celles-ci dans des formations profondes (U.S. EPA, 2011b), la réutilisation des eaux usées pour la fracturation hydraulique et des procédés de traitement sur le site même, tels que la distillation, la précipitation, la distillation/cristallisation, l'évaporation thermique ou l'osmose inversée (Kargbo et al., 2010; Office national de l'énergie, 2009). Selon les informations disponibles, l'injection des eaux usées dans des formations profondes semble poser moins de risques environnementaux que le traitement suivi d'un rejet dans les cours d'eau, car le puits d'injection est scellé par des couches imperméables qui isolent le fluide des eaux souterraines (ALL Consulting & Ground Water Protection Council, 2009).

Dans le cas du recyclage et de l'utilisation d'une partie des eaux usées pour fracturer d'autres puits, il faut mentionner que dans la plupart des cas, les eaux doivent être traitées avant d'être réutilisées. Dans certains cas, elles peuvent être simplement mélangées avec de l'eau douce pour diminuer la concentration de solides totaux dissous et d'autres composés à une valeur acceptable (Mantell, 2010; Veil, 2010b). Parmi les avantages du recyclage, citons la réduction des besoins en eau pour la fracturation (ALL Consulting, 2010; Cooley & Donnelly, 2012), la diminution des impacts associés aux prélèvements d'eau ainsi que la diminution des coûts des opérations de fracturation (Veil, 2010b). Le principal problème qui est associé à l'utilisation de l'eau de reflux pour produire de l'eau de fracturation est que les teneurs élevées de baryum, calcium, fer, manganèse et strontium que l'on retrouve dans l'eau de reflux forment des précipités qui pourraient obstruer rapidement les fractures. La diminution de ces composés à des concentrations beaucoup plus faibles est donc nécessaire pour utiliser l'eau de reflux ou l'eau de production comme eau de fracturation (ProChemTech International, s. d.).

### 3.2.4 Déversements et fuites en surface

La fracturation hydraulique génère une intense circulation de véhicules, de l'ordre de 2 000 allers-retours par puits (CSR, 2012; Leteutrois et al., 2012). Tout le matériel et tous les équipements nécessaires pour les activités associées à la fracturation hydraulique, incluant l'eau et les produits chimiques, sont transportés sur le site par camions (U.S. EPA, 2011b). De plus, les eaux usées qui proviennent des opérations sont généralement transportées, par camions-citernes, vers les sites de traitement ou vers un autre puits pour être réutilisées. La circulation des véhicules soulève certains enjeux environnementaux. Par exemple, la circulation des camions sur les routes en terre augmente les risques d'érosion et les risques de déversement (Cooley & Donnelly, 2012; Garcia, 2012).

Suite aux fuites de toute nature, plusieurs contaminants (adjuvants de fracturation, huile à moteur, effluents, etc.) peuvent se retrouver sur les sols, dans les eaux de surface ou atteindre les aquifères (Gosman et al., 2012; Leteutrois et al., 2012). Les fuites peuvent être causées par le bris des équipements (p. ex., les pompes et les tuyaux qui transportent des produits chimiques). L'utilisation d'une membrane imperméable sur le site minimise l'impact de ces fuites. Il est rare que les débordements des lagunes ou la rupture des réservoirs déversent des additifs chimiques à la surface du sol (Cooley & Donnelly, 2012; Gosman et al., 2012).

### 3.2.5 Gestion des eaux pluviales

Le forage et la fracturation hydraulique des puits perturbent la surface du sol. Ces processus nécessitent le déboisement de 1,2 à 1,6 ha de terre pour le site même, en plus d'une superficie additionnelle pouvant aller jusqu'à 2,3 ha pour la route d'accès, les bassins d'eau, le stationnement des camions, l'entreposage des équipements, etc. (Johnson, 2010). Étant donné que ces surfaces restent à nu pendant des périodes plus ou moins longues, les eaux de ruissellement entraînent les contaminants qui sont sur le sol vers les cours d'eau, ce qui peut affecter négativement la qualité de l'eau et l'état des écosystèmes aquatiques. Selon certaines estimations, un terrain où aucune mesure de gestion des eaux pluviales n'est mise en place peut produire de 85 à 100 tonnes de sédiments par hectare, par année (Schueler, 2000; U.S. EPA,

2007). Il faut donc bien réglementer la construction d'un site pour assurer la gestion adéquate des eaux pluviales afin de minimiser l'érosion du sol et prévenir la pollution des cours d'eau.

