273 P [X] NP [ ] DM148

Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec

6212-09-001

Mémoire sur le développement durable d'une industrie québécoise de shales gazéifères

Présenté au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Québec, le 11 novembre 2010

TABLE OF CONTENTS

SOMMAIRE **1**

INTRODUCTION **4**

PARTIE 1 – SURVOL DE L'INDUSTRIE **5**

PARTIE 2 – ASPECTS ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DES SHALES GAZÉIFÈRES **6**

Avantages économiques pour le Québec 6
Avantages générés par le développement des shales de Marcellus 10
Taux de chômage et forage des shales 11
Conséquences économiques de l'imposition d'un moratoire sur le développement des shales gazéifères par l'État de New York 15
Redevances 18
Conclusion 24

PARTIE 3 – CYCLE DE VIE DE L'EXPLOITATION DES SHALES GAZÉIFÈRES **25**

Géologie 26
Minéralogie 28
Gaz en place 29
Composition et variabilité du gaz de l'Utica 29
H_2S 31
Radon 31
Opérations de sondage sismique 31
Utilisation d'explosifs 34
Opérations de sondage sismique et tremblements de terre 34
Opérations de sondage sismique et glissements de terrain 35
Préparatifs de forage 35
Choix du site de forage et construction 35
Forage 37
Conception du puits 37
Contamination en surface 38
Boue de forage 38
Protection de l'eau souterraine 39
Complétion 42
Sabords pour la fracturation 42
Perforation 42
Fracturation hydraulique 44
Fluides de fracturation hydraulique 45
Activité microsismique 50
Protection de l'eau souterraine 51
Mise à l'essai du puits 51
Développement des shales gazéifères après la fin des activités d'exploration 53

PARTIE 4 – MÉTHODES DE GESTION DE LA QUALITÉ DE L'AIR ET DE L'EAU **55**

Utilisation de l'eau au cours des différentes phases de l'exploitation 55
Forage 55

APGQ QUEBEC OIL AND GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC QOGA

Complétion 55
Production 56
Consommation d'eau totale 56
Sources d'approvisionnement en eau 57
Protection des eaux de surface et des eaux souterraines 57
Composition de l'eau de reflux et de l'eau produite 59
Logistique concernant l'eau – Transport, stockage, recyclage et élimination 59
Gestion de la qualité de l'air 59
Émissions de gaz à effet de serre 60
Oxydes d'azote 61
Benzène 61
Ozone 61

PARTIE 5 – ASPECTS SOCIAUX DU DÉVELOPPEMENT DES SHALES GAZÉIFÈRES 63

Préoccupations courantes 63
Choix de l'emplacement 63
Droit d'exploration, négociation et indemnisation 67
Intensité du développement 68
Assurance 69
Bruit 70
Contrôle de la circulation 70
Routes 71
Incidence sur la santé humaine 71
Sécurité 72

PARTIE 6 – MÉTHODES PRÉVUES DE CAPTAGE ET DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL 75

Traitement et collecte 75
Transport 76
Entreposage du gaz naturel 77
Distribution 77

CONCLUSION 78

APGQ QUEBEC OIL AND GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC QOGA

Sommaire

La commission d'enquête du BAPE sur le développement des shales gazéifères a pour mandat de proposer un encadrement légal et réglementaire qui assurera le développement durable de cette nouvelle industrie. L'Association pétrolière et gazière du Québec (l'« **APGQ** ») est un regroupement de sociétés d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel qui travaille à la mise en valeur des ressources de gaz naturel du Québec, en particulier les ressources contenues dans les shales gazéifères. L'APGQ a participé à l'audience publique qui s'est tenue dans le cadre de la commission d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement « **BAPE** » et a structuré son mémoire de manière à répondre aux questions posées par les commissaires du BAPE et à dissiper les inquiétudes exprimées par le public. Le mémoire présente les conclusions suivantes.

- **Le développement des shales gazéifères offre des perspectives économiques importantes pour le Québec** grâce aux investissements en capital, à la création de nouveaux emplois, à l'établissement d'entreprises de services technologiques hautement spécialisées et aux revenus que le gouvernement touchera sous la forme de redevances, de taxes et d'impôts. L'industrie se trouve à un stade critique de son développement et a besoin d'un cadre réglementaire et fiscal favorable. En 2010, seulement 7 puits horizontaux ont été forés. L'industrie est à un point critique en ce qui a trait à l'évaluation de la viabilité économique de ces ressources.

- **Le Québec est en mesure de mettre en valeur de façon durable les ressources contenues dans les shales gazéifères,** car les incidences du forage de gaz naturel, y compris les techniques propres aux shales gazéifères, comme la fracturation hydraulique, sont bien comprises de l'industrie et prises en compte dans le règlement d'application de la *Loi sur les mines* et de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. L'analyse des voies critiques démontre que le risque pour la santé humaine est lui aussi bien connu et peut être atténué. Par conséquent, et compte tenu du faible niveau d'activité actuel au Québec, le développement des shales gazéifères peut se poursuivre dans la province pendant que le gouvernement passe en revue le cadre réglementaire régissant le pétrole et le gaz naturel. Rien ne justifie l'imposition d'un moratoire, ni toute autre forme de suspension des activités pendant la période où l'industrie évalue le potentiel économique du shale de l'Utica.

- **L'amélioration de la réglementation québécoise devrait tenir compte des pratiques exemplaires au sein de l'industrie et prévoir la création d'un organisme de réglementation centralisé doté d'un effectif suffisant pour assurer l'application des normes.** Les pratiques exemplaires ont déjà été normalisées, par exemple les pratiques recommandées par l'American Petroleum Institute (« **API** ») et les normes de l'Association canadienne de normalisation (« **CSA** »), et elles sont intégrées par renvoi à la réglementation partout en Amérique du Nord.

- **Le développement durable des shales gazéifères nécessite une protection efficace des eaux souterraines. Les pratiques éprouvées de l'industrie ainsi que la réglementation existante protègent les eaux souterraines au cours des activités de forage, de fracturation hydraulique et de gestion des déchets** :

    - le forage est effectué au moyen de boues de forage à base d'eau, des tubages en acier sont fixés dans du béton, le béton est soumis à des tests de pression et les puits d'eau sont surveillés au sein d'un rayon d'un kilomètre;

    - la fracturation hydraulique est une technique éprouvée qui s'est depuis longtemps révélée sécuritaire. La surveillance microsismique confirme que les fractures hydrauliques ne vont pas au-delà d'environ 90 mètres. De plus, au Québec, l'imperméabilité de la couche supérieure de shale du Lorraine, qui a environ 1 500 mètres d'épaisseur, rend presque impossible la contamination de la zone aquifère par le fluide de fracturation si des pratiques responsables sont appliquées;

    - les matières résiduelles et les produits chimiques sont gérés soigneusement : dans la mesure du possible, l'eau de reflux est recyclée et les boues de forage sont réutilisées. Dans l'éventualité forte improbable où un produit chimique ou un fluide serait déversé en surface, une membrane imperméable est installée à l'emplacement du puits pour contenir les déversements. Les déchets, qui comprennent les déblais et les boues de forage de même que l'eau de reflux, sont testés par des laboratoires agréés indépendants. Les déchets sont transportés uniquement lorsque l'installation industrielle d'élimination a accepté de les recevoir, et les certificats d'analyse sont envoyés au MDDEP.

- **L'industrie réduira son empreinte écologique au moyen de sites multipuits et, pour réduire les répercussions sur la population, elle tiendra compte de l'utilisation des terrains de surface au moment de choisir l'emplacement des sites de forage.** L'industrie s'efforce également d'utiliser de courts chemins d'accès et les couloirs existants pour les gazoducs, les services publics et les routes.

- **Les pratiques de l'industrie réduisent les répercussions de l'exploitation des shales gazéifères sur la population** :

    - l'industrie négocie des ententes équitables avec les propriétaires fonciers pour les baux de superficie ou les droits de passage de gazoduc;

    - l'industrie a tenu des séances d'information publique à l'intention de la population en général et des représentants municipaux afin de sensibiliser le public, d'expliquer les activités de l'industrie et de continuer de promouvoir la participation de l'ensemble des parties prenantes et les programmes de consultation;

- l’industrie prend des mesures proactives pour minimiser les répercussions de l’exploitation des shales gazéifères, comme le bruit et la circulation, sur les résidents et les voisins;

- compte tenu du processus de consultation de l’industrie qui est en cours et de la nature des activités liées aux shales gazéifères, une évaluation formelle des répercussions sociales de chacun des emplacements n’est pas justifiée en raison de la dispersion des sites d’exploitation et des installations, de la taille relativement petite des sites et de la courte durée des perturbations occasionnées. L’industrie collabore étroitement avec les parties prenantes afin d’analyser, de surveiller et de gérer les conséquences prévues et imprévues de ses activités pour la population, qu’elles soient positives ou négatives.

- **Le shale de l’Utica est une source d’énergie propre.** Il est composé à 98 % de méthane, contient peu de CO_2 et d’autres impuretés, aucune trace de H_2S ou de benzène n’y a été détectée et la présence de matières radioactives naturelles est faible. Par conséquent, pour produire du gaz naturel, les opérations nécessaires se limitent à un procédé de séparation, pour enlever de grandes quantités d’eau, à la compression, pour acheminer le gaz vers le gazoduc, à la déshydratation, pour éliminer toute trace d’eau, et au dosage, pour connaître avec précision le volume de gaz. On s’attend donc à ce que le développement des shales de l’Utica génère moins de gaz à effet de serre que les activités de production de gaz naturel menées dans d’autres régions. Un investissement dans une ressource propre comme le gaz naturel en tant que carburant de transition représente un pas de plus vers des solutions énergétiques à long terme.

Introduction

L'Association pétrolière et gazière du Québec a été constituée en 2009 et compte 12 membres qui sont actifs non seulement au Québec, mais également aux États-Unis, en Europe et dans d'autres pays. Nos membres sont soucieux de contribuer au développement durable du gaz naturel et des autres hydrocarbures au Québec. Les compétences et l'expérience réunies au sein de l'Association en font un porte-parole pertinent pour exprimer le point de vue de l'industrie. Le tableau suivant énumère les membres de l'APGQ :

- Altai
- Canadian Forest Oil
- Canbriam
- Corridor Resources
- Dessau (membre associé)
- Gastem
- Intragaz
- Junex
- Molopo
- Petrolympic
- Questerre
- Roche (membre associé)
- SNC Lavalin (membre associé)
- Société d'énergie Talisman Inc.

L'Association a pour mission d'être le porte-parole de l'industrie et de promouvoir les intérêts de ses membres en favorisant le dialogue avec le gouvernement, les parties prenantes et les groupes d'intérêts. L'APGQ porte un vif intérêt à la valorisation des ressources énergétiques du Québec et s'efforce de contribuer à la santé et à l'essor économique du Québec. Les membres de l'APGQ ont beaucoup investi dans le développement des réserves d'hydrocarbures québécoises et sont tous déterminés à doter la province d'une nouvelle industrie dynamique. Plus important encore, les membres de l'APGQ sont des entreprises citoyennes socialement responsables, et le développement durable de l'industrie se trouve au cœur même de la mission de l'APGQ.

L'APGQ accueille favorablement la mission et le mandat du BAPE concernant le développement durable de l'industrie des shales gazéifères au Québec et dépose le présent mémoire afin de fournir des renseignements sur les pratiques et la réglementation de l'industrie et expliquer pourquoi il s'agit d'un secteur prometteur pour l'avenir du Québec. Le présent mémoire s'articule autour des parties suivantes, structurées de manière à tenir compte des sujets définis par le BAPE :

1. Survol du secteur
2. Aspects économiques du développement des shales gazéifères
3. Cycle de vie de l'exploitation des shales gazéifères
4. Méthodes de gestion de l'air et de l'eau utilisées dans le cadre de l'exploitation des shales gazéifères
5. Aspects sociaux du développement des shales gazéifères
6. Méthodes prévues de captage et de transport du gaz naturel

Partie 1 – Survol de l'industrie

Le Québec est le théâtre d'activités d'exploration pétrolière et gazière depuis plus d'un siècle. Le premier puits des basses-terres du Saint-Laurent a été foré en 1873. Depuis, on a foré plus de 280 puits dans le roc pour tenter de trouver du pétrole ou du gaz.

L'exploration s'effectuait dans la plupart des cas dans des réservoirs de gaz naturel dits « conventionnels » où le gaz s'écoulait plus ou moins de lui-même dans les puits de forage. Les récentes percées technologiques mettant à contribution le forage horizontal et la fracturation hydraulique permettent de libérer le gaz « non-conventionnel » emprisonné dans les formations de shale. Ainsi, depuis 2005, des entreprises ont commencé à s'intéresser à la formation du shale de l'Utica, au Québec, en tant que cible principale ou secondaire pour la prospection des hydrocarbures. La formation du shale de l'Utica est comprise dans une bande d'environ 50 kilomètres de largeur située dans les basses-terres du Saint-Laurent, entre Montréal et Québec. Elle est délimitée au nord-ouest par la roche ignée et métamorphique du Bouclier canadien et au sud-est par les Appalaches. De 200 mètres d'épaisseur en moyenne, la formation de l'Utica se situe généralement à des profondeurs de 1 500 à 2 500 mètres dans la zone optimale.

Bien que la présence de gaz naturel dans les shales soit bien connue, elle ne faisait pas l'objet d'activités de prospection en raison de la densité et de la faible perméabilité de la roche, qui empêchent généralement le gaz de s'échapper de lui-même. Or, grâce aux innovations technologiques des 20 dernières années, les réserves contenues dans les shales gazéifères peuvent maintenant remplacer les réserves de gaz naturel nord-américaines en déclin.

On compte plusieurs autres régions productrices de gaz de shale en Amérique du Nord, dont la plupart en sont à un stade de développement beaucoup plus avancé que le shale de l'Utica. La première exploitation commerciale à grande échelle à voir le jour ciblait la formation de shale de Barnett, au Texas, et a été suivie aux États-Unis notamment par l'exploitation des shales de Haynesville, Marcellus et Eagle Ford, et, au Canada, par l'exploitation des shales dans le bassin de Horn River et des shales de Montney, situés au nord-est de la Colombie-Britannique. Même si son potentiel commercial reste à établir, le shale de l'Utica demeure une source prometteuse de gaz naturel qui, espérons-le, jouera un rôle important dans l'avenir du Québec.

Partie 2 – Aspects économiques du développement des shales gazéifères

Le développement des shales gazéifères est une nouvelle industrie et une occasion prometteuse pour le Québec. Les retombées pourraient s'échelonner sur des décennies et devraient être considérées comme un atout potentiel important pour la prospérité du Québec. La création de cette industrie passe notamment par l'établissement d'un secteur de services et de soutien, d'une infrastructure, d'une main d'œuvre et de programmes de formation et par l'accroissement de la demande. Le développement des shales gazéifères peut attirer des investissements majeurs, créer des milliers d'emplois et engendrer des avantages directs et indirects importants, auxquels s'ajoutent des avantages induits qui vont bien au-delà des avantages manifestes.

D'autres régions productrices de gaz de shale qui ont atteint le stade de l'exploitation commerciale bénéficient d'avantages économiques considérables et multiples. La formation du shale de l'Utica se compare à celle du shale de Marcellus, en Pennsylvanie, où les études prédictives prévoyaient la création de milliers d'emplois par année, une prévision qui s'est réalisée et qui a surpassé les estimations initiales au cours des deux premières années de développement.

Les avantages économiques découlent du niveau d'investissement et y sont proportionnels. Cependant, investir dans un projet de cette nature, dans un domaine naissant, ne se fait pas sans risque. Le développement d'une formation de shales gazéifères exige dès le départ l'investissement de capitaux considérables afin de démontrer la viabilité économique de la ressource. Depuis 2008, les entreprises québécoises qui en sont à un stade préliminaire d'exploration ont investi plus de 130 millions de dollars dans l'évaluation des ressources potentiellement contenues dans le shale de l'Utica. Les sommes investies ont servi à réaliser les travaux de forage et de complétion de quelques puits (27 puits ont été forés au cours des trois dernières années), et d'autres puits feront l'objet de tests. Le passage du stade de l'exploration à celui de la mise en valeur pourrait se traduire par des investissements de plus de 600 millions de dollars par année dès 2015, même dans le cas du scénario de développement le plus modeste de 150 puits par année.

Il est important de souligner que, même si elle n'en est qu'à ses débuts, cette industrie emploie déjà, directement ou indirectement, des centaines de Québécois dans le cadre de ses activités d'exploration des shales gazéifères, et que certaines entreprises qui éprouvaient des difficultés en cette période de ralentissement économique ont survécu grâce en partie aux sociétés qui mènent des travaux d'exploration de gaz naturel au Québec. Le texte qui suit expose les avantages économiques et les risques qui sont associés au développement du shale de l'Utica.

