

LE DÉVELOPPEMENT DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

Document technique

15 septembre 2010

*Ressources naturelles
et Faune*
Québec 

Réalisation

Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants
5700, 4^e Avenue Ouest, bureau A-401
Québec (Québec) G1H 6R1
Téléphone : 418 627-6385
Courriel : hydrocarbures@mrnf.gouv.qc.ca

Diffusion

Cette publication, conçue pour une impression recto-verso, est disponible en ligne à l'adresse :

www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/developpement_gaz_schiste_quebec.pdf

© Gouvernement du Québec
Ministère des Ressources naturelles et de la Faune
Dépôt légal – Bibliothèque nationale du Québec, 3^e trimestre, 2010

Table des matières

| | |
|---|----|
| Avant-propos..... | 1 |
| 1. Description technique | 3 |
| 1.1 Définition du gaz de schiste | 3 |
| 1.2 Situation géographique et contexte géologique | 3 |
| 1.3 Historique des travaux de forage | 4 |
| 1.4 Potentiel économique..... | 7 |
| 1.5 Procédés de forage et d'extraction du gaz | 8 |
| 1.6 Raccordement au réseau | 9 |
| 2. Cadre législatif et réglementaire en place | 11 |
| 2.1 Travaux d'exploration et exploitation..... | 11 |
| 2.2 Normes environnementales..... | 15 |
| 2.3 Fiscalité et redevances | 16 |
| 3. Considérations environnementales | 18 |
| 3.1 Air | 18 |
| 3.2 Eau | 19 |
| 3.3 Sol | 19 |
| 4. Impacts sociaux..... | 20 |
| 4.1 Sécurité publique | 20 |
| 4.2 Utilisation de services publics | 21 |
| 4.3 Protection du territoire agricole | 21 |
| 4.4 Autres impacts | 22 |
| 5. Aperçu d'expériences extérieures | 23 |
| 5.1 Expérience d'une commission similaire | 23 |
| 5.2 Comparaison des cadres législatifs et réglementaires..... | 24 |

Avant-propos

Le 29 août 2010, le ministre du ministère du Développement durable, de l'environnement et des Parcs (MDDEP), M. Pierre Arcand, a annoncé qu'il mandatait le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) afin que des experts scientifiques se penchent sur l'industrie du gaz naturel contenu dans les schistes des basses terres du Saint-Laurent, afin d'analyser les préoccupations des citoyens, municipalités, groupes ou organismes et de cerner les enjeux relatifs à cette industrie.

Cette démarche, qui permettra de documenter les pratiques du secteur en étudiant notamment ce qui se fait ailleurs, est essentielle pour cerner les enjeux relatifs au développement de l'industrie du gaz naturel contenu dans les schistes, en tirer les enseignements les plus pertinents pour le Québec et prendre exemple sur les meilleures pratiques observées dans d'autres juridictions.

Le présent document se veut un portrait global de la situation actuelle. Il contient un chapitre technique décrivant le gaz de schiste, sa situation géographique, un historique des travaux, son potentiel économique, les procédés de forage et d'extraction du gaz ainsi que le mode de raccordement au réseau gazier. Un second chapitre décrit le cadre législatif et réglementaire existant. Le document traite ensuite des considérations environnementales et des impacts sociaux, puis présente une courte analyse comparative d'expériences similaires observées dans d'autres juridictions.

Le gouvernement a la responsabilité d'encadrer le secteur gazier pour qu'il se développe selon les plus hauts standards de qualité, dans le respect des populations et en assurant la protection de l'environnement.

À la suite des consultations publiques qui se tiendront dans les régions administratives concernées par l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes, le BAPE proposera un cadre de développement qui contiendra des orientations assurant le développement sécuritaire et durable de ce nouveau secteur d'activité tout en permettant une cohabitation harmonieuse entre l'industrie gazière, les citoyens concernés, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire.

Ce mandat confié au BAPE s'inscrit dans le cadre du plan d'action du gouvernement du Québec visant à assurer le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec, notamment en modernisant le cadre législatif et réglementaire existant.

Outre le mandat confié au BAPE, le plan d'action gouvernemental prévoit la mise en place de trois groupes de travail, soit un comité de liaison avec les élus, un groupe de travail sur l'environnement ainsi qu'un groupe de travail avec l'industrie, dont les réflexions et les recommandations alimenteront la future loi sur les hydrocarbures.

Par ailleurs, différents outils d'information et de communication seront mis à la disposition des élus et des citoyens afin qu'ils aient accès à l'information complète sur les activités entourant la mise en valeur du gaz de schiste. Dans un premier temps, un document d'orientation expliquant clairement la démarche entreprise par le gouvernement sera rendu public et un site Internet contenant notamment des fiches d'information et une foire aux questions sera mis en ligne. Dans un deuxième temps, la ministre du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF), M^{me} Nathalie Normandeau, ira rencontrer les élus locaux ainsi que les citoyens concernés dans le but de leur présenter ces outils d'information et de répondre à leurs questions. Lors de ces rencontres, la ministre sera accompagnée d'experts du MRNF, du MDDEP et du ministère de la Sécurité publique.

Enfin, le gouvernement signera, au cours de l'automne 2010, un protocole d'entente avec l'industrie du gaz de schiste. Ce document précisera notamment les pratiques exemplaires que devront adopter l'industrie en matière d'exploration et d'exploitation de gaz naturel au Québec. Il s'agira d'un pacte social entre l'industrie, le gouvernement et les citoyens qui sera en place jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle loi.

Rappelons qu'au 13 septembre 2010, 109 permis de recherche de pétrole et de gaz naturel, représentant une superficie totale de 1,8 million d'hectares (18 000 kilomètres carrés), sont détenus par 13 sociétés d'exploration sur le territoire favorable à la présence de gaz de schiste.

Au total, 28 forages ont été effectués dans les schistes gazifères du Québec depuis 2007, dont 7 en 2010. Plus de 200 M\$ ont été investis au Québec en travaux de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières depuis 2007. Ce chiffre, basé en partie sur des coûts estimés, pourrait être révisé à la hausse à mesure que les sociétés d'exploration déposeront leurs rapports de travaux au MRNF en cours d'année.

Les essais de production de gaz naturel réalisés à ce jour ont donné des résultats très prometteurs qui permettent d'entrevoir la possibilité d'une production commerciale.

Le 26 mai 2010, la société en commandite Gaz Métro a déposé à la Régie de l'énergie une demande pour autoriser la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit au Québec. Gaz Métro a également entrepris les démarches en vue de la construction d'un gazoduc qui raccorderait des puits de gaz naturel situés dans le comté de Lotbinière à son réseau de transport et de distribution de gaz naturel. Des autorisations devront préalablement être obtenues de la part de la Régie de l'énergie, de la Commission de protection du territoire agricole et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs pour la mise en place du gazoduc. Des ententes devront également être négociées avec les propriétaires de droits de surface pour la mise en place des canalisations et de l'équipement afférent.

1. Description technique

1.1 Définition du gaz de schiste

Un schiste est une roche composée de très fines particules et qui se caractérise par son aspect feuilleté : elle peut se débiter en plaques fines ou feuillets. Selon la Commission générale de terminologie et de néologie de France, il peut s'agir soit d'une roche sédimentaire argileuse (schiste argileux), soit d'une roche métamorphique (schiste). Pour éviter la confusion, les géologues canadiens¹ préfèrent utiliser le terme « shale » lorsqu'il s'agit d'une roche sédimentaire et réserver le terme « schiste » à la roche métamorphique. D'ailleurs, un shale développe une schistosité par métamorphisme et devient alors un schiste. Malgré le fait qu'un schiste *stricto sensu* ne peut contenir de gaz naturel en raison de son niveau de métamorphisme trop élevé, et qu'en plus la formation rocheuse présentement en phase d'exploration dans les basses-terres du Saint-Laurent se nomme le Shale d'Utica², le terme « schiste » a été grandement utilisé et répandu dans l'actualité québécoise au cours des derniers mois. Ainsi, même si c'est le terme « shale » qui devrait être utilisé, le présent rapport fera référence à un « schiste » pour éviter toute ambiguïté chez la population en général.

