

**LES ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX DE  
L'EXPLORATION ET DE L'EXPLOITATION GAZIÈRES  
DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT**

**Octobre 2010**

DOCUMENT DE TRAVAIL



## TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction.....	1
2.	L'exploration et l'exploitation des gaz de shale.....	3
2.1	Phase exploratoire.....	3
2.1.1	Les levés géophysiques .....	3
2.1.2	Le forage .....	4
2.2	Phase de mise en valeur .....	10
2.2.1	La complétion du puits.....	10
2.2.2	La stimulation du puits.....	12
2.2.3	Les essais de production .....	16
2.3	Phase d'exploitation.....	17
2.3.1	Installation et opération des équipements de production.....	17
2.3.2	Stockage et transport du gaz.....	20
2.4	Phase de fermeture .....	22
3.	Les principaux enjeux environnementaux.....	23
3.1	Utilisation du territoire .....	23
3.2	Prélèvements d'eau .....	26
3.3	Protection des aquifères .....	29
3.4	Gestion des eaux usées .....	31
3.5	Émissions atmosphériques.....	33
3.6	Gaz à effet de serre .....	36
3.7	Bruit .....	37
3.8	Vibrations.....	38
3.9	Séismicité .....	38
3.10	Radioactivité .....	39
4.	Encadrement légal et réglementaire .....	40
4.1	Les levés et les études géophysiques .....	41
4.2	Les travaux de forage .....	41
4.3	Les travaux de complétion .....	42
4.4	Exploitation d'un gisement gazier .....	43
5.	Constats.....	44
	Annexe.....	47

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 .....	18
TABLEAU 2 .....	18
TABLEAU 3 .....	35
TABLEAU 4 .....	35
TABLEAU 5 .....	36

## LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 .....	1
FIGURE 2 .....	4
FIGURE 3 .....	6
FIGURE 4 .....	7
FIGURE 5 .....	7
FIGURE 6 .....	8
FIGURE 7 .....	11
FIGURE 8 .....	11
FIGURE 9 .....	13
FIGURE 10 .....	14
FIGURE 11 .....	15
FIGURE 12 .....	16
FIGURE 13 .....	19
FIGURE 14 .....	21

## ABRÉVIATIONS

<b>CDPNQ</b>	Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec
<b>CPTAQ</b>	Commission de protection du territoire agricole
<b>EPA</b>	Environmental Protection Agency
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GWPC</b>	Ground Water Protection Council
<b>kPa</b>	Kilopascal
<b>LQE</b>	Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q. c. Q-2)
<b>MDDEP</b>	Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs
<b>MRC</b>	Municipalité régionale de comté
<b>MRNF</b>	Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
<b>NYSDEC</b>	New York State Department of Environmental Conservation
<b>OER</b>	Objectifs environnementaux de rejet
<b>PAT</b>	Polluants atmosphériques toxiques
<b>PRAA</b>	Projet de règlement sur l'assainissement de l'atmosphère
<b>RCES</b>	Règlement sur le captage des eaux souterraines (c. Q-2, r. 1.3)
<b>REIMR</b>	Règlement sur l'enfouissement et l'incinération de matières résiduelles (c. Q-2, r. 6.02)
<b>RNCan</b>	Ressources naturelles Canada
<b>RPGNRS</b>	Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (c. M-13.1, r. 1)
<b>RQA</b>	Règlement sur la qualité de l'atmosphère (c. Q-2, r. 20)
<b>RRALQE</b>	Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (c. Q-2, r. 1.001)
<b>SGEIS</b>	Supplemental Generic Environmental Impact Statement



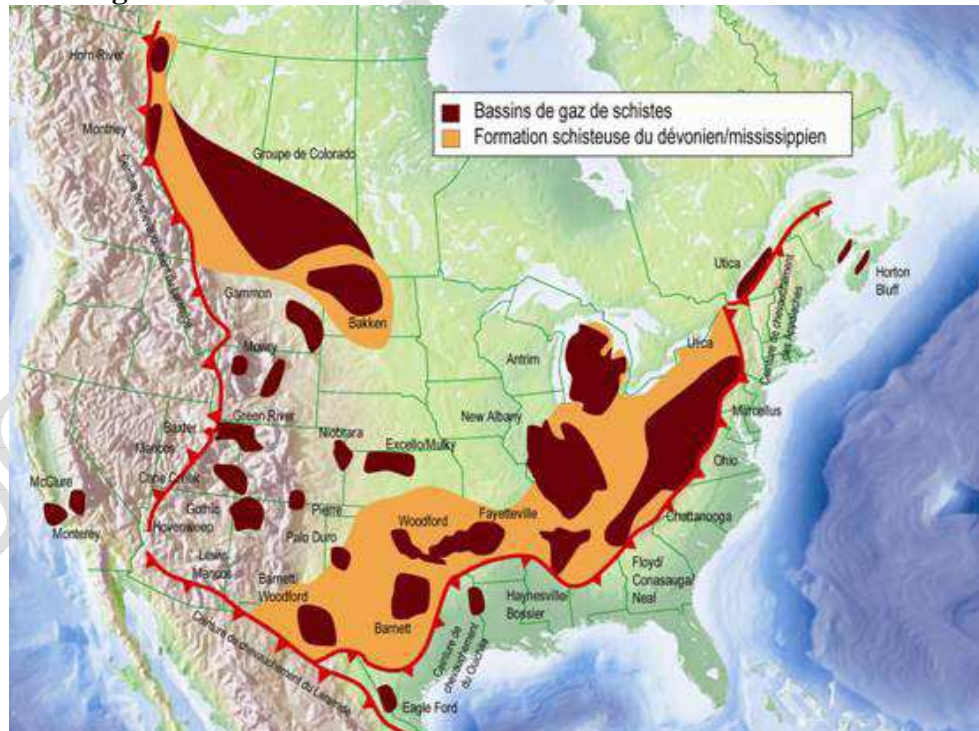
## 1. Introduction

La production de gaz naturel repose sur l'exploitation de « sources classiques » ou traditionnelles. Le gaz naturel accumulé dans des formations géologiques souterraines poreuses ou fracturées est extrait à partir d'un forage vertical. Plus facile et moins coûteuse que l'extraction par forage directionnel, la production de gaz à partir de ces accumulations diminue au niveau mondial.

Les gaz de shale constituent une source « non classique » de gaz naturel. D'apparence semblable à celle de l'ardoise d'un tableau noir, les shales gazéifères sont des formations peu poreuses, de faible épaisseur et très étendues géographiquement<sup>1</sup>. Ils ont été considérés jusqu'à maintenant comme une source de production de gaz trop coûteuse et difficile à exploiter. Les techniques mises en place récemment ont permis la production de gaz à moindre coût. Normalement, seul 20 % du gaz présent dans ces formations est récupérable, mais ce taux pourrait augmenter avec l'amélioration des techniques de forage et de fracturation.

Selon l'Office national de l'énergie<sup>2</sup>, les principales zones canadiennes de mise en valeur du gaz de shale sont le bassin de Horn River et les shales de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, le groupe de Colorado, en Alberta et en Saskatchewan, les shales d'Utica au Québec et les shales de Horton Bluff, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. La formation située entre Montréal et Québec, près de la zone frontale des Appalaches, a un potentiel de fractures naturelles plus élevé. Elle porte le nom de « groupe d'Utica ». L'évaluation de son potentiel gazier n'en est qu'à ses débuts.

**Figure 1 - Localisation des bassins et de la formation de shale**



Source : Advanced Resources, SpPE/Holditch Nov. 2002, Hill 1991, Cain, 1994, Hart

<sup>1</sup> <http://www.cga.ca/documents/supplybulletinAugust2009FR.pdf>

<sup>2</sup> Office national de l'énergie. Dossier énergie – L'ABC du gaz de schiste au Canada. Novembre 2009

Ce rapport débute par une brève présentation de la situation au Québec, et le chapitre 2 aborde les différentes étapes de l'exploration et de l'exploitation des gaz de shale. Les principaux enjeux environnementaux sont décrits au chapitre 3, et le cadre légal et règlementaire au chapitre 4. Finalement, les constats tirés des travaux sont présentés au chapitre 5.

Quoique l'expression « gaz de schiste » ait été fréquemment utilisée au Québec, ce document de travail réfère au « gaz de shale », puisque la formation rocheuse dont il est question dans les basses-terres du Saint-Laurent se nomme « Shale d'Utica », le shale étant une roche sédimentaire. Dans le domaine de la géologie au Québec, le schiste est plutôt une roche métamorphique.

## **Au Québec**

Plusieurs puits d'exploration gazière ont été forés dans les basses-terres du Saint-Laurent dans le groupe d'Utica. Les activités de forage ont eu lieu dans plusieurs régions des basses-terres du Saint-Laurent, dont Bécancour et Lotbinière. Les nouvelles techniques de forage et de mise en production qui ont été développées, dont les forages directionnels et la fracturation hydraulique, permettent d'augmenter l'efficacité de captage et de récupération du gaz naturel dans les couches géologiques moins perméables. De plus, avec l'augmentation des prix du gaz naturel, l'intérêt pour ce type de forage non conventionnel s'accroît.

Les forages visés par la Loi sur les mines (L.R.Q., c. M-13.1) sont exclus, sauf exception, de l'obligation d'obtenir une autorisation en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., c. Q-2), en raison du faible impact des forages de type traditionnel opérés dans le cadre de l'exploration minière, soit sans activités de fracturation. En ce qui a trait à la fracturation, il s'agit d'une activité nouvelle qui comporte des impacts environnementaux différents de ceux engendrés par le forage. Par conséquent, cette activité est assujettie à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. De plus, le MDDEP délivre des autorisations pour les activités connexes liées à l'exploration gazière, dont l'aménagement d'une prise d'eau de surface, le captage d'eau souterraine, le traitement des eaux usées, l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur pour capter et brûler les gaz ainsi que la valorisation des boues de forage.

Les plus grandes préoccupations véhiculées par l'opinion publique concernent la contamination possible des nappes souterraines et le grand nombre de puits qui pourraient être forés sur une superficie relativement restreinte. Il faut considérer que les basses-terres du Saint-Laurent représentent un territoire de près de 25 000 km<sup>2</sup> dont environ 20 000 km<sup>2</sup> se retrouvent en terre ferme et le reste en zone humide. Il s'agit d'un territoire densément peuplé où se retrouvent les plus grands centres urbains et les terres les plus fertiles du Québec. L'agriculture et l'élevage dominent également à proximité des berges du Saint-Laurent, lieu d'une grande biodiversité animale et végétale.

En milieu urbain, l'alimentation en eau des populations est assurée en grande partie par l'eau de surface. En milieu agricole, des conflits d'usage peuvent résulter du prélèvement de grandes quantités d'eau en période d'étiage alors que les besoins pour l'agriculture sont les plus élevés.



## 2. L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES GAZ DE SHALE

Déterminer les impacts environnementaux d'un projet exige tout d'abord une connaissance des façons de faire. Ce chapitre présente donc, selon un ordre chronologique, chacune des étapes suivies dans les travaux de recherche et d'exploitation de gaz de shale, tels que ceux réalisés actuellement dans les basses-terres du Saint-Laurent, en déterminant les enjeux environnementaux qui leur sont associés et les autorisations requises au Québec pour la mise en œuvre de ces travaux.

### 2.1 PHASE EXPLORATOIRE

#### 2.1.1 Les levés géophysiques

##### Description

Les premiers travaux exploratoires consistent à déterminer, à l'aide des données existantes (cartes, photographies aériennes et satellitaires, données historiques, etc.), les formations géologiques qui réunissent les conditions nécessaires à la formation et au piégeage des hydrocarbures. Des travaux supplémentaires, tels que des levés géophysiques aéroportés, peuvent être réalisés afin de circonscrire avec plus de précision les zones où se poursuivront les recherches sur le terrain.

Lors des opérations de terrain, des véhicules spéciaux munis de lourdes plaques produisent de fortes vibrations. Les vibrations se propagent dans le sol, sont réfléchies par les différentes couches géologiques et sont captées par des géophones, ce qui permet d'obtenir une imagerie du sol sous-jacent en deux ou en trois dimensions.

L'étape des sondages géophysiques génère peu d'impacts environnementaux directs, mais peut engendrer des inquiétudes de la part de la population si elle n'est pas suffisamment informée. Les travaux de sondages géophysiques effectués sur les terrains privés nécessitent le consentement des propriétaires.

##### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

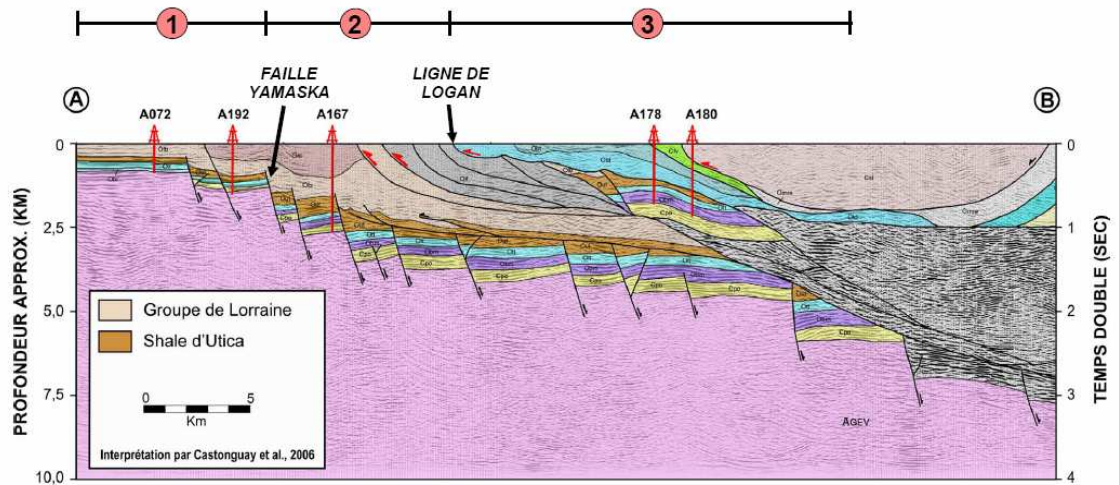
- Les vibrations peuvent inquiéter ou incommoder les populations avoisinantes.

##### Autorisations nécessaires

- Permis de levés géophysiques, Loi sur les mines.

À titre d'exemple, voici le résultat de levés géophysiques identifiant les diverses couches géologiques dans la vallée du Saint-Laurent.