Avantages économiques pour le Québec

L'APGQ a confié au Groupe Secor, établi à Montréal, le mandat de réaliser une étude prédictive des retombées économiques afin de présenter les avantages, pour le Québec, du développement de la formation du shale de l'Utica. L'étude est prudente dans son étendue. La viabilité

économique de la zone n'étant pas encore établie, les membres de l'APGQ ont crû bon de favoriser une approche très conservatrice pour cette étude préliminaire. Toutefois, il est clair qu'en bout de ligne, les avantages dépendront de l'ampleur du développement et seront plus importants si le développement est réalisé à plus grande échelle.

L'étude de Secor ne tient pas compte des avantages associés au transport, au stockage et à la distribution du gaz extrait de la formation de l'Utica. Elle n'inclut pas non plus les avantages induits étant donné qu'il n'existe pas actuellement d'industrie bien établie ni de secteur de services connexes. D'autres avantages découlant de la création ou de la croissance d'entreprises fournissant divers biens et services à l'industrie gazière ont également été exclus de l'étude. Même si ces avantages ont été exclus de l'étude, leur impact potentiel ne devrait pas être négligé.

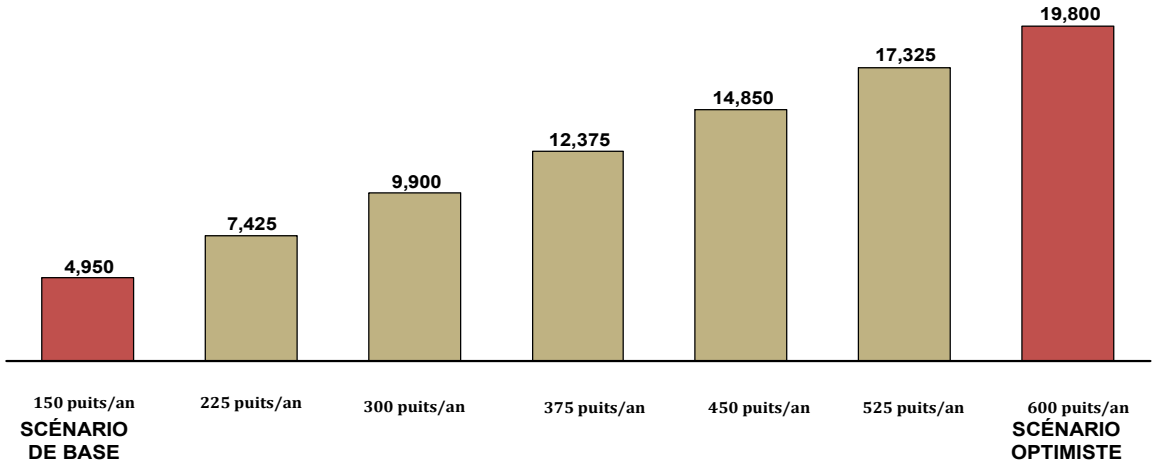
La diversification énergétique est un domaine prometteur et fait partie intégrante de la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. La totalité du gaz naturel consommé au Québec provient de l'Ouest canadien. Selon le niveau de développement atteint, la production tirée du shale de l'Utica pourrait suffire à répondre à la demande du Québec dès 2016, ce qui éliminerait la dépendance envers le gaz coûteux de l'Ouest et permettrait de rapatrier les revenus au Québec. L'émergence d'une source locale de gaz naturel pourrait également réduire considérablement les coûts de consommation, sans compter qu'une fois les besoins du Québec comblés, le gaz naturel québécois pourrait être exporté afin de générer des revenus supplémentaires. L'étude de Secor n'a pas examiné les avantages de la réduction des coûts qui, avec le temps, deviendront également un facteur important.

Les graphiques suivants illustrent la fourchette des bénéfices économiques potentiels en fonction de deux scénarios, le premier scénario tenant compte de 150 puits, et le deuxième, de 600 puits.

Bénéfices économiques –Shales de l'Utica

Exploitation - Les retombées économiques selon scénarios

Nombre d'emplois-année pour l'exploitation en fonction du nombre de puits forés par année



Source : Analyse SECOR

APGQ QOGA

Bénéfices économiques –Shales de l'Utica

Les retombées économiques totales

Impacts économiques pour l'exploration et l'exploitation

Scénario 150 puits/an à terme	2010-2015	2016-2025
Emplois-année / Moyenne par année	*2 184*	*5 132*
Valeur ajoutée / Moyenne par année	*131,6 M$*	*286,6 M$*
Recettes Québec / Moyenne par année	*38,8 M$*	*120,2 M$*

Scénario 600 puits/an à terme	2010-2015	2016-2025
Emplois-année / Moyenne par année	*4 948*	*19 271*
Valeur ajoutée / Moyenne par année	*297,9 M$*	*1 151,7 M$*
Recettes Québec / Moyenne par année	*84,7 M$*	*302,7 M$*

Source : Analyse « Secor »

L'étude n'inclut pas non plus les autres avantages économiques que représentent les recettes supplémentaires que l'État tirerait des impôts sur les bénéfices des sociétés, qui sont évalués à environ un milliard de dollars pour les 15 prochaines années, ainsi que les impôts fonciers sur la machinerie, les installations fixes et les immeubles qui seraient versés aux municipalités, ce qui pourrait constituer des sources considérables de revenus. À titre d'exemple et de comparaison, huit municipalités qui profitent des avantages du développement des shales gazéifères du nord-est de la Colombie-Britannique (Horn River et Montney) reçoivent en impôts fonciers sur la machinerie et l'équipement en place une somme d'environ 65 millions de dollars en moyenne par année au cours des premiers stades de développement.

L'aperçu des avantages et des recettes de l'État qui est présenté ci-dessus montre des augmentations spectaculaires entre 2010 et 2015 et entre 2016 et 2025 et rend compte du passage du stade de l'exploration au stade du développement. Bien que les chiffres présentés soient très prudents, les bénéfices dans ces deux contextes demeurent considérables. Il est intéressant de les comparer aux prévisions et aux données réelles présentées ci-dessous relativement au développement de shales gazéifères dans un secteur avoisinant, la Pennsylvanie.

Avantages générés par le développement des shales de Marcellus

Le développement des shales marque un tournant dans le secteur du développement pétrolier et gazier. L'abrupte courbe de déclin de la production des puits de gaz de shale exige d'accroître continuellement les activités de forage pour augmenter la production. Par conséquent, les impacts économiques de l'exploitation des shales gazéifères sont semblables à ceux d'autres activités continues de production, comme l'industrie manufacturière et la prestation de services.

La continuité des travaux de forage et l'activité économique qui en découle distinguent le développement des shales gazéifères des autres activités de développement énergétiques. Le développement de mines de charbon, de parcs éoliens, de ressources hydroélectriques et de systèmes d'énergie solaire entraîne la création d'un grand nombre d'emplois à l'étape de la construction, mais une fois que les installations sont en place, un nombre relativement petit d'employés suffit pour les faire fonctionner. À l'inverse, le développement de shales gazéifères s'intensifie avec le temps et, selon les réserves potentielles, peut s'étendre sur plusieurs décennies.

Le développement de gaz naturel non conventionnel stimule l'économie grâce aux dépenses interentreprises et aux paiements aux propriétaires fonciers qu'il génère. La production de gaz naturel nécessite l'exécution de travaux d'exploration et de forage ainsi que la construction d'usines de traitement et de gazoducs. Étant donné les coûts élevés du transport du matériel nécessaire au développement des shales gazéifères, des industries complémentaires font naturellement leur apparition au fil du développement, ce qui stimule grandement les économies locales, tandis que se met en place une chaîne complète d'approvisionnement en services de soutien aux puits, en acier, en sable, en gravier, en béton, en services de transport par camion et en services scientifiques et techniques. La plupart de ces activités complémentaires sont difficiles à confier à des fournisseurs étrangers.

Bien que l'empreinte individuelle des puits de gaz de shale soit petite, la vaste étendue géographique des shales nécessite la location à bail de plusieurs parcelles de terrains. Dans les régions visées par des droits miniers privés, tel qu'aux États-Unis, le développement des shales gazéifères nécessite le versement de loyers et de primes aux propriétaires fonciers qui, à leur tour, paient des impôts et utilisent l'argent que leur procurent les loyers et les primes pour acheter des biens et des services locaux. Les paiements faits aux propriétaires fonciers constituent une source importante de revenus pour les collectivités locales.

Des études d'impact économique semblables de par leur nature à l'étude menée par Secor (des études prédictives) ont été menées pour les zones de shales gazéifères de Barnett, Fayetteville, Haynesville et Marcellus. Ces études utilisent des modèles entrées-sorties pour évaluer l'activité économique avec et sans le développement des shales gazéifères et démontrent toutes que le développement des shales gazéifères a pour effet de stimuler grandement les économies locales, d'élargir la base d'imposition et de créer des milliers d'emplois. Ces conclusions s'appuient sur des données empiriques. Tel que décrit ci-dessous, les cinq principaux États américains producteurs de gaz de shale ont tous un taux de chômage inférieur à la moyenne nationale et,

dans certains cas, l'écart est marqué. En outre, un examen des données sur les comtés de Pennsylvanie révèle une corrélation marquée entre l'augmentation des forages et la diminution du taux de chômage. Dans l'ensemble, le développement des shales gazéifères favorise les investissements, réduit la dépendance envers les énergies importées, entraîne une baisse du prix du gaz naturel, crée des emplois, fait augmenter les revenus et élargit la base d'imposition.

Taux de chômage et forage des shales

Il y a cinq principaux champs de shales gazéifères en développement aux États-Unis. Le plus ancien, le gisement de Barnett, est situé dans la région de Dallas/Forth Worth, au Texas, et est en développement depuis le début des années 1990. Il s'agit du plus important gisement de gaz naturel exploité en Amérique du Nord. Le shale d'Eagle Ford, découvert récemment dans le sud du Texas, est riche en pétrole liquide. Le shale de l'Haynesville, qui s'étend de la Louisiane à l'est du Texas, est un autre shale gazéifère qui comporte des puits très profonds à grand rendement. Un peu plus au nord, en Arkansas, se trouve le shale de Fayetteville, qui représente un autre important développement industriel. Un champ non-conventionnel encore plus important est celui du gisement de Bakken qui est concentré dans la partie ouest du Dakota du Nord et qui se prolonge à l'ouest dans le Montana et au nord, jusqu'au Canada. On y produit actuellement plus de 100 000 barils de pétrole par jour, et la production continue d'augmenter de manière prononcée. Enfin, le champ de shales gazéifères le plus étendu est celui de Marcellus, qui s'étend de la Virginie-Occidentale au sud, vers le nord dans presque toute la Pennsylvanie et jusqu'au nord-ouest de l'État de New York. Le shale de Marcellus est devenu un important facteur dans l'approvisionnement en gaz naturel aux États-Unis.

Les zones de shales gazéifères susmentionnées ont fait l'objet de plusieurs études d'impact économique. Ces études ont été effectuées en utilisant des modèles d'entrées-sorties pour évaluer les impacts directs, indirects et induits sur la valeur régionale ajoutée (c'est-à-dire le produit intérieur brut), l'emploi et les recettes fiscales. Les impacts directs constituent les dépenses directes des entreprises de gaz naturel et les autres secteurs de l'économie qui sont également stimulés par ces dépenses. Les impacts indirects ont trait à la chaîne d'approvisionnement. Par exemple, une entreprise de gaz naturel conclut des contrats avec une entreprise de forage qui, à son tour, embauche des travailleurs et d'autres entreprises qui lui fourniront du matériel, des biens d'équipement et des services. Les impacts induits sont la suite d'opérations déclenchées dans l'économie par l'argent dépensé par les travailleurs, embauchés directement ou indirectement, pour acheter des biens et des services. Les dépenses effectuées par les propriétaires fonciers grâce aux revenus que leur procurent les loyers, les primes et les redevances constituent aussi des impacts induits.

Le Tableau 1 résume l'ensemble des impacts directs, indirects et induits sur l'emploi mentionnés dans ces études. D'après une étude effectuée par Perryman Group (2009), les travaux de forage dans la zone de Barnett ont généré la création de 132 497 emplois. L'étude menée par Loren and Associates révèle que le shale de Haynesville a créé plus de 57 000 emplois, soit un résultat à peu près semblable à celui obtenu dans le cadre de l'étude de Considine concernant le shale de Marcellus (2010). Enfin, une étude réalisée par Collins and Deck évalue à plus de 9 600 le

nombre d'emplois que devrait générer le développement du shale de Fayetteville, en Arkansas. Des modèles entrées-sorties ont été utilisés pour évaluer les impacts dans chacune de ces études.

État	Zone de shales gazéifères	Année	Emplois créés
Arkansas	Fayetteville	2008	9 683
Louisiane	Haynesville	2009	57 637
Texas	Barnett	2008	132 497
Pennsylvanie	Marcellus	2009	57 357

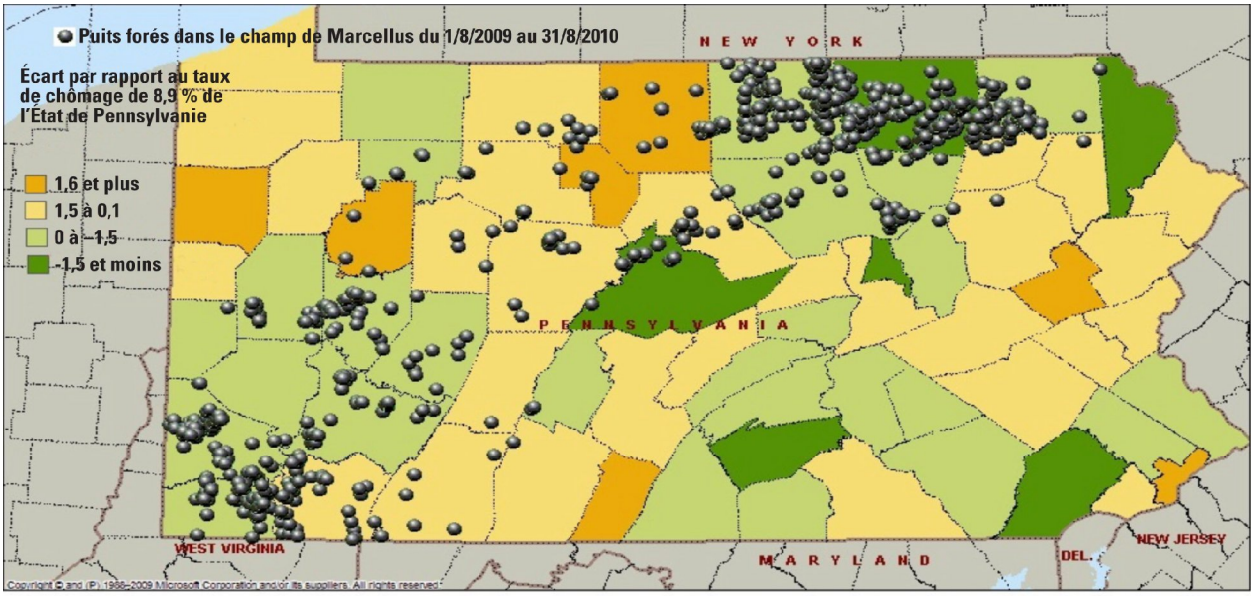
Estimation du nombre d'emplois créés grâce au développement des shales gazéifères par bassin

Des données sur le marché du travail semblent corroborer ces résultats. D'abord, au niveau national, les cinq États où se trouvent les plus importants développements de shales gazéifères ont un taux de chômage inférieur à la moyenne nationale (voir le Tableau 2). En septembre 2010, le taux de chômage désaisonnalisé aux États-Unis était de 9,6 %. L'État ayant le taux de chômage le plus bas est l'État du Dakota du Nord, qui est en plein cœur du champ de Bakken. L'Arkansas et la Louisiane ont respectivement des taux de chômage de 7,7 % et de 7,8 %. Les États du Texas et de la Pennsylvanie ont des taux de chômage plus élevés, mais leurs taux respectifs de 8,1 % et de 9,0 % demeurent en deçà de la moyenne nationale. Même s'il ne fait aucun doute que de nombreux facteurs expliquent les différences régionales, le fait que chacun des cinq États où il y a un important développement de shales gazéifères ait un taux de chômage inférieur à la moyenne nationale n'est pas le fruit du hasard.