Un schiste argileux contient habituellement une certaine quantité de matière organique qui, à la suite de l'élévation de la température et de la pression causée par l'enfouissement des sédiments, se décompose pour générer des hydrocarbures sous forme de pétrole et de gaz naturel. Les schistes argileux ont généralement une porosité et une perméabilité extrêmement faibles, de sorte que les hydrocarbures contenus dans les pores de ces roches y demeurent emprisonnés durant des millions, voire des centaines de millions d'années. Ainsi, ces roches servent aux hydrocarbures à la fois de roche mère, de roche réservoir et de roche couverture, ce qui explique pourquoi de tels gisements sont considérés comme étant de type « non conventionnel ».

Dans les basses-terres du Saint-Laurent (et partout ailleurs au Québec), le gaz naturel observé dans les puits de forage est considéré comme étant « propre », c'est-à-dire qu'il est riche en méthane (CH₄) et qu'il ne contient pas de sulfure d'hydrogène (H₂S). L'absence de sulfure d'hydrogène est due à la quantité très faible ou nulle de soufre dans les roches sédimentaires.

1.2 Situation géographique et contexte géologique

Le bassin sédimentaire des basses-terres du Saint-Laurent, qui date d'environ 450 millions d'années, est situé le long de l'ancienne marge continentale qui était présente avant le début de la formation de la chaîne de montagnes des Appalaches. Ainsi, la position géographique des basses-terres du Saint-Laurent est très favorable en

¹ Bureau de la traduction, Travaux publics et Services gouvernementaux Canada.

² *Lexique stratigraphique canadien*, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, DV 91-23.

ce qui concerne le potentiel de découverte de gisements d'hydrocarbures, en particulier les gisements non conventionnels associés aux schistes gazéifères, lesquels abondent aux États-Unis le long de cette même ancienne marge continentale (figure 1).

Le territoire québécois couvre une superficie de 1,7 million de kilomètres carrés. Un peu plus de 12 % de ce territoire se compose de roches sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures. Ces roches se concentrent dans les bassins sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent, du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie, d'Anticosti et de Madeleine. En milieu terrestre, les bassins occupent une superficie de 92 294 km², soit 5,4 % du territoire québécois.

Tel que mentionné précédemment, le bassin sédimentaire des basses-terres du Saint-Laurent renferme une formation de schistes argileux particulièrement enrichie en gaz naturel, le Shale d'Utica. Cette formation, qui se retrouve principalement dans la vallée du Saint-Laurent entre Montréal et Québec, couvre en surface et en sous-surface une superficie approximative de près de 10 000 kilomètres carrés. Le Shale d'Utica possède une épaisseur variant généralement entre 100 et 250 mètres, et qui atteint jusqu'à 750 mètres dans la vallée du Richelieu. Les roches de cette formation affleurent en surface le long de la rive nord du fleuve Saint-Laurent et s'approfondissent graduellement vers le sud-est pour atteindre environ 2,5 kilomètres de profondeur le long de la faille appelée « ligne de Logan » (figure 2). Le Shale d'Utica est surmonté par une deuxième formation de schistes argileux, le groupe de Lorraine. Bien que ces roches possèdent également un potentiel gazier, les travaux d'exploration se concentrent sur le Shale d'Utica sous-jacent.

1.3 Historique des travaux de forage

Les premiers puits réalisés dans les basses-terres du Saint-Laurent datent de la fin des années 1800. En date d'aujourd'hui, un total de 589 puits (dont près de 300 puits profonds) ont été forés, ce qui a mené à la découverte de deux gisements conventionnels de gaz naturel. Ces gisements sont ceux de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien, lesquels ont été exploités entre les années 1960 et 1990, et sont actuellement utilisés comme sites de stockage de gaz naturel.

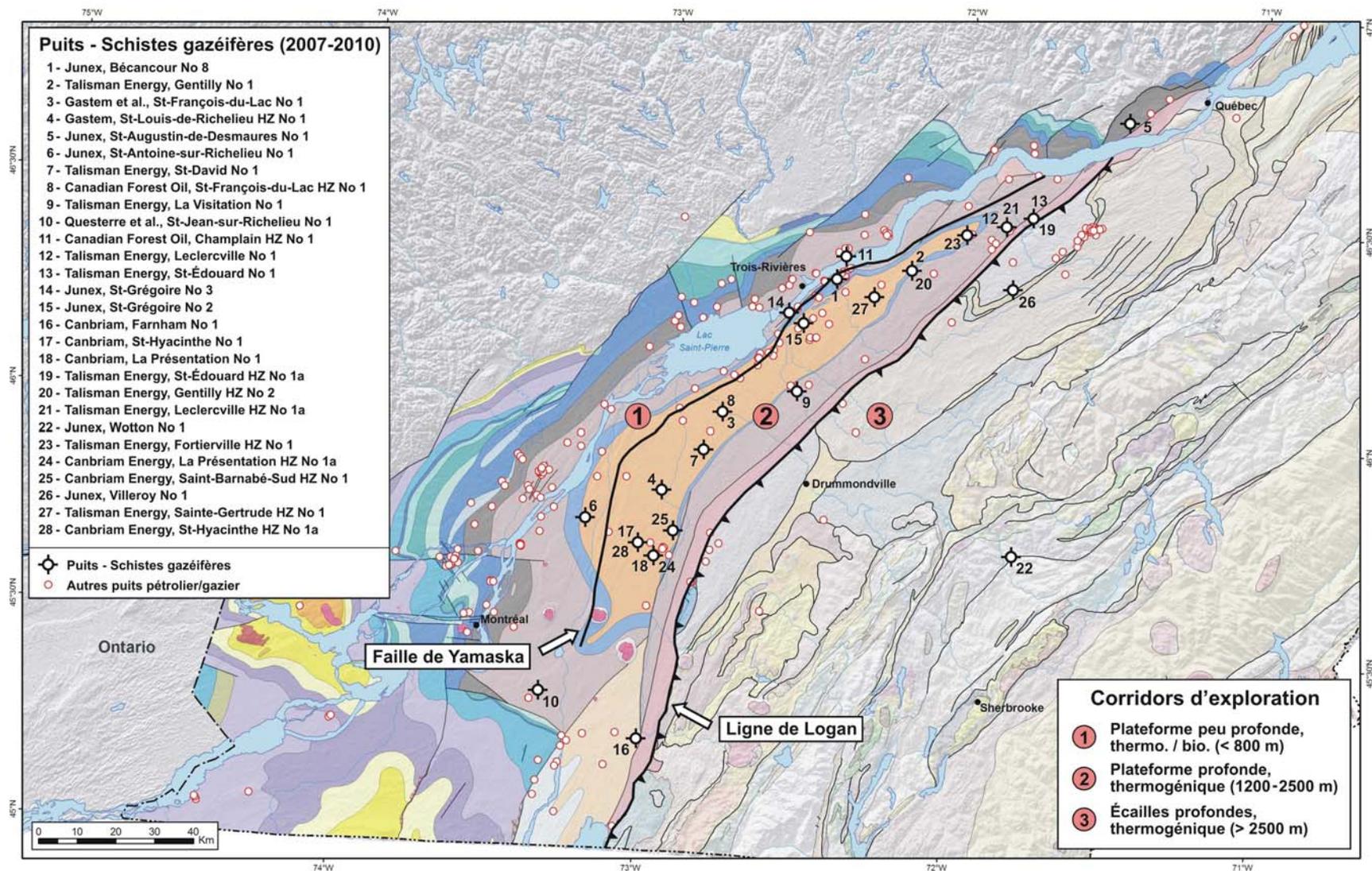
La région des basses-terres du Saint-Laurent a été le lieu, vers la fin de 2007, d'une importante découverte de gaz naturel dans les schistes argileux de la formation géologique du Shale d'Utica, annoncée en avril 2008 par la compagnie Forest Oil. Cette entreprise avait alors signalé des débits de gaz naturel s'élevant à 1 million de pieds cubes par jour (Mpi³/j) à partir d'un forage vertical. Cette annonce a créé un réel intérêt pour l'exploration dans les basses-terres du Saint-Laurent, de sorte que 28 puits au total ont été réalisés depuis 2007 dans le sud du Québec pour la recherche de gaz naturel dans les schistes, dont 11 puits horizontaux (figure 2). Les puits se concentrent principalement dans la zone située entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan (voir le corridor n° 2, figure 2).