## 4. Encadrement de l'industrie

Les avis que nous exprimons ci-après sont inspirés par la documentation que nous avons consultée dans le cadre du présent travail. Ils touchent les impacts environnementaux que nous avons analysés précédemment, à savoir les prélèvements d'eau, la contamination des eaux souterraines, la gestion et le traitement des eaux usées, les déversements et les fuites en surface et la gestion des eaux pluviales.

### 4.1 Prélèvements d'eau

Selon les témoignages présentés aux audiences publiques sur le gaz de shale (BAPE, 2011), l'industrie est assujettie au Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau [R.R.Q., c. Q-2, r. 3.2.1] depuis août 2009. Ainsi, elle doit non seulement obtenir un certificat d'autorisation pour prélever de l'eau, mais également comptabiliser et déclarer ses prélèvements. Rappelons que le Règlement en question est issu de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection (chapitre 21 des lois de 2009). Selon cette disposition qui modifie la Loi sur la qualité de l'environnement, le pouvoir d'autorisation du ministre est exercé de manière à « assurer la protection des ressources en eau, notamment en favorisant une gestion durable, équitable et efficace de ces ressources ainsi qu'en prenant en compte le principe de précaution et les effets du changement climatique » et à « [...] satisfaire en priorité les besoins de la population en matière de santé, de salubrité, de sécurité civile et d'alimentation en eau potable ». Les conditions de l'autorisation devront également viser à concilier les besoins (1) des écosystèmes aquatiques à des fins de protection; (2) de l'agriculture, de l'aquaculture, de l'industrie, de la production d'énergie et des autres activités humaines, dont celles liées aux loisirs et au tourisme.

Par ailleurs, il est prévu que le pouvoir d'autorisation du ministre ne se limite pas à l'examen du prélèvement d'eau sur les autres usagers et sur l'environnement, mais s'étende à son utilisation, puis à son retour au milieu après usage, et ce, tant sur le plan de la quantité que de la qualité. En outre, en plus d'être assortie de toute condition, restriction ou interdiction que le ministre juge nécessaires, l'autorisation émise par le ministre pourra, en fonction d'informations nouvelles ou complémentaires rendues disponibles après cette autorisation ou par suite d'une réévaluation des informations existantes sur la base de connaissances scientifiques nouvelles ou complémentaires, voir ses conditions modifiées par une ordonnance du ministre. Cette ordonnance pourra également mettre fin à l'autorisation, et ce, sans indemnité.

Précisons que des dispositions particulières prévalent pour un prélèvement effectué par un utilisateur sur le territoire visé par l'*Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent* signée en 2005 et qui entraîne une consommation de plus de 379 m<sup>3</sup> par jour. Le prélèvement d'eau ne pourra y être autorisé que si, entre autres, les eaux prélevées sont retournées en totalité au bassin, la quantité d'eau prélevée ne cause aucun impact négatif important, individuel ou cumulatif, sur la quantité ou sur la qualité des eaux du bassin, le prélèvement est soumis à des mesures de conservation de l'eau et la quantité d'eau prélevée est raisonnable compte tenu d'un certain nombre de facteurs (usage actuel de l'eau, mesures prises pour utiliser efficacement l'eau, etc.). Enfin, pour toute consommation de 19 000 m<sup>3</sup> ou plus par jour, le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs devra aviser les autres parties de l'Entente pour que ces dernières aient l'occasion de présenter leurs observations. L'exercice de ce nouveau pouvoir s'effectue en tenant compte des impacts sur :

1. les droits d'utilisation d'autres personnes ou municipalités, à court, moyen et long terme;
2. la disponibilité et la répartition des ressources en eau, dans le but de satisfaire ou de concilier les besoins actuels ou futurs des différents usages de l'eau;

3. l'évolution prévisible du milieu rural et du milieu urbain, en lien notamment avec les objectifs du schéma d'aménagement et de développement de toute municipalité régionale de comté (MRC) ou communauté métropolitaine concernée par le prélèvement, ainsi que sur l'équilibre à assurer entre les différents usages de l'eau;
4. le développement économique d'une région ou d'une municipalité.

Le nouveau régime d'autorisation utilise la notion de débit réservé plutôt que le débit d'étiage Q2,7. Le débit réservé reflète tant les besoins en eau des usagers immédiats du cours d'eau que la capacité de support des écosystèmes et représente un seuil sous lequel le débit du cours d'eau ne devrait pas baisser. Cette approche a l'avantage d'offrir une certaine marge de manœuvre et d'optimiser les prélèvements puisque tout ce qui excède le seuil peut être prélevé et stocké pour être utilisé ultérieurement. Il est ainsi possible de prélever l'eau principalement lorsqu'elle est abondante, comme au cours d'une crue.