État	Zone de shales gazéifères	Taux de chômage désaisonnalisé, en pourcentage
Arkansas	Fayetteville	7,7
Louisiane	Haynesville	7,8
Dakota du Nord	Bakken	3,7
Texas	Barnett & Eagle Ford	8,1
Pennsylvanie	Marcellus	9,0
Moyenne américaine : 9,6		

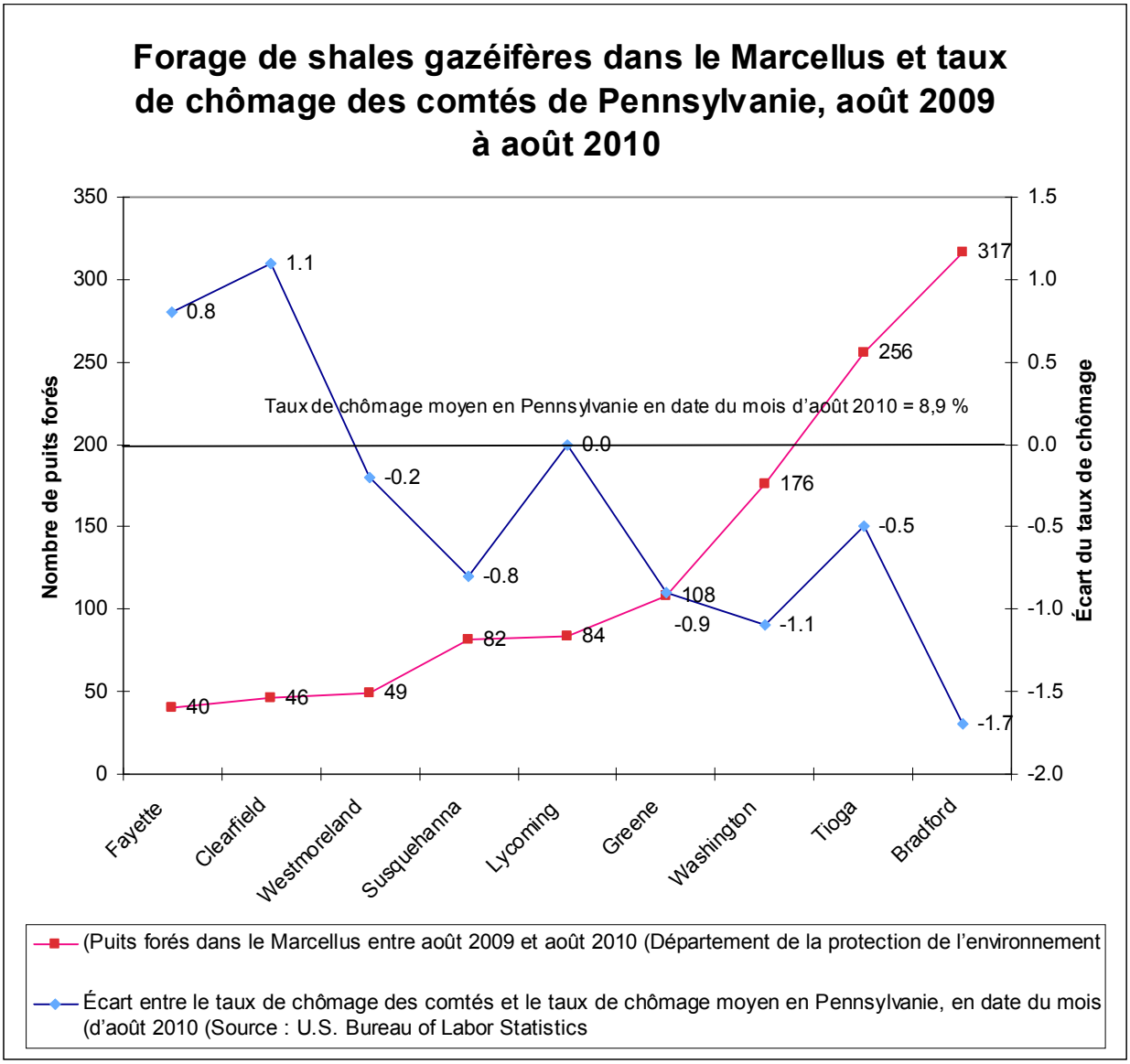
Taux de chômage désaisonnalisé en septembre 2010 aux États-Unis et dans les États où des travaux d'exploitation des shales gazéifères sont en cours

La figure 1 ci-dessous illustre de façon plus évidente le lien qui existe entre l'activité de forage et le faible taux de chômage. Elle indique les activités de forage de shales gazéifères pour la période d'août 2009 à septembre 2010 et l'écart qui existe entre le taux de chômage non désaisonnalisé des divers comtés et le taux de chômage moyen en Pennsylvanie pour le mois d'août 2010. Les comtés verts foncés ont un taux de chômage nettement inférieur à la moyenne de l'État, qui est de 8,9 %. Bien que trois comtés dans la partie est de la Pennsylvanie présentent un faible taux de chômage sans qu'aucune activité de forage de shales gazéifères n'y soit menée, il est clair que les comtés où se déroulent d'importants travaux de forage de shales gazéifères dans le Marcellus ont un taux de chômage nettement inférieur à la moyenne de l'État.



Forage de shales gazéifères dans le gisement de Marcellus et taux de chômage non désaisonnalisé des comtés de la Pennsylvanie

Une analyse plus approfondie des données semble montrer un lien de cause à effet entre la forte activité de forage de shales gazéifères et le faible niveau de chômage. La figure 2 ci-dessous est une représentation graphique des puits forés dans les comtés de Pennsylvanie qui sont les plus actifs au chapitre du forage de shales gazéifères et de l'écart entre le taux de chômage et le taux de chômage moyen de l'État, dont il est question plus haut. Le graphique indique qu'il existe un lien évident entre une forte activité de forage et un faible taux de chômage. Par exemple, dans le comté de Susquehanna, en Pennsylvanie, 84 puits de gaz de shale ont été forés dans le Marcellus entre août 2009 et août 2010, et, en août 2010, le taux de chômage était de 0,8 % inférieur à la moyenne de l'État, qui est de 8,9 %. Au cours de la même période, dans le comté de Washington, 178 puits ont été forés et le taux de chômage s'est établi à 7,8 %, soit 1,1 % de moins que la moyenne de l'État. Dans le comté de Bradford, où l'activité de forage de puits dans le Marcellus a été la plus forte durant la période d'août 2009 à août 2010, le taux de chômage s'est chiffré à 7,2 %, soit 1,7 % de moins que la moyenne de l'État.



Forage de shales gazéifères dans le gisement de Marcellus et taux de chômage par comté

Dans le cas des neuf principaux comtés producteurs de shales du gisement de Marcellus, la corrélation entre le taux de chômage et l'activité de forage est de –0,73, ce qui est élevé étant donné que la corrélation optimale est de 1,0. En d'autres mots, 73 % de l'écart entre le taux de chômage des comtés et le taux de chômage moyen de l'État est attribuable au forage de shales gazéifères dans le Marcellus. Même s'il ne fait aucun doute que d'autres facteurs ont une influence sur l'écart entre le taux de chômage des comtés et celui de l'État, ces données donnent du poids aux conclusions du modèle et à la preuve empirique que le forage de shales gazéifères a un impact positif sur l'économie locale.

APGQ QOGA

Plusieurs études examinant les avantages économiques du développement des shales gazéifères ont été réalisées. Les études ci-dessous confirment les avantages économiques du développement des shales gazéifères dans les différentes régions des États-Unis :

- Considine, Timothy J., Watson, Robert et Seth Blumsack, « The economic impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: Un Update », The Pennsylvania State University, 24 mai 2010, disponible à l'adresse suivante : http://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/PSU-Marcellus-Updated-Economic-Impact.pdf (en date du 26 octobre 2010)

- Scott, Loren C. & Associates, « Economic Impact of the Haynesville Shale on the Louisiana Economy: 2009 Analysis and Projections for 2010-2014 », LOGA, avril 2010, disponible à l'adresse suivante :

  http://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/Haynesville-Economic-Impact.pdf (en date du 26 octobre 2010)

- Weinstein, Bernard L. et Terry L. Clower, « Potential Economic and Fiscal Impacts from Natural Gas Production in Broome County, New York », septembre 2009, disponible à l'adresse suivante : http://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/Marcellus-Broome_County-Final-9-09.pdf (en date du 26 octobre 2010)

- The Perryman Group, « An Enduring Resource: A Perspective on the Past, Present and Future Contribution of the Barnett Shale to the Economy of Fort Worth and the Surrounding Area », mars 2009, disponible à l'adresse suivante : http://www.barnettshaleexpo.com/docs/2009_eco_report.pdf (en date du 26 octobre 2010)

- CBER, Marshall University, « The Economic Impact of the Natural Gas Industry in West Virginia », 21 août 2008, disponible à l'adresse suivante : http://www.energyindepth.org/PDF/Economic_MU-CBER-Final.pdf (en date du 26 octobre 2010)

- Snead, Mark C. et Suzette Barta, « The Local Impact of Oil and Gas Drilling in Oklahoma », octobre 2008, disponible à l'adresse suivante : http://www.energyindepth.org/PDF/Local%20Oil%20Gas%20Impact%20Draft%20080916.pdf (en date du 26 octobre 2010)

Conséquences économiques de l'imposition d'un moratoire sur le développement des shales gazéifères par l'État de New York

La fracturation hydraulique est actuellement permise dans l'État de New York, mais uniquement pour les puits conventionnels qui nécessitent moins de 80 000 gallons d'eau de fracturation par puits. En 2008, sur ordre du gouverneur, l'État de New York a suspendu la délivrance de permis

de forage pour les puits devant faire l'objet d'une fracturation hydraulique à fort volume, et aucun permis de ce type ne sera délivré jusqu'à l'achèvement du processus de révision. En septembre 2009, le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) a publié une première version de son étude intitulée *Supplemental Generic Environmental Impact Statement* (l'étude SGEIS) et, depuis, il a examiné les commentaires de la population et révisé l'étude en conséquence. Le NYSDEC n'a pas annoncé la date de publication de la version révisée de l'étude SGEIS, mais il prévoit poursuivre son examen jusqu'en 2011.

La contribution potentielle de l'État de New York à la production de gaz aux États-Unis est importante. Les premières estimations indiquent que les réserves de gaz de l'État de New York à elles seules pourraient atteindre 150 mille milliards de pieds cubes dans le shale de Marcellus seulement, et possiblement plus dans le shale de l'Utica. Ces réserves équivalent à 7 années de consommation actuelle totale de gaz naturel aux États-Unis.

Le gaz naturel pourrait contribuer grandement à l'économie de l'État de New York. L'administration du comté de Broome, dans le nord-ouest de l'État de New York, a commandé récemment une étude à Bernard Weinstein et Terry Clower, intitulée « Potential Economic Impacts from Natural Gas Production in Broome County, New York », afin de déterminer les avantages économiques de la production de gaz naturel. L'étude indique qu'uniquement dans ce comté, le shale de Marcellus a le potentiel de générer une activité économique locale de 2 milliards de dollars au cours d'une année moyenne sur une période de dix ans, d'accroître le revenu tiré du travail dans le comté de 157 millions de dollars et de créer de l'emploi pour près de 2 200 travailleurs chaque année.

Une étude réalisée par Tim Considine, intitulée « The Economic Impacts of the Marcellus Shale, Implications for New York, Pennsylvania and West Virginia », a démontré qu'en choisissant de ne pas développer immédiatement le shale de Marcellus, l'État de New York se privait d'une production économique de l'ordre de 11 milliards de dollars à 15 milliards de dollars et de revenus étatiques projetés de 1,4 milliard de dollars à 2 milliards de dollars entre 2011 et 2020. Cette perte de revenus étatiques doit être considérée à la lumière de la situation fiscale précaire de l'État de New York. En date des présentes, l'État prévoyait inscrire un déficit de 2 à 3 milliards de dollars, puisqu'il fait face, comme la plupart des États américains et des provinces canadiennes, à une diminution de ses revenus imputable au récent ralentissement économique mondial. Pour remédier à ce déficit, l'État de New York a proposé une compression des dépenses pour tous les postes de son budget. Le développement des réserves de gaz de shale ne réglerait pas le problème budgétaire de l'État de New York, mais il aiderait à atténuer l'incidence du ralentissement économique sur les principaux services publics.

La perte de revenus pour l'État doit aussi être considérée comme une occasion ratée d'accélérer les efforts qui sont faits sur le plan économique aux États-Unis pour délaisser les carburants moins propres comme le charbon et le pétrole. En 2009, l'État de New York a présenté des cibles de réduction de gaz à effet de serre ambitieuses qui lui permettrait de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 80 % par rapport au niveau de 1990 d'ici 2050. Bien que le gaz naturel ne soit pas totalement sans carbone, il demeure néanmoins le combustible fossile le plus propre, il

n'émet pas de dioxyde de soufre, de mercure ou d'autres particules, et il produit 80 % moins d'oxyde d'azote et 50 % moins d'émissions de dioxyde de carbone que le charbon et 30 % moins que le pétrole. L'importante réserve de gaz naturel qui se trouve dans le nord-ouest de l'État de New York procure à ce dernier une excellente occasion de poursuivre ses efforts de mise en œuvre des changements de structure requis pour s'éloigner des sources d'énergie moins propres, comme le charbon et le pétrole, afin de privilégier le gaz naturel.

L'État de New York rate également la chance d'assurer son indépendance énergétique. L'État de New York est le quatrième consommateur de gaz naturel en importance parmi les États américains et importe 95 % du gaz naturel qui est consommé sur son territoire. En plus de consolider la propriété de cette source d'énergie, le développement des réserves contenues dans les shales gazéifères de l'État de New York a le potentiel de réduire les coûts de consommation du gaz naturel pour les consommateurs de l'État.

Certains commentateurs de l'État de New York et d'ailleurs ont laissé entendre que l'imposition d'un moratoire n'aura aucune incidence sur le développement des shales gazéifères, et que les réserves seront toujours là une fois le moratoire levé. Cet avis ne tient pas compte des pertes de revenus et des occasions ratées, ni du besoin qu'ont les fournisseurs locaux et les secteurs des services de prendre de l'expansion afin de soutenir le secteur à long terme. Alors que l'État de New York a choisi d'imposer un moratoire, l'État de Pennsylvanie a quant à lui choisi de développer en bonne et due forme ses réserves contenues dans des shales gazéifères, ce qui lui permettra de tirer pleinement parti des avantages économiques liés à l'établissement d'un réseau d'approvisionnement local. La Pennsylvanie se dote ainsi d'un avantage structural pour attirer les futurs investisseurs dans le gaz naturel puisque les coûts de développement d'un puits de gaz de shale dans cet État seront inférieurs en raison de la présence de fournisseurs chevronnés.

En plus de perdre l'occasion d'établir son noyau de fournisseurs comme l'a fait la Pennsylvanie, l'État de New York pourrait également rater l'occasion de contribuer au développement du secteur en général, notamment par la création de programmes de formation destinés à de futurs employés du secteur du gaz naturel, et par la participation à des projets de recherche concertée visant à trouver des moyens pour aider le secteur à améliorer son efficience environnementale et compétitive. Les paragraphes qui précèdent ont déjà indiqué les avantages économiques importants que réalisera la Pennsylvanie en développant ses ressources de gaz de shale.

La fracturation hydraulique et le développement des réserves de gaz de shale exigent l'utilisation de technologies prouvées. Grâce à ces technologies, plus de 1 million de fracturations ont été réalisées et très peu d'incidents sont survenus. Les shales gazéifères sont développés activement en Pennsylvanie, au Texas et dans d'autres territoires, et ces États ont adopté une approche pragmatique pour adapter leur réglementation et poursuivre les travaux de développement. Même si l'État de New York a imposé un moratoire, on ne saurait établir si son régime réglementaire concernant les shales gazéifères sera plus ou moins rigoureux dans l'avenir, et, entre-temps, l'État n'a pas su saisir les occasions importantes qui s'offraient à lui sur le plan économique et environnemental.

Redevances

Le gaz contenu dans le shale de l'Utica situé dans les basses-terres du Québec appartient en définitive aux Québécois. Les sociétés productrices louent le droit de faire l'exploration et la production du gaz à leurs frais. Une fois que le gaz a été extrait, les Québécois reçoivent une quote-part sous forme de redevances. Certaines personnes estiment que les taux de redevances en vigueur au Québec sont trop bas et que le gouvernement du Québec devrait les majorer et les actualiser afin de les rapprocher de ceux existants dans d'autres territoires, tels que l'Alberta et la Colombie-Britannique. Les taux de redevances doivent être établis de manière à attirer les capitaux nécessaires pour stimuler l'activité afin de réduire le risque et de permettre éventuellement le développement des ressources, la construction de l'infrastructure nécessaire et la création d'un secteur de services locaux.