Figure 1. Schistes gazéifères de l'Amérique du Nord



Source: Office national de l'énergie, 2009.

Figure 2. Puits et corridors d'exploration - Schistes gazéifères au Québec



Les premiers résultats significatifs obtenus à partir d'un forage horizontal ont été divulgués le 23 février 2010, lorsque Talisman Energy a annoncé un débit initial de gaz naturel de l'ordre de 12 Mpi³/j au puits Saint-Édouard n° 1, avec une moyenne d'environ 6 Mpi³/j pour les 25 premiers jours d'essais. Dans le milieu, on a estimé que ces résultats dépassaient les prévisions.

1.4 Potentiel économique

Le pétrole et le gaz naturel représentent environ la moitié du bilan énergétique du Québec. Pour son approvisionnement en gaz naturel, le Québec dépend d'une seule source, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, et d'un seul système de transport pour satisfaire ses besoins. Or, cette source d'approvisionnement est en déclin.

La consommation annuelle de gaz naturel au Québec se chiffre à environ 200 milliards de pieds cubes (Bcf)³, soit 11 % des besoins énergétiques du Québec en 2008. Le coût des importations de gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien est d'environ 2 milliards de dollars par année (14 G\$/an si on inclut le pétrole).

Dans le cadre de sa stratégie énergétique 2006-2015⁴, le gouvernement s'est donné comme objectif d'utiliser ses ressources gazières comme levier de développement économique dans une perspective de développement durable, et de faire du gaz naturel québécois une source de croissance et de richesse pour toute la collectivité. Cinq études réalisées depuis 2007 pour évaluer le potentiel en gaz naturel du Shale d'Utica, dont celle complétée en septembre 2009 par la firme Netherland, Sewell & Associates inc. pour le compte d'une société d'exploration et qui ne couvrait qu'une partie des basses-terres du Saint-Laurent, a démontré que le Shale d'Utica pourrait contenir 17,9 billions de pieds cubes (Tcf)⁵ de gaz naturel récupérable sur les permis d'exploration de cette compagnie. Ainsi, en tenant compte de la superficie totale où le Shale d'Utica est présent dans les basses-terres du Saint-Laurent, la quantité totale de gaz récupérable pourrait s'élever jusqu'à 40 Tcf. Au rythme actuel de la consommation, soit 200 Bcf/an, cette quantité de gaz naturel pourrait répondre aux besoins énergétiques du Québec pendant environ deux siècles.

On estime que depuis 2007, l'industrie du gaz naturel a investi plus de 200 millions de dollars dans l'exploration des schistes gaziers du Québec. Ces investissements ont permis à l'industrie gazière de confirmer le potentiel du sous-sol québécois. La phase d'exploitation du gaz naturel pourrait maintenant entraîner des investissements de plusieurs milliards de dollars au Québec.

Selon les estimations du MRNF, le développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec se fera de façon progressive et, lorsqu'un certain niveau de maturité aura été

³ Un milliard de pieds cubes (billion cubic feet ou Bcf en anglais) équivaut à 10⁹ pieds cubes

⁴ Gouvernement du Québec. La stratégie énergétique du Québec 2006-2015 – L'énergie pour construire le Québec de demain

⁵ Un billion de pieds cubes (trillion cubic feet ou Tcf en anglais) équivaut à 10¹² pieds cubes

atteint à la faveur d'un contexte économique favorable, jusqu'à 250 puits horizontaux pourraient être forés chaque année dans les basses-terres du Saint-Laurent, ce qui nécessiterait des investissements d'au moins 1 G\$/an de la part des sociétés d'exploitation. À ce rythme, jusqu'à 7 000 emplois directs et 3 000 emplois indirects pourraient ainsi être créés au Québec. Il s'agit d'emplois de niveaux professionnel et technique spécialisés et bien rémunérés : géologue, agronome, biologiste, ingénieur de forage, arpenteur, avocat, comptable, opérateur d'équipement, soudeur, etc. Ce rythme de développement demeure néanmoins modeste en comparaison au niveau d'activité observé en Alberta par exemple où plus de 20 000 puits sont forés en moyenne chaque année.

Non seulement cette nouvelle filière énergétique au Québec favoriserait la création de nouveaux emplois, mais elle pourrait aussi stimuler la création de programmes de formation spécialisés.

1.5 Procédés de forage et d'extraction du gaz

Les géologues savent depuis plusieurs décennies que le Shale d'Utica renferme des quantités importantes de gaz naturel. Par contre, les techniques et outils permettant d'exploiter cette ressource naturelle abondante de façon économiquement rentable n'existent que depuis peu. Aujourd'hui, de nouvelles technologies permettent de forer horizontalement et à de grandes profondeurs le Shale d'Utica, et de stimuler la roche par fracturation hydraulique afin de libérer le gaz naturel qu'elle contient.

Forage horizontal

Le forage horizontal s'est développé à partir des techniques traditionnelles de forage de l'industrie pétrolière. Il commence d'ailleurs à la verticale, pour ensuite dévier graduellement à l'horizontale à une certaine profondeur. Un puits vertical peut atteindre de 1 000 à 2 500 mètres de profondeur. De leur côté, les drains horizontaux peuvent avoir une longueur de 1 000 mètres et plus.

La technique du forage horizontal permet de creuser plusieurs puits sur un même site (de six à dix puits par site), ce qui diminue considérablement le nombre de sites de forage et la superficie totale qu'ils occupent, réduisant d'autant l'empreinte environnementale.

Fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique consiste à injecter, sous forte pression, un mélange d'eau et de sable afin de fracturer le schiste argileux et de libérer ainsi le gaz naturel qu'il contient. La fracturation du schiste se fait à une profondeur de 1 000 à 2 500 mètres.

Le liquide utilisé pour la fracturation contient surtout de l'eau (90 %) et du sable (9,4 %). Certains additifs sont ajoutés au fluide de fracturation; la concentration de tous ces additifs est inférieure à 1 %.

Les additifs sont :

- un agent antifriction, qui réduit la pression d'injection;
- un bactéricide, qui élimine les microorganismes;
- une microémulsion, qui optimise la récupération de l'eau;
- un anticorrosif, qui protège le coffrage.

Les opérations de fracturation hydraulique sont réalisées à plus de 1 kilomètre de profondeur, soit en dessous des réserves d'eau potable. À titre comparatif, la profondeur des puits des résidences et des municipalités est très majoritairement inférieure à 100 mètres.

Par ailleurs, les opérations de fracturation hydraulique nécessitent environ 2 000 m³ d'eau par stade de fracturation, et il y a environ six stades de fracturation par puits. À titre de comparaison, une piscine olympique contient un volume d'eau d'environ 3 000 m³.

Prélèvement et récupération de l'eau

Une fracturation hydraulique nécessite au total environ 12 000 mètres cubes d'eau. Pour réduire le prélèvement d'eau au minimum, l'industrie du gaz naturel récupère et réutilise une partie de la même eau pour fracturer plusieurs puits. À la fin des travaux de fracturation, l'eau usée est acheminée vers des centres de traitement autorisés et traitée avant d'être rejetée dans le milieu naturel. À titre comparatif, un terrain de golf peut consommer 12 000 mètres cubes d'eau en un mois.