**Figure 2 - Profil sismique de la région de Lotbinière**



Source : MRNF

### 2.1.2 Le forage

#### Description

Le forage de puits d'exploration débute après avoir déterminé les zones susceptibles de contenir du gaz. Ces puits sont destinés à recueillir des échantillons et des données du sous-sol. Des essais de production sont menés pour évaluer le potentiel de récupération des gaz dans le gisement. Les puits présentant le meilleur potentiel et répondant positivement aux nombreuses conditions techniques et économiques sont ensuite convertis en puits de production.

Avant d'installer l'équipement de forage, des routes d'accès temporaires sont construites, le terrain est dégagé, nivelé au besoin sur une superficie suffisante et préparé afin de pouvoir supporter la présence d'équipements lourds. Pour limiter la compaction, l'érosion ou la contamination du sol, celui-ci est recouvert d'une géomembrane et de gravier où un plancher amovible spécialement conçu à cette fin est déposé. Les superficies utilisées par ces travaux peuvent s'étendre sur un à deux hectares (10 000 à 20 000 mètres carrés). En général, les sites qui requièrent le plus d'espace sont ceux où il est prévu qu'on effectue des forages horizontaux ainsi que de la fracturation hydraulique<sup>3</sup>.

Les forages exploratoires sont habituellement effectués à l'aide d'un équipement mobile :

- une tour de forage (derrick) munie d'un treuil permettant le levage et la descente des tiges, des tubes et des outils;
- un système rotatif (table de forage) qui actionnera les tiges de forage et le trépan situé à leur extrémité;
- un système de circulation et de récupération des fluides;

<sup>3</sup> New York State Department of Environmental Conservation. DRAFT Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program – Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Sept. 2009

- un système autonome d'alimentation électrique.

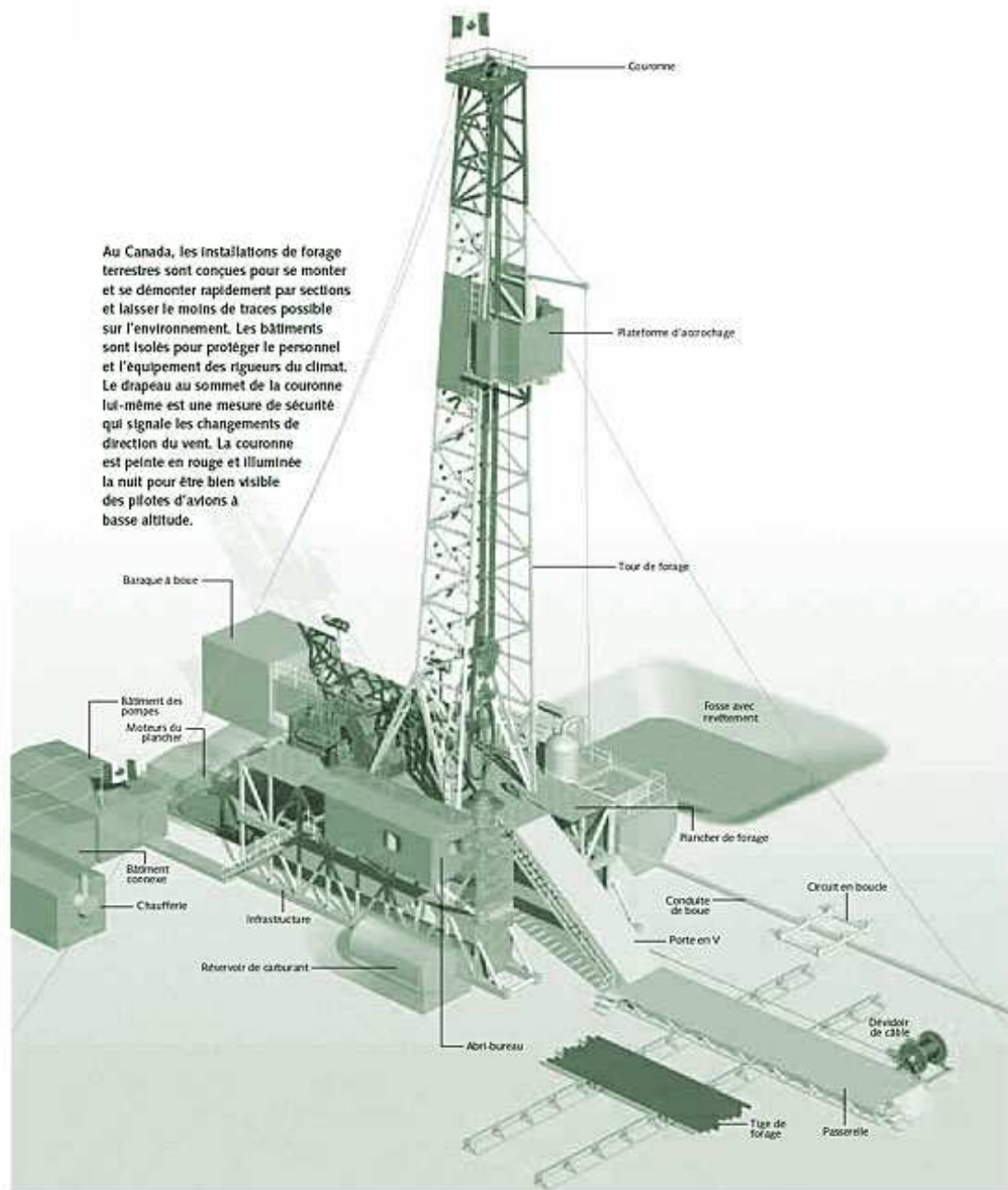
Un équipement anti-éruption doit toujours être présent afin de contrôler la remontée intempestive de gaz ou des fluides dans le trou.

Plusieurs bassins ou réservoirs séparés, destinés à recevoir les fluides de forage, sont aménagés ou installés à proximité de ces installations pour recevoir les déblais solides et, si nécessaire, les fluides de fracturation ou l'eau de formation présents dans le puits. Finalement, puisque les forages peuvent s'effectuer de façon ininterrompue sur plusieurs semaines, des roulottes de chantier peuvent être installées pour loger les travailleurs en charge du forage.

DOCUMENT DE TRAVAIL

### Figure 3 - Équipement utilisé pour le forage

#### Anatomie d'une installation de forage terrestre



Images: Petroleum Communication Foundation.  
Défi à notre industrie pétrolière, 1999.  
© Centre canadien d'information sur l'énergie

Source :

<http://www.centreinfoenergie.com/silos/naturalGas/generator.asp?xml=/silos/naturalgas/natGasOverview04XMLasp&template=1,2>

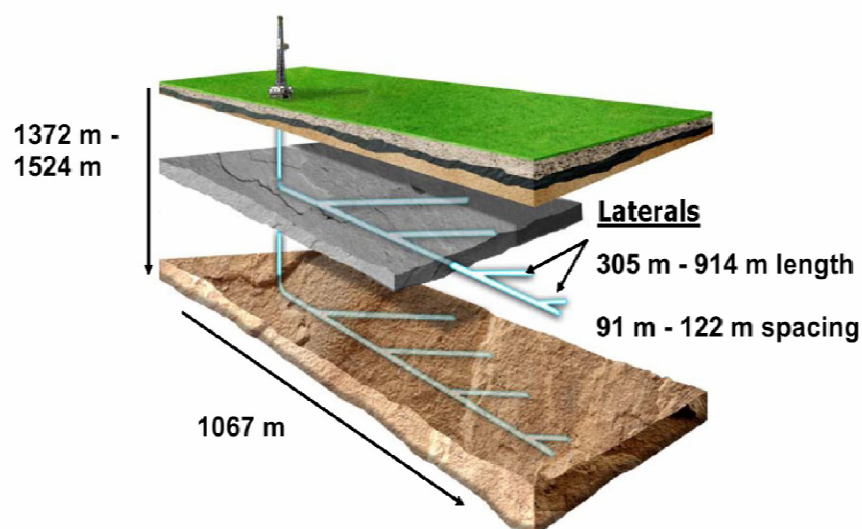
**Figure 4 - Site de forage de puits gazier avec équipement mobile**



Source : "Marcellus Shale : Opportunities and Challenges for Pennsylvania", July 16 2009. [www.choosenepa.com](http://www.choosenepa.com)

Typiquement, les forages effectués dans les gisements de gaz classique sont verticaux. Le fait que les shales gazéifères se présentent en plans horizontaux a provoqué l'apparition de nouvelles techniques de forage : les forages dirigés (appelés aussi « forages directionnels » ou « horizontaux »), qui sont orientés horizontalement dans le gisement afin d'augmenter le contact du puits avec la roche réservoir et de maximiser le potentiel de récupération du gaz. De plus, les techniques de forage dirigé permettent de pratiquer plusieurs puits horizontaux autour d'un puits vertical pour former un puits à ramifications.

**Figure 5 - Puits gazier horizontal avec ramifications**





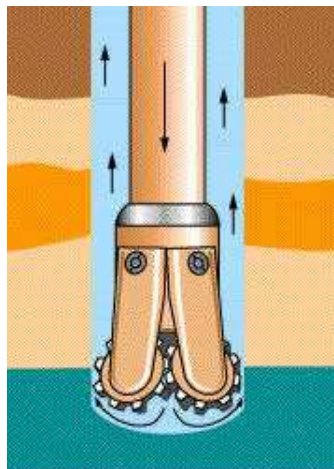
Source : MRNF

Les forages horizontaux suivis d'une fracturation hydraulique qui sera abordée plus loin, sont devenus les standards de l'industrie dans l'exploitation des gaz de shale. Les précautions de sécurité et de protection environnementales ne diffèrent toutefois pas de celles utilisées pour les puits verticaux.

La technique de forage pratiquée est généralement le forage rotatif. Un trépan, fixé à une tige de forage rotative, descend lentement dans la roche par abrasion. Un fluide spécial, appelé « boue de forage », est généralement utilisé pour refroidir le trépan, le lubrifier et maintenir la pression au fond du trou. La boue de forage est généralement constituée d'une base aqueuse mélangée avec de la bentonite. Un certain nombre d'additifs (fluides de conditionnement) peuvent être ajoutés afin d'en améliorer l'efficacité.

La boue est injectée dans le trou, ramenée avec les déblais de forage vers la surface, et filtrée. Sa composition est réajustée au besoin, et le fluide récupéré est utilisé à nouveau au fond du trou. Lorsque ses propriétés ne satisfont plus aux besoins techniques du forage, elle est rejetée et remplacée. Les fluides et déblais de forage ainsi rejetés représentent les plus forts volumes de matières résiduelles générées par les opérations de forage gazier. Leur quantité dépend de la longueur du puits et de son diamètre. Par exemple, un puits vertical de 2 000 mètres de profondeur génère environ 100 m<sup>3</sup> de résidus, alors qu'un puits vertical de la même profondeur, suivi d'une section horizontale de 900 mètres, génère un volume de 125 m<sup>3</sup> qui doit être géré sur place ou encore éliminé dans des endroits appropriés. Le traitement biologique ou physique, lorsque requis, doit rendre les résidus acceptables pour leur valorisation ou leur élimination dans un lieu autorisé. Au Québec, ces résidus sont caractérisés et généralement acheminés vers des lieux d'enfouissement technique. Des expériences de valorisation par épandage de boues épaissies sur des terres agricoles sont aussi effectuées. Mentionnons que l'élimination sur place n'est pas autorisée en vertu du Règlement sur l'enfouissement et l'élimination des matières résiduelles (c. Q-2, r. 6.02).

**Figure 6 - Circulation de la boue de forage dans le trou**



Les forages peuvent aussi être effectués à l'air ou au gaz, ce qui évite la production de fluides de forage à gérer par la suite. Ces dernières techniques ne sont utilisées que lorsqu'on ne s'attend pas à rencontrer d'eau ou de pétrole, car elles ne permettent pas de stabiliser les parois du puits ni de contrôler la pression exercée par les fluides de formation. Dans certaines juridictions hors Québec où le fluide de forage n'est constitué que d'eau douce ou d'air auquel aucun additif chimique n'a été ajouté, il est parfois autorisé de laisser les résidus sur place. Une caractérisation demeure toutefois nécessaire, notamment afin de mesurer le niveau de radioactivité ou de salinité.

Dans le gisement, lors du forage, une quantité d'eau plus ou moins grande, présente dans le sol, pourrait nécessiter d'être soutirée avant que l'on soit en mesure de récupérer le gaz. Cette eau, appelée « eau de formation », est généralement salée.

Le forage d'un puits gazier requiert de 20 à 30 jours et s'effectue de façon ininterrompue. Les puits forés au Québec dans le shale d'Utica atteignent des profondeurs de 1000 à 2 500 mètres. Des normes de localisation sont énoncées dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (c. M-13.1, r.1) édicté en vertu de la Loi sur les mines.

#### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- La contamination des sols et des eaux de surface par une gestion inadéquate des produits chimiques utilisés dans la fabrication des fluides de forage ou des résidus solides et liquides rejetés;
- Des éruptions peuvent survenir si la pression existante dans la zone forée est supérieure à la pression exercée par les fluides de forage; un équipement anti-éruption est toujours installé, conformément au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RPGNRS), pour éviter ce risque;
- La migration de fluides (eau salée, hydrocarbures et fluides de forage) dans les nappes d'eau de surface ou souterraine à partir du trou de forage; les normes du RPGNRS ont pour objectifs d'éviter cette migration;
- La pollution de l'air par des émissions atmosphériques (contaminants et gaz à effet de serre [GES]);
- Le bruit et la lumière qui perdurent de jour comme de nuit peuvent incommoder la population avoisinante;
- La poussière et les vibrations produites par la circulation des camions si de l'eau de formation est pompée et expédiée hors du site.

#### Autorisations requises

- Permis de forage de puits (Loi sur les mines) pour chaque puits;
- Certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) en cas de valorisation des boues.

## 2.2 PHASE DE MISE EN VALEUR

### 2.2.1 La complétion du puits

#### Description

La complétion d'un puits consiste en l'ensemble des travaux effectués pour permettre sa mise en production.