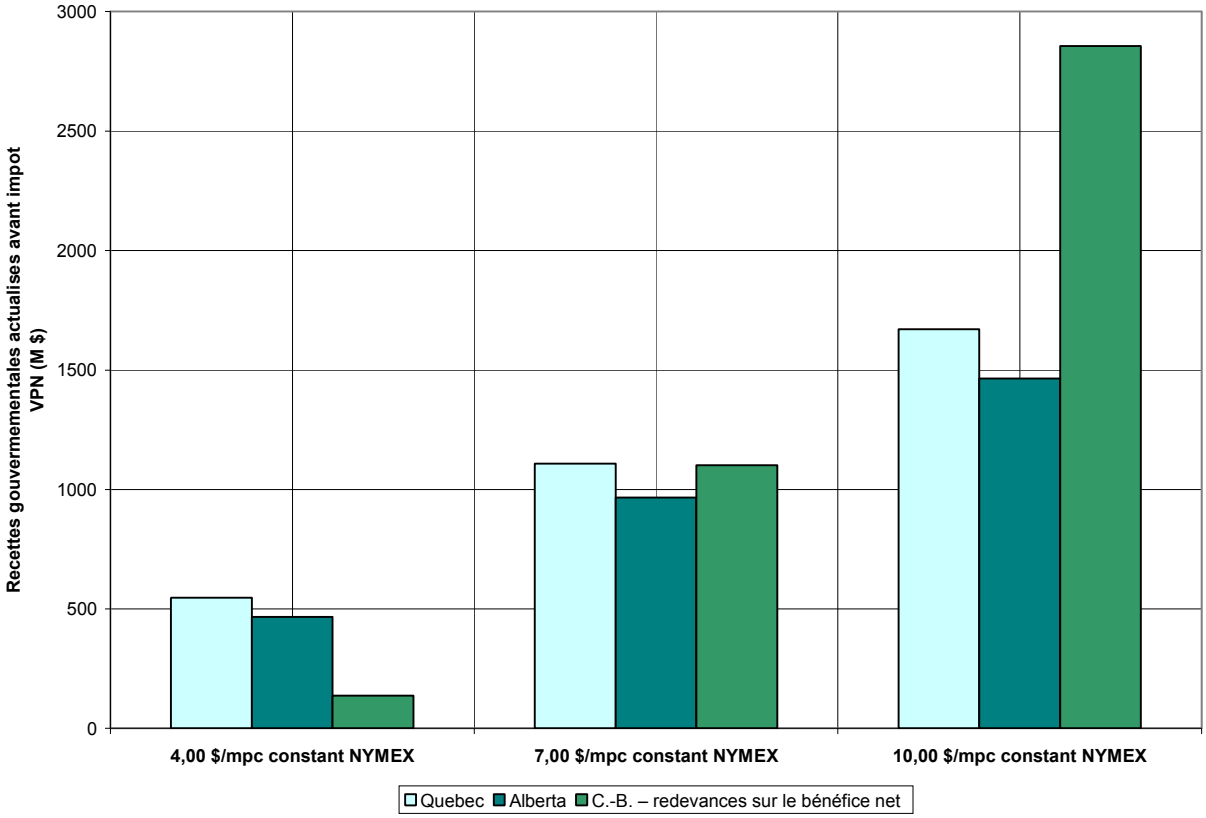
Ainsi, les taux de redevances varient d'une province à l'autre en fonction de la maturité du secteur et de la conjoncture économique. Comparativement à d'autres territoires, au Québec, la prospection et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures est une industrie nouvelle qui en est aux premiers stades de l'identification des ressources. De l'avis de l'APGQ, les taux de redevances applicables au Québec doivent tenir compte du degré élevé d'incertitude des ressources et, de ce fait, favoriser le développement.

Les taux de redevances sur le gaz naturel actuellement en vigueur au Québec sont relativement constants et ne varient pas en fonction du prix. Les redevances sont fondées sur le revenu reçu à la tête de puits et sont de 10 % jusqu'à un débit de 80 E^3m^3/j et de 12,5 % lorsque le débit est supérieur à 80 E^3m^3/j. En raison de la nature de la courbe de production prévue par le secteur pour le shale de l'Utica, il s'ensuit que le taux de redevances sera essentiellement de 10 % sur la durée de vie d'un puits.

À l'opposé, les taux de redevances en Colombie-Britannique varient en fonction du prix et, en Alberta, ils varient en fonction du prix et du taux de production. Au fil des ans, les taux de redevances dans ces deux provinces ont évolué, et de nombreux crédits et programmes de réduction de redevances ont été instaurés pour stimuler l'investissement. Le régime de redevances de l'Alberta a vu le jour en 1930, lorsque la province a obtenu la propriété des ressources, avec un taux de redevances de 5 %. Quarante-sept ans s'étaient écoulés depuis la découverte de gaz naturel à Medicine Hat et 18 ans s'étaient écoulés depuis la construction du premier gazoduc (pipeline) important entre Bow Island et Calgary. Cinq ans plus tard, les taux de redevances ont été majorés à 10 % et huit ans plus tard, soit en 1943, à 15 %. Aujourd'hui, à la suite de nombreux changements, les taux de redevances de base sur le gaz naturel en Alberta sont plafonnés à 36 %. En comparaison, en Colombie-Britannique, où le secteur du gaz naturel existe depuis une soixantaine d'années, la redevance de base maximale est plafonnée à 27 %. Lorsqu'on compare le taux de redevances actuel au Québec avec ceux de territoires où le secteur est mieux établi, il semble peu élevé. Toutefois, les régimes de redevances de l'Alberta et de la Colombie-Britannique incluent de nombreux crédits et programmes incitatifs qui font baisser les redevances sur les shales gazéifères à des niveaux inférieurs à ceux actuellement en vigueur au Québec. Même avec un secteur de services prospère et une infrastructure existante, il était

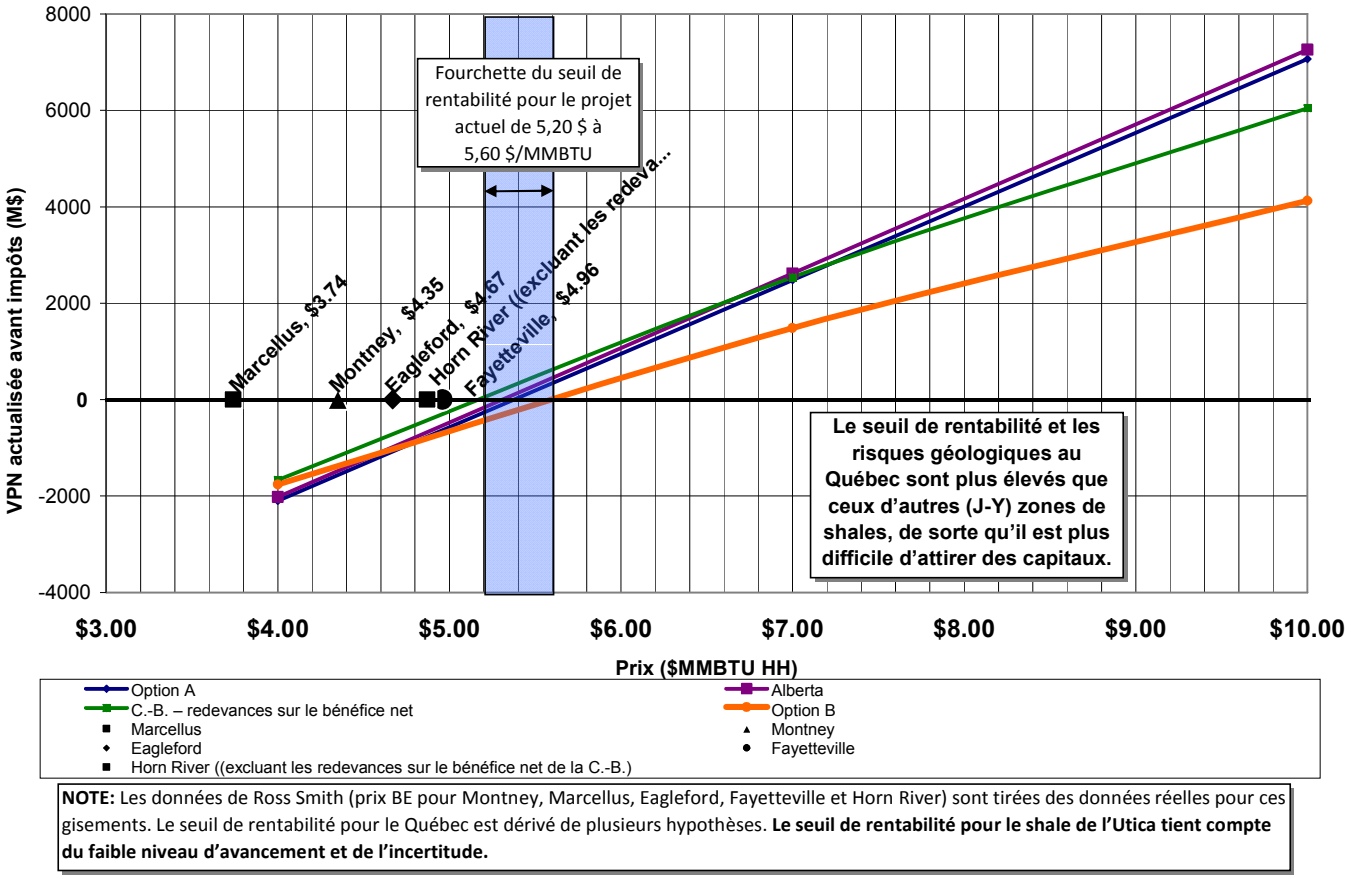
nécessaire pour ces deux provinces d'établir un régime de redevances qui stimulait l'exploitation du gaz de shale et attirait des investissements qui auraient autrement été réalisés ailleurs en Amérique du Nord.

Pour illustrer la comparaison entre le régime de redevances en vigueur au Québec et les programmes applicables expressément aux shales gazéifères en Alberta et en Colombie-Britannique, l'APGQ a élaboré un scénario de développement des shales gazéifères typique comportant 2 000 puits. Le graphique ci-dessous présente la valeur actualisée (VPN de 10 %) des redevances payées au gouvernement en fonction de trois prix constants prévisionnels.



Cette analyse indique qu'au prix courant (4,00 $/mpc), les redevances versées au Québec sont plus élevées qu'en Alberta et en Colombie-Britannique. À un prix de 7,00 $/mpc, les redevances versées selon les trois régimes sont relativement semblables et à un prix de 10 $/mpc, le régime de redevances de la Colombie-Britannique fondé sur le bénéfice net génère les redevances les plus élevées pour le gouvernement.

La quantité ultime de gaz pouvant être extraite au moyen d'un seul puits demeure un des principaux facteurs inconnus en ce qui a trait aux shales gazéifères de l'Utica. Depuis 2007, seulement 26 puits ont été forés afin d'évaluer le shale de l'Utica, et seulement trois de ces puits ont été complétés et testés. Il a été démontré que la quantité de gaz pouvant être extraite de chacun des puits forés dans une zone de shales gazéifères suit une distribution log-normale. Certains puits sont plus productifs que d'autres, mais on utilise la moyenne pour déterminer la rentabilité globale. Le scénario de développement suppose une production cumulative moyenne de 2,6 milliards de pieds cubes de gaz. Ce nombre repose sur des indications très préliminaires tirées des tests horizontaux réalisés jusqu'à présent, ainsi que sur les données de forages verticaux recueillies jusqu'à présent. En utilisant cette hypothèse, l'APGQ a calculé le seuil de rentabilité du gaz et l'a comparé aux données réelles d'autres projets d'exploitation de shales gazéifères mieux établies en Amérique du Nord. Le graphique ci-dessous présente la fourchette du seuil de rentabilité pour le shale de l'Utica en fonction des régimes de redevances du Québec, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.



NOTE: Les données de Ross Smith (prix BE pour Montney, Marcellus, Eagleford, Fayetteville et Horn River) sont tirées des données réelles pour ces gisements. Le seuil de rentabilité pour le Québec est dérivé de plusieurs hypothèses. **Le seuil de rentabilité pour le shale de l'Utica tient compte du faible niveau d'avancement et de l'incertitude.**

Il est important de noter que nous comparons un chiffre sans risque hypothétique pour le shale de l'Utica à des données réelles provenant d'autres zones de gaz. En tenant compte du risque pour le shale de l'Utica, le seuil de rentabilité serait plus élevé. D'après cette analyse, compte tenu des hypothèses de coûts et de réserve de gaz utilisées dans le modèle, un programme de développement de 2 000 puits sans risque ne serait pas rentable aux prix actuels du gaz. Il existe essentiellement quatre facteurs (en ordre d'importance) qui pourraient faire baisser le seuil de rentabilité :

1. réserves de gaz plus importantes;
2. coûts en capital moins élevés;
3. coûts d'exploitation moins élevés;
4. taux de redevances plus concurrentiels.

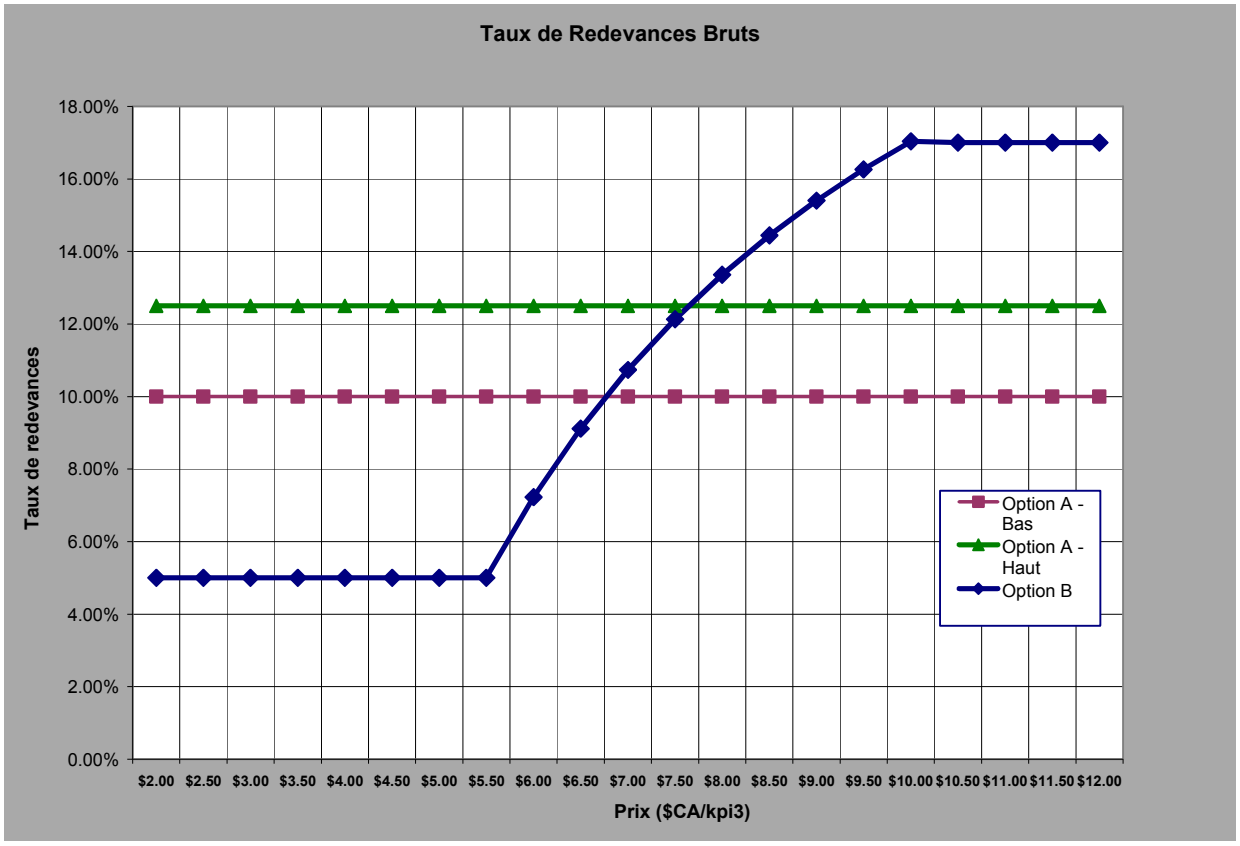
Pour que ces facteurs se concrétisent, il est essentiel de mettre l'accent sur l'amélioration de la technologie de complétion de manière à accroître le taux d'extraction et à établir un niveau de confiance assez élevé envers la productivité du shale de l'Utica pour permettre la création du secteur de services local nécessaire pour réduire les coûts. Si le régime de redevances et de

réglementation ne favorise pas cette activité, le secteur demeurera dans l'incertitude et les capitaux seront dirigés vers d'autres territoires dotés d'un secteur mieux établi et plus rentable.

Le régime de redevances actuel du Québec est simple et facile à appliquer. Il ne comporte pas d'incitatifs et ne tient pas compte des infrastructures (gazoducs, installations de traitement du gaz, etc.) qui doivent être construites avant d'atteindre le stade du développement commercial. Il diffère ainsi des régimes de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, où les sociétés peuvent utiliser l'infrastructure existante ou obtenir des crédits lorsqu'elles construisent elles-mêmes l'infrastructure. Pour que le Québec soit concurrentiel, l'APGQ recommande d'instaurer un nouveau régime de redevances :

1. stable et prévisible;
2. concurrentiel par rapport aux redevances applicables dans les autres bassins d'Amérique du Nord;
3. pouvant servir de fondement pour la planification à long terme;
4. qui encourage l'investissement de manière à stimuler l'activité et à accélérer la phase d'exploration.