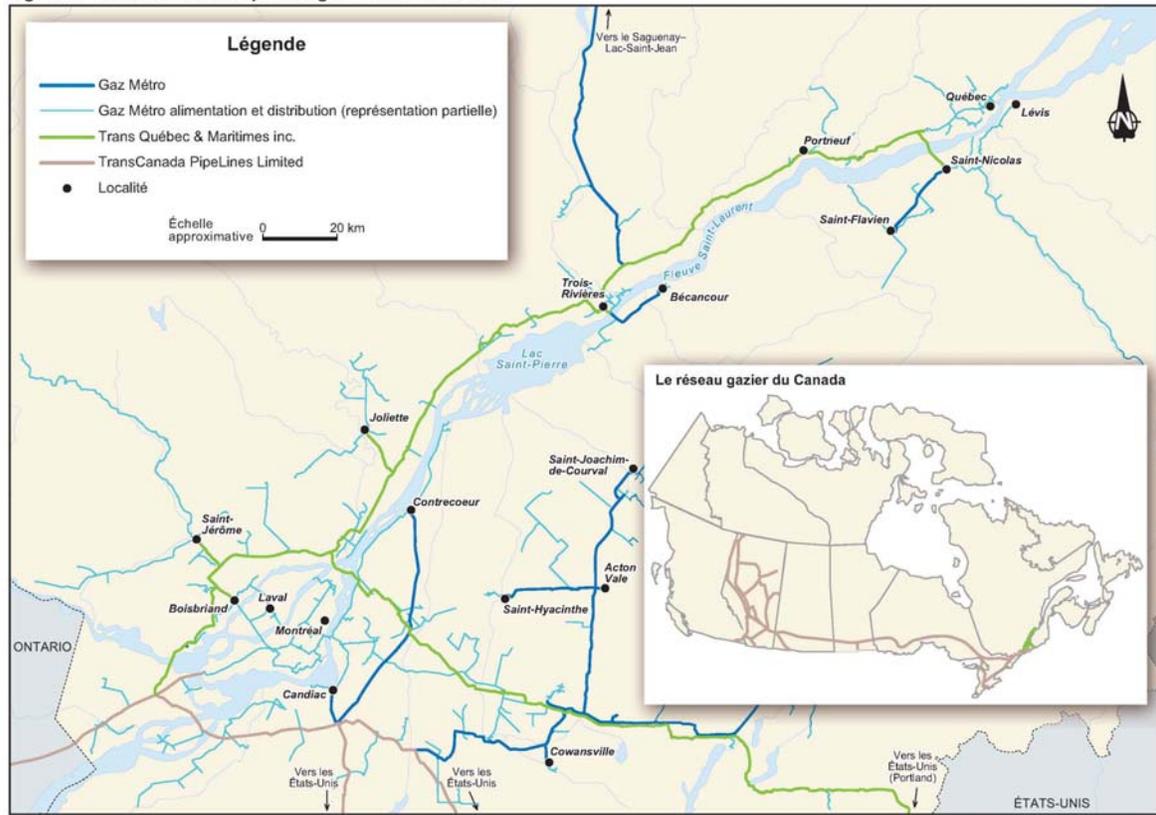
1.6 Raccordement au réseau

Le principal distributeur de gaz naturel au Québec est Gaz Métro. Son réseau de distribution s'étend sur une distance de près de 10 000 km. De plus, la compagnie Gazifère assure la distribution du gaz dans la région de l'Outaouais. Ces deux compagnies bénéficient d'un droit exclusif de distribution du gaz naturel au Québec.

Les puits de Saint-Édouard et de Leclercville, forés respectivement en 2009 et 2010 par la compagnie Talisman Energy dans la région de Lotbinière, pourraient éventuellement être raccordés au réseau de distribution de Gaz Métro par un gazoduc d'environ 28 km de longueur. Ce raccordement pourrait nécessiter des investissements de l'ordre de 22 M\$ de la part du distributeur.

Une demande de certificat d'autorisation pour ce projet de raccordement a été déposée par Gaz Métro au MDDEP en juillet 2010. Cette demande est en cours d'analyse. S'il est autorisé, le raccordement de ces deux puits permettrait à Talisman Energy d'injecter le gaz naturel produit dans le système de transport et de distribution de Gaz Métro plutôt que de le brûler à l'aide d'une torchère ou d'incinérateurs portatifs, réduisant ainsi les émissions de gaz à effet de serre.

Figure 4 Le réseau de transport du gaz naturel au Québec



Sources : adaptée de la carte Réseau de transport et d'alimentation de gaz naturel au Québec, novembre 2003 [en ligne (19 février 2007) : www.gazmetro.com/data/Media/Carte_Reseau_Gazier.pdf] ; DA21.15

2. Cadre législatif et réglementaire en place

Plusieurs lois et règlements, relevant de divers ministères et organismes, permettent déjà d'encadrer les activités de mise en valeur des hydrocarbures en milieu terrestre. Ils ont pour objet d'assurer une gestion ordonnée et sécuritaire des ressources naturelles et du territoire, et de protéger l'environnement. Ce sont :

- ✓ la **Loi sur les mines** et ses règlements d'application, qui encadrent l'octroi des permis de recherche, des permis de levé géophysique (sismique, géomagnétique), des permis de forage, des permis de complétion et de modification de puits, ainsi que les baux d'exploitation et les ententes de gré à gré avec le propriétaire des droits de surface;
- ✓ la **Loi sur la qualité de l'environnement** et ses règlements d'application, qui encadrent les prélèvements d'eau, les activités de forage dans un cours d'eau, un lac ou un milieu humide, la gestion des fluides de forage, l'utilisation d'une torchère pour le brûlage du gaz naturel lors des essais de production ainsi que la construction de certains gazoducs;
- ✓ la **Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles**, qui encadre l'utilisation du territoire agricole à des fins autres qu'agricoles;
- ✓ la **Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune** et le **Règlement sur les habitats fauniques**, qui encadrent les activités de pompage d'eau dans l'habitat du poisson et gèrent la réalisation de travaux d'exploration dans les habitats fauniques (aires de confinement du cerf de Virginie);
- ✓ la **Loi sur les forêts** et le **Règlement sur les normes d'intervention dans les forêts du domaine de l'État**, qui encadrent les autorisations de coupe de bois et d'aménagement des chemins d'accès forestiers.

Les forages en milieu terrestre visés par la Loi sur les mines, sauf ceux sur les rives ou dans la plaine inondable, ne sont pas assujettis à l'obligation d'obtenir une autorisation en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement. Toutefois, les activités connexes au forage (telles que la prise d'eau, la gestion des fluides de forage et l'utilisation d'une torchère) sont assujetties à l'obligation d'obtenir une telle autorisation.

2.1 Travaux d'exploration et exploitation

Au Québec, le gouvernement émet les permis d'exploration et gère les règles d'attribution des titres, conformément aux dispositions de la Loi sur les mines. Les règles s'appuient sur l'accès universel à la ressource. Le titulaire de permis obtient, avec son titre, le droit exclusif de rechercher et d'exploiter les substances minérales, notamment le pétrole et le gaz naturel. En cas de découverte d'un gisement, le titulaire

doit se procurer un bail d'exploitation auprès du ministère des Ressources naturelles et de la Faune. Ce bail d'exploitation est émis pour 20 ans et renouvelable pour la durée de vie du gisement.

Une fois qu'ils ont obtenu un permis d'exploration auprès du ministère des Ressources naturelles et de la Faune, les titulaires de permis doivent mener différents travaux géologiques, géophysiques ou de forage afin de conserver leurs droits sur les permis. Tous ces travaux nécessitent au préalable l'obtention de certains permis de la part du gouvernement du Québec :

- levé géophysique,
- forage,
- complétion de puits,
- modification,
- fermeture de puits.

En plus de toutes ces autorisations, les titulaires doivent également obtenir des permis particuliers de la Commission de la protection du territoire agricole du Québec, lorsque les travaux sont menés sur des territoires agricoles, et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, lorsqu'il s'agit d'activités connexes au forage.