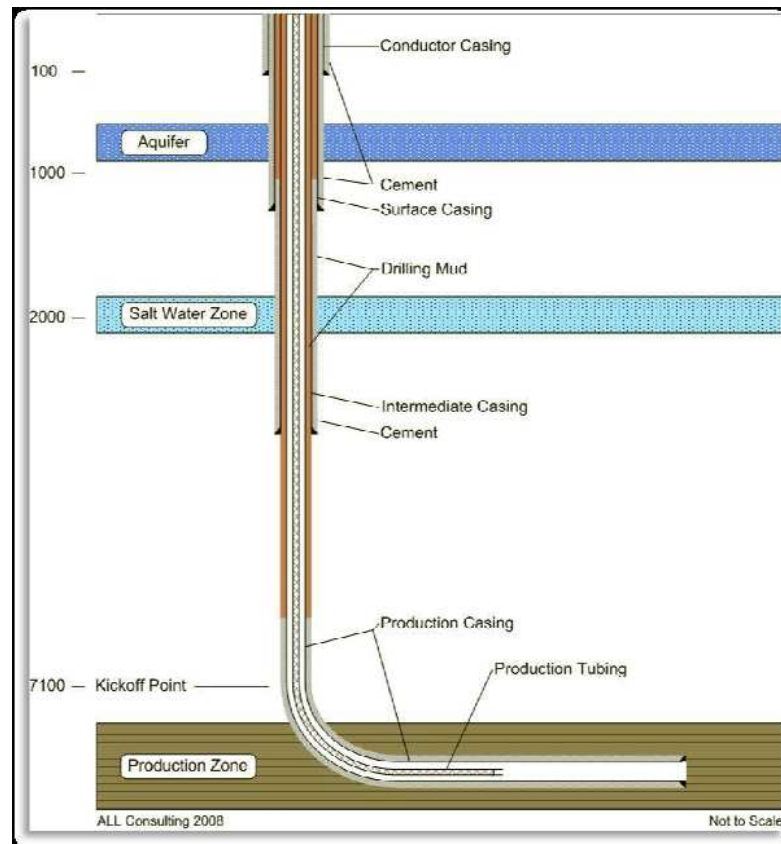
Lors du forage, des tubages d'acier sont installés dans le puits. Ils servent à empêcher l'éboulement des parois du puits, à isoler tous les horizons géologiques rencontrés contenant de l'eau, du pétrole ou du gaz, à prévenir la migration de l'eau, du pétrole ou du gaz. En fait, plusieurs tubages sont insérés les uns dans les autres. Un tubage initial peu profond (conducteur) et de plus grand diamètre est d'abord installé pour faciliter le contrôle du puits et l'installation du tubage de surface qui doit être fixé à une profondeur égale ou supérieure à 10 % de la profondeur totale prévue et dont la fonction principale est d'isoler le puits de la nappe phréatique. Par la suite, un tubage intermédiaire isole les différentes strates géologiques et finalement un tubage de production qui sert au captage du gaz à partir de la zone de production (voir figure 7) est installé. Du ciment est injecté dans l'espace annulaire compris entre les tubages et le trou de forage. Ce ciment de type Portland utilisé pour fixer les tubages doit respecter les normes de l'American Petroleum Institute (API). Des additifs peuvent y être ajoutés afin d'en améliorer la résistance ou d'en contrôler le temps de durcissement. La qualité de la cimentation du puits est l'élément le plus déterminant pour prévenir la migration des fluides ou du gaz. L'installation du tubage doit s'effectuer conformément aux exigences du RPGNRS. Chaque tubage doit faire l'objet d'un essai de pression avant la poursuite des opérations de forage.

Le système anti-éruption, les tubages et le ciment doivent résister aux pressions prévues au programme de forage. Le réseau de conduite installé au système anti-éruption doit comprendre deux tuyaux d'acier, l'un servant à la détente de la pression et l'autre à l'injection du fluide de forage.

La véritable complétion du puits débute avec l'étape de perforation du tubage de production à l'aide d'un perforateur pour ainsi mettre en contact la zone géologique productrice avec le puits. Une tête de puits est soudée au coffrage de surface. Ce dispositif muni de soupapes appelé familièrement « arbre de Noël » (figure 8), permet de contrôler l'ouverture ou la fermeture du puits.



**Figure 7 - Vue en coupe d'un puits horizontal complété pour sa production**



**Figure 8 - « Arbre de Noël » connecté à un puits de gaz naturel**



Source : <http://www.naturalgas.org/>

### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- Les normes du RPGNRS ont pour objectifs d'éviter cette migration de l'eau, du pétrole ou du gaz d'un horizon à l'autre;
- La pollution de l'air par des émissions atmosphériques (contaminants et GES).

### Autorisations requises pour chaque puits

- Permis de complétion de puits (Loi sur les mines);
- Certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement, qui couvre également le processus de fracturation du puits.

## **2.2.2 La stimulation du puits (fracturation et acidification)**

### Description

En raison de la faible porosité présente dans le shale gazéifère, le gaz y circule très lentement. Pour favoriser la migration du gaz vers le puits, l'exercice d'évaluation du potentiel d'un puits exploratoire ainsi que la phase d'exploitation subséquente requièrent presque systématiquement une étape de stimulation appelée « fractionnement » ou « fracturation » qui peut être accompagnée d'une acidification.

Avant d'effectuer la fracturation, on prépare le puits en nettoyant les perforations du tubage et du coffrage avec une solution acide 15 % afin de les débarrasser des dépôts laissés par le fluide de forage. Celle-ci consiste à injecter dans le puits un fluide, généralement un mélange d'eau, de sable (figure 9) et de produits chimiques, sous haute pression afin de créer des fissures dans la roche<sup>4</sup> qui favorisent la récupération du gaz. Les autres fluides pouvant être utilisés pour la fracturation sont le propane liquide, l'azote et le gaz carbonique.

Le sable ou un autre agent de soutènement (billes de verre, de métal, de céramique ou de résine) sert à maintenir ouvertes les fractures nouvellement créées. Des polymères modifiant la viscosité du liquide et d'autres additifs chimiques peuvent aussi être ajoutés. Typiquement, le fluide de fracturation est constitué d'environ 90 % d'eau, 9 % d'agent de soutènement et de 1 à 2 % en poids de produits chimiques<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> <http://www.gwpc.org/meetings/uic/2009/proceedings/Nicot,%20JP.pdf>

<sup>5</sup> New York State Department of Environmental Conservation, DRAFT SGEIS On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program – Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Sep. 2009.

**Figure 9 - Sable de silice utilisé en fracturation hydraulique**



Source : New York State Department of Environmental Conservation, DRAFT SGEIS 9/30/2009, Page 5-43

Dans un puits horizontal, la fracturation est effectuée par stades successifs, en commençant par la section la plus éloignée. La longueur de la section fracturée varie en fonction des conditions locales, s'échelonnant habituellement entre 100 et 150 mètres, si bien que pour un puits ayant une section latérale de 1 200 mètres, 8 à 13 injections de 1 200 à 2 500 mètres cubes de liquides peuvent être réalisées<sup>6</sup>. Une fois la fracturation terminée, le puits et l'équipement sont nettoyés une dernière fois à l'eau claire avant qu'on ne passe à l'étape suivante.

L'eau en tant que fluide d'injection est privilégiée par rapport aux autres fluides, car elle est habituellement plus économique. Dans les shales, de l'eau douce est injectée de préférence à de l'eau salée afin de mieux dissoudre les sels présents dans la roche réservoir, ce qui crée de nouvelles voies d'accès permettant au gaz d'atteindre les fractures et de migrer vers le puits de production<sup>7</sup>.

En raison des volumes importants en eau nécessaires au fractionnement et de la courte période consacré à cette activité, un prélèvement d'eau brute se fait préférentiellement sur place ou à proximité du lieu de forage. Les eaux de surface étant plus facilement accessibles, elles sont davantage sollicitées que les eaux souterraines. Lorsque l'eau n'est pas disponible à proximité, elle est transportée sur place par camions citernes.

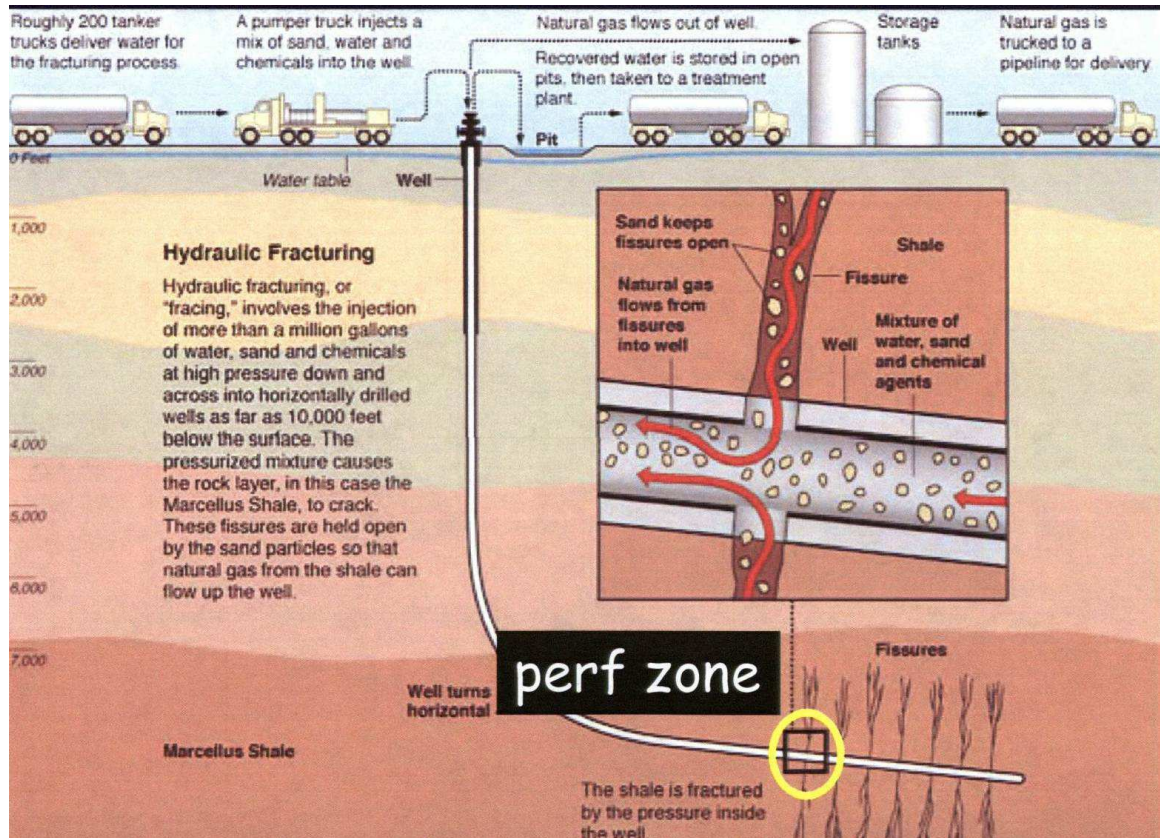
L'eau injectée pour le fractionnement est récupérée en partie à la surface et acheminée par camions à une usine de traitement. En plus des produits chimiques initiaux, l'eau récupérée contient une certaine concentration de sels dissous provenant de la formation souterraine.

<sup>6</sup> New York State Department of Environmental Conservation , DRAFT SGEIS 9/30/2009, Page 5-92

<sup>7</sup> <http://www.stwresources.com/waste-water.html>

Dans certaines juridictions, l'eau peut aussi être réinjectée dans une formation géologique adéquate. Le volume d'eau injecté dans les shales peut représenter un total de 4 000 à 35 000 mètres cubes. Mentionnons que le fractionnement en puits horizontaux nécessite généralement davantage d'eau qu'en puits verticaux.

**Figure 10 - Représentation schématique d'une fracturation hydraulique dans un puits horizontal**



Source : DEP Briefing to the NYC Water Board on the Natural Gas Impact, Assessment Project.

L'étape d'injection de fluides pour la fracturation accompagnée ou non d'une acidification sur un puits horizontal ainsi que la récupération de l'eau (environ 50 % de l'eau injectée) peut durer de 2 à 8 semaines. Pendant ce temps, plusieurs camions citernes par heure peuvent se remplir et quitter le site pour se vidanger dans un système de traitement adéquat.



**Figure 11 - Fracturation hydraulique dans un puits horizontal**



Source: MRNF

#### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- Le prélèvement d'un important volume d'eau douce dans le milieu naturel sur une courte période de temps peut affecter les écosystèmes aquatiques et humides, les puits d'eau potable, les systèmes d'irrigation agricole ou tout autre usage de l'eau;
- La contamination des eaux souterraines par le fluide de fracturation; les normes du RPGNRS ont pour objectifs d'éviter cette migration;
- La poussière et les vibrations causées par la circulation des camions;
- Le bruit des compresseurs et la lumière sur le site;
- Le traitement et le rejet des eaux usées;
- La pollution de l'air par les émissions atmosphériques produites par les camions et les équipements.

#### Autorisations requises

- La fracturation est incluse dans le permis de complétion de puits exigé en vertu de la Loi sur les mines;
- La fracturation est incluse dans le certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la LQE pour la complétion des puits
- Un certificat d'autorisation en vertu de la LQE est requis pour tout captage d'eau de surface;
- Une autorisation en vertu du Règlement sur le captage des eaux souterraines (Q-2, r.1.3) est requise pour le captage d'eau souterraine, en raison de l'importance des volumes d'eau journaliers prélevés (supérieur à 75 mètres cubes par jour). Les projets de captage inférieurs à 75 m<sup>3</sup> doivent être autorisés par la municipalité concernée;
- Une autorisation en vertu de l'article 32 de la LQE est requise pour tout traitement des eaux usées avant rejet dans l'environnement.

### 2.2.3 Les essais de production

#### Description

Une fois les travaux de stimulation de puits complétés, ce dernier est débarrassé des résidus de fracturation encore présents. Au cours de cette opération, la torchère ou l'incinérateur fonctionne sur une période de 12 à 24 heures.

Les essais de production commencent par la suite. Ces essais visent à évaluer le potentiel de récupération de gaz à partir du puits et à concevoir adéquatement l'équipement de collecte et de distribution du gaz qui y serait ajouté. Les essais de production sont effectués à l'aide de la torchère ou de l'incinérateur. Cette dernière peut alors fonctionner en continu sur une période de 3 à 30 jours, quoique certains essais puissent prendre jusqu'à quelques mois. Une période maximale d'un an est autorisée par le MRNF pour la réalisation des essais, lorsqu'il s'agit de schiste gazéifère (a.71 du RPGNRS). Si un réseau de distribution se trouve à proximité du puits, le gaz produit lors des essais de production peut être dirigé vers ce réseau.