L'APGQ estime que ces objectifs peuvent être atteints en instaurant un taux de redevances de base qui varie en fonction du prix des produits de base et qui comporte un incitatif à court terme. Le taux de redevances de base serait fondé sur l'analyse du seuil de rentabilité et consisterait en une redevance fixe de 5 % jusqu'à un prix se rapprochant du seuil de rentabilité puis augmenterait en fonction du prix jusqu'à un plafond de 17 %. Ce taux de redevances variable en fonction du prix serait avantageux pour la province lorsque les prix des produits de base sont élevés et représenterait un fardeau moindre pour le secteur pétrolier (J-Y) lorsque les prix sont bas. Le but est de réduire le risque associé au développement des shales gazéifères et de favoriser le développement soutenu. Le graphique présente une comparaison de ce nouveau barème de redevances (option B) et du barème existant (option A à >80 E^3m^3/j et </= 80 E^3m^3/j).



L'incitatif à court terme serait un taux de redevances fixe de 2 % pour les trois premières années de production et s'appliquerait uniquement aux puits forés au cours des cinq prochaines années.

Les investissements réalisés au Québec jusqu'à maintenant étaient fondés sur des analyses économiques qui supposaient que les taux de redevances ne changeraient pas. Dans un effort en vue de maintenir la validité de ces analyses pour les exploitants qui investissent déjà au Québec, l'APGQ suggère que tout nouveau régime de redevances soit optionnel (une méthode adoptée par l'Alberta pour plusieurs de ses récents mécanismes de redevances) et permette aux titulaires de permis de faire le choix ponctuel de demeurer assujettis au régime de redevances existant ou de devenir assujettis au nouveau régime.

L'APGQ estime que le gouvernement du Québec a l'opportunité d'élaborer un régime de redevances moderne, simple et équitable à la fois pour le secteur et pour la population du Québec. Si ce régime est bien conçu, il pourrait attirer les investissements nécessaires pour faire passer un bassin de shales gazéifères émergeant du stade de l'exploration au stade de la commercialisation et ainsi donner naissance à un nouveau secteur d'énergie durable qui bénéficiera à la population du Québec pendant de nombreuses années.

Conclusion

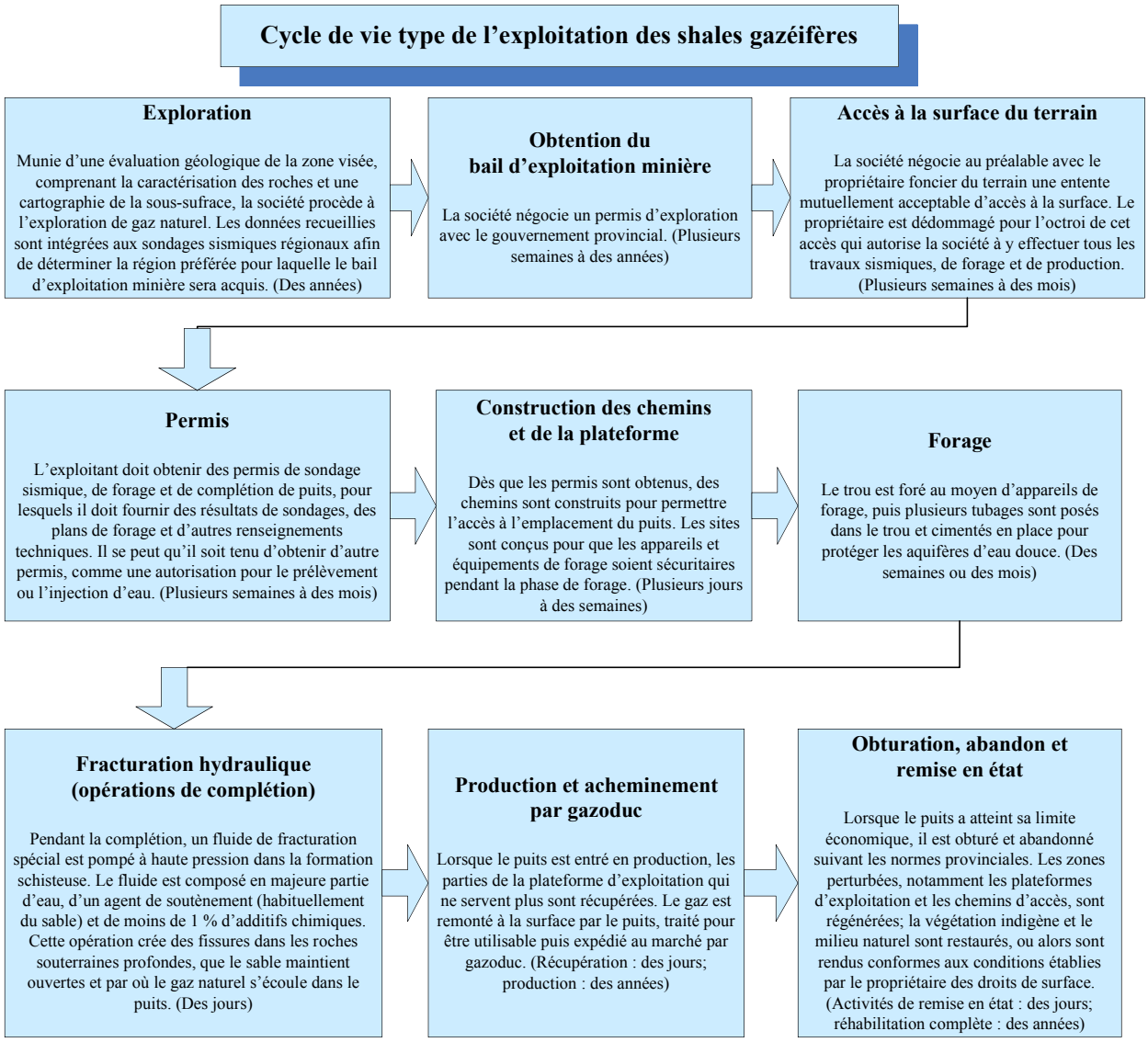
L'exploration du shale de l'Utica ne fait que commencer et sa viabilité n'a pas encore été établie, mais elle présente néanmoins de nombreux parallèles avec le développement d'autres formations de shale en Amérique du Nord qui sont à un stade beaucoup plus avancé. Avant de passer à la prochaine étape de l'exploitation du shale de l'Utica, les sociétés d'exploration devront assumer davantage de risques et consacrer plus de temps et d'argent à l'exploration et le niveau de certitude devra être considérablement plus élevé. La certitude nécessaire à l'évolution du secteur repose sur les facteurs suivants :

- des ressources prouvées susceptibles d'être exploitées de façon rentable;
- la capacité du shale de l'Utica de faire concurrence à d'autres développements de gaz de shale;
- un cadre réglementaire approprié pour surveiller le développement;
- la stabilité fiscale à long terme;
- l'établissement d'une infrastructure et d'un secteur de services;
- le soutien des parties prenantes au développement du shale de l'Utica et la reconnaissance des bénéfices qu'il pourrait générer.

Si le shale de l'Utica, le Québec et les producteurs peuvent rencontrer ces objectifs, le risque devrait être ramené à des niveaux acceptables à plusieurs égards, ce qui pourrait ouvrir la voie au développement. Dans ce scénario, le potentiel économique pourrait être réalisé et le Québec pourrait bénéficier de tous les avantages qui l'accompagnent.

Partie 3 – Cycle de vie de l'exploitation des shales gazéifères

La partie 3 présente un résumé technique des pratiques sectorielles en matière d'exploitation des shales gazéifères au Québec. On y examine les techniques qui sont employées pour le forage de la quasi-totalité des puits de gaz (comme la prospection sismique et le forage d'un trou) ainsi que les techniques propres à l'exploitation des shales gazéifères (soit le forage horizontal, les plateformes d'exploitation multipuits et la multi-fracturation hydraulique). Suite à un aperçu du cycle de vie type de l'exploitation des shales gazéifères, une description succincte de la géologie, des opérations de sondage sismique, des travaux préparatoires au forage, du forage des trous, de la complétion des puits et de la production sera présentée.

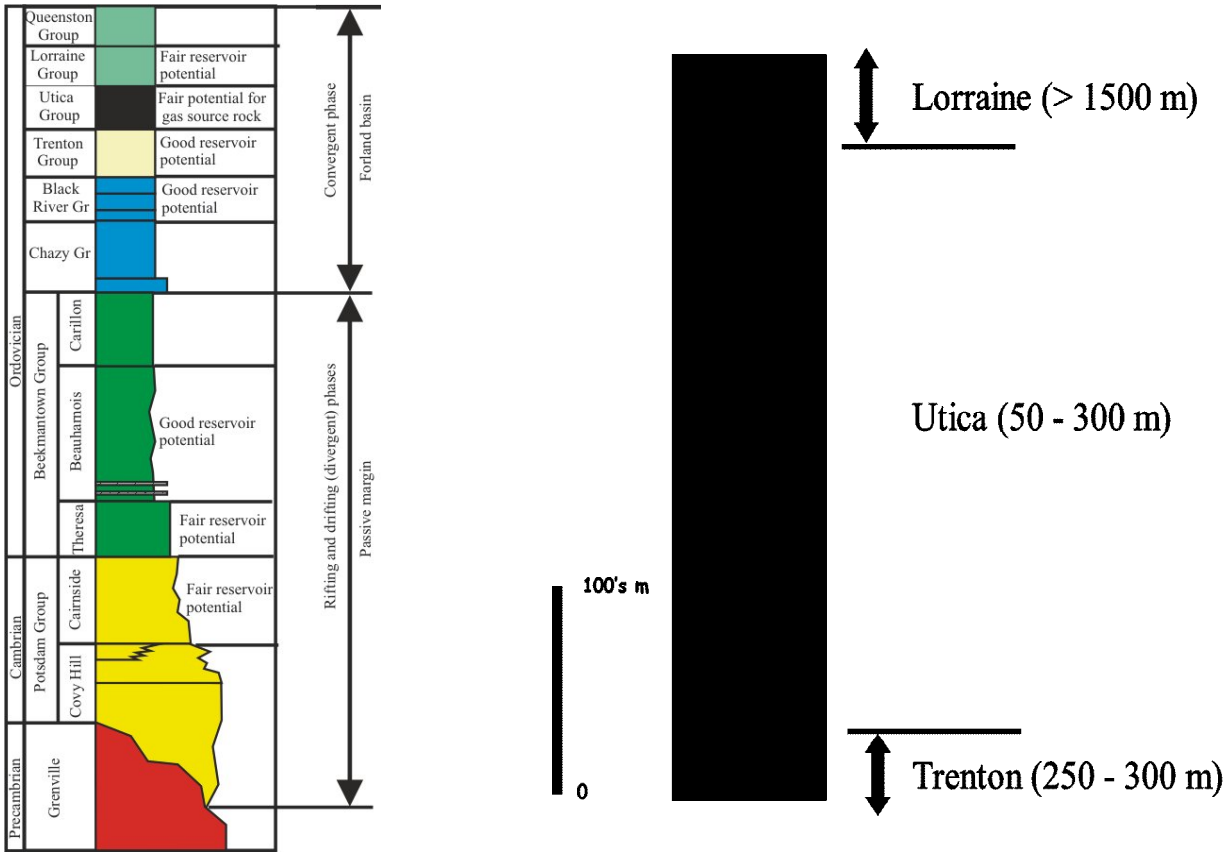


APGQ QOGA

Géologie

L'Utica est composé de shale brun foncé calcareux interstratifié avec de minces bancs de calcaires; son épaisseur varie de 50 mètres à 300 mètres. La formation date de la période de l'Ordovicien. Sous l'Utica se trouve la formation calcaire Trenton.

L'Utica est surmonté par la formation de shale de Lorraine, aussi d'âge Ordovicien. Le Lorraine est composé d'une épaisse succession de couches de grès, de siltite et de shale. À l'heure actuelle, le Lorraine est une cible secondaire et pourrait faire l'objet de la même méthode d'exploration que le shale de l'Utica.



Stratigraphie des basses-terres du Saint-Laurent
Source : *Le shale d'Utica – Contexte géologique*, Denis Lavoie, CGC-Québec, (DB3, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec)

Les caractéristiques des roches de l'Utica et de Lorraine sont comparables à celles d'autres zones de shales gazéifères et les unités sont considérées comme des réservoirs non conventionnels à faible perméabilité. Leur très faible perméabilité étant en fait 1 000 fois inférieure à celle des

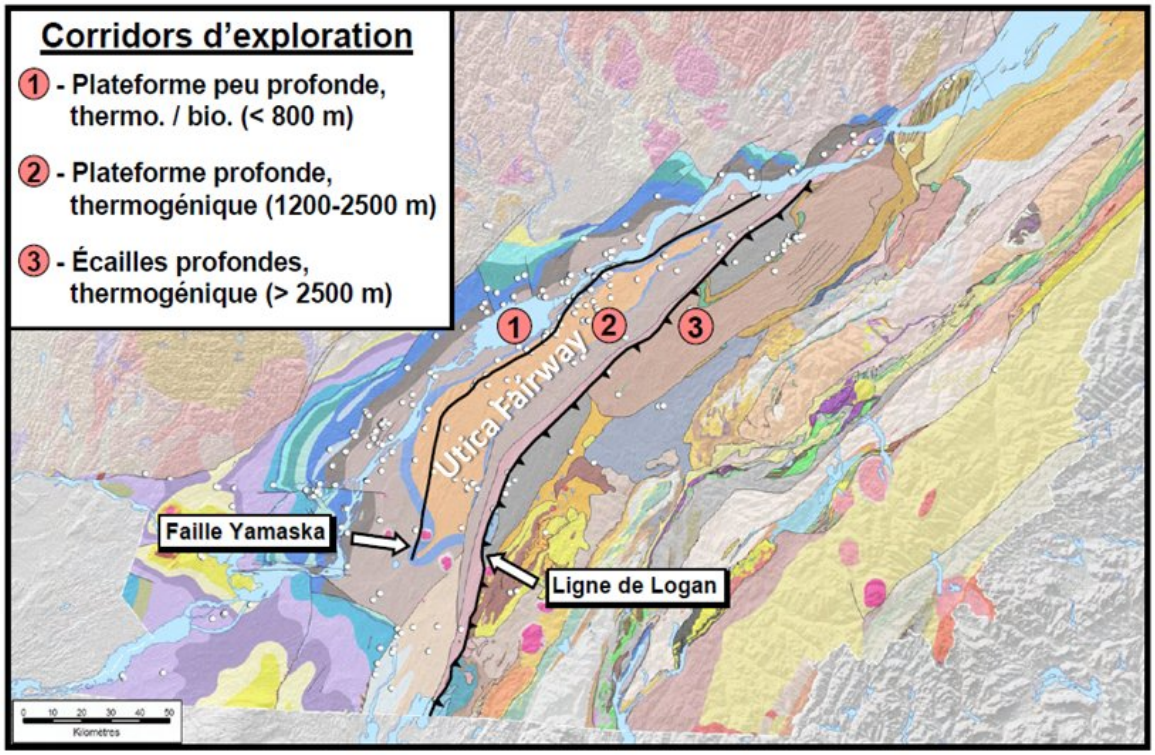
APGQ QOGA

réservoirs conventionnels, ils sont donc imperméables. Pour produire du gaz de manière rentable à partir des shales de l'Utica, il faut perméabiliser artificiellement les roches par la fracturation hydraulique.

Paramètre	Lorraine	Utica	Barnett	Woodford	Marcellus	Muskwa	Montney
Profondeur (pi)	4200 -8500	4,200 – 8,500	6,500-8,500	8,000-13,000	5,000	12,500	5,000-6,500
Épaisseur brute (pi)	600-1800	600-1,800	200-300	100-200	100	70	984
Température du fond du puits (°F)	104-140	104-140	200	88-143	105	158	160
COT (%)	0.3 %- 2.0 %	0.3 % - 2.0 %	4.5 %	7.00 %	5.00 %	0.5 % - 3.0 %	1.0 %-2.5. %
Quartz (%)	13 %	12 %	31 %	36 %	30 %	35 %	80 %
Carbonate (%)	20 %	68 %	12 %	3 %	9 %	2 %	10 %
Argile (%)	67 %	16 %	48 %	28 %	48 %	53 %	10 %
Porosité totale (%)	5 %	0.7 % - 6.6 %	4 % -5 %	7.00 %	8 %	0.7 % - 4/7 %	2.0 %- 8.0 %
Perméabilité	4.0 e – 4mD	3.0 e- 4 mD	6.0 e – 6 mD	2.0 e – 3 to 2.0 e-6mD	3.0 e-6mD	4.0 e -3 mD	0.01 – 0.04 mD
ES (%)	45 $	30 %	25 %	30 %	25 %	25 %	25 %
Pression de réservoir (psi)	2600-7600	3,347 – 4,895	3,000 – 4,000	2,800 – 5,700	2,700	4,100 *	4,800-5,600
Gradient de pression (psi/pi)	0.43	0.6-0.7	0.54	0.35 – 0.44	0.55	0.53 *	0.6-0.75

Comparaison des shales de l'Utica et de Lorraine pour déterminer les zones de shales gazéifères (Source : *Développement durable des gaz de schiste au Québec*, BAPE 2010, document de l'APGQ, BD25, 6212-09-001)

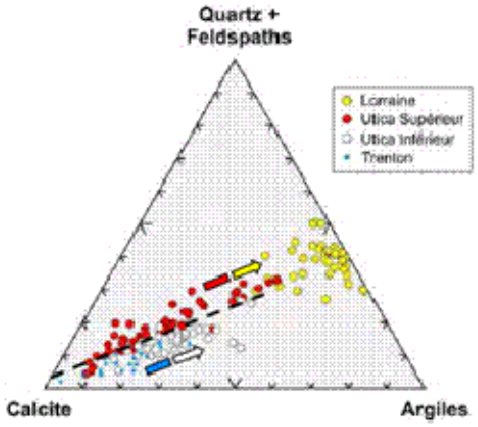
La profondeur de la formation de l'Utica dans la zone optimale paraissant dans l'illustration ci-dessous est de 1 000 mètres à 2 500 mètres sous la surface.