À la lumière des mesures décrites ci-dessus, la Commission d'enquête chargée d'examiner le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec (BAPE, 2011) a conclu que le nouveau pouvoir d'autorisation d'un prélèvement d'eau qui résulte de l'entrée en vigueur de l'article 19 de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection encadre adéquatement un prélèvement. Cela dit, nous croyons qu'en guise de reddition de compte publique, le Règlement devrait prévoir la publication périodique (tous les cinq ans par exemple) d'un bilan des prélèvements d'eau par bassin versant. On connaîtrait ainsi l'évolution des quantités d'eau prélevées par l'industrie et on verrait comment elle se compare à celles qui sont prélevées par d'autres usagers du même bassin versant.

## 4.2 Contamination des eaux souterraines

Les risques de contamination directe des eaux souterraines par des fissures qui pourraient être provoquées par le processus de fracturation sont jugés faibles (ALL Consulting, 2012; King, 2012). Cependant, il y a eu des cas de contamination associés à un défaut dans l'intégrité des structures (gaine de ciment et coffrages d'acier qui la traversent) et un mauvais équilibrage de la pression dans les puits (Riha & Rahm, 2010). Bien que ces événements soient également rares, il serait bon d'obliger les entreprises à attester l'intégrité des structures. Quant aux incertitudes concernant les risques que posent les produits chimiques qui composent le fluide de fracturation, il faut souligner qu'au Québec, les entreprises sont déjà obligées de soumettre aux autorités compétentes une liste des composés chimiques qu'elles comptent utiliser avant la fracturation hydraulique<sup>29</sup>. Cela dit, après la fracturation hydraulique, elles devraient également soumettre aux autorités compétentes une liste des composés chimiques qu'elles ont effectivement utilisés (Gosman et al., 2012). Il faudrait aussi exiger une analyse exhaustive des produits qui se retrouvent dans les eaux usées avant leur acheminement dans les stations de traitement.

## 4.3 Gestion et traitement des eaux usées

La gestion et le traitement des eaux usées provenant de l'industrie du gaz de shale sont déjà soumis à toutes les lois et tous les règlements qui visent la protection des ressources en eau au Québec. Dans le cas particulier de l'injection des eaux usées dans des formations profondes, laquelle est autorisée dans plusieurs provinces canadiennes et États américains sous certaines conditions (Gosman et al., 2012), la possibilité de la permettre au Québec pourrait être évaluée et les conditions qui devraient la régir devraient être déterminées.

## 4.4 Déversements et fuites en surface

---

<sup>29</sup> Comme c'est déjà le cas au Québec, les ministères concernés doivent porter attention à ces informations lorsqu'ils reçoivent la liste des composés et le plan de fracturation.



La solution aux problèmes associés au transport par camions passe par l'approvisionnement en eau par canalisations avec un stockage tampon (CSR, 2012; Leteurtris et al., 2012). Les sites multipuits étant déjà une pratique courante, il ne reste qu'à inciter les entreprises à privilégier l'approvisionnement en eau par canalisations autant que possible.

Cela dit, il serait vain d'espérer éviter toute erreur de manipulation au cours d'une exploitation avec de multiples sites de forage. On peut toutefois exiger des entreprises qu'elles mettent en place de bonnes pratiques (imperméabilisation du sol, par exemple) qui permettraient d'en réduire la fréquence et d'en diminuer les effets (Leteurtris et al., 2012; Riha & Rahm, 2010). On pourrait par exemple exiger que la demande d'ouverture des travaux précise les mesures prises pour éviter le déversement sur le sol des fluides autres que l'eau, exiger des sous-traitants d'être certifiés ISO 14000 de manière à avoir l'assurance du respect des normes environnementales et exiger que tout déversement constaté soit systématiquement signalé aux autorités compétentes (Leteurtris et al., 2012).