Seuls le titulaire du permis d'exploration et ses partenaires ont le loisir de conduire des travaux de forage sur un territoire donné. En plus d'obtenir tous les permis afférents auprès de différents ministères et organismes du gouvernement du Québec, le titulaire du permis doit également, en vertu du Code civil, conclure des ententes avec tous les propriétaires fonciers des terrains où les travaux seront menés. Par le biais de ces ententes négociées de gré à gré entre le titulaire de permis et le propriétaire foncier, ce dernier donne accès à une partie de son terrain privé afin que les travaux d'exploration puissent être complétés.

Autorisations requises pour les activités de mise en valeur du potentiel pétrolier et gazier au Québec

| INTERVENANT | EXPLORATION | EXPLOITATION | TRANSPORT ET DISTRIBUTION |
|---|---|--|--|
| Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) | Loi sur les mines et Règlement d'application : <ul style="list-style-type: none"> • Permis de recherche • Permis de levé géophysique • Permis de forage • Permis de complétion de puits Loi sur les forêts : <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation de coupe de bois et de débroussaillage • Autorisation d'aménager un chemin forestier Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune : <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation pour le prélèvement d'eau (règlement sur les habitats fauniques) Avis à la CPTAQ concernant l'orientation préliminaire (s'il s'agit d'un territoire géré par le MRNF) | Loi sur les mines et Règlement d'application : <ul style="list-style-type: none"> • Bail d'exploitation | Loi sur les forêts : <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation de coupe de bois et de débroussaillage • Autorisation d'aménager un chemin forestier |
| Propriétaire des droits de surface | Entente gré à gré en vertu de la Loi sur les mines <ul style="list-style-type: none"> • Droit de passage • Droit d'utilisation • Compensations et dédommagements Avis à la CPTAQ concernant l'orientation préliminaire | S'il s'agit de terres publiques, le demandeur doit vérifier si des droits de surface (ex. droits forestiers, etc.) ont été consentis. | |
| Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ) | Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation d'utilisation à une fin autre que l'agriculture (puits d'exploration) | Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation d'utilisation à une fin autre que l'agriculture (puits d'exploitation) | Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation d'utilisation à une fin autre que l'agriculture (pipeline, équipement, etc.) • Exclusion de zones |
| Municipalité | Résolution visant à appuyer la demande d'autorisation à la CPTAQ Certificat du greffier ou du secrétaire-trésorier attestant que la réalisation du projet en question ne contrevient à aucun règlement municipal (Nécessaire à l'obtention d'un certificat d'autorisation : prise d'eau, autorisation pour l'utilisation d'une torchère ou d'un | | |

| INTERVENANT | EXPLORATION | EXPLOITATION | TRANSPORT ET DISTRIBUTION |
|---|--|--------------|--|
| Municipalité régionale de comté | système de pré-traitement des eaux usées | | |
| Union des producteurs agricoles | Avis à la CPTAQ par rapport à la conformité du projet avec le schéma d'aménagement de la MRC | | |
| Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs | Loi sur la qualité de l'environnement <ul style="list-style-type: none"> • Certificat d'autorisation pour le prélèvement d'eau en vertu de l'article 22 de la LQE si les prélèvements dépassent 20 % du débit d'étiage du cours d'eau • Certificat d'autorisation pour un forage effectué en milieu humide • Autorisation de disposition des boues de forage et des fluides de fracturation dans des centres de traitements accrédités • Autorisation pour l'utilisation d'une torchère en vertu de l'article 48 de la LQE • Autorisation pour l'installation d'un dispositif de traitement des eaux usées en vertu de l'article 32 de la LQE (exemple : bassin de décantation des boues de forage) | S/O | Assujettissement des gazoducs à l'article 31.1 de la LQE (BAPE) : <ul style="list-style-type: none"> • Tout gazoduc de plus de 2 kilomètres sauf : <ul style="list-style-type: none"> ○ Si le gazoduc est construit dans une emprise existante et pour les mêmes fins; ou, ○ Si le gazoduc est construit dans une nouvelle emprise, qu'il s'agit de conduites de distribution de moins de 30 centimètres et de moins de 4 000 kiloPascals. |
| Régie de l'énergie | S/O | S/O | Loi sur la Régie de l'énergie : <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation de projets d'investissements de plus de 1,5 M\$ • Tarifs de transport et de distribution |
| Office national de l'énergie | S/O | S/O | Loi sur l'Office national de l'énergie <ul style="list-style-type: none"> • Autorisation de projets d'investissements • Tarifs de transport (Gazoduc TQM) |

Permis de recherche

| | |
|--------------------|---|
| Conditions | Donne à son détenteur le droit exclusif de rechercher le pétrole et le gaz naturel et un réservoir souterrain. |
| | Peut couvrir une superficie maximale de 25 000 hectares. Le permis est émis selon un système de quadrillage uniforme. Chaque parcelle du prédecoupage s'étend sur une superficie approximative de 2 000 hectares. |
| | Est valable pour cinq ans. |
| | Peut être renouvelé pour cinq autres années, à raison d'une année à la fois. |
| | Permet au détenteur de plusieurs permis de les grouper pour l'application des sommes dépensées en travaux statutaires. |
| Obligations | Payer une rente annuelle qui s'élève à 0,10 \$ l'hectare en milieu terrestre et à 0,05 \$ en milieu marin, si la superficie est supérieure à 100 000 hectares. À partir de la sixième année, la rente est de 0,50 \$ pour chaque renouvellement. |
| | Réaliser des travaux obligatoires . La valeur minimale des travaux est de 0,50 \$ l'hectare la première année et augmente de 0,50 \$ par année, pour atteindre 2,50 \$ la cinquième année. |
| | Soumettre un rapport technique et financier à la fin de chaque année. |

Bail d'exploitation

| | |
|--------------------|--|
| Conditions | Est valide pour 20 ans. |
| | Est renouvelable si les réserves sont suffisantes. |
| | Peut couvrir une superficie variant de 200 à 2 000 hectares. |
| Obligations | Acquitter le loyer annuel . Ce coût correspond à 2,50 \$ l'hectare. |
| | Verser une redevance . Ce montant varie de 10 à 12,5 % pour le gaz naturel. |

En vertu de la Loi sur les mines, toute personne autorisée par la ministre à agir comme inspecteur peut avoir accès à un endroit où s'exerce une activité régie par la Loi et en faire l'inspection. L'inspecteur du MRNF s'assure que les opérations respectent le cadre législatif et qu'elles sont sécuritaires pour les personnes, pour leurs biens et pour l'environnement. L'inspecteur peut ordonner la suspension des travaux, notamment l'arrêt d'un forage, lorsqu'il a des motifs de croire qu'il y a infraction à la Loi ou au Règlement.

Les équipements utilisés pour le forage et la complétion des puits de gaz naturel sont conçus en suivant des normes techniques reconnues et éprouvées, dont celles de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR), de l'American Petroleum Institute

(API) et de l'International Standards Organisation (ISO). Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains prescrit les normes techniques de conception et de réalisation des puits applicables au Québec.

2.2 Normes environnementales

Dans le but de protéger nos écosystèmes aquatiques, le gouvernement du Québec restreint les quantités d'eau pouvant être prélevées. Ainsi, en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement et du Règlement sur le captage des eaux souterraines, l'obtention d'un certificat d'autorisation ou d'une autorisation délivré par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) est nécessaire pour effectuer tout prélèvement d'eau, sauf pour les prélèvements d'eau souterraine de moins de 75 m³/j. De plus, afin de réduire les quantités d'eau nécessaires à la fracturation hydraulique, l'eau utilisée est récupérée en partie et réutilisée pour plusieurs puits. À la fin des travaux, l'eau récupérée est traitée avant d'être retournée dans le milieu naturel. Pour l'installation d'un système de traitement des eaux usées provenant du forage et destinées à être retournées dans l'environnement, une autorisation est requise en vertu de l'article 32 de la Loi sur la qualité de l'environnement.

Un certificat d'autorisation (CA) du MDDEP est également nécessaire en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement pour un forage destiné à rechercher du gaz s'il est réalisé en milieu humide, c'est-à-dire dans un cours d'eau, un lac, un étang, un marais, un marécage ou une tourbière. Un CA est également requis pour la valorisation des boues de forage.