**Figure 12 - Brûlage des gaz à la torchère à la suite d'une fracturation hydraulique, Saint-François-du-Lac, 2008**



Source : MRNF

#### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- La pollution atmosphérique (contaminants);
- L'émission de GES.

#### Autorisations requises

- Un avis écrit doit être envoyé au MRNF avant le début des essais en vertu de l'article 71 du RPGNRS;

- Une autorisation est requise en vertu de l'article 48 de la LQE pour l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur. Cet équipement est destiné à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère, en l'occurrence les gaz résiduels dans le cas présent.

## 2.3 PHASE D'EXPLOITATION

### 2.3.1 Installation et opération des équipements de production

#### Description

À la phase de l'exploitation, des installations permanentes sont construites. Plusieurs facteurs peuvent influencer la localisation et la configuration d'un site d'exploitation de gaz : proximité d'un gazoduc, présence d'eau, présence de réservoirs naturels pour le stockage du gaz, présence d'habitations, de milieux sensibles, etc. Il peut être nécessaire de construire un gazoduc ou une ligne de connexion à un gazoduc existant, d'installer des compresseurs, des réservoirs de stockage, de construire une unité de traitement des gaz ou de liquéfaction du gaz, etc. Des pompes ou d'autres équipements de récupération assistée plus complexes<sup>8</sup> peuvent aussi être installés pour augmenter la vitesse de remontée du gaz naturel.

Deux types d'exploitation de gaz dans les shales peuvent être rencontrés : les sites à puits individuels (verticaux ou horizontaux) et les sites à puits multiples (figure 13) qui comprennent en moyenne de 6 à 8 puits. La superficie utilisée, la consommation d'eau et de produits chimiques, la production d'eaux usées et de matières résiduelles et le temps consacré aux travaux sont plus élevés sur un site à puits multiples que sur un site à puits individuels. Par contre, la distance séparant deux sites peut être considérablement plus grande dans le cas de sites à puits multiples, ce qui fait de ce type d'exploitation une solution intéressante pour minimiser la superficie utilisée. L'espacement entre deux puits ou « grappe » de puits dans le cas de puits multiples est déterminé par les conditions géologiques locales, la productivité du gisement, le type de puits utilisé et les exigences gouvernementales. Le tableau suivant résume les exigences de certains États américains relativement à l'espace alloué pour chaque puits gazier foré.

---

<sup>8</sup> <http://unctad.org/infocomm/francais/gaz/filiere.htm>

**Tableau 1 - Exigences de certains États américains relativement aux superficies allouées par puits gazier foré**

État	Formation	Superficie allouée par puits (km <sup>2</sup> )	Nombre de puits par km <sup>2</sup>	Catégorie
New York <sup>9</sup> (puits forés après 1995)	Marcellus	De 0,15 à 0,18	De 5 à 7	Puits individuels
		2,59	1 au 2,5 km <sup>2</sup>	Puits horizontaux multiples
Pennsylvanie <sup>10</sup>	Marcellus	2,59	1 au 2,5 km <sup>2</sup>	Terres forestières
		0,09	11	Autres terrains
Arkansas <sup>11</sup>	Fayetteville, Moorefield et Chattanooga	0,16	6	Tous les puits
Louisiane <sup>12</sup>	Haynesville	0,37	3	Tous les puits
Texas <sup>13</sup>	Barnett	0,32	3	En zone habitée

Le tableau suivant compare la densité et la superficie occupée par des sites existants d'exploitation individuels de gaz de shale avec puits verticaux et des sites à puits multiples horizontaux lors des phases de forage et de production où une restauration partielle a été effectuée.

**Tableau 2 - Densité et superficie perturbée selon le type d'exploitation gazière (shale de Marcellus, État de New York)<sup>14</sup>**

	Type d'exploitation gazière	
	Puits individuel*	Puits multiple**
Superficie perturbée - Forage	1,2 hectare	2 hectares
Superficie perturbée - Production (restauration partielle)	0,6 hectare	1,2 hectare
Nombre de sites au km <sup>2</sup>	62	6

\*Puits verticaux seulement

\*\*Puits horizontaux seulement

Au Québec, l'exploitant de sites d'extraction de gaz naturel doit détenir un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel qui délimite la zone qu'il peut exploiter. Selon la Loi sur les mines, la superficie couverte par cette zone peut s'étendre de 200 à 2 000 hectares (de 2 à 20 km<sup>2</sup>). La distance séparant deux puits n'est toutefois pas réglementée. Les travaux qui sont effectués dans la zone visée par le bail peuvent s'échelonner sur plusieurs années, soit au fur et à mesure que de nouveaux puits de développement sont

<sup>9</sup> <http://www.dec.ny.gov/energy/1583.html>

<sup>10</sup> <http://www.dcnr.state.pa.us/gasleasing/index.htm>

<sup>11</sup> <http://www.aogc.state.ar.us/Hearing%20Downloads/B-43%20Rules.pdf>

<sup>12</sup> <http://dnr.louisiana.gov/title43/43v19.pdf#page=89>

<sup>13</sup> <http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/index.php>

<sup>14</sup> <http://www.citizenscampaign.org/campaigns/marcellus.asp>



aménagés. Selon l'information recueillie, il arrive régulièrement que les puits dont la production diminue soient fracturés à nouveau. La fréquence possible de refracturation sur les puits gaziers des basses-terres est toutefois inconnue, puisque ce territoire fait toujours l'objet d'exploration. Il est possible également que de nouveaux puits soient forés pour assurer la production continue de gaz.

**Figure 13 - Site d'exploitation gazière à puits multiples**



#### Traitement du gaz naturel

À sa sortie du puits, le gaz naturel est un mélange de méthane (de 90 à 99 %), de vapeur d'eau et de diverses impuretés. Si le méthane est suffisamment pur, il peut être livré tel quel, sans traitement préalable. Le méthane découvert jusqu'à maintenant dans les basses-terres du Saint-Laurent serait à 98 % pur, ce qui permettrait un branchement direct des têtes de puits gaziers au réseau de distribution, sans traitement préalable. Dans l'éventualité où le gaz nécessiterait un traitement (déshydratation, séparation des hydrocarbures et désacidification) une usine de traitement du gaz devrait être aménagée.

#### Entretien des conduites

Un entartrage peut se produire sur les parois internes des puits de production, de même que dans les fissures et les pores de la roche réservoir. L'entartrage survient lorsque les substances chimiques en solution dans l'eau précipitent et se cristallisent à la suite de changements de la composition de l'eau, de la température ou de la pression. Ultiment, les dépôts peuvent obturer complètement les conduites, les fissures et les pores.

Afin de prévenir ce phénomène, les conduites sont nettoyées mécaniquement (grattage à l'aide d'un « cochon » ou jet abrasif) ou chimiquement (inhibition de la précipitation ou dissolution).

Les déchets générés au cours de ces opérations doivent être convenablement gérés.

### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- La contamination des sols ou des eaux de surface par les eaux usées générées par les opérations;
- La contamination des sols et des nappes d'eau par des résidus générés au cours des opérations. On y retrouve des boues de traitement, des déchets de procédé, des sols contaminés par les fuites ou les déversements accidentels, etc.;
- La contamination des eaux souterraines par les produits chimiques utilisés lors du nettoyage des puits de production et des fractures;
- L'entreposage des produits chimiques représente un risque pour l'environnement lorsque des fuites et déversements accidentels ou volontaires surviennent;
- La pollution de l'air par des émissions atmosphériques (contaminants et GES).

### Autorisations requises

- Un bail d'exploitation de gaz naturel (Loi sur les mines);
- Un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 est requis pour l'exploitation d'un puits gazier;
- Un certificat d'autorisation est requis pour la construction de l'usine de traitement du gaz (LQE, art.22).

## **2.3.2 Stockage et transport du gaz**

### Description

Une fois le gaz purifié, il peut quitter les installations par un gazoduc. La littérature fait état que le gaz purifié pourrait aussi être injecté sous pression dans un réservoir constitué de roches poreuses ou de cavités souterraines ou être stocké sous forme liquide dans des réservoirs isolés hors terre ou souterrains.

**Figure 14 - Construction d'un gazoduc, Amwell, comté de Washington, Pennsylvanie**



Source : <http://www.marcellus-shale.us/>

#### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- Une contamination de l'air par des émissions atmosphériques (benzène, dioxyde de soufre, oxydes d'azote, particules provenant des pompes motorisées des pipelines, émanations de produits toxiques ou GES);
- Des risques d'accidents technologiques;
- Le bruit émis par les nombreux compresseurs (de 75 à 100 décibels<sup>15</sup>), installés sur les pipelines de gaz, peut affecter la population et la faune environnantes<sup>16</sup>.

#### Autorisations requises

- Un certificat d'autorisation en vertu de l'article 31.5 de la LQE est requis pour tout projet de construction d'un gazoduc de plus de 2 km, sauf si celui-ci est situé dans l'emprise existante servant aux mêmes fins ou que le gazoduc prévu a un diamètre de

<sup>15</sup> 100 dB correspond au bruit d'un marteau piqueur.

<sup>16</sup> [http://www.univers-nature.com/inf/inf\\_actualite1.cgi?id=3447](http://www.univers-nature.com/inf/inf_actualite1.cgi?id=3447)

moins de 30 cm conçu pour supporter une pression inférieure à 4 000 kPa (Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement [c. Q-2, r.9].

- Un certificat d'autorisation en vertu de l'article 31.5 de la LQE est requis pour tout projet de construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel.

## 2.4 PHASE DE FERMETURE

### Description

Un puits gazier peut être fermé à n'importe quelle étape d'un projet d'exploration ou d'exploitation gazière. Les conditions encadrant la fermeture des puits sont énoncées en détails au chapitre III, section IV du RPGNRS. Les conditions diffèrent selon que le puits est en phase exploratoire ou en phase d'exploitation. Elles diffèrent également selon qu'il se situe en territoire submergé ou sur terre. Dans tous les cas, l'encadrement réglementaire vise à rendre le puits sécuritaire pour la population et l'environnement. Pour toute cession d'opération dans un puits ou d'abandon du droit d'exploitation, le promoteur doit, en vertu de la Loi sur les mines, obtenir l'autorisation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune, qui consulte le ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs.

La fermeture d'un puits implique au sens large :

1. La caractérisation, si elle n'a pas été faite antérieurement, l'enlèvement des boues et des déblais de forage ainsi que leur acheminement dans un lieu autorisé. Aucune matière résiduelle ne peut être laissée sur place en vertu du Règlement sur l'enfouissement et l'incinération des matières résiduelles (Q-2, r.6.02);
2. La caractérisation des eaux usées, la vidange des bassins de stockage ou de traitement des eaux usées et leur acheminement vers une station d'épuration des eaux usées;
3. Le remblayage des fossés de drainage et des bassins de stockage;
4. L'enlèvement de toutes les installations soit les conduites, les réservoirs et la tête de puits, sauf dans le cas d'une fermeture temporaire;
5. La remise en état du terrain afin de lui donner son aspect originel ou celui des terrains environnants.

De plus, pour les activités d'extraction de gaz, une étude de caractérisation du terrain est requise dans les six mois suivant la cessation des activités en vertu de l'article 31.51 de la LQE. Si les résultats de la caractérisation le justifient, une réhabilitation du terrain doit être effectuée.

### Enjeux sociaux et environnementaux à considérer

- Si le puits n'a pas été convenablement colmaté ou que les résidus contaminés ont été abandonnés sur place, il y a risque de contamination des sols et des nappes d'eau;
- Il y a également risque d'explosion si les procédures de fermeture n'ont pas été bien respectées.

### Autorisations requises

- Une demande d'autorisation pour une fermeture temporaire ou définitive d'un puits doit être présentée au ministre (article 164, Loi sur les mines).

## **3. LES PRINCIPAUX ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX**

### **3.1 UTILISATION DU TERRITOIRE**

#### Contexte

Le territoire des basses-terres du Saint-Laurent, d'un relief relativement plat, intègre une multitude de lacs et de cours d'eau se drainant en très grande partie vers le fleuve Saint-Laurent. Près du fleuve, les cours d'eau ravinent naturellement. Dans ce contexte, des cartes du risque d'inondation ont été produites par le Centre d'expertise hydrique du Québec (CEHQ), représentant l'étendue des zones inondées par des crues de récurrence de 20 ans et de 100 ans et ce, pour plusieurs de ces lacs et cours d'eau lorsqu'ils débordent de leur lit naturel.

Plusieurs milieux humides sont aussi présents dans les différentes régions des basses-terres du Saint-Laurent (tourbières, marais, prairies humides, marécages et zones d'eau peu profonde). Par exemple, la région du Centre-du-Québec est composée de tourbières sur plus de 4 % de sa superficie totale.

Il faut noter que les basses-terres du Saint-Laurent se caractérisent par une grande concentration de terres à vocation agricole.

Il n'existe pas actuellement d'inventaire systématique des milieux humides, mais un large éventail de données peut servir à établir une cartographie des milieux humides : les images satellitaires classifiées Landsat-7, l'Atlas de conservation des terres humides de la vallée du Saint-Laurent d'Environnement Canada et les plans régionaux de conservation des milieux humides du Québec de Canards illimités Canada (CIC). Ces sources cartographiques ainsi que la *Fiche d'identification et de délimitation des milieux aquatiques, humides et riverains*, du MDDEP, servent de guide permettant de préparer le travail de cartographie fine et la phase de validation sur le terrain, indispensable à la délimitation précise et à la caractérisation des milieux humides.

Au Québec, près de la moitié des plantes menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées sont associées aux milieux humides ou riverains. Ces milieux sont essentiels à la reproduction des espèces et leur conservation assure le maintien des équilibres naturels. Dans le Centre-du-Québec, par exemple, 132 occurrences d'espèces floristiques menacées, vulnérables, ou susceptibles d'être désignées ainsi, sont répertoriées au Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ).

Finalement, on y note également la présence d'aires protégées (entre autres, des réserves naturelles en terres publiques et privées, des réserves écologiques et des habitats d'espèces floristiques désignées menacées ou vulnérables). Il est à noter que l'Unesco a

reconnu en novembre 2001, à la fois comme site Ramsar et comme réserve mondiale de la biosphère, l'ensemble du lac Saint-Pierre, incluant ses îles et une partie de sa plaine de débordement. Toutefois, il faut préciser que cette reconnaissance n'a aucune valeur légale sur le territoire du Québec.