#### **4.5 Gestion des eaux pluviales**

Advenant un développement soutenu de l'industrie du gaz de shale au Québec, les eaux pluviales sur les sites de forage pourraient avoir un impact considérable sur les cours d'eau environnants. Par conséquent, il est important d'obliger les entreprises à soumettre aux autorités compétentes un plan de gestion des eaux pluviales. Elles peuvent s'inspirer du guide élaboré par le U.S. EPA pour les terrains (U.S. EPA, 2007) pour élaborer un tel plan. Rappelons que Rivard (2011) a aussi élaboré un guide de gestion des eaux pluviales pour le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs et le ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire. Le chapitre 11 de ce guide présente les pratiques de gestion optimale des eaux pluviales; le chapitre 12 traite de l'opération, de l'entretien et du suivi des ouvrages de contrôle des eaux pluviales.

## Bibliographie

- ALL Consulting. (2010). *NYDEC Information Requests* (Project No. 1284.): Prepared for the Independent Oil & Gas Association of New York.
- ALL Consulting. (2012). *The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources* (Prepared for Petroleum Technology Alliance Canada and Science and Community Environmental Knowledge Fund). Tulsa, Oklahoma.
- ALL Consulting, & Ground Water Protection Council. (2009). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory.
- Anonyme (2011). Water: Out of the Wells *Marcellus Shale* 8, 1-12. de [http://www.museumoftheearth.org/files/marcellus/Marcellus\\_issue8.pdf](http://www.museumoftheearth.org/files/marcellus/Marcellus_issue8.pdf).
- BAPE. (2000). *L'eau, ressource à protéger, à partager et à mettre en valeur: Tome 1* (Rapport No. 142). Québec, Québec: Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
- BAPE. (2011). *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec* (Rapport 273). Québec, Québec: Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.
- Belanger, L. (2012). *Fracking Our Future: Measuring Water & Community Impacts from Hydraulic Fracturing*. Boulder, CO: Western Resource Advocates.
- CEES. (2012a). *L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*. Québec, Québec: Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.
- CEES. (2012b). *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*. Québec, Québec: Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.
- CGLI, LimnoTech, & NCASI. (2012). *Optimizing Industry Water Use: Evaluation of the Use of Water Stewardship Tools by Great Lakes Basin Industries*.
- CIRAIG. (2012). *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec* (Rapport préparé pour le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Montréal, Québec: Centre universitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services; École Polytechnique de Montréal.
- Cooley, H., & Donnelly, K. (2012). *Hydraulic Fracturing and Water Resources: Separating the Frack from the Fiction*. Oakland, California: Pacific Institute.
- CSR. (2012). *Risques potentiels de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Ile-de-France*: Conseil scientifique régional d'Ile-de-France.
- de Lary, I., Fabriol, H., Moretti, I., Kalaydjian, F., & Didier, C. (2011). *Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche* (BRGM/RP-60312-FR). Orléans, France: BRGM.
- Diallo, A. (2011). *Analyse de l'exploration et de l'exploitation de gaz de schistes au Québec dans une perspective de développement durable*. Université de Sherbrooke.

- Dougherty, C. (2010). *Hydraulic Fracturing Applicability of the Safe Drinking Water Act and Clean Water Act*. Communications présentées au Science Advisory Board Discussion, Washington, D.C.
- Duchaine, Y., Tourigny, Y., Beaudoin, G., & Dupuis, C. (2012). *Potentiel en gaz naturel dans le Shale d'Utica, Québec* (Rapport préparé pour le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec, Québec: Université Laval.
- Éditeur officiel du Québec. (2012). Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers (c. Q-2, r. 47.1). Page consultée le 27 décembre 2012 de [http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q\\_2/Q2R47\\_1.htm](http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R47_1.htm).
- Garcia, K. (2012). *Natural Gas Development and the NYC Water Supply*. de <http://www.aeee.net/DownloadCenter/2012NJWEAPresentation-KathrynGarcia.pdf>
- Genivar. (2011). Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2): Document d'information en support à l'approche participative. Page consultée le 8 novembre 2012 de [http://www.ees.gouv.qc.ca/documents/chapitres/ees2\\_information.pdf](http://www.ees.gouv.qc.ca/documents/chapitres/ees2_information.pdf).
- González, P., Bernard, J.-T., Trabelsi, S., & Beaudoin, G. (2012). *Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney* (Rapport préparé pour le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste). Québec, Québec: Université Laval.
- Gosman, S., Robinson, S., Shutts, S., & Friedmann, J. (2012). *Hydraulic Fracturing in the Great Lakes Basin: The State of Play in Michigan and Ohio*. Ann Arbor, MI: National Wildlife Federation.
- Gouvernement du Québec. (1997). *Symposium sur la gestion de l'eau au Québec: document de référence*. Québec, Québec.
- Gouvernement du Québec. (2006). *La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*. Québec, Québec.
- Great Lakes Commission. (2011). *Annual Report of the Great Lakes Regional Water Use Database Representing 2009 Water Use Data*.
- Healy, D. (2012). *Hydraulic Fracturing or 'Fracking': A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts* (Prepared for the Environmental Protection Agency (Ireland) ). Aberdeen, United Kingdom Department of Geology & Petroleum Geology, University of Aberdeen
- Heathcote, I. W. (1998). *Integrated Watershed Management: Principles and Practice*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
- IEA. (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*. Paris, France: International Energy Agency.
- Industrie Canada. (2012). Profil du secteur des services du pétrole et du gaz: prévisions. Page consultée le 24 janvier 2013 de <http://www.ic.gc.ca/eic/site/ogt-ipg.nsf/fra/og00202.html>.