Zone optimale de l'Utica
(Illustration modifiée. Source de l'original : Robert Thériault, MRNF, Québec Exploration 2009)

Minéralogie

Comme le montre l'illustration ci-dessous, la minéralogie des formations Lorraine et de l'Utica est fort différente. Par rapport au Lorraine, l'Utica présente une teneur supérieure en calcite et inférieure en argiles. La minéralogie a une incidence sur la mécanique des roches de la formation. Parce que les roches de Lorraine ont une teneur plus élevée en argiles, la formation a tendance à être plus « tendre ». Il sera donc plus difficile de fracturer le Lorraine que l'Utica avec les moyens technologiques actuels.



Diffraction des rayons X sur des échantillons de Trenton, de l'Utica et de Lorraine (Source : Robert Thériault, MRNF, Québec Exploration 2009)

Gaz en place

Le tableau qui suit présente un résumé des valeurs estimées du gaz en place établies par des sociétés d'exploration et de production actives dans le secteur des shales gazéifères au Québec. On ne connaît pas encore le facteur de récupération, mais le potentiel est très intéressant.

Source / année	Gaz en place estimé (TCF)[1]
Encana, 2007	35 - 163
Talisman Energy, 2008	48[2]
Forest Oil, 2008	4[2]
Questerre Energy, 2009	83 - 181[2]
Junex, 2010	7 - 11[2]

[1] Un TCF équivaut à un billion de pieds cubes ou mille milliards de pieds cubes ou 10^{12} pieds cubes

[2] Gaz en place estimé pour les permis détenus par la société d'exploration seulement

(Source : MRNF Québec *Développement durable de l'industrie des gaz de schistes au Québec*)

Composition et variabilité du gaz de l'Utica

La composition du gaz de l'Utica varie entre Québec et Montréal. L'unité est principalement dans la fenêtre du gaz sec le long de la zone optimale située au sud du fleuve Saint-Laurent. La teneur en méthane est supérieure à 97 % dans les puits mis à l'essai à ce jour. Ce gaz est communément appelé « gaz sec », car il ne contient pratiquement pas de fractions d'hydrocarbures C_2-C_6 pouvant être condensés en liquides de gaz naturel ou en « condensats » à

des pressions de surface. Cela signifie que le gaz naturel du Québec nécessite moins de traitement que celui se trouvant dans d'autres zones.

La partie de l'Utica située au nord du fleuve Saint-Laurent contient des hydrocarbures liquides comme du pétrole et des condensats. Ces liquides n'ont cependant pas été repérés dans la zone optimale d'exploitation des shales gazéifères situé sur la rive sud du fleuve (voir l'illustration ci-dessous).

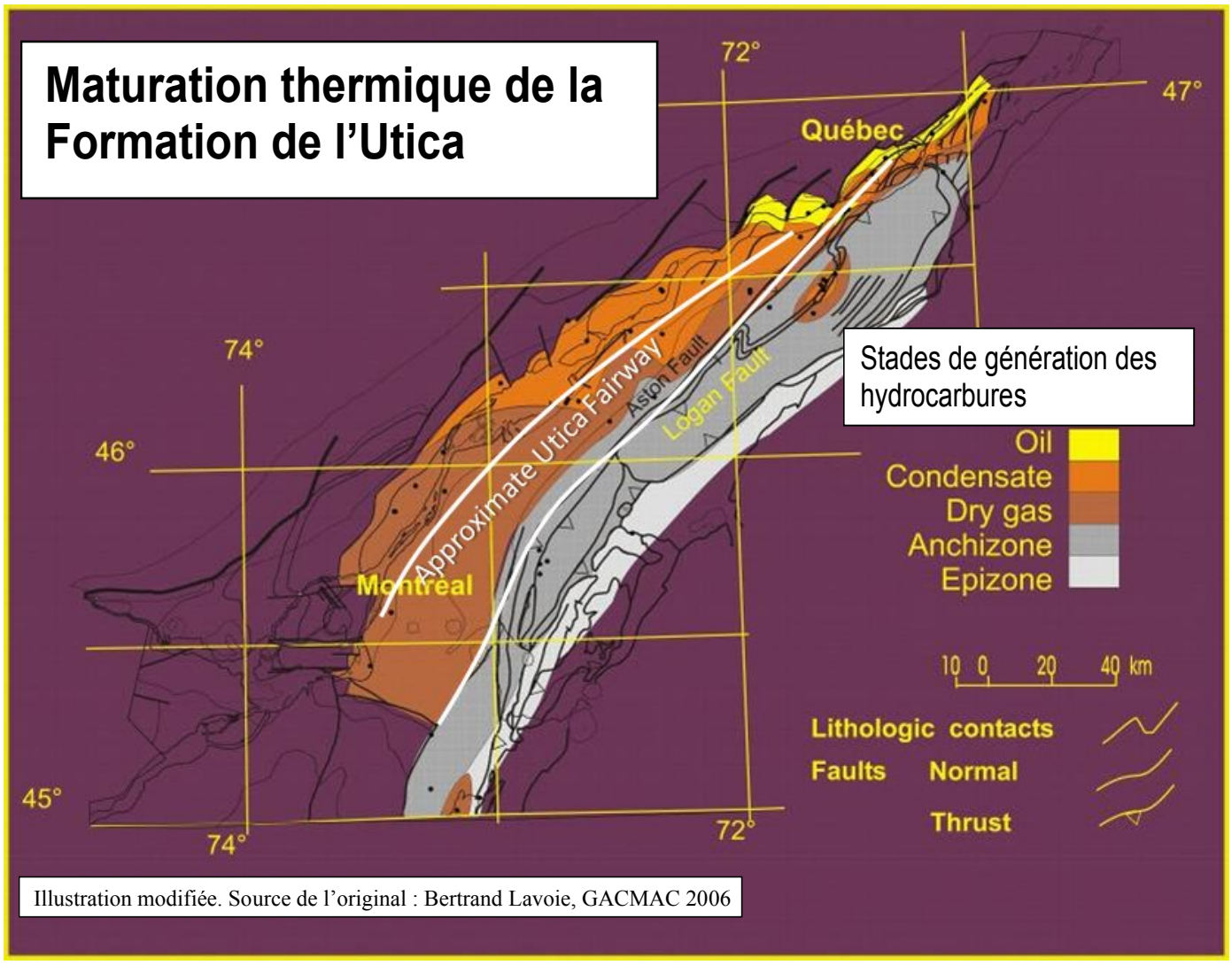


Illustration modifiée. Source de l'original : Bertrand Lavoie, GACMAC 2006

Au cours de la première phase des audiences publiques du BAPE, des citoyens ont exprimé leur crainte que du gaz corrosif (sulfure d'hydrogène ou H_2S) ou du radon s'échappe des opérations d'exploitation des shales gazéifères. Comme il est précisé ci-dessous, ces émissions sont fort peu probables au Québec :

APGQ QOGA

H_2S

Le sulfure d'hydrogène, H_2S, est un gaz d'origine naturelle qui peut être présent dans les marécages, les lacs, les puits d'eau, le gaz naturel et les gaz volcaniques. Il apparaît, ainsi que le méthane, lorsque les bactéries consomment les sulfates naturels dans l'eau souterraine. Dans des conditions très précises, le H_2S est créé et est effectivement émis dans des gisements de gaz profonds à haute température, comme ceux des contreforts de l'Alberta et ceux de l'avant-fosse de Deep Basin. La production de H_2S dans les formations nécessite une réaction chimique et la présence d'une forte concentration de dépôts de sulfates naturels dans la roche. Étant donné l'absence de sulfates naturels dans les formations de l'Utica et de Lorraine, il est très peu probable que de l'H_2S soit émis et, à ce jour, aucun H_2S n'a été détecté dans les quelque 150 trous qui ont été forés dans ces formations des basses-terres du Saint-Laurent.

Les seules exceptions sont les suivantes :

- Un échantillon d'eau douce trouvée dans un puits (Dundee No 1) à une profondeur de 109 m dans les dolomies du Groupe de Beekmantown. Les dolomies de Beekmantown sont antérieures aux shales de l'Utica et contiennent effectivement du soufre minéralisé. Ces pierres ont été poussées vers la surface et exposées à l'air libre.

- Un rapport de forage datant de 2004 portant sur le puits numéro 7 de Junex à Bécancour (3,5 ppm). Toutefois, le détecteur de gaz portable était à l'essai sur le site et un test de calibrage a erronément été déclaré comme étant une mesure d'H_2S émanant du puits.

Par conséquent aucune analyse du gaz extrait des shales de l'Utica n'a jusqu'à maintenant indiqué la présence d'H_2S.

Radon

À ce jour, il n'y a pas eu d'indications de la présence de radon dans les puits de gaz des shales de l'Utica au Québec. Le radon est associé à la désintégration radioactive du radium, de l'uranium et du thorium et émane naturellement du sol dans lequel on trouve des traces de ces éléments. On le voit normalement dans les régions où les sols contiennent du granite ou des shales à forte teneur en uranium ou encore dans des roches minéralisées à teneur élevée en uranium. Des diagraphies de forage par rayons gamma ont confirmé qu'il existe de faibles niveaux de substances radioactives naturelles dans les formations de l'Utica et de Lorraine.

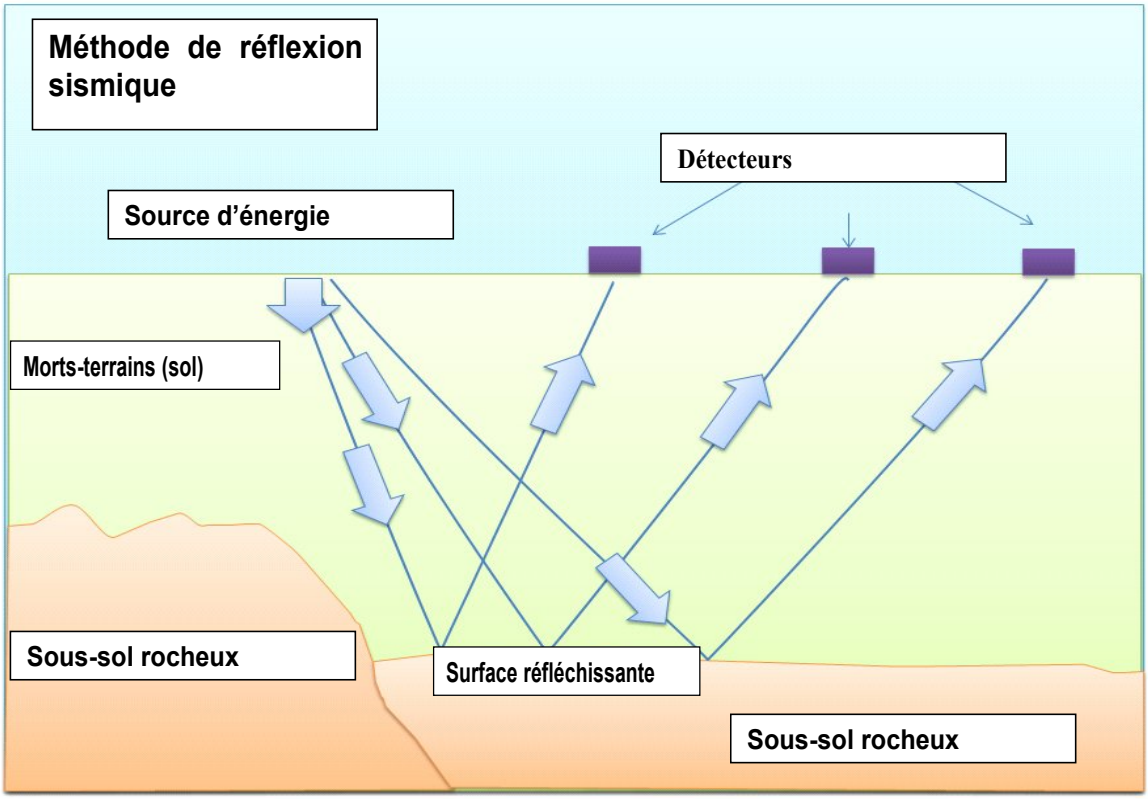
Opérations de sondage sismique

Le forage de puits de pétrole et de gaz est une activité coûteuse et incertaine du point de vue économique. Historiquement, à l'échelle mondiale, il est généralement admis qu'un seul puits foré sur dix permet de trouver des hydrocarbures. Puisque les puits peuvent coûter des millions de dollars, les sociétés d'exploration et de production limitent habituellement ce risque en investissant dans des méthodes qui leur permettent de dresser une carte adéquate de la géologie en sous-surface d'un site avant d'engager les dépenses associées au forage d'exploration.

Ordinairement, les résultats des levés sismiques ou d'autres données géophysiques sont intégrés au modèle géologique afin de cibler les gisements pétrolifères et gazéifères potentiels et d'en dresser la carte avant d'entreprendre le forage d'exploration.

Les levés sismiques sont réalisés au moyen d'une technique qui consiste à produire des ondes sonores à la surface. Le diagramme ci-dessous montre que l'idée première est de faire réfléchir l'énergie acoustique (sismique) sur les couches de roche souterraines et d'enregistrer les résultats obtenus à l'aide de détecteurs (géophones) qui se trouvent en surface à une certaine distance de la source d'énergie initiale. Bien que le diagramme illustre un cas assez simple où un seul réflecteur est utilisé, il peut y avoir en pratique de nombreux réflecteurs ou encore des formations rocheuses entre la surface et le sous-sol rocheux. L'analyse des ondes sonores, appelée « interprétation sismique », est réalisée par des experts à l'aide de logiciels spécialisés et de matériel informatique.

Dans le cadre d'un levé, de multiples tests sismiques sont réalisés. Au cours d'une opération de sondage sismique type, les secousses sont provoquées par dynamitage ou à l'aide de camions vibrosismiques. Les secousses provoquées par dynamitage sont produites en utilisant de un à deux kilos de dynamite, qui sont habituellement enfouis dans le sol à une profondeur de 10 à 20 mètres. Les trous creusés pour enfouir la dynamite sont ensuite remplis et la terre est damée de sorte que la majeure partie de l'énergie de l'explosion est déployée vers le bas et réfléchie sur les formations en sous-surface qu'on veut cartographier. Dans le cas des secousses provoquées à l'aide de camions vibrosismiques, l'énergie déployée est si faible que plusieurs camions vibrosismiques doivent vibrer en même temps et à plusieurs reprises pour pouvoir créer un signal. Généralement, les personnes qui assistent à des opérations de sondage sismique par dynamitage ou par vibration affirment qu'elles ne ressentent pratiquement pas les secousses lorsqu'elles se trouvent à quelques centaines de mètres de celles-ci. Lorsqu'il y a dynamitage, un bruit sourd est parfois entendu au moment de l'explosion. Lorsqu'il y a utilisation de camions vibrosismiques, on ne perçoit souvent pratiquement aucune vibration, même à une courte distance du point source. En fait, les secousses ne peuvent être détectées qu'à l'aide de sismographes.



Grâce aux données recueillies dans le cadre d'un levé sismique, les sociétés d'exploration et de production peuvent établir une carte souterraine temporaire du réservoir et utiliser cette information pour déterminer le meilleur endroit où forer le puits. L'étape suivante consiste à valider l'interprétation sismique en forant un puits.

L'acquisition de données sismiques n'a aucun impact sur la vie quotidienne de la majorité des gens, et elle s'effectue sur une courte période. En règle générale, les programmes de sondage sismique se déroulent sur quelques semaines et ne dépassent pas deux mois. Avant le début des tirs sismiques ou des opérations de vibration, les propriétaires fonciers recevront la visite d'un agent de permis qui les informera des travaux que l'entrepreneur chargé du sondage sismique entend réaliser sur leur terrain. L'agent leur montrera notamment la carte de la région et leur indiquera la zone que l'entrepreneur à l'intention de sonder. Durant l'été, les propriétaires fonciers pourraient aussi recevoir une indemnité pour les récoltes qu'ils ne pourront engranger. De plus, les représentants locaux du gouvernement sont informés d'avance et ont ainsi l'occasion de résoudre les éventuels problèmes avec l'agent de permis. Les effets des tirs sismiques sont rarement visibles après un an, puisque les récoltes repoussent et que les trous creusés par le dynamitage sont bouchés.