### Meilleures pratiques

Dans le cadre d'un projet d'exploration ou d'exploitation d'un gisement gazier, les promoteurs utilisent des terrains visés pour le forage de puits. Pour ce faire, ils doivent procéder à des travaux de terrain pour l'aménagement de chemins d'accès et du site de forage comprenant notamment le décapage des surfaces nécessaires et la mise en place de matériaux granulaires pour faciliter la circulation des équipements roulants. Afin d'obtenir les droits d'usage et de passage sur les propriétés privées visées par les projets, le promoteur doit s'entendre de gré à gré avec le ou les propriétaires concernés.

Pendant les travaux de forage et de complétion de puits, les installations requièrent, entre autres, un éclairage intensif (la nuit), l'utilisation d'un dispositif anti-déflagration et un support de forage d'une hauteur de quelques mètres visible à plusieurs centaines de mètres du site. Ces travaux s'effectuent le plus souvent sur 2 à 3 semaines, 24 heures par jour. En ce qui concerne les travaux de fracturation, ceux-ci peuvent se dérouler sur une période de 60 jours consécutifs ou non et requièrent notamment l'utilisation d'une torchère ou d'un incinérateur pour la combustion des gaz générés par le puits, laquelle produit une flamme visible jusqu'à quelques centaines de mètres en périphérie du site.

Les meilleures pratiques consistent principalement à s'éloigner le plus possible des zones habitées, à se protéger par l'intermédiaire d'un couvert forestier à maturité et à localiser les projets en dehors des limites des milieux humides (les tourbières, les marais, les étangs et les marécages) ou, le cas échéant, à intégrer au projet des mesures compensatoires afin de remplacer les superficies détériorées.

### Applications légales

#### *Commission de protection du territoire agricole*

Les projets d'exploration ou d'exploitation de puits gaziers prévus en zone agricole doivent obtenir une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ) pour des usages autres qu'agricoles conformément à l'article 62 de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles (L.R.Q., c. P-41.1).

*Ministère des Ressources naturelles et de la Faune*

Le RPGNRS prévoit des normes de distance par rapport au lieu de forage d'un puits. Notamment, le titulaire d'un permis de forage de puits ne peut forer un puits à moins de 200 mètres d'un puits d'eau alimentant une agglomération urbaine, à moins de 1 600 mètres de tout réservoir souterrain existant et à moins de 100 mètres d'un chemin public au sens du Code de la sécurité routière, d'un chemin de fer, d'un pipeline, d'une ligne électrique à haute tension de plus de 69 000 volts, et de toute habitation ou édifice public. Également, le puits ne peut être foré, en milieu terrestre, à moins de 100 mètres de la ligne des hautes eaux.

*Milieus humides*

Les travaux effectués dans un milieu humide (étang, marais, marécage ou tourbière) nécessitent au préalable l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE.

Dans le cadre de l'application de la LQE et par souci d'équité, de transparence et de préservation de la valeur écologique des différents milieux humides du Québec, le MDDEP a élaboré une démarche d'autorisation des projets d'intervention dans les milieux humides<sup>17</sup>. Cette démarche comprend notamment l'application de la séquence d'atténuation « éviter et minimiser ».

*Littoral d'un cours d'eau ou d'un lac*

Les travaux effectués dans le littoral d'un cours d'eau à débit régulier ou intermittent ou dans un lac nécessitent au préalable l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. Ces projets sont analysés notamment en fonction des dispositions de la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables (c. Q-2, r. 17.3).

*Rives et zones inondables*

Les travaux effectués dans la rive ou dans la zone inondable d'un cours d'eau peuvent nécessiter l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE selon qu'ils sont susceptibles ou pas de modifier la qualité de l'environnement. Ces projets sont analysés notamment en fonction des dispositions de la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables (c. Q-2, r. 17.3).

---

<sup>17</sup> MDDEP, Traitement des demandes d'autorisation des projets dans les milieux humides (<http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/rives/entrepreneur/Milieuhumides.pdf>)

*Aires protégées*  
*Réserves écologiques et de biodiversité*

En vertu de la Loi sur la conservation du patrimoine naturel (L.R.Q., c. C-61.01) les articles 34, 46 et 48 interdisent l'exploration et l'exploitation gazières dans ces territoires décrétés ou projetés.

*Les espèces floristiques menacées ou vulnérables*

Une espèce floristique ou faunique menacée ou vulnérable désignée est :

- une espèce protégée en vertu de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables (L.R.Q., c. E-12.01);
- identifiée dans le Règlement sur les espèces floristiques menacées ou vulnérables et leurs habitats (E-12.01, r.0.4);
- ou dans le Règlement sur les espèces fauniques menacées ou vulnérables et leurs habitats (c. E-12.01, r. 0.2.4).

En vertu de la Loi sur les espèces menacées ou vulnérables, nul ne peut posséder une espèce floristique menacée ou vulnérable hors de son milieu naturel, la récolter, l'exploiter, la mutiler, la détruire, l'acquérir, la céder, offrir de la céder ou manipuler génétiquement l'un de ses spécimens de cette espèce ou l'une de ses parties, y compris celle provenant de la reproduction, sauf exceptions dans le cadre des projets autorisés par l'article 22 de la LQE.

Les autorisations et les permis que doit obtenir un promoteur encadrent généralement les droits d'usage et ce, en l'absence de milieux sensibles. Ces derniers sont encadrés entre autres par :

- la Loi sur la conservation du patrimoine naturel qui interdit l'exploitation gazière dans certaines aires protégées;
- la LQE qui rend obligatoire l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 pour certaines activités ou travaux.

### **3.2 PRÉLÈVEMENT D'EAU**

#### **Enjeux**

Les projets d'exploitation de gaz de shale nécessitent des prélèvements d'eau lors du forage des sites (quelques centaines de mètres cubes) et lors des activités de fracturation (de 4 000 à 35 000 mètres cubes). Cette eau provient des eaux de surface ou des eaux souterraines ou encore du réseau d'approvisionnement des municipalités. Dans ce dernier cas, elle ne constitue pas un nouveau prélèvement, mais plutôt une augmentation d'un prélèvement connu.

Environ 50 % de l'eau injectée est récupérée et réutilisée. Par ailleurs, de l'eau de procédé est générée lors de la production du gaz dont les quantités sont encore inconnues.



Toutes les eaux récupérées sont contaminées soit par les produits utilisés lors de l'injection, soit par leur contact avec les hydrocarbures et sont le plus souvent salées; elles doivent donc être traitées dans des lieux appropriés.

## **Impacts**

### *Prélèvements d'eau souterraine*

Généralement, les nappes phréatiques des basses-terres du Saint Laurent ne sont pas assez productives pour fournir l'eau requise pour l'étape de fracturation.

### *Prélèvements d'eau de surface*

Les prélèvements d'eau de surface requis pour la fracturation ne devraient pas être problématiques dans les secteurs envisagés s'ils sont faits dans les rivières principales, mais il pourrait en être autrement dans les cours d'eau secondaires et tertiaires.

Afin de préserver les usages, la quantité d'eau prélevée dans un cours d'eau ne doit pas dépasser 20 % du débit d'étiage de récurrence deux ans calculé sur sept jours consécutifs.

## **Législation ici et ailleurs**

### Au Québec

#### *Autorisation d'un projet de prélèvement d'eau – Situation actuelle*

Considérant l'importance des volumes d'eau requis aux fins de la réalisation d'un projet de gaz de shale, tout projet de prélèvement d'eau lié à un projet gazier est assujéti à une autorisation préalable du MDDEP, qu'il s'agisse d'eau de surface ou d'eau souterraine.

Dans le cas de l'eau de surface, le prélèvement d'eau est assujéti à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE. Dans le cadre d'une telle demande, la description des caractéristiques techniques du projet doit être accompagnée d'une étude hydrologique évaluant les impacts du projet de prélèvement sur les autres usagers du cours d'eau et sur l'environnement.

Il est à noter que les projets de prélèvements d'eau de surface peuvent être visés par l'application d'autres lois et règlements s'appliquant aux milieux hydriques. C'est le cas de l'article 17 du Règlement sur les habitats fauniques (c. C-61.1, r. 18), qui limite le débit de pompage d'un prélèvement d'eau de surface effectué dans un habitat du poisson situé sur des terres du domaine de l'État.

Dans le cas de l'eau souterraine, le prélèvement d'eau est assujéti à l'obtention préalable d'une autorisation en vertu de l'article 31 du Règlement sur le captage des eaux souterraines (RCES). Le RCES précise les informations qui doivent accompagner une demande d'autorisation d'un projet de captage d'eau souterraine. Pour tous les cas visés à l'article 31, une étude hydrogéologique signée par un ingénieur ou un géologue et

évaluant les impacts du projet de captage sur les autres usagers et sur l'environnement doit être soumise.

*Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection et Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et du Fleuve Saint-Laurent*

Lorsque les dispositions modificatives de la Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection entreront en vigueur, le prélèvement d'eau lié à un projet de gaz de shale sera assujéti à une autorisation du ministre en vertu du nouvel article 31.75 de la LQE. Pour un tel cas, ce nouveau pouvoir d'autorisation présentera les caractéristiques suivantes :

- Lorsqu'il délivrera, renouvellera ou modifiera une autorisation, le ministre pourra l'assortir de toute condition, restriction ou interdiction qu'il estimera indiquée (nouveaux articles 31.79 et 31.80);
- Le pouvoir d'autorisation du ministre ne se limitera pas à l'examen du prélèvement d'eau, mais pourra s'étendre également à l'utilisation de l'eau puis à son retour au milieu après usage, et ce, tant en quantité qu'en qualité.

De plus, si un prélèvement d'eau effectué sur le territoire visé par l'Entente sur les ressources en eaux durables des Grands Lacs et du fleuve Saint-Laurent entraîne une consommation de 379 m<sup>3</sup> d'eau par jour ou plus, il ne pourra être autorisé que si, entre autres, les eaux prélevées sont retournées en totalité au bassin, que la quantité d'eau prélevée ne cause aucun impact négatif significatif, individuel ou cumulatif, sur la quantité ou sur la qualité des eaux du bassin, que le prélèvement est soumis à des mesures de conservation de l'eau et que la quantité d'eau prélevée est raisonnable compte tenu d'un certain nombre de facteur (usage auquel est destiné l'eau, mesures prises pour utiliser efficacement l'eau, etc.). Enfin, pour toute consommation 19 000 m<sup>3</sup> ou plus par jour, le MDDEP devra aviser les autres parties de l'Entente pour que ces dernières aient l'occasion de présenter leurs observations (nouvel article 31.97)

Ainsi, l'exercice de ce nouveau pouvoir d'autorisation ne se limitera pas à un examen des impacts sur les autres usagers actuels et sur l'environnement. Cet examen devra s'effectuer dans une perspective de développement durable notamment en tenant compte des impacts sur :

- les droits d'utilisation d'autres personnes ou municipalités, à court, moyen et long termes;
- 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;
- 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;
- le développement économique d'une région ou d'une municipalité.

## Ailleurs

L'étude du Ground Water Protection Council (GWPC)<sup>18</sup>, basée sur l'analyse des règlements de 27 États américains, incluant New York, conclut que la réglementation sur le pétrole et le gaz des États est conçue de manière à protéger adéquatement les ressources en eaux souterraines. La fracturation hydraulique est un des huit aspects analysés. Les autres aspects examinés sont la délivrance de permis, la construction des puits, l'interruption temporaire des travaux, l'obturation des puits, les réservoirs, les bassins et la gestion des déversements et des résidus.

Concernant l'aspect spécifique de la fracturation hydraulique, le GWPC a déterminé que les États se concentrent généralement sur la construction des puits (les tubages et la cimentation) et a souligné l'importance d'une manipulation et d'une élimination appropriées des matériaux. Le GWPC recommande l'identification des composantes de même que la détermination des concentrations des fluides d'injection et d'un niveau de surveillance plus élevé pour les procédures de fracturation à faible profondeur ou voisines des sources d'approvisionnement en eau souterraine.

Le GWPC n'a pas fourni de seuils pour la définition de fracturation à faible profondeur, ni pour celles voisines des sources d'approvisionnement en eau souterraine. Le GWPC n'a pas recommandé de contrôles supplémentaires sur les procédures de fracturation hydraulique en profondeur ni de restrictions sur la composition des fluides d'injection utilisés.

Le GWPC recommande la prudence dans l'élaboration et la mise en vigueur de règlements fondés uniquement sur les témoignages anecdotiques, mais recommande également de continuer à investiguer sur les plaintes portant sur la contamination des eaux souterraines afin de déterminer s'il existe une relation de cause à effet avec la fracturation hydraulique.

### **3.3 PROTECTION DES AQUIFÈRES**

#### **Enjeux**

La protection des aquifères utilisés pour l'alimentation en eau constitue une des préoccupations majeures de la population.

#### **Impacts**

Il convient de souligner que, dans la très grande majorité des cas (> 99 %), l'eau souterraine puisée au Québec provient des premiers 100 mètres à partir de la surface alors que, selon le MRNF, la cible pour les forages de gaz se situe à plus de 800 mètres de profondeur selon le MRNF.

---

<sup>18</sup> Modern Shale Gas Development in the United States : A Primer, Prepared for the U.S. Department of Energy by Ground Water Protection Council and ALL Consulting, April 2009.

L'impact le plus fréquent des forages sur les puits domestiques situés à proximité des puits de gaz est une augmentation temporaire de la turbidité de l'eau puisée. Plusieurs juridictions obligent l'échantillonnage et l'analyse de l'eau dans les puits domestiques situés à proximité des forages d'exploration ainsi qu'un engagement du promoteur à fournir en tout temps de l'eau potable aux voisins.

Par ailleurs, les activités en surface liées aux forages (surtout la mise en place de bassins de rétention des eaux et des boues de forage et des eaux de fracturation retournées) constituent une voie de contamination potentielle pour les aquifères utilisés pour l'alimentation en eau. Ce risque peut être diminué par l'utilisation de membranes ou de géotextiles étanches pour l'imperméabilisation des bassins.

Très peu de cas de contamination d'aquifère sont documentés, quoiqu'un cas dû à une cimentation déficiente est connu en Ohio<sup>19</sup>. Une étude portant sur la réglementation dans 27 États américains<sup>20</sup> indique qu'aucune des agences responsables n'a reçu de plainte concernant la contamination d'un aquifère à la suite du développement d'un projet de Coal Bed Methane (puits mis en place dans le charbon pour la production de méthane), une activité similaire aux puits dans les shales.