- INSPQ. (2010). *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique: rapport préliminaire*. Québec, Québec: Institut National de la santé publique du Québec.
- Johnson, E. G., & Johnson, L. A. (2012). Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia: Locations, Volumes and Trends. Dans *Geoscience Reports 2012* (pp. 41-63): British Columbia Ministry of Energy and Mines.
- Johnson, N. (2010). *Pennsylvania Energy Impacts Assessment Report 1: Marcellus Shale Natural Gas and Wind*. The Nature Conservancy.
- Junex Inc. (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* (DM136). Québec, Québec.
- Kargbo, D. M., Wilhelm, R. G., & Campbell, D. J. (2010). Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. *Environmental Science and Technology*, 44(15), 5679-5684.
- Kiley, D., & Pearce, A. (2011). *Looking Down from Above: Mapping Potential Drilling Activity in Tompkins County*. Mapping Work Group of the Gas Drilling Task Force of the Tompkins County Council of Governments.
- King, G. E. (2012). *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells*. Communication présentée au SPE Hydraulic Fracturing Conference, du 6 au 8 février 2012, The Woodlands, Texas, USA. de [http://www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac\\_Paper\\_SPE\\_152596.pdf](http://www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac_Paper_SPE_152596.pdf)
- Lavoie, D. (2010). *Le shale d'Utica: contexte géologique*. Communications présentées au BAPE dans le cadre des audiences publiques sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, Québec, Québec.
- Leteurtrois, J. P., Durville, J. L., Pillet, D., & Gazeau, J. C. (2012). *Les hydrocarbures de roche-mère en France* (Rapport initial et rapport complémentaire du CGIET CGEDD): Conseil général (de l'économie), de l'industrie, de l'énergie et des technologies / Conseil général de l'environnement et du développement durable.
- Mackie Research Capital Corporation. (2010). *Spotlight on the Utica Shale, Next Steps - The Path To Commercialization*.
- Mantell, M. E. (2010). *Deep Shale Natural Gas and Water Use, Part Two: Abundant, Affordable, and Still Water Efficient*. Communication présentée au Water/Energy Sustainability Symposium at the 2010 GWPC Annual Forum, Pittsburgh, PA. de <http://www.springsgov.com/units/boardscomm/OilGas/GWPC%20-%20Deep%20Shale%20Natural%20Gas%20and%20Water%20Use.pdf>
- Mathis, M. (2011). *Shale Natural Gas - Water Use Management*. Communication présentée au ICWP Annual Meeting St. Louis, MO. de <http://www.icwp.org/cms/conferences/Mathis14Oct2011.pdf>
- MDDEP. (2010). *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent* Québec, Québec: Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