Une autorisation en vertu de l'article 48 de la Loi sur la qualité de l'environnement est requise pour le captage et le traitement des gaz (par l'installation et l'exploitation d'une torchère, par exemple).

La mise en production d'un puits gazier nécessite l'obtention d'un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement préalablement à la réalisation des travaux et des activités.

Certains projets peuvent être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement par l'article 2 du Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement et à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation du gouvernement, en vertu de l'article 31.5 de la Loi sur la qualité de l'environnement :

- la construction d'un gazoduc de plus de 2 km, sauf si celui-ci est situé dans une emprise existante servant aux mêmes fins ou si le gazoduc prévu a un diamètre de moins de 30 cm et est conçu pour supporter une pression inférieure à 4 000 kPa;
- la construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel;

- 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 deux ans, sur une distance de 300 m ou plus ou sur une superficie de 5 000 m² ou plus.

Par ailleurs, en vertu de l'article 22 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, il est interdit de forer à moins de 200 m 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 captage des eaux souterraines et alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité. De plus, aux termes de l'article 24 du même règlement, un coffrage cimenté est obligatoire afin d'isoler du gaz les horizons contenant de l'eau. Ce coffrage imperméabilise le puits, et aucun liquide ou gaz ne peut s'en échapper. Enfin, des tests sont réalisés afin de démontrer l'étanchéité du puits.

À la fin de la durée de vie utile des puits, ces sites sont remis à l'état initial suivant la réglementation en vigueur ainsi que les prescriptions de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ) en milieu agricole.

2.3 Fiscalité et redevances

Au Québec, l'État est propriétaire des ressources pétrolières et gazières qui font l'objet d'activités d'exploration et d'exploitation. Le gouvernement perçoit des redevances sur la production de pétrole et de gaz naturel. En phase exploratoire, les détenteurs de permis de recherche et de gaz naturel ont deux obligations : ils doivent payer des rentes annuelles au gouvernement du Québec et effectuer des travaux statutaires pour conserver leurs droits. Les permis sont valides pour une période de cinq ans et, par la suite, sont renouvelables annuellement cinq fois, pour une durée totale de dix ans. La rente annuelle s'élève à 0,10 \$ l'hectare pour les cinq premières années et passe à 0,50 \$ l'hectare à partir de la sixième année. La valeur minimale des travaux statutaires est de 0,50 \$ l'hectare la première année, puis elle augmente de 0,50 \$ par an, pour atteindre 2,50 \$ à partir de la cinquième année.

Lorsqu'une société d'exploration découvre un gisement pouvant être exploité de façon économique, elle doit faire une demande de bail d'exploitation au MRNF. Le montant des redevances d'exploitation est fixé par règlement et atteint 12,5 % de la valeur au puits selon la production. L'article 204 de la Loi sur les mines prévoit que le titulaire d'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel verse la redevance fixée par règlement à au moins 5 % et au plus 17 % de la valeur au puits du pétrole ou du gaz naturel extrait. La Loi définit la « valeur au puits » comme étant « le prix moyen de vente au détail, à l'exclusion de toutes taxes et déduction faite des coûts moyens de transport à partir du puits jusqu'aux lieux de livraison, des coûts de mesurage et, le cas échéant, de ceux de purification ».

Redevances applicables à la production de pétrole et de gaz naturel

Par ailleurs, l'article 104 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains précise le pourcentage de la redevance applicable selon le niveau de production, et ce, tant pour le pétrole que pour le gaz naturel :

| Hydrocarbure | Production moyenne quotidienne par puits | | | Redevance Pourcentage (%) |
|--------------|--|---------------------|-----------------------------------|--|
| | Mètres cubes (m ³) | Barils (bbl) | Pieds cubes (pi ³) | |
| Pétrole | ≤ 7 | 43,8 | - | 5 % de la valeur au puits |
| | > 7 mais < 30 | > 43,8 mais < 188,7 | - | 5 % sur les 7 premiers mètres cubes 10 % sur l'excédent |
| | ≥ 30 | ≥ 188,7 | - | 8,75 % sur les 30 premiers mètres cubes 12,5 % sur l'excédent |
| Gaz naturel | ≤ 84 000 | - | ≤ 3 000 000 | 10 % de la valeur au puits |
| | > 84 000 | - | > 3 000 000 | 10 % sur les 3 premiers millions de pieds cubes 12,5 % sur l'excédent |

Lors du Discours sur le budget 2009-2010, la ministre des Finances a annoncé la mise en place d'un congé de redevances de cinq ans, pouvant atteindre 800 000 \$ par puits, pour les puits de gaz naturel mis en production d'ici la fin de 2010, afin d'encourager l'exploration et de stimuler les investissements en 2009 et 2010. Le coût de cette mesure budgétaire pour 2009-2010 et 2010-2011 avait été évalué à 3,8 M\$. Une révision du régime de redevances sur le gaz naturel afin de le moderniser et de tenir compte des nouvelles réalités du marché a également été annoncée à cette occasion.

On prévoit qu'aucune entreprise ne pourra profiter de cette mesure étant donné qu'aucun puits de gaz naturel ne sera mis en production d'ici la fin de 2010.

3. Considérations environnementales

Les enjeux de la mise en valeur des gaz de schiste soulèvent des questionnements au plan environnemental. Il y a lieu de prendre en considération les effets possibles de ces activités sur l'air, l'eau et le sol.

3.1 Air

Produits dérivés du gaz naturel et émissions de dioxyde de carbone

La majeure partie du gaz naturel produit nécessite un traitement qui assure que le gaz ne contient aucune trace d'autres hydrocarbures ou d'impuretés. La récupération des liquides de gaz naturel, comme le propane, le butane, les pentanes et autres condensats, est un procédé à valeur ajoutée qui est utilisé dans presque tout l'Ouest canadien. D'autres produits à l'état de traces, comme le sulfure d'hydrogène (H_2S) et le dioxyde de carbone (CO_2), sont assimilés à des gaz acides; pour des motifs de sécurité, il faut les extraire du flux gazeux pour prévenir la corrosion des gazoducs et du matériel.

Certaines inquiétudes sont associées à la présence de H_2S . À cet égard, plus de 275 forages gaziers ont été réalisés au Québec depuis le début du xx^e siècle, et aucune des analyses de gaz liées à ces forages n'a démontré la présence de H_2S . Cette situation s'explique par le fait que le Shale d'Utica contient très peu de soufre. Le H_2S se forme lorsque la roche contient initialement du soufre et que la matière organique du shale est transformée en hydrocarbure, ce qui n'est pas le cas pour les shales du Québec. Toutes les analyses du gaz rencontré lors des forages sont déposées au ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec dans les rapports de fin de forage préparés par les compagnies.

Par ailleurs, les gaz de schiste du Shale d'Utica contiennent 1 % ou moins de CO_2 . À titre de comparaison, les gaz de schiste du bassin de Horn River, en Colombie-Britannique, contiennent 12 % de CO_2 .

Émissions atmosphériques et gaz à effet de serre (GES)

Les deux principaux gaz à effet de serre associés à l'exploration et l'exploitation gazières sont le dioxyde de carbone (CO_2) et le méthane (CH_4). Les émissions de ces gaz peuvent être classées en trois catégories :

- les émissions ventilées, provenant d'opérations normales;
- les émissions dues à la combustion de diesel et de gaz naturel liée à l'utilisation sur le site de foreuses, compresseurs, pompes, génératrices, torchères, ainsi qu'à la présence des camions nécessaires aux activités d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste;
- les émissions fugitives, c'est-à-dire les fuites de gaz non intentionnelles.

Lors de la phase exploratoire, les émissions de GES 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, activités qui ne sont pas nécessaires si le méthane à la sortie du puits est suffisamment pur (ce qui semble être le cas dans les schistes des basses-terres du Saint-Laurent).