Le témoignage des représentants en réglementation des États, le 14 juin 2009, devant le sous-comité de la Chambre des représentants des États-Unis, est unanime: il n'y a pas de contamination des aquifères liée à la fracturation hydraulique dans leur État respectif. De plus, en juin 2009, la Interstate Oil and Gas Compact Commission a compilé et publié sur son site Web des témoignages d'intervenants en réglementation de 12 États américains; ils ont également tous témoigné qu'il n'y a pas de cas confirmés de contamination d'eau d'alimentation attribuable à la fracturation hydraulique dans leur État respectif, malgré l'utilisation de la procédure pour des milliers de puits au cours des dernières décennies.

C'est la cimentation des tubages (exigée dans la réglementation du MRNF) qui constitue le moyen de protéger les aquifères. Une cimentation soigneuse est nécessaire pour maintenir les pressions requises lors de la fracturation et confiner les gaz produits afin de pouvoir les collecter.

### **Législation ici et ailleurs**

La réglementation actuelle (RPGNRS) du MRNF oblige une cimentation du coffrage de confinement (le tubage de la surface jusqu'au roc), du coffrage de surface (le tubage dans le roc jusqu'à la formation d'intérêt ou du moins jusqu'à 10 % de la profondeur totale du forage, selon le MRNF) ainsi que du tubage de production (tubage en place dans la formation productrice).

Le RPGNRS interdit le forage de puits à moins de 200 mètres d'un puits alimentant une agglomération urbaine et certains établissements, ainsi qu'au sein de l'aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine établie conformément au Règlement sur le

<sup>19</sup> [http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural\\_gas/ohio\\_methane\\_report\\_080901.pdf](http://s3.amazonaws.com/propublica/assets/natural_gas/ohio_methane_report_080901.pdf)

<sup>20</sup> <http://www.gwpc.org/eLibrary/documents/general/State%20Oil%20and%20Gas%20Regulations%20Designed%20to%20Protect%20Water%20Resources.pdf>

captage des eaux souterraines et alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité.

### 3.4 GESTION DES EAUX USÉES

Des eaux usées contaminées par différents produits chimiques sont produites lors du forage, du nettoyage et de la fracturation des puits de gaz de shale. De l'eau de formation peut également être pompée du puits, lors des étapes de la stimulation et de l'exploitation. Cette eau, souvent salée, est chargée d'éléments dissous (sels minéraux, ammoniacale, métaux traces et matières en suspension) et organiques (hydrocarbures et acides organiques) provenant des formations rocheuses souterraines. L'eau de formation peut représenter une grande quantité d'eau à gérer sur un site gazier. Toutefois, à ce jour, aucune eau de formation n'a été rencontrée au cours des travaux réalisés dans les shales des basses-terres du Saint-Laurent, selon l'information disponible.

D'autres types d'eaux usées sont susceptibles d'être générés lors de l'exploitation: eau provenant des tests hydrostatiques, eau provenant du traitement du gaz, eau de purge des chaudières ou eaux domestiques. Ces eaux ne feront pas l'objet d'une description détaillée compte tenu que les volumes et les caractéristiques de ces eaux ne sont pas connus.

Le forage génère des boues qui sont habituellement rejetées, avec les déblais, dans un bassin à ciel ouvert aménagé près de l'installation de forage. Ces boues et déblais sont susceptibles d'être contaminés par les intrants utilisés dans le fluide de forage (ex. : baryte, surfactants, biocides, inhibiteurs de corrosion, etc.), de même que par les éléments provenant de la formation rocheuse elle-même (hydrocarbures, chlorures, ammoniacale ou métaux traces). Si les boues sont décantées ou qu'elles sont épaissies par centrifugation par exemple, les eaux séparées des solides doivent être entreposées convenablement, caractérisées et traitées avant leur rejet dans l'environnement.

Une opération de nettoyage du puits est systématiquement réalisée avant la fracturation proprement dite du puits. La solution de nettoyage est composée d'acide chlorhydrique de concentration variant de 3 à 28 % à laquelle peuvent être ajoutés plusieurs additifs. De l'acide peut aussi être injecté avec la solution de fracturation pour dissoudre la matrice carbonatée qui caractérise le shale de l'Utica et faciliter la migration du gaz vers le puits. La solution acide usée et les eaux de fracturation usées sont gérées simultanément.

Pour fracturer le shale, un fluide est injecté sous très haute pression. Ce fluide est constitué d'eau, d'un agent de soutènement, souvent du sable, et de produits chimiques. Ces trois éléments sont mélangés immédiatement avant leur utilisation et leur proportion est suivie et ajustée de façon continue lors de l'injection. Les produits chimiques du fluide ont notamment pour fonction le contrôle des microorganismes et de la corrosion du fer, l'augmentation de la viscosité, la diminution de la friction et la facilitation du retour de la solution usée.

Dans l'État de New York, 197 produits composés d'approximativement 260 substances ont été inventoriés<sup>21</sup>. Au Québec, les substances retrouvées le plus souvent sont :

- Les acides (chlorhydrique, acétique et formique);
- Les alcools (méthanol et isopropanol);
- L'éthylène glycol et les alcools éthoxylés;
- Le formaldéhyde;
- Les biocides;
- Les dérivés de pétrole (naphta).

Ces substances font généralement partie des substances inventoriées par l'État de New York<sup>22</sup>. Plusieurs des produits chimiques utilisés sont dangereux pour l'environnement ou la santé humaine.

Les eaux de fracturation peuvent être réutilisées après l'ajustement de leurs caractéristiques. Les eaux usées non réutilisées doivent être entreposées de façon sécuritaire jusqu'à leur traitement. Celles-ci doivent être gérées comme des eaux usées industrielles.

La gestion des eaux usées est un enjeu majeur de ces projets. Des eaux usées de fracturation ont été caractérisées à quelques reprises au Québec en 2008 et en 2009. Les caractérisations réalisées et celles de la littérature<sup>23</sup> ne portaient pas sur les intrants ni sur les substances résultant de leur dégradation. Les caractérisations réalisées au Québec portaient généralement sur la demande biologique en oxygène (DBO<sub>5</sub>), la demande chimique en oxygène (DCO), les matières en suspension, l'azote ammoniacal, les chlorures, les hydrocarbures pétroliers et le pH. Les eaux caractérisées avaient une DBO<sub>5</sub>, une DCO et des concentrations en chlorures élevées. À quelques reprises, les concentrations en hydrocarbures pétroliers étaient élevées (jusqu'à 43 mg/l). Le rapport DCO/DBO<sub>5</sub>, en moyenne de 4, démontre la résistance des contaminants à une dégradation rapide. Aucune donnée sur les solides dissous totaux n'est disponible.

Jusqu'à maintenant, les eaux usées de fracturation ont été acheminées à des stations d'épuration municipales. Ces eaux peuvent également être traitées sur place, ce qui nécessite alors une autorisation du MDDEP.

### **Impacts**

À l'heure actuelle, la gestion des eaux issues de la fracturation hydraulique représente un des enjeux importants de l'exploration des gaz de shale. Les eaux usées de fracturation doivent être caractérisées et traitées avant leur rejet dans l'environnement. Compte tenu de la durée du rejet, il est peu probable que le traitement sur le site soit envisagé et qu'un rejet ne se fasse dans l'environnement. Le rejet contrôlé dans certains traitements municipaux de grande capacité peut être une alternative acceptable sous certaines conditions. Plusieurs des additifs utilisés dans le fluide de fracturation sont volatils ou dégradables dans un système de traitement secondaire avec un long temps de rétention.

<sup>21</sup> New York State Department of Environmental Conservation , Draft SGEIS 9/30/2009, page 5-34

<sup>22</sup> New York State Department of Environmental Conservation , Draft SGEIS 9/30/2009, page 5-52 à 5-61

<sup>23</sup> New York State Department of Environmental Conservation , Draft SGEIS 9/30/2009, page 5-104-105

Toutefois, certains contaminants présents pourraient avoir des effets néfastes sur l'environnement même après traitement (solides dissous). D'autres pourraient avoir des effets néfastes sur l'efficacité du traitement biologique (chlorures et hydrocarbures pétroliers) si leur concentration n'était pas bien contrôlée.

Par ailleurs si le recours à une usine de traitement spécifique à ces eaux était projeté, l'impact du rejet serait alors évalué sur la base d'objectifs environnementaux de rejets (OER) spécifiques et sur les meilleures technologies disponibles

### **Législation ici et ailleurs**

En vertu de l'article 22, le rejet d'eaux usées à une station d'épuration municipale est encadré par le certificat d'autorisation délivré pour la complétion du puits. La station d'épuration a alors la responsabilité de s'assurer qu'elle peut traiter les volumes qui lui sont acheminés tout en respectant les normes de rejet pour des eaux usées municipales. Si le traitement a lieu sur place avec le rejet dans l'environnement, il est alors assujéti à l'obtention préalable d'une autorisation en vertu de l'article 32 de la LQE.

Aux États-Unis, les eaux usées sont rejetées dans un puits d'injection souterrain, rejetées dans les eaux de surface après un traitement municipal ou industriel, ou encore évaporées. À la suite d'un évènement survenu à l'été 2008, la Pennsylvanie aurait demandé aux stations d'épuration de limiter l'apport quotidien d'eau de fracturation à moins de 1 % du volume d'eau total acheminé au traitement. Cette mesure serait transitoire, car l'État exigerait pour 2011 que les eaux soient traitées par un système capable d'enlever les solides dissous totaux<sup>24</sup>.

## **3.5 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES**

### **Enjeu**

L'utilisation sur le site de foreuses, compresseurs, pompes, génératrices, torchères ainsi que la présence de nombreux camions nécessaires aux activités d'exploration et d'exploitation des gaz de shale engendrent l'émission de plusieurs contaminants dans l'atmosphère. Ceux-ci sont principalement les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les composés organiques volatils (COV), les oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>) ainsi que les particules. L'impact de ces émissions n'a pas été évalué puisque aucune étude n'a été réalisée jusqu'à maintenant dans le cadre de projets exécutés au Québec.

Une analyse détaillée a cependant été effectuée concernant les impacts sur la qualité de l'air de la mise en production séquentielle de dix puits horizontaux d'un site typique de Marcellus Shale dans l'État de New York<sup>25</sup>. Cette analyse a été effectuée en utilisant les procédures de modélisation recommandées par l'Environmental Protection Agency (EPA) et le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC). De nombreuses hypothèses ont été considérées. Plusieurs mises en garde sont faites par les

<sup>24</sup> <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=wastewater-sediment-natural-gas-mckeesport-sewage>

<sup>25</sup> NYSDEC, DRAFT SGEIS 9/30/2009

auteurs de cette étude en raison du manque d'information et des approches choisies pour la réaliser. Ces résultats ne peuvent être appliqués directement aux projets menés au Québec; toutefois, ils nous indiquent que ces activités pourraient avoir un impact sur la qualité de l'air ambiant.

## Impacts

### Exploration

Les émissions atmosphériques proviennent principalement de la combustion de diesel ou de gaz naturel (monoxyde de carbone [CO], NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, particules, etc.). Le NYSDEC rapporte que plusieurs polluants atmosphériques toxiques (PAT) sont également émis lors de la combustion, dont les principaux sont le benzène, le formaldéhyde, l'acroléine, le méthanol et l'acétaldéhyde. Les résultats de la modélisation montrent qu'une grande partie des émissions sont sous le seuil des critères du NYSDEC, mais que la hauteur des cheminées doit être augmentée afin de permettre une meilleure dispersion et d'obtenir le respect des critères annuels pour des émissions de NO<sub>x</sub>, de formaldéhyde et de particules. Cette mesure n'est toutefois pas suffisante pour assurer le respect des critères à court terme (24 heures) des émissions de particules. Les émissions de contaminants seraient beaucoup plus élevées lors de la phase d'exploration. À cet effet, les pourcentages d'émissions attribués à la phase d'exploration pour les particules, les NO<sub>x</sub>, le CO, le SO<sub>2</sub> et les PAT sont tous supérieurs à 90 %.

En ce qui concerne l'entreposage de l'eau de fracturation dans des bassins à l'air libre, le modèle a indiqué le dépassement des critères du NYSDEC pour une courte période (une heure) dans le cas du glutaraldéhyde, du méthanol et du naphta lourd ainsi que le dépassement de certains critères annuels dans le cas de cinq des treize composés chimiques modélisés.

Selon le MRNF, pour tout titulaire de permis de forage de puits, l'installation d'une torchère serait exigée en vertu de l'article 29 du RPGNRS. Des essais de production peuvent être effectués pendant une période maximale d'un an pour le gaz naturel dans le cas où il y a extraction à partir de schiste gazéifère (article 71 du RPGNRS). La torchère doit fonctionner durant la période d'essai; à la suite de cette période, son utilisation serait plutôt rare.

Selon l'information obtenue du MRNF, le gaz provenant des shales des basses-terres du Saint-Laurent ne contiendrait pas de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) et aurait un contenu en méthane de 98 %. L'utilisation d'unités de déshydratation n'aurait pas été requise jusqu'à maintenant au Québec.



**Tableau 3 - Résumé des principaux contaminants émis lors des différentes activités de la phase d'exploration**

Activité	NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	COV	PAT	PM	H <sub>2</sub> S
Forage *	√	√	√	√	√	√	**
Fracturation*	√	√	√	√	√	√	**
Complétion*	√	√	√	√	√	√	**
Torchère	√	√	√	√	√	√	
Entreposage des fluides							
Camionnage	√	√	√	√	√	√	

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

\*\* Émissions possibles

### Exploitation

Les émissions atmosphériques engendrées par l'exploitation de sites de gaz naturel sont liées principalement à l'utilisation de turbines et de compresseurs. Certains équipements peuvent être installés à l'emplacement du site ou à l'extérieur de celui-ci. Ces équipements sont habituellement alimentés au gaz naturel et émettent principalement des NO<sub>x</sub>. Les différents équipements sont également des sources d'émissions fugitives.

**Tableau 4 - Résumé des principaux contaminants émis lors de la phase d'exploitation**

Activité	NO <sub>x</sub>	CO	SO <sub>2</sub>	COV	PAT	PM	H <sub>2</sub> S
Torchère	√	√	√	√	√	√	
Compresseur ou turbine	√	√	√	√	√	√	

### Législation ici et ailleurs

Le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (Q-2, r.20) ainsi que le projet de règlement sur l'assainissement de l'atmosphère (PRAA) ne contiennent pas de disposition spécifique concernant les émissions engendrées par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale, mais certains articles généraux peuvent s'y appliquer.