- MENV. (2002). *L'eau, la vie, l'avenir. Politique nationale de l'eau*. (Envirodoq ENV/2002/0310). Québec, Québec: Ministère de l'Environnement du Québec.
- MIT. (2011). *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology.
- MRNF. (2009). *Programme d'évaluations environnementales stratégiques sur la mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin*. Québec, Québec: Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
- MRNF. (2010). *Le développement du gaz de schiste au Québec* (Document technique). Québec, Québec: Ministère des Ressources naturelles et de la Faune.
- Nicot, J.-P., & Hayes, T. (2010). *Feasibility of Using Alternative Water Sources for Shale Gas Well Completions — A Preliminary Guidance Document on Current Practices in the Barnett* (Report No. 08122-05.03): University of Texas at Austin.
- Nicot, J.-P., & Scanlon, B. R. (2012). Water use for Shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology*, 46 (6), 3580-3586.
- NYSDEC. (2011). *Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program*. Albany, NY: New York State Department of Environmental Conservation.
- Office national de l'énergie. (2009). *L'ABC du gaz de schistes au Canada*. Calgary, Alberta.
- PIOGA. (2012). The Facts About Hydraulic Fracturing/Well Stimulation Page consultée le 27 juillet 2012 de [http://www.pioga.org/publication\\_files/hydraulic-fracturing-fact-sheet.pdf](http://www.pioga.org/publication_files/hydraulic-fracturing-fact-sheet.pdf).
- ProChemTech International. (s. d.). *Marcellus Gas Well Hydrofracture Wastewater Disposal by Recycle Treatment Process*. Apache Junction, AZ, and Brockway, PA.
- Rahm, B. G., & Riha, S. J. (2012). Toward Strategic Management of Shale Gas Development: Regional, Collective Impacts on Water Resources. *Environmental Science & Policy*, 17, 12-23.
- Riha, S., & Rahm, B. G. (2010). *Framework for Assessing Water Resource Impacts from Shale Gas Drilling* (Working Paper Series: A Comprehensive Economic Impact Analysis of Natural Gas Extraction in the Marcellus Shale). Ithaca, New York: Department of City and Regional Planning, Cornell University.
- Rivard, G. (2011). *Guide de gestion des eaux pluviales: stratégies d'aménagement, principes de conception et pratiques de gestion optimales pour les réseaux de drainage en milieu urbain*. Québec, Québec: Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire.
- Rousseau, A. N., Mailhot, A., Slivitzky, M., Villeneuve, J.-P., Rodriguez, M. J., & Bourque, A. (2004). Usages et approvisionnement en eau dans le sud du Québec : niveau des connaissances et axes de recherche à privilégier dans une perspective de changements climatiques. *Canadian Water Resources Journal*, 29 (2), 121-134.
- Schueler, T. R. (2000). The Importance of Imperviousness. Dans T. R. Schueler & H. K. Holland (Éds.), *The Practice of Watershed Protection* (pp. 7-18). Ellicott City (MD): Center for Watershed Protection.

- Simard, G., & Des Rosiers, R. (1979). *Qualité des eaux souterraines au Québec* (Rapport H.G.-13). Québec, Québec: Ministère des Richesses naturelles; Service des eaux souterraines.
- Soeder, D. J. (2010). The Marcellus Shale: Resources and Reservations. *Eos Transactions American Geophysical Union*, 91 (32), 277.
- Susquehanna River Basin Commission. (2011). Water Withdrawals Remain on Hold to Protect Streams in the Susquehanna Basin. Page consultée le 28 août 2012 de [http://www.srbc.net/whatsnew/Newsletters/article\\_58.asp](http://www.srbc.net/whatsnew/Newsletters/article_58.asp).
- Thériault, R. (2012a). *Atlas des analyses géochimiques et minéralogiques et des diagraphies caractérisant le Shale d'Utica et le Groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent* (DV 2012-03). Québec, Québec: Ministère des Richesses naturelles et de la Faune.
- Thériault, R. (2012b). *Compilation et interprétation stratigraphique, géochimique et minéralogique du shale d'Utica et du groupe de Lorraine, Basses-Terres du Saint-Laurent* (DV 2012-04). Québec, Québec: Ministère des Richesses naturelles et de la Faune.
- U.S. EPA. (2007). *Developing Your Stormwater Pollution Prevention Plan: A Guide for Construction Sites* (EPA-833-R06-004). Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.
- U.S. EPA. (2010). Opportunity for Stakeholder Input on EPA's Hydraulic Fracturing Research Study: Study Design Page consultée le 28 août 2012 de [http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hydrofrac\\_landscapemodel.pdf](http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hydrofrac_landscapemodel.pdf).
- U.S. EPA. (2011a). Notice of Final 2010 Effluent Guidelines Program Plan. *Federal Register*, 76 (207), 66286-66304.
- U.S. EPA. (2011b). *Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources* (EPA/600/R-11/122). Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency.
- USEIA. (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. Washington, DC: U.S. Energy Information Administration.
- Veil, J. A. (2010a). *Water Availability and Management in Shale Gas Operations*. Communication présentée au GWPC Water/Energy Sustainability Symposium, Pittsburgh, PA. de [http://www.gwpc.org/meetings/forum/2010/proceedings/12Veil\\_John.pdf](http://www.gwpc.org/meetings/forum/2010/proceedings/12Veil_John.pdf).
- Veil, J. A. (2010b). *Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers* Prepared for United States Department of Energy National Energy Technology Laboratory.