La largeur des lignes de sondage sismique dépend de la source d'énergie utilisée – de la dynamite ou des camions vibrosismiques. À certains endroits, il est possible d'emprunter des routes ou des chemins existants, de sorte que des travaux d'abattage ne sont pas nécessaires. En forêt, des méthodes d'« évitement » sont souvent employées et font en sorte qu'aucun arbre n'est abattu. Les travailleurs qui se déplacent à pied peuvent avoir à dégager une partie du sous-bois à l'aide de scies à chaîne. De petites foreuses portatives (de type sismique à faible impact) de moins de 2 mètres de largeur peuvent ainsi être transportées dans un secteur. Dans les zones rurales non construites, de mini-appareils vibrosismiques (des appareils vibrateurs installés sur des chariots) sont parfois utilisés au lieu de la dynamite. Normalement, les sentiers ont une largeur maximale de 4 mètres.

Utilisation d'explosifs

Les explosifs modernes sont extrêmement sécuritaires lorsqu'ils sont employés selon les instructions du fabricant. La charge n'explose qu'au moyen d'un détonateur inséré dans un conduit spécial situé au-dessus du cylindre.

La dynamite est placée dans un trou de tir. Les trous de tir servent à enfouir la charge suffisamment profondément pour que la majeure partie de l'énergie de l'explosion soit déployée vers le bas plutôt que vers le haut. Après le forage des trous et l'insertion de la charge, les trous sont remplis à l'aide de la terre qui avait été retirée puis damés.

Compte tenu de la fiabilité des détonateurs et des systèmes de dynamitage modernes, il est extrêmement rare que des charges qui n'ont pas explosées soient laissées sur place. Aujourd'hui, il est courant de placer deux détonateurs sur une même charge afin d'en assurer l'explosion. Cette méthode a d'ailleurs été utilisée dans le cadre d'un récent programme d'exploitation côtier mené au Québec (par Canadian Forest Oil en juillet et en août 2010) et a permis de faire exploser toutes les charges. Historiquement (lorsqu'un seul détonateur est placé sur une charge), les ratés d'allumage surviennent dans moins de 0,1 % des cas. Les « pratiques exemplaires » de l'Association canadienne d'entrepreneurs géophysiques (l' « **ACEG** ») établissent des procédures en cas de raté d'allumage. Elles prévoient : i) la coupe des fils du détonateur sous le niveau du sol et leur enfouissement, ii) l'installation d'une mise en garde officielle près du trou de tir, iii) la signalisation de l'incident dans un registre permanent des ratés d'allumage, et iv) le dépôt des rapports nécessaires auprès des organismes de réglementation compétents.

Opérations de sondage sismique et tremblements de terre

Les opérations de sondage sismique ne provoquent pas de tremblements de terre. Ces derniers sont causés par une tension accumulée le long de zones de faille souterraines. À la longue, la roche ne peut plus résister à cette tension et celle-ci est libérée sous forme d'un tremblement de terre. Au Québec, la grande majorité des tremblements de terre se produisent de 15 à 17 kilomètres sous la surface de la terre et libèrent une énergie comparable à plusieurs dizaines ou centaines de kilogrammes de TNT. À titre de comparaison, le sondage sismique par réflexion, méthode utilisée dans le secteur du pétrole et du gaz, consiste à enfouir un ou deux kilogrammes

de dynamite à une profondeur habituelle de 10 à 20 mètres ou à utiliser des appareils vibrateurs installés sur des chariots comme source d'énergie en surface. Dans les deux cas, la quantité d'énergie est si faible et déployée si loin des failles situées en profondeur qu'il est pratiquement impossible qu'elle cause un tremblement de terre.

Opérations de sondage sismique et glissements de terrain

Les opérations de sondage sismique ne provoquent pas de glissements de terrain. Les glissements de terrain qui se produisent dans les basses-terres du Saint-Laurent, dans le sud du Québec, sont causés par la présence d'argile des grands fonds, qui est sensible à l'affaissement en raison de sa faible résistance au cisaillement. Lorsque les conditions s'y prêtent, ces unités peuvent régresser et s'écouler sous forme de liquide visqueux. Les risques de glissement de terrain sont les plus élevés là où un canal profond recoupe une plaine surélevée et permet aux sédiments de l'érosion de la surface de s'écouler. Dans les secteurs des rivières Yamaska et Richelieu, l'écoulement des eaux de ruissellement semble fortement contrôlé par la structure rocheuse sous-jacente (selon une étude de Quinn, de l'Université Queen's). L'orientation des rivières est grandement influencée par le sous-sol rocheux et, par conséquent, aucun glissement de terrain n'a été observé ailleurs que le long de la rive de cours d'eau existants ou abandonnés. L'ampleur du glissement dépend aussi de la taille du canal créé par l'érosion.

Il existe plusieurs hypothèses quant à l'élément déclencheur d'un glissement de terrain. Avec le temps, l'érosion emportera une partie suffisamment importante du sol de sorte que les couches supérieures s'effondrent sous leur propre poids. Dans le cas du glissement de terrain survenu en mai 2010 à Saint-Jude, l'incident s'est produit après la fonte des neiges et durant une période où le sol était saturé d'eau. Toutefois, la cause de ce glissement de terrain n'a toujours pas été établie.

Pour réduire le risque que les opérations de sondage sismique provoquent un glissement de terrain qui était déjà imminent, il est recommandé de ne pas mener les opérations dans un endroit connu comme dangereux, sur des pentes abruptes ou dans des zones vulnérables durant les périodes où le sol est saturé d'eau (au printemps).

Préparatifs de forage

Avant d'entreprendre le forage de puits d'hydrocarbures, l'APGQ ou l'exploitant doit obtenir un permis de prospection auprès du Ministère des Ressources naturelles et de la Faune aux termes de la *Loi sur les mines*. Le titulaire du permis de prospection doit effectuer des travaux géologiques ou géophysiques ou des travaux de forage d'une valeur minimale prescrite durant la période de validité du permis, qui est de 5 ans. Le permis de prospection peut être renouvelé pour une autre période de 5 ans dans le cadre d'un processus de renouvellement annuel.

Choix du site de forage et construction

Le site de forage est choisi en fonction de plusieurs critères. La première étape consiste à choisir le meilleur endroit sur le plan géologique pour forer le ou les puits, là où le réservoir de gaz est le

plus susceptible de se trouver. Afin de déterminer l'endroit idéal pour forer le puits, les données sismiques sont analysées et interprétées en conjonction avec les données géologiques disponibles au sujet de la région provenant de puits avoisinants. L'étape suivante consiste à examiner la surface afin de déterminer si elle convient au forage du puits. Les sociétés d'exploration doivent obtenir le consentement des propriétaires pour toute surface qui se trouve sur un terrain privé avant de pouvoir commencer les travaux d'exploration. Pour établir la zone visée par le bail de surface, la société d'exploration visite l'emplacement du puits qui est proposé et réalise une évaluation du sol, de la végétation, des ressources archéologiques, de la stabilité du sol, des lieux de pêche et de la faune pour choisir un emplacement et un chemin d'accès acceptables. Le choix de l'emplacement doit se faire en évitant les zones sensibles, comme celles où l'on retrouve des arbres de bois dur de grande valeur, et les sociétés d'exploration ne peuvent choisir un site de forage qui se trouve dans une zone prévue pour l'acériculture.

Durant la phase de consultation précédant le choix de l'emplacement du puits, les préoccupations soulevées par les propriétaires de surface sont entendues et consignées de sorte que les activités futures se dérouleront suivant les engagements qui auront été conclus entre le propriétaire foncier et la société d'exploration.

Conformément à la *Loi sur les mines* du Québec, la surface louée pour le forage d'un puits doit être à plus de 100 mètres des résidences. Cette distance est jugée sécuritaire et est la même que celle prescrite dans de nombreux autres territoires du Canada, notamment l'Alberta.

Une fois que le propriétaire du terrain en surface et la société d'exploration en sont arrivés à un accord juridique écrit pour conclure un bail de surface aux fins de forage, la société d'exploration doit obtenir tous les permis provinciaux et toutes les approbations provinciales nécessaires avant de commencer le forage du puits. L'eau des puits qui se trouvent à moins de 1,0 km de l'emplacement du puits est soumise à des tests afin d'établir une base de référence pour la qualité de l'eau locale. Ces tests sont effectués dans le but d'établir une base de référence avant de commencer les activités de forage.

Les pratiques de construction dans le secteur respectent les normes de l'Association canadienne de normalisation (CSA) et de l'API (*American Petroleum Institute*). Avant d'entreprendre des opérations de forage, il faut aménager un chemin d'accès permettant de déplacer le matériel de forage. Les installations de forage sont d'importantes structures complexes conçues pour être démontées et transportées d'un site à un autre. Il est également nécessaire d'aménager une zone sur le site de forage pour y assembler les installations de forage et faciliter les déplacements des travailleurs et de l'équipement (appelé l'emplacement du puits).

Normalement, l'aménagement de l'emplacement du puits et du chemin d'accès consiste à décaper la terre végétale et à placer celle-ci dans une berme en prévision de la remise en état du terrain. L'argile sous-jacente est ensuite placée dans une autre berme, de sorte que le contenu des deux bermes ne soit pas mélangé. Une fois les matières remises en place, la surface est remise dans l'état dans lequel elle était avant l'aménagement de l'emplacement du puits.

L'emplacement du puits est aplani pour contrôler et gérer l'accumulation de l'eau provenant des pluies et des orages et pour réduire au maximum les perturbations causées par le drainage et le mouvement de l'eau en surface. Le sol est compacté pour empêcher que l'équipement de surface soit en déséquilibre et pour créer une base solide sur laquelle les installations de forage pourront être utilisées en toute sécurité. Des mécanismes de contrôle de l'envasement et de l'érosion sont installés au moment de la construction pour minimiser l'incidence possible à l'extérieur du site. Les emplacements des puits sont souvent tapissés d'une toile géotextile, puis recouverts de roches. Une membrane imperméable est étendue sous le site du forage pour récupérer les gouttes de pétrole ou de fluide hydraulique qui pourraient s'écouler depuis les installations de forage. Une plate-forme de bois modulaire est ensuite placée sur la membrane imperméable. Finalement, tout le site est entièrement recouvert de sable, de gravier ou de béton recyclé pour que les opérations ne soient pas perturbées par les conditions météorologiques.

Pour les puits qui ont été forés à ce jour au Québec, la taille moyenne de la plate-forme d'exploitation d'un puits horizontal aux fins de forage et de complétion est de 4 à 6 acres. Dans le cas des plates-formes comptant 8 puits qui pourraient éventuellement être construites, la taille de la plate-forme devrait être d'environ 10 acres pendant les activités de forage et de complétion. Une fois les puits forés et les opérations de complétion terminées, une partie du site est remis dans l'état où il était avant les travaux d'aménagement. La pratique générale dans le secteur consiste à utiliser seulement la partie du site qui est nécessaire pour accéder à tous les secteurs de l'installation de façon sécuritaire. Certaines distances minimales doivent être respectées entre les appareils de forage afin de réduire les risques d'incendie, de sorte que la superficie du bail ne peut être entièrement utilisée. Pour réduire l'encombrement, la pratique dans le secteur consiste à utiliser, dans la mesure du possible, des plates-formes multipuits, de courts chemins d'accès et des corridors communs (déjà existants) pour accéder aux gazoducs, aux services et aux routes.

L'activité à l'emplacement du puits dure habituellement deux mois par puits pour ce qui est du forage et de la complétion. Toutefois, cela ne signifie pas, dans le cas d'une plate-forme d'exploitation de 8 puits, que les activités dureraient 16 mois. Dans la mesure du possible, les opérations sont réalisées de façon simultanée (le forage, la complétion et la construction). Les activités de forage et de complétion de puits sont réalisées autant que possible de manière concomitante afin de réduire la durée totale des opérations, et elles se déroulent généralement jour et nuit, 7 jours sur 7. Une fois les activités de forage et de complétion terminées, l'activité est minimale à l'emplacement du puits au cours des années suivantes, durant lesquelles le puits est en phase de production.

Forage

Conception du puits

Au Québec, les puits sont généralement forés verticalement jusqu'à une profondeur de 1 500 m à 2 500 m et leur section horizontale peut s'étendre de 500 m à 1 500 m à partir de l'emplacement de l'installation de forage. Ailleurs dans le monde, les puits peuvent atteindre une profondeur de plus de 6 000 m et comporter des sections horizontales de plus de 4 000 m.

Les puits peuvent s'étendre sous les terrains privés, mais lorsqu'ils sont forés à la profondeur normale pour le shale de l'Utica, ils n'ont aucune incidence sur les activités en surface. La position du puits et continuellement mesurée avec précision tout au long du forage avec un degré d'exactitude d'environ 10 m.

Il est physiquement possible de forer sous une zone protégée ou un plan d'eau aux profondeurs susmentionnées (environ 1 500 m), et il s'agit d'une pratique courante partout dans le monde. Ces puits n'auraient aucune incidence sur les activités en surface et, au Québec, à cette profondeur, il n'y aurait aucun contact entre la zone forée et une source d'eau de surface ou souterraine. L'autorisation de forer un puits sous une zone protégée ou un plan d'eau dépendrait du code et de la pratique de la province et des résultats des consultations publiques.

Au cours de l'étape de la planification d'un puits dans un secteur où il existe déjà des trous de forage, tous les risques de collision sont relevés et la trajectoire du puits est établie de manière à éviter les collisions. Le forage est effectué à un emplacement exempt d'obstacles peu profonds, et on s'assure que l'emplacement du puits ne renferme pas de lignes ou de câbles enfouis.

Contamination en surface

L'emplacement de forage ne présente aucune source de contamination sensiblement différente de celles qu'on trouve dans une exploitation agricole. Celles-ci peuvent inclure :

- carburant entreposé (diesel ou gaz);
- additif de boue de forage inerte (sec);
- fluides hydrauliques;
- circuit de boue de forage;

L'appareil de forage est examiné avec soin lorsqu'il est assemblé à chaque nouveau site. Toutes les valves, joints d'étanchéité et robinets sont inspectés pour s'assurer de leur bon état. Les réservoirs à boue sont des cuves à confinement total dotées de systèmes de circulation et sont vérifiés afin d'en assurer l'intégrité. Des plateaux et des tapis d'égouttage sont placés autour des zones de fuite potentielles. Une membrane imperméable (décrite plus amplement sous la rubrique portant sur la construction de l'emplacement du puits) est installée au moment de la construction de l'emplacement du puits afin de contrôler et de retenir tout déversement et d'éviter toute incidence sur l'environnement dans l'éventualité peu probable d'un déversement de produit chimique ou de fluide. Toute terre contaminée est enlevée et éliminée à l'extérieur du site conformément aux critères et aux règles énoncés dans la réglementation et les normes provinciales.

Boue de forage

De nombreuses avancées technologiques ont été réalisées au cours des dernières années, mais le processus de forage continue de reposer sur la perforation de la roche au moyen d'une mèche rotative. Un fluide appelé « boue » lubrifie la mèche et extrait les débris de roche, stabilise le trou de forage et y contrôle la pression. La boue de forage est préparée dans les réservoirs à boue de

l'installation de forage, ou transportée jusqu'à l'emplacement du puits dans des camions-citernes. À la fin de l'opération de forage, la boue est habituellement transportée jusqu'au puits suivant pour y être réutilisée.

Le type de boue de forage utilisé dépend des propriétés des formations géologiques faisant l'objet du forage. Les boues actuellement utilisées au Québec sont à base d'eau. L'eau est la principale composante d'un circuit de boue à base d'eau. Des additifs sont ajoutés à l'eau pour diverses raisons :

- contrôler la masse volumique ou la densité de la boue;
- contrôler l'épaisseur ou la rhéologie de la boue;
- empêcher le gonflement ou l'adhésion de l'argile contenue dans les formations rocheuses.

Les additifs généralement ajoutés à la boue de forage sont inertes et incluent l'argile, des polymères (comme l'amidon), le silicate et des sels.

Après le forage, la boue excédentaire qui ne peut être réutilisée est éliminée à l'extérieur du site conformément aux normes provinciales, soit habituellement dans des décharges. Avant d'éliminer la boue, on en vérifie la toxicité et la teneur en chlorure afin de s'assurer qu'elle est traitée de manière appropriée.

Très peu ou aucun fluide de fond de puits, comme l'eau ou le gaz, n'est entraîné dans le circuit de boue. Le gaz qui pénètre dans la boue est extrait de façon sécuritaire à la surface au moyen d'équipement de séparation spécialisé. L'eau entraînée par la boue est simplement intégrée au circuit de boue.