### Exploration

Des dispositions sont prévues dans le Règlement sur la qualité de l'atmosphère (RQA) et le PRAA concernant les émissions de H<sub>2</sub>S et celles provenant des fluides de fracturation entreposés sur le site et provenant des différents équipements. Des critères selon les contaminants émis et des critères de qualité de l'air peuvent être utilisés.

Les émissions générées par l'utilisation d'appareils portatifs sont visées par le RQA et le PRAA, puisque ceux-ci sont considérés comme des sources fixes. La qualité de l'atmosphère sur l'ensemble du territoire du Québec est aussi prise en considération par le RQA et le PRAA. Dans l'éventualité où le gaz naturel devrait être asséché, l'unité de traitement serait assujettie aux normes du RQA. Il est à noter que les basses-terres du

Saint-Laurent sont situées dans la zone québécoise de gestion des émissions des oxydes d'azote et que des dispositions plus restrictives sont prévues à cet effet dans le PRAA pour certains équipements, entre autres les turbines fixes.

Les camions présents sur le site sont visés par le Règlement sur les normes environnementales applicables aux véhicules lourds (Q-2, r.15.3). Le RQA encadre les émissions de poussières provenant des voies d'accès et des aires de circulation engendrées par la circulation des nombreux camions.

Le RQA et le PRAA ne spécifient des critères que pour les torchères utilisées par les raffineries de pétrole ou les usines pétrochimiques. L'article 48 de la LQE spécifie que « quiconque a l'intention d'installer ou poser un appareil ou équipement destiné à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère, doit en soumettre les plans et devis au ministre et obtenir son autorisation ».

### Exploitation

Des dispositions concernant la qualité de l'air ambiant et les émissions provenant des équipements (turbines et moteurs) sont prévues au RQA et au PRAA.

## 3.6 GAZ À EFFET DE SERRE

Les deux principaux gaz à effet de serre associés à l'exploration et à l'exploitation gazières sont le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et le méthane (CH<sub>4</sub>). Les émissions de ces gaz peuvent être classées en trois catégories : (1) les émissions ventilées (qui proviennent des opérations normales), (2) les émissions dues à la combustion et (3) les émissions fugitives (fuites de gaz non intentionnelles dans l'atmosphère). Les émissions de gaz à effet de serre, lors de la phase exploratoire, proviennent principalement de l'étape de complétion des puits. Lorsque le puits entre en production, les émissions proviennent surtout des opérations de déshydratation et de compression du gaz.

À ce jour, la quantité d'émissions de gaz à effet de serre potentiellement associées à l'exploration et à l'exploitation des gaz de shale au Québec n'a pas été estimée. Par contre, les données provenant de l'étude d'impact sur l'environnement réalisée par le NYSDEC<sup>26</sup> peuvent nous renseigner sur l'ordre de grandeur de ces émissions, mais surtout, sur les étapes qui contribuent de manière significative aux émissions de gaz à effet de serre.

**Tableau 5 - Estimation des émissions de GES – Shale de Marcellus**

Phase	CO <sub>2</sub> (t)		CH <sub>4</sub> (t CO <sub>2</sub> éq.)		Émissions totales (t CO <sub>2</sub> éq.)	
	1 puits	10 puits	1 puits	10 puits	1 puits	10 puits
Exploration	1 063	10 354	4	40	1 163	11 354
Production*	6 163	18 784	244	1 470	12 263	55 534

\*Émissions annuelles

<sup>26</sup> NYSDEC , DRAFT SGEIS 9/30/2009, Section 6.6

Il est à noter que les auteurs de l'étude citée font une mise en garde contre les incertitudes associées aux calculs des émissions de GES, insistant sur le fait que plusieurs approches sont possibles quant à la détermination de ces émissions. Les hypothèses choisies, notamment en ce qui a trait à la planification des opérations (les puits sont forés en séquence), à la durée des travaux (36 jours pour le forage et la complétion d'un puits), au transport des matériaux et des résidus (dans un rayon de 16 km<sup>27</sup>), au volume de production des puits (10 Mpi<sup>3</sup>/jour par puits), ainsi qu'au type et au nombre d'équipements, vont influencer les évaluations des émissions de GES. Malgré cette mise en garde, les données de cette étude demeurent utiles, et l'information qui a le plus de valeur est que les émissions de gaz à effet de serre associées à la production seraient plus importantes que celles provenant des étapes précédentes, surtout en ce qui a trait aux émissions de méthane. À titre d'exemple, les émissions de méthane associées à la phase d'exploration représenteraient moins de 2 % des émissions annuelles d'un puits en production. Cette information va à l'encontre de celle habituellement véhiculée qui considère que les émissions de GES deviennent négligeables lorsque le puits entre en production.

Cette constatation permet de mieux orienter la sélection des mesures d'atténuation en fonction des sources majeures d'émissions identifiées dans cette étude.

### **Encadrement au Québec**

À l'heure actuelle, les émissions de méthane et de dioxyde de carbone ne sont pas encadrées explicitement en tant que gaz à effet de serre par les lois et règlements qui régissent l'exploration et l'exploitation des gaz de shale. De plus, dans la pratique, ces émissions sont gérées en vertu de considérations économiques et du risque qu'elles représentent pour la sécurité et la santé des travailleurs et de la population, et non en raison de leur impact sur le réchauffement de la planète.

### **Règlementation et pratiques ailleurs qu'au Québec**

L'EPA a mis sur pied le programme Natural Gas STAR<sup>28</sup>, un partenariat volontaire qui encourage les compagnies pétrolières et gazières, tant aux États-Unis qu'ailleurs, à adopter des pratiques et des technologies rentables qui améliorent l'efficacité opérationnelle tout en réduisant les émissions de méthane. Les partenaires du programme peuvent implanter, sur une base volontaire, des pratiques visant la réduction des GES tant lors de l'exploration que de l'exploitation.

## **3.7 BRUIT**

La circulation des camions et les différents équipements mobiles en place sont des sources de bruit qui peuvent être perceptibles par la population avoisinante, dépendamment de la distance et des obstacles présents entre le site de forage et les zones sensibles, et en fonction des moyens d'atténuation mis en place.

<sup>27</sup> Un second scénario de transport, dans un rayon de 320 km cette fois, a été évalué par le NYSDEC, mais les données présentées dans la présente section sont celles du scénario local (rayon de 16km).

<sup>28</sup> <http://www.epa.gov/gasstar/>

L'information fournie par le MRNF concernant le bruit généré par les activités de forage fait état d'un niveau de bruit équivalent à 40 décibels (dB) à une distance égale à 1,5 kilomètre du lieu de forage.

La distance, le type de sol, la topographie et les conditions atmosphériques sont autant de paramètres qui influencent la propagation du son. Dans le contexte où la source de bruit est faible en comparaison de la distance parcourue, celle-ci peut être considérée comme une source ponctuelle. Dans ce cas, le niveau sonore diminue au fur et à mesure que l'on s'éloigne de la source. Cette atténuation est de 6 dB chaque fois que la distance est doublée. La mesure de 40 dB à 1,5 kilomètre de la source, mentionnée par le MRNF, deviendrait donc 46 dB à 750 mètres de la source, 52 dB à 375 mètres, 58 dB à 187 mètres, 64 dB à 90 mètres, et ainsi de suite. Il est donc probable que, sans la mise en place de mesures d'atténuation adéquates, les niveaux de bruit dépassent certains seuils.

Au MDDEP, les exigences relatives au bruit pour les sources fixes sont déterminées dans la note d'instruction 98-01. Cette note détermine les méthodes et les critères qui permettent de juger de l'acceptabilité des émissions sonores et de s'assurer du respect de l'article 20 de la LQE. Elle précise notamment que le MDDEP peut, lorsqu'il le juge à propos, exiger une étude prévisionnelle ou une étude des impacts sonores. Cette note détermine également le niveau sonore maximum pour des sources fixes de bruit.

Ces exigences sont utilisées pour juger de l'acceptabilité des activités autorisées.

### 3.8 VIBRATIONS

Les équipements utilisés lors des levés génèrent des vibrations qui peuvent être ressenties par les populations avoisinantes et causer des inquiétudes. Il en est de même pour les vibrations occasionnées par les activités de forage. Considérant que ces activités d'exploration sont limitées dans le temps, la méthode d'atténuation la plus utilisée consiste à informer à l'avance la population concernée de la nature des activités en cours.

### 3.9 SÉISMICITÉ

Au cours des discussions qui ont entouré la détermination des enjeux liés au forage de puits gaziers dans les shales des basses-terres du Saint-Laurent, certaines personnes ont soulevé des questions relatives au risque de tremblement de terre induit par les activités de forage. Ressources naturelles Canada (RNCAN) a donc été mis à contribution pour tenter d'évaluer l'importance de cet enjeu. L'information fournie<sup>29</sup> est donc reprise en partie dans les paragraphes suivants.

Selon RNCAN, le forage d'un puits ne cause pas de sismicité comme telle. Cependant, il existe plusieurs cas où l'injection de liquide sous pression a occasionné des séismes qui ont pu être captés par des séismographes et parfois même, ressentis par la population. La magnitude de ces séismes semble toutefois relativement faible dans les cas de séismes à l'intérieur des séquences sédimentaires.

<sup>29</sup> Courriel de M. Lamontagne (RNCAN) à D. Gagnon (MDDEP), 14 décembre 2009

Un cas de séisme rapporté par RNCAN à Ashtabulan en Ohio (magnitude de 3,6 en 1987) est particulièrement intéressant, puisqu'il se situe dans un milieu tectonique intraplaque (c'est-à-dire loin des bordures de plaque), tout comme le Québec. En 1987, un séisme de magnitude 3,6 sur l'échelle de Richter avait alors été enregistré dans une région jugée peu active sismiquement. Dans ce cas, l'injection de fluides sous pression dans les roches sédimentaires avait conduit à une élévation de pression de fluide dans les roches précambriennes sous-jacentes ce qui avait causé une réactivation d'une faille préexistante. En 2001, un séisme de magnitude 4,3 a été enregistré.

À la lumière des informations dont dispose RNCAN, la probabilité d'un séisme à même les roches sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent est faible. Selon RNCAN, les séismes tectoniques sont plutôt rares dans la vallée du Saint-Laurent. La plupart des séismes se produisent dans quelques zones bien circonscrites par l'activité historique: Charlevoix, Kamouraska, Bas-Saint-Laurent, Côte-Nord et Ouest du Québec. De plus, les séismes dans ces zones se produisent dans le Bouclier canadien généralement à des profondeurs plus grandes que celles à considérer dans les cas d'injection. RNCAN considère que si l'accroissement des pressions de fluide est limité aux roches sédimentaires, la magnitude des séismes sera faible. Si toutefois les pressions de fluide augmentent le long des failles dans le Bouclier canadien sous-jacent, la probabilité de séisme induit et leur magnitude pourraient augmenter.

Selon RNCAN, il est difficile de prévoir ce que l'injection de fluides sous pression peut occasionner, puisque la stabilité des failles qui pourraient être mises sous pression ne peut pas être déterminée à l'avance. Par contre, si le lieu d'injection est isolé par rapport au Bouclier sous-jacent, les séismes seront faibles, sinon inexistantes.

### **3.10 RADIOACTIVITÉ**

#### **Enjeux**

Certaines préoccupations ont été soulevées concernant la présence de substances radioactives associées à la production de gaz naturel. Cette radioactivité est associée à la présence de matières radioactives naturelles dans les formations géologiques hôtes des hydrocarbures. Lors de l'extraction de ces derniers, les matières radioactives naturelles peuvent se concentrer dans les boues de réservoirs hors sol ou former des concrétions dans les tuyaux.

La radioactivité est surtout causée par l'élément radium, qui est un sous-produit de dégradation naturelle de la désintégration de l'uranium. Le radium se combine avec le baryum, utilisé lors des forages, et forme un composé insoluble qui est précipité sur les tuyaux et dans les boues de réservoirs hors sol.

#### **Impacts**

Il résulte de cette situation une légère exposition des travailleurs à la radioactivité sur les sites de production de gaz naturel. Les niveaux de radioactivité des eaux sont suffisamment faibles pour que l'État de New York ait approuvé l'utilisation des saumures générées par l'exploitation du gaz pour le déglacage des routes.

Les États de Pennsylvanie, de New York et du Texas ont aussi échantillonné les boues et les incrustations et ont conclu que les taux de radioactivité présents ne sont pas significatifs et qu'ils présentent aucun risque pour la sécurité publique. Tout au plus dans de rares cas (moins de un cas sur cent), il faut tenir compte de la radioactivité lors de la manipulation des boues ou des tuyaux, car dans ces cas les concentrations approchent les limites réglementaires établies pour la manipulation des matières dangereuses.

### **Législation ici et ailleurs**

Santé Canada, en coopération avec le Comité de radioprotection fédéral-provincial-territorial, a rédigé des lignes directrices détaillées pour le domaine des matières radioactives naturelles.

Au Québec, le Règlement sur les matières dangereuses (Q-2, r.15.2) contient les mesures appropriées pour assurer la protection du public.

## **4. ENCADREMENT LÉGAL ET RÉGLEMENTAIRE**

Les projets d'exploration et d'exploitation gazières sont encadrés en tout ou en partie par la législation québécoise. L'application légale et réglementaire peut varier selon la nature des travaux et des activités connexes effectués aux étapes de forage, de complétion (incluant la fracturation des puits), d'évaluation du potentiel et de mise en production des puits gaziers. Ainsi, le contexte légal et réglementaire est présenté ci-dessous selon les différentes étapes associées aux travaux d'exploration et d'exploitation et selon les risques environnementaux correspondants. Un tableau résumant l'encadrement légal est présenté en annexe.