L'utilisation des équipements associés aux activités d'exploration et d'exploitation gazière non conventionnelles peut engendrer l'émission dans l'atmosphère de gaz à effet de serre.

3.2 Eau

Prélèvements d'eau

Les projets d'exploitation de gaz de schiste nécessitent des prélèvements d'eau lors du forage (quelques centaines de mètres cubes) et des activités de fracturation (environ 12 000 mètres cubes). Cette eau provient des eaux de surface, des eaux souterraines ou encore du réseau d'approvisionnement des municipalités. Le processus permet de récupérer et réutiliser environ la moitié de l'eau injectée.

Le prélèvement d'un important volume d'eau douce dans le milieu naturel sur une courte période de temps pourrait avoir des effets sur les écosystèmes aquatiques et humides, les puits d'eau potable, les systèmes d'irrigation agricole ou tout autre usage de l'eau. Toutefois, les prélèvements d'eau de surface requis pour l'injection ou la fracturation ne devraient pas être problématiques dans les secteurs envisagés s'ils sont faits dans les rivières principales, ou dans les cours d'eau comportant un débit important. La quantité d'eau prélevée doit être fonction du débit d'étiage d'une récurrence de deux ans, calculé sur sept jours consécutifs (maximum de 20 % du débit).

Protection des aquifères

Tel qu'il est indiqué plus haut, les aquifères et les nappes phréatiques sont situés près de la surface du sol (dans les 100 premiers mètres de profondeur) alors que la couche sédimentaire du Shale d'Utica se situe entre 600 et 3 000 mètres de profondeur. Les méthodes de forage utilisées prévoient, pour protéger les réserves d'eau potable, l'utilisation systématique, dans chacun des puits, de plusieurs caissons d'acier solidement installés à l'aide de ciment. Le premier caisson de surface est installé jusqu'à plus de 100 mètres de profondeur afin de protéger la nappe phréatique.

3.3 Sol

Comme dans le cas de l'eau, il y a lieu d'éviter toute contamination des sols par les fluides générés par les opérations. Ainsi, le fluide de forage (boue), les déblais de forage et l'eau de fracturation sont emmagasinés séparément dans des bassins de

rétenion étanches aménagés sur le site même. À la fin des opérations, ils sont caractérisés et traités avant d'être déposés dans des sites appropriés.

4. Impacts sociaux

4.1 Sécurité publique

Les plans d'intervention en cas d'urgence

Un plan d'intervention en cas d'urgence est généralement élaboré pour chaque site de forage. Les mesures contenues dans ces plans d'intervention s'ajoutent au plan général de gestion des interventions de l'opérateur du site.

Le plan d'intervention en cas d'urgence décrit de façon détaillée les procédures qui doivent être mises en œuvre si une urgence survient. Ce plan vise à protéger la population, le personnel sur le chantier et l'environnement si un incident survient. Il définit les niveaux d'urgence pour aider le personnel à déterminer les interventions appropriées en cas d'urgence, les mesures que doit prendre le personnel des opérations et les communications requises pour assurer une intervention efficace et coordonnée. Une copie du plan d'intervention en cas d'urgence est habituellement déposée auprès des autorités municipales locales.

Bien que la préparation et le dépôt d'un plan d'intervention en cas d'urgence constitue une pratique bien établie au sein de l'industrie pétrolière et gazière, le MRNF prévoit en faire une obligation dans le cadre du processus de révision du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains actuellement en cours.

Les propriétés d'inflammation du gaz naturel

Le gaz naturel peut s'enflammer en présence d'une source d'inflammation ou s'auto-enflammer si la température atteint 540 °C. La température d'auto-inflammation du gaz naturel est plus élevée que celle du propane (468 °C), du butane (430 °C), de l'essence (400 °C) et du diesel (260 °C).

Pour qu'il y ait explosion, le gaz doit être pressurisé et être en présence d'une source d'inflammation et d'oxygène. Pour que le gaz naturel soit inflammable, il faut que sa concentration dans l'air ambiant soit dans une plage qui se situe entre 5 et 15 % sur une base volumique, l'oxygène dans l'air étant nécessaire à la combustion. L'atteinte de cette concentration nécessite habituellement que le gaz soit émis dans un espace clos. La mise en place d'un périmètre de sécurité approprié selon les circonstances permet d'assurer la sécurité des personnes si une fuite accidentelle de gaz naturel survient. Cependant, compte tenu des nombreuses mesures de sécurité mises en place (coffrage cimenté, système antiéruption, détecteurs de gaz naturel, etc.), la probabilité qu'une fuite se produise et que celle-ci cause une déflagration est très faible.

4.2 Utilisation de services publics

Infrastructures routières

Les camions transportant des eaux, des boues de forage et des produits chimiques utilisés pour le forage doivent transiter sur les routes provinciales et municipales des régions concernées. Cet afflux de transport lourd peut avoir des répercussions sur l'entretien des routes utilisées.

Stations d'épuration municipales

Dans certains cas, le traitement des eaux de forage pourrait être confié aux stations d'épuration municipales. Il faudra alors tenir compte de la capacité des infrastructures municipales et s'assurer que leur conception en permet le traitement adéquat.

4.3 Protection du territoire agricole

Le potentiel de mise en valeur du gaz de schiste est situé majoritairement en territoire agricole. Même si la superficie nécessaire à la mise en production d'un puits de gaz naturel est limitée, l'harmonisation des usages fait l'objet d'un protocole conclu entre l'Union des producteurs agricoles et les sociétés d'exploration pétrolière et gazière.

Le forage d'un puits nécessite d'abord l'obtention d'un droit de passage de la part du propriétaire foncier. Ce droit de passage est négocié de gré à gré entre le propriétaire et l'opérateur. Ceux-ci conviennent également de la compensation qui sera versée au propriétaire pour l'utilisation temporaire de son terrain. Un propriétaire a le droit de refuser l'accès à son terrain. Lorsque cette situation se pose, l'opérateur négocie alors une entente avec un autre propriétaire. À défaut d'une entente négociée de gré à gré, l'opérateur a la possibilité de recourir à l'expropriation en vertu de la *Loi sur les mines*. Aucun cas d'expropriation n'a encore été observé au Québec depuis que le premier forage a été effectué en 1860.

En milieu agricole, l'opérateur doit également obtenir une autorisation d'utiliser un terrain à des fins autres que l'agriculture. Cette autorisation qui est habituellement valide pour une période de trois ans, est délivrée par la Commission de la protection du territoire agricole (CPTAQ). Le processus d'autorisation inclut une analyse de la demande par les experts de la CPTAQ en fonction des dispositions de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles* (LPTAA), l'obtention d'une résolution de la municipalité autorisant la réalisation du projet sur son territoire et la tenue de rencontres publiques si une demande est formulée à cet effet. Le délai moyen de traitement des demandes est de l'ordre de 90 jours. Les autorisations de la CPTAQ sont assorties de mesures d'atténuation et de remise en état des lieux démontrées par un rapport d'expertise agroforestière. Le non-respect de ces conditions expose l'opérateur à des sanctions prévues par la LPTAA.

4.4 Autres impacts

Empreinte visuelle minimale et luminosité nocturne

L'impact des infrastructures projetées sur les aspects visuels et patrimoniaux du paysage (dimensions culturelle, identitaire et symbolique) doit être considéré. À cet égard, la technique du forage horizontal permet de diminuer le nombre de puits et de plateformes de forage, réduisant ainsi l'impact sur l'empreinte visuelle. Ainsi, un même puits peut atteindre de 1 000 à 2 500 m de profondeur et les drains horizontaux peuvent se prolonger dans plusieurs directions sur une distance de 100 m ou plus. Le forage horizontal permet donc d'exploiter plusieurs drains à partir du même puits, et plusieurs puits à partir du même site de forage.

En phase d'exploration, les sites de forages sont éclairés de jour comme de nuit de façon à assurer la sécurité des travailleurs et des opérations.

Bruit

Les exigences du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs relatives au bruit pour les sources fixes, fixées dans la Note d'instruction 98-01, ont servi à encadrer les activités de forage lorsque cela s'est avéré nécessaire.