Malgré les normes et exigences énumérées ci-dessous, il demeure que ces activités sont visées par l'article 20 de la LQE dont le deuxième paragraphe qui stipule que :

*« La même prohibition s'applique à l'émission, au dépôt, au dégagement ou au rejet de tout contaminant, dont la présence dans l'environnement est prohibée par règlement du gouvernement ou est susceptible de porter atteinte à la vie, à la santé, à la sécurité, au bien-être ou au confort de l'être humain, de causer du dommage ou de porter autrement préjudice à la qualité du sol, à la végétation, à la faune ou aux biens. »*

Précisons également que certains projets peuvent être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue à la section IV.1 de la LQE et nécessiter un certificat d'autorisation du gouvernement. Ces projets sont :

- La construction d'un gazoduc de plus de deux kilomètres dans une nouvelle emprise sauf les conduites de moins de 30 centimètres de diamètre conçues pour une pression inférieure à 4 000 kPa;
- La construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel;

- Un projet de dragage, creusage, remplissage, redressement ou remblayage à quelque fin que ce soit dans certains cours d'eau ou dans un lac, à l'intérieur de la limite des inondations de récurrence de deux ans, sur une distance de 300 mètres ou plus ou sur une superficie de 5 000 mètres carrés ou plus.

#### 4.1 LES LEVÉS ET LES ÉTUDES GÉOPHYSIQUES

Un permis est requis en vertu de la Loi sur les mines pour quiconque effectue un levé géophysique afin de déterminer si les conditions géologiques sont propices à la présence, notamment, de gaz naturel. La Loi sur les mines donne cette définition d'un levé géophysique :

*« On entend par levé géophysique toute méthode de recherche de pétrole, de gaz naturel ou d'un réservoir souterrain par des mesures indirectes des propriétés physiques du sous-sol effectuées au-dessus ou sur la surface du sol, notamment un levé de sismique-réflexion, de sismique-réfraction, de gravimétrie, de magnétisme, de résistivité ou de géochimie ainsi que toute autre méthode employée pour déterminer indirectement toute caractéristique du sous-sol. »*

Du côté du MDDEP, le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement (RRALQE) vient préciser que « *les travaux de jalonnement d'un claim et les levés géophysiques, géologiques ou géochimiques, autorisés en vertu de la Loi sur les mines (L.R.Q., c. M-13.1)* » sont soustraits à l'application de l'article 22 de la LQE. Ceci s'applique tant en milieu terrestre qu'en milieu hydrique ou humide. Les relevés sismiques sur terre ou extracôtiers qui sont en fait des levés géophysiques ne requièrent aucune autorisation.

Il est à noter également que ce même règlement soustrait à l'application de l'article 22 les travaux préliminaires d'investigation, de sondage, de recherche, d'expériences hors usine ou de relevés techniques préalables à tout projet, à moins que ces derniers ne s'effectuent dans un lac, un étang, un marais, un marécage ou une tourbière, sur une rive ou dans une plaine inondable au sens de la Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables.

#### 4.2 LES TRAVAUX DE FORAGE

Les forages à des fins de recherche de gaz naturel ou d'exploitation doivent faire l'objet pour chaque forage projeté d'un permis en vertu du premier alinéa de l'article 160 de la Loi sur les mines. De plus, le RPGNRS précise les informations qui doivent apparaître au permis et fixe les conditions pour un forage sécuritaire ainsi que les exigences visant notamment la prévention de la contamination des nappes d'eau souterraine et des éruptions explosives ou incontrôlées.

Au MDDEP, le RRALQE soustrait à l'application du premier alinéa de l'article 22 de la LQE les travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines, sauf si ceux-ci sont réalisés sur une rive ou dans la plaine inondable au sens de la Politique de protection des

rives, du littoral et des plaines inondables. Dans ce dernier cas, un avis du MRNF peut être requis en vertu de la Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune et du Règlement sur les habitats fauniques.

Dans le cas de travaux de valorisation de boues de forage à des fins agricoles ou autres, un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE doit être obtenu préalablement à leur réalisation. Également, pour toutes eaux usées provenant des travaux de forage et devant faire l'objet d'un traitement pour fins de rejet dans l'environnement, l'installation du système de traitement des eaux usées projeté est assujéti à l'application de l'article 32 de la LQE et nécessitera l'obtention d'une autorisation.

### 4.3 LES TRAVAUX DE COMPLÉTION (FRACTURATION)

Les travaux de compléition comprennent les travaux de stimulation de puits (fracturation) et les essais de production. Les travaux de compléition doivent faire l'objet pour chaque compléition projetée d'un permis en vertu de la Loi sur les mines. De plus, le RPGNRS précise les informations qui doivent apparaître au permis et fixe certaines conditions, notamment, à des fins de sécurité.

Les travaux de compléition incluent la fracturation qui, dans le cadre d'un projet de recherche ou d'exploration, est assujéti à l'article 22 de la LQE. De plus, certaines installations liées à la réalisation des travaux de fracturation peuvent être requises selon l'emplacement du lieu de forage et selon les particularités des techniques utilisées pour la fracturation de la formation géologique.

Notamment, les travaux de fracturation peuvent nécessiter de grandes quantités d'eau. Dans ce contexte, des installations d'alimentation d'eau seraient requises, comme l'aménagement de prises d'eau pour fins de prélèvement dans un lac ou un cours d'eau, ou l'installation d'un puits pour fins d'alimentation à partir de l'eau souterraine.

L'aménagement d'une prise d'eau dans un lac ou dans un cours d'eau est assujéti à l'article 22 de la LQE et nécessite l'obtention d'un certificat d'autorisation préalablement aux travaux. En qui concerne d'éventuels travaux de captage d'eau souterraine, l'exploitation d'un puits de captage d'eau souterraine peut être assujéti à l'obtention d'un permis selon les conditions édictées au RCES, notamment le pompage d'un volume de 75 m<sup>3</sup> ou plus par jour.

Par ailleurs, certaines techniques de fracturation de puits gaziers génèrent des eaux usées. Dans ce cas, l'installation d'un système de traitement et d'évacuation des eaux usées peut être requise et est, par conséquent, assujéti à l'application de l'article 32 de la LQE et nécessitera l'obtention d'une autorisation préalable.

Également, pendant les travaux de fracturation de puits gaziers, des gaz peuvent être générés et rejetés dans l'atmosphère. L'installation d'une torchère ou d'un incinérateur est nécessaire pour évaluer le potentiel de production du puits et réduire l'émission de contaminants dans l'atmosphère. Par conséquent, l'installation d'un tel équipement est



assujettie à l'article 48 de la LQE et nécessite l'obtention d'une autorisation ministérielle préalable.

Finalement, des boues peuvent être générées à partir des travaux de fracturation. Dans le cas où elles ne sont pas gérées avec les eaux usées, ces boues devront faire l'objet d'une caractérisation afin de déterminer s'il s'agit d'une matière dangereuse. Le cas échéant, un certificat d'autorisation pourrait être requis pour la réalisation de travaux de valorisation des boues.

#### 4.4 EXPLOITATION D'UN GISEMENT GAZIER

Les activités de forage à des fins d'exploitation doivent faire l'objet pour chaque forage projeté, d'un permis en vertu l'article 160 de la Loi sur les mines. Les mêmes conditions et exigences que celles décrites précédemment pour les projets d'exploration s'appliquent aux projets d'exploitation. La même logique s'applique pour les travaux de complétion qui requièrent un autre permis.

La mise en production d'un puits gazier est assujettie à l'article 22 de la LQE et nécessite un certificat d'autorisation préalablement à la réalisation des travaux et des activités. Les projets d'exploitation peuvent notamment comprendre l'aménagement d'une station de traitement et de compression du gaz naturel ainsi que des conduites de raccordement au réseau de transport et de distribution du gaz naturel. Certaines exclusions s'appliquent toutefois. Par exemple, sont soustraits à l'application du premier alinéa de l'article 22 de la LQE l'installation de conduites de distribution de gaz de moins de 30 centimètres de diamètre conçues pour une pression inférieure à 4 000 kPa.

Par ailleurs, certaines activités de production du puits gazier et de conditionnement des gaz peuvent générer des eaux usées. Dans ce cas, l'installation d'un système de traitement et d'évacuation des eaux usées peut être requise et est, par conséquent, assujettie à l'application de l'article 32 de la LQE.

De façon plus isolée, il sera probable que des travaux de complétion, incluant la fracturation, soient nécessaires à une certaine fréquence pour la stimulation du puits. À ce moment, les mêmes règles légales que celles décrites à la section 4.3 s'appliqueront, à moins que le projet d'exploitation du puits le prévoit déjà et que les autorisations aient été délivrées en conséquence.

Les travaux de forage, de complétion (incluant la fracturation) et d'exploitation sont susceptibles de contaminer le terrain sur lequel ils s'effectuent. Il y a obligation d'évaluer et au besoin de remettre en état satisfaisant le terrain une fois les travaux terminés, conformément au Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains (c.Q-2, r.18.1.01). L'extraction de gaz est visée par les articles 31.51, 31.52 et 31.53 de la LQE (études de caractérisation, plan de réhabilitation et avis au propriétaire du fonds de terrain voisin) et est subordonnée au contrôle de la qualité des eaux souterraines dans le cas où une installation de captage d'eau de surface ou d'eau souterraine destinée à la consommation humaine se trouve à moins de un kilomètre à l'aval hydraulique du terrain.

## 5. CONSTATS

Les constats généraux sont exposés ci-après.

Il existe deux principaux intervenants dans le contrôle des activités d'exploration et d'exploitation gazières au Québec : le ministère des Ressources naturelles et de la Faune et le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Le gouvernement fédéral n'a pas compétence relativement à ces projets.

Les lois qui encadrent les autorisations délivrées par ces deux ministères pour les activités d'exploration et d'exploitation gazières au Québec sont la Loi sur les mines et la Loi sur la qualité de l'environnement. De plus, la Commission de protection du territoire agricole doit délivrer une autorisation d'utilisation à une fin autre que l'agriculture pour les projets situés en zone agricole.

Le MRNF délivre plusieurs permis en vertu de la Loi sur les mines qui couvrent différentes étapes de la réalisation des travaux, parmi lesquels figurent le permis de forage de puits, le permis de complétion de puits (incluant la fracturation), le permis de modification de puits et l'autorisation de fermeture d'un puits.

Les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières ne sont pas assujetties à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue à la section IV.I de la LQE.

Les travaux de forage autorisés en vertu de la Loi sur les mines sont soustraits à l'application du premier alinéa de l'article 22 de la LQE par le RRALQE ce qui fait en sorte que le MDDEP ne délivre pas d'autorisation pour la réalisation des puits de forages s'ils sont effectués en milieu terrestre. Par contre, si les travaux de forage sont effectués sur une rive, dans une plaine inondable, dans un cours d'eau à débit régulier ou intermittent, dans un lac, un étang, un marais, un marécage ou une tourbière, ils doivent faire l'objet d'un certificat d'autorisation délivré en vertu de l'article 22 de la LQE.

Il est à noter que le MDDEP délivre des certificats d'autorisation en vertu de l'article 22 de la LQE pour les travaux de complétion des puits de forage, ce qui inclut le procédé de fracturation hydraulique.

Par ailleurs, le MDDEP délivre des autorisations pour les activités connexes liées à l'exploration gazière, dont l'aménagement d'une prise d'eau de surface, le captage d'eau souterraine, le traitement des eaux usées, l'installation d'une torchère ou d'un incinérateur pour capter et brûler les gaz ainsi que la valorisation des boues de forage.

Le potentiel gazier associé aux shales d'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent suscite un intérêt de l'industrie pour les activités d'exploration gazière dans ce secteur et crée des inquiétudes chez la population, les municipalités et les groupes environnementaux. Ces inquiétudes portent, entre autres, sur le nombre de puits susceptibles d'être forés dans cette région et sur les impacts environnementaux découlant des techniques de forage et de stimulation de puits. Les projets présentés récemment au Québec utilisent de nouvelles techniques de forage qui incluent, entre autres, des forages

horizontaux effectués à partir d'un puits vertical initial, et des techniques de stimulation de puits, plus particulièrement le recours à la fracturation. Les façons de faire sont en partie importées de l'Ouest canadien et des États-Unis. Toutefois, puisque chaque formation géologique possède des caractéristiques qui lui sont propres, les méthodes qui assureront la récupération maximale de gaz dans les shales de l'Utica sont toujours en cours d'élaboration.

Les constats suivants concernent les impacts environnementaux des projets de forage associés aux travaux d'exploration en cours ou à venir dans les basses-terres du Saint-Laurent :

1. Les travaux d'exploration effectués jusqu'à maintenant dans les basses-terres du Saint-Laurent n'ont pas mis en évidence la présence de sulfure d'hydrogène associé au gaz naturel.
2. La stimulation de puits (fracturation accompagnée ou non d'une acidification) nécessite l'utilisation de plusieurs produits chimiques et de grandes quantités d'eau. Elle génère également des volumes importants d'eau usée.
3. Peu d'informations sont disponibles sur les quantités et la nature des rejets gazeux, liquides ou solides générés par les activités d'exploration et d'exploitation gazières puisque celles-ci n'en sont qu'à leurs débuts au Québec.
4. Les enjeux environnementaux suivants sont liés à l'exploration ou à l'exploitation des gaz de shale :
  - a. la gestion des boues et des déblais de forage;
  - b. la protection des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines susceptibles d'être affectées par l'utilisation de produits chimiques;
  - c. les émissions atmosphériques générées, incluant les gaz à effet de serre;
  - d. la gestion des eaux usées;
  - e. la densité des puits sur le territoire;
  - f. le bruit, les vibrations et la lumière.
5. De façon générale, les eaux usées résultant des activités réalisées dans le cadre de ces projets sont acheminées vers les stations d'épuration municipales. La station d'épuration a alors la responsabilité de s'assurer qu'elle peut traiter les volumes qui lui sont acheminés tout en respectant les normes de rejet des eaux usées municipales.
6. Sur la base des données représentatives de l'industrie, ce sont les activités liées à l'exploitation gazière qui, comparativement à celles liées à l'exploration gazière, génèrent le plus d'émissions de gaz à effet de serre.
7. Les émissions de gaz à effet de serre ne sont pas encadrées par la réglementation actuelle.
8. Les procédures de cimentation utilisées lors de la mise en place des forages sont régies par la réglementation du MRNF et accordent une protection aux eaux

souterraines. Aux États-Unis, même à la suite de la mise en place de milliers de puits similaires, les cas de contamination des aquifères sont rares.

9. L'impact des émissions atmosphériques générées par l'exploration et l'exploitation des gaz de shale n'a pas été évalué pour les projets réalisés dans les basses-terres du Saint-Laurent.

DOCUMENT DE TRAVAIL

## **Annexe 1**



## ENCADREMENT LÉGAL POUR LES PUITTS GAZIERS

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

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



DOCUMENT DE TRAVAIL