Le bruit généré par les activités de forage équivaut à 40 dB à une distance de 1,5 km du lieu de forage, ce qui équivaut au niveau de bruit émis par un lave-vaisselle moderne. La distance, le type de sol et la topographie de même que les conditions atmosphériques sont autant de paramètres qui influent sur 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.

L'expérience démontre que des mesures d'atténuation peuvent être mises en place afin de réduire le bruit qu'engendrent les équipements utilisés lors des travaux. Par exemple, lors de la construction des sites de forage, le sol arable est entreposé en andains autour du site, agissant ainsi comme un écran acoustique. Le positionnement stratégique des roulottes de chantier permet également de diminuer la propagation du bruit. Enfin, la foreuse peut aussi être positionnée de façon à diriger la propagation du bruit dans le sens opposé aux résidences et aux bâtiments d'élevage.

Vibrations

Les levés géophysiques de type sismique réflexion et les forages pétroliers et gaziers provoquent des vibrations au niveau du sol. Ces vibrations sont faibles, localisées et sont limitées dans le temps.

5. Aperçu d'expériences extérieures

5.1 Expérience d'une commission similaire

L'étude d'impact environnemental générique supplémentaire du ministère de la Protection de l'environnement de l'État de New York avait pour objectif de préciser l'impact de certains aspects des travaux de forage horizontal et de fracturation hydraulique qui n'avaient pas été pris en compte lors de l'étude environnementale de 1992. Ainsi, trois facteurs clés étaient visés :

- les volumes d'eau requis;
- la proximité des lieux de forage de sources d'approvisionnement en eau potable;
- l'augmentation du nombre de puits par site de forage.

Le processus comprend comme travaux :

- l'analyse des commentaires reçus du public et d'agences;
- la production d'un document qui circonscrit la portée de l'étude, relève les impacts potentiels, élimine les enjeux non significatifs et non pertinents et détermine l'information requise;
- l'obtention des commentaires du public sur le document préliminaire sur la portée de l'étude;
- l'élaboration de l'étude contenant des solutions de rechange et des mesures d'atténuation des impacts;
- l'obtention des commentaires sur le document de l'étude;
- la production d'un document final contenant des mesures d'atténuation des impacts.

Les documents de l'étude ont été préparés par le Bureau de la réglementation sur le pétrole et le gaz de la Division des ressources minérales du ministère de la Protection de l'environnement de l'État de New York. Plusieurs organismes ont assisté le Bureau :

- la New York State Energy Research & Development Authority (NYSERDA),
- le ministère de la Santé,
- le Bureau des changements climatiques,
- la Division des ressources en air.

Les conclusions ne sont pas encore connues, mais une version préliminaire de l'étude finale fait présentement l'objet de consultations (<http://www.dec.ny.gov/energy/58440.html>). Plusieurs mesures d'atténuation y sont proposées.

5.2 Comparaison des cadres législatifs et réglementaires

Au Canada

Le cadre réglementaire de la Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, tout comme en Alberta et au Québec, le propriétaire d'un terrain n'est pas propriétaire des richesses naturelles qui y sont enfouies. La province est propriétaire de la ressource du sous-sol.

La Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique est le guichet unique, l'agence de réglementation indépendante responsable de la supervision des opérations pétrolières et gazières, y compris l'exploration, le développement, le transport par pipeline et la remise en état.

Cette société d'État encadre les opérations pétrolières et gazières par le biais de plusieurs lois et règlements concernant :

- le pétrole et le gaz,
- les pipelines,
- les forêts,
- le code des pratiques forestières de Colombie-Britannique,
- la conservation du patrimoine,
- les terres,
- la gestion de l'environnement,
- l'eau.

Les rôles principaux de la Commission sont :

- délivrer des permis et des autorisations;
- s'assurer de la conformité de l'industrie aux lois, règlements et exigences spécifiques des permis (ce rôle est assumé en partie grâce à des inspections, des suivis et des activités de contrôle et de sensibilisation);
- consulter les Premières nations sur chaque projet.

La Commission doit aussi veiller à préserver des relations positives avec l'ensemble de la collectivité. Elle doit s'assurer que les valeurs locales sont considérées dans les activités, actions et responsabilités de la Commission. L'ensemble de la collectivité englobe les instances locales et régionales, les résidents, les organisations non gouvernementales, les groupes communautaires et autres.

Le cadre réglementaire de l'Alberta

L'Energy Resources Conservation Board (ERCB) est une agence indépendante du gouvernement de l'Alberta qui a pour responsabilité d'encadrer le développement sécuritaire, responsable et efficace des ressources énergétiques de l'Alberta (pétrole, gaz naturel, sables bitumineux et charbon) et le réseau de distribution par pipelines.

L'ERCB a pour mission de s'assurer que l'exploration, le développement et la distribution des ressources énergétiques de l'Alberta se réalisent de façon équitable, responsable et conforme à l'intérêt de la population. Rappelons que l'Alberta est propriétaire des ressources pétrolières et gazières de son sous-sol.

L'ERCB est responsable de l'encadrement réglementaire de l'industrie, de la délivrance des permis et des autorisations ainsi que du programme d'inspection. Aussi, il reçoit et traite les plaintes de la population concernant l'industrie pétrolière et gazière.

Aux États-Unis

Le cadre réglementaire de la Pennsylvanie

En Pennsylvanie, le propriétaire d'un terrain est aussi propriétaire des ressources pétrolières et gazières sous-jacentes. Le bail d'exploitation de la ressource est une entente privée conclue entre le propriétaire de surface et le producteur (la compagnie pétrolière et gazière).

Le Bureau de gestion du pétrole et du gaz de Pennsylvanie est responsable des programmes de conservation du pétrole et du gaz et de l'environnement afin de faciliter l'exploration, le développement et l'exploitation sécuritaire des réserves de pétrole et de gaz de la Pennsylvanie, tout en protégeant la ressource et l'environnement.

L'État, par l'entremise du Bureau de gestion du pétrole et du gaz, réglemente l'exploration et le forage gazier et pétrolier par le biais de plusieurs lois concernant :

- le pétrole et le gaz;
- la salubrité des cours d'eau;
- la sécurité des barrages et digues;
- la gestion des résidus solides;
- la gestion de la ressource en eau;
- les droits du travailleur et le droit de la collectivité à l'information.

Le Bureau est responsable de l'émission des permis et du programme d'inspection. Il élabore la réglementation et les normes, offre un programme de formation pour l'industrie et collabore avec des organismes externes dans le domaine de la réglementation et de la supervision technique de l'industrie.

Le cadre réglementaire de l'État de New York

Dans l'État de New York, le propriétaire de surface est aussi propriétaire de la ressource pétrolière et gazière sous-jacente à son terrain. Tout comme en Pennsylvanie, le bail d'exploitation de la ressource relève du domaine privé.

Toutefois, le Bureau de la réglementation sur le pétrole et le gaz de la Division des ressources minérales du ministère de la Protection de l'environnement est responsable de la mise en œuvre de la politique pour la conservation, l'amélioration et la protection des ressources naturelles et de l'environnement de l'État de New York, tel que le prescrit la loi étatique sur la conservation de l'environnement. Le Ministère est habilité :

- à gérer les ressources naturelles pour assurer leur protection et leur utilisation équilibrée;
- à prévenir et contrer la pollution de l'air, du sol et de l'eau;
- à réglementer le stockage, la manutention et le transport des solides, des liquides et des gaz de manière à prévenir la pollution.

Cette organisation est aussi responsable de l'émission de permis et des inspections.

Le rôle du gouvernement fédéral aux États-Unis

Pour protéger la qualité de l'eau potable, le gouvernement fédéral, par le biais de son agence de protection de l'environnement (EPA), réglemente le rejet des eaux résiduelles et, parfois, l'injection des fluides de fracturation.

Ainsi, en mars 2010, l'EPA a annoncé qu'elle étudierait les effets potentiels de la fracturation hydraulique sur l'eau potable.