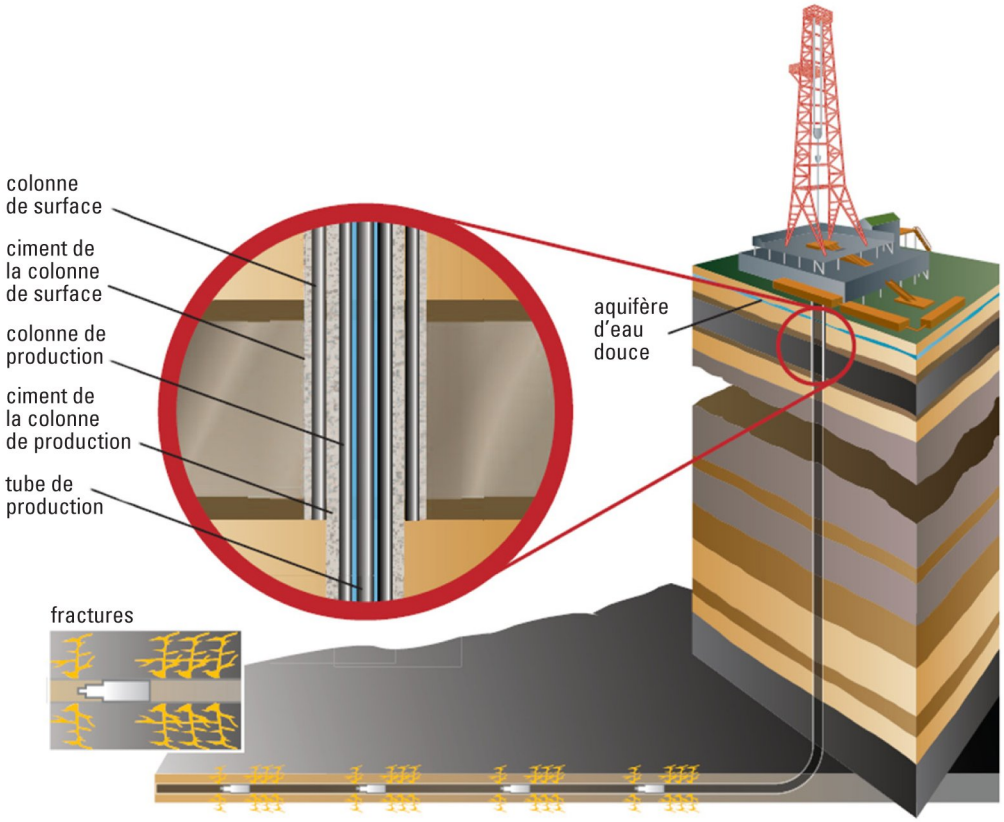
Le forage à la boue ne présente aucun risque d'incendie dans le fonds du puits. Toute petite quantité de gaz qui entre dans le puits est extraite au moyen d'équipement spécialisé rattaché à l'installation de forage. En outre, le feu a besoin d'oxygène, et le circuit de boue de forage empêche que de l'oxygène (air) ne soit injecté en même temps que la boue dans le fond du puits.

Protection de l'eau souterraine

On commence par forer un puits de surface à une profondeur déterminée, soit généralement quelques centaines de mètres. Le puits est conçu de manière à se terminer en dessous de la profondeur de toute source d'eau potable souterraine ou de tout aquifère souterrain. L'emplacement des aquifères souterrains peut être déterminé au cours du forage (s'il n'est pas déjà connu) en utilisant des outils de diagraphie par câble conçus pour détecter la présence d'eau.

On empêche la boue de forage de pénétrer dans la roche poreuse qui contient l'aquifère en contrôlant la masse volumique de la boue. La masse volumique de la boue détermine la pression exercée dans le fonds du puits, et la pression appliquée correspond à la pression de l'aquifère de manière à empêcher l'eau d'entrer dans la boue ou la boue d'entrer dans l'aquifère.

Des tuyaux en acier, appelés tubage, sont connectés les uns aux autres et descendus dans le trou de forage. La colonne de tubage, qui est conçue de manière à résister aux pressions prévues pendant le reste du forage et les opérations de production, est installée dans le puits afin d'empêcher le puits de s'effondrer sur lui-même. La colonne de surface est ensuite fixée dans du ciment. Le ciment comble l'espace entre l'extérieur de la colonne et le puits. Une fois sec, le ciment est testé afin de vérifier notamment sa dureté, son alignement et sa résistance à la pression. On protège l'aquifère de façon permanente en installant une colonne de surface fixée dans le ciment dans le puits une fois que le puits a été foré à une profondeur qui dépasse la plus profonde des zones devant être protégées.



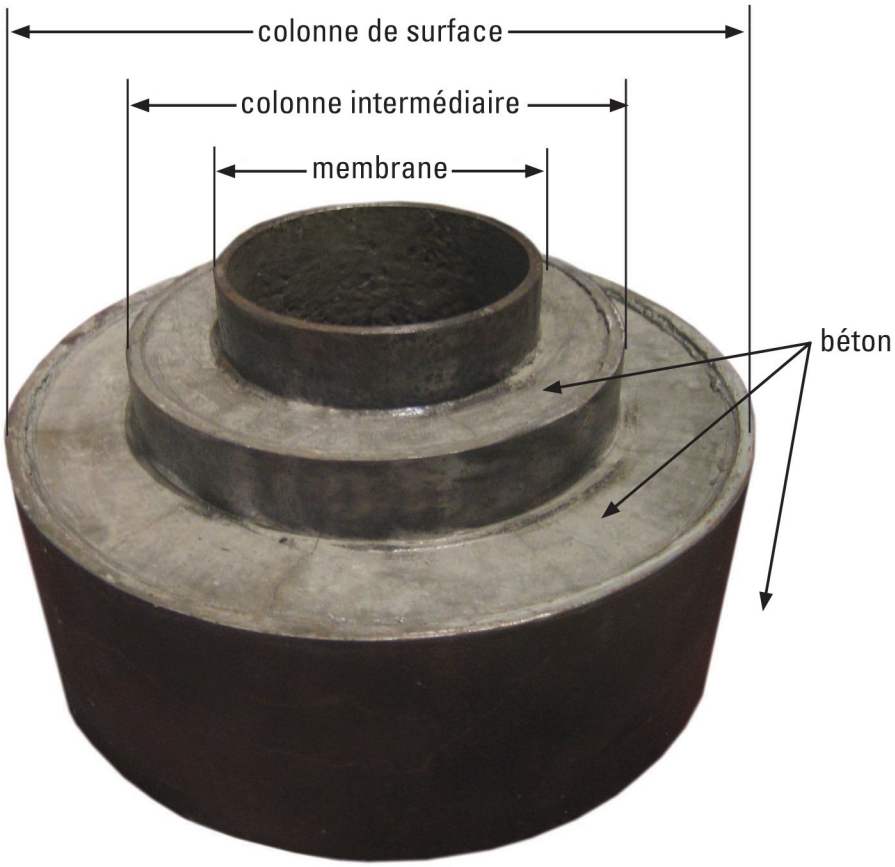
Source : Questerre Energy « Hydraulic Fracturing Backgrounder », septembre 2010

Le forage reprend une fois que le ciment situé à l'extérieur de la colonne de surface a durci et que la colonne de surface a réussi le test de pression. On procède alors au forage du puits principal. Le puits principal est foré à parti du fond de la colonne de surface jusqu'au niveau du réservoir. Cette section du puits peut atteindre une longueur de 1 000 à 2 000 mètres. Une autre colonne de tubage est installée dans le trou de forage, à l'intérieur de la colonne de surface, jusqu'au fond du puits et fixée dans le ciment d'une manière similaire à la colonne de surface. En surface, au niveau des intervalles d'eau souterraine utilisable, on compte alors au moins deux colonnes de

APGQ QOGA

tubage en acier fixées dans le béton. Si la conception du puits le requiert, une troisième colonne de tubage peut être installée dans le puits afin d'isoler la section horizontale du puits principal.

L'eau souterraine est protégée par plusieurs couches de tubage et de béton



L'eau souterraine est protégée par plusieurs couches de tubage et de béton

Le béton utilisé pour fixer la colonne en place répond à des critères précis de résistance et de durabilité propres au secteur du pétrole et du gaz. Des additifs sont ajoutés en quantités précises au béton afin de s'assurer que sa résistance à la compression soit supérieure aux pressions auxquelles il pourrait être exposé dans le puits (y compris les pressions de fracturation). Les propriétés et les procédures d'essai du béton sont régies par des normes établies par la réglementation et l'industrie.

Le béton ne se détériore pas dans le puits de la même manière qu'une ossature de béton se détériore graduellement lorsqu'elle est exposée aux intempéries.

APGQ QOGA

Une fois que le puits a été foré jusqu'au réservoir cible, plusieurs outils et techniques peuvent être utilisés pour recueillir de l'information supplémentaire sur les caractéristiques de la roche réservoir et les hydrocarbures potentiels, dont les suivants :

- Diagraphie du puits – des capteurs électriques sont descendus dans le puits afin de mesurer les propriétés de la roche et des fluides;
- Carottage – des échantillons de la roche sont prélevés et soumis à des tests en laboratoire afin de déterminer certains paramètres du réservoir.

Ces données permettent d'accroître le niveau de confiance en ce qui a trait à la présence potentielle d'hydrocarbures dans la roche, mais il est toutefois nécessaire de compléter et de tester le puits (extraction d'hydrocarbures jusqu'à la surface) afin de confirmer la présence d'hydrocarbures et de déterminer si le pétrole ou le gaz est présent en quantité économiquement récupérable.

Complétion

Avant de pouvoir être mis à l'essai, un puits doit être complété. Un dispositif doté de plusieurs soupapes, appelé « arbre de Noël » ou tête de puits, est installé au-dessus du puits de forage afin de contrôler le débit des hydrocarbures.

Dans le cas des shales gazéifères, l'imperméabilité de la roche ne permet pas d'extraire le gaz en quantité économique uniquement au moyen du forage. Par conséquent, le puits doit être soumis à la fracturation hydraulique. Toutefois, avant de pouvoir procéder à la fracturation, la roche réservoir doit être accessible. Une fois que le puits a été foré, le trou de forage devient un système scellé encastré dans du béton et de l'acier. Deux méthodes principales sont actuellement utilisées pour accéder au réservoir : l'ouverture d'un sabord pour la fracturation ou la perforation du tubage en acier au niveau devant être fracturé. Pour chacune des intervalles devant faire l'objet de la fracturation hydraulique, un sabord pour la fracturation doit être ouvert ou des perforations doivent être effectuées dans le tubage.

Sabords pour la fracturation

Les sabords pour la fracturation sont des outils qui sont installés dans la colonne de tubage en acier, à l'intérieur du puits, au niveau de l'intervalle devant être fracturé. Le sabord pour la fracturation est activé en appliquant de la pression dans le trou de forage de manière à ouvrir le sabord et créer un trou dans la colonne du tubage le long de l'intervalle devant être soumis à la fracturation hydraulique.

Perforation

L'autre méthode couramment utilisée pour accéder au réservoir consiste à perforer la colonne de tubage à la profondeur voulue. Pour procéder à la perforation, un câble d'acier capable de transmettre un signal électrique est utilisé pour descendre un perforateur contenant une petite charge explosive formée dans le puits jusqu'au niveau de l'intervalle devant être perforé. Le

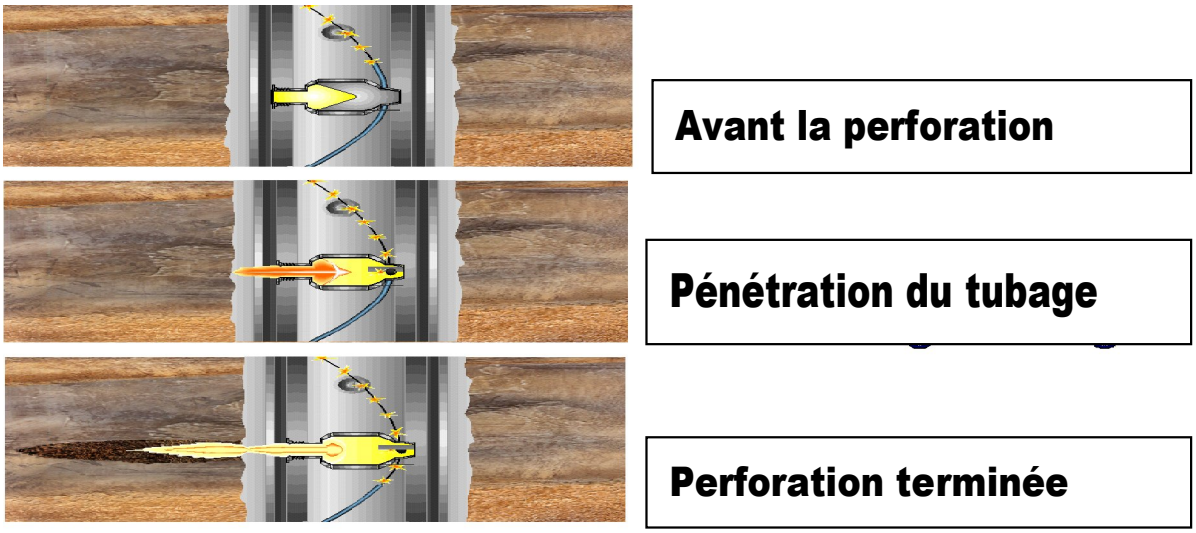
perforateur est un tube d'acier contenant les charges formées, orientées en direction de la perforation visée. Les charges elles-mêmes sont petites (moins de 39 g par charge) et sont constituées d'explosifs assujettis à des restrictions et à des mesures de contrôle importantes aux termes de la législation et de la réglementation fédérales.

Perforateur chargé

En raison de la petite quantité d'explosifs utilisée et de la profondeur de la perforation, la perforation n'est pas ressentie ni entendue à la surface. Les trous percés dans le tubage ont un diamètre d'environ un centimètre. Après la détonation, le perforateur déchargé est ramené à la surface et inspecté afin de s'assurer que toutes les charges ont explosé.

Perforateur déchargé

APGQ QUEBEC OIL AND GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC QOGA



Fracturation hydraulique

La fracturation est une technologie éprouvée qui est utilisée partout dans le monde depuis plus de 60 ans pour accéder de façon sécuritaire aux réserves de pétrole et de gaz naturel. La première fracturation hydraulique a été réalisée en 1947 dans le champ gazéifère Hugoton, au Kansas. Aujourd'hui, la fracturation hydraulique est la technique de stimulation la plus répandue et la plus efficace et est habituellement utilisée pour accroître la production des puits forés dans des réservoirs ayant une faible perméabilité. Les réservoirs de gaz de shales ne peuvent atteindre un taux de production rentable sans le recours à la fracturation hydraulique. Sans le forage horizontal et la fracturation hydraulique, il serait impossible d'extraire le gaz de shales en quantité suffisante.

La fracturation hydraulique (ou tout simplement « fracturation ») est un procédé qui a été élaboré pour fracturer les roches réservoirs à partir des puits de forage. Les fracturations forment une voie de passage pour l'écoulement des hydrocarbures vers le puits.

La taille des fractures dépend de la quantité de fluide injectée dans la roche réservoir et de la pression appliquée pour permettre à la fracturation de se propager. La fracture demeure ouverte uniquement pendant que du fluide est injecté dans la roche à une pression plus élevée que la force de compression de la roche. Dès que la pression de l'injection chute, la force de compression de la roche force la fracture à se refermer. Pour éviter que la roche se referme et se soude complètement, un agent de soutènement (aussi appelé « sable ») est aussi injecté dans la fracture. Cet agent de soutènement est conçu pour résister à la force de compression de la roche et permet aux hydrocarbures de s'écouler facilement de la fracture jusqu'au puits de forage.

Une seule opération de fracturation en continu (en 6 à 8 étapes) est habituellement réalisée pour un puits horizontal de 1 000 mètres et, ordinairement, aucune autre fracturation n'est nécessaire pour le reste de la durée de vie du puits. La fracturation est une opération continue qui dure

environ deux semaines par puits. Le nombre optimal d'étapes différera d'une zone de shales à une autre et variera selon la géologie du réservoir. Le nombre d'étapes et la longueur horizontale optimale du puits sont établis durant la phase des essais pilotes.

Fluides de fracturation hydraulique

Le fluide de fracturation est l'élément le plus important du processus de fracturation hydraulique. Il s'agit d'un mélange principalement composé d'eau (à environ 96 %), de sable (à environ 3,6 %) et d'additifs (à moins de 1 %) qui est pompé à haute pression dans la formation rocheuse pour créer de petites fissures dans la roche souterraine afin de permettre au gaz naturel de s'écouler dans les conduits du puits de forage. Les additifs qui sont généralement ajoutés au mélange d'eau et de sable sont les suivants :

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre				
Concentration typique	**Type d'additif**	**Composé principal**	**But**	**Utilisation générale du composé**
96,26 %	Eau	Eau	Utilisé pour accroître la fracturation et introduire un agent de soutènement (sable)	Irrigation, industries manufacturières, consommation humaine (pour boire, se baigner, cuisiner)
3,62 %	Agent de soutènement	Sable siliceux flexible	Maintien les fracturations ouvertes pour permettre au gaz de s'échapper vers le puits de forage	Utilisé en tant que remplissage sur du gazon synthétique, en tant que matelas sur les terrains de gymnastique intérieurs et en tant que matériel antidérapant sur les planchers de béton, utilisé pour filtrer l'eau et pour fabriquer du verre.
0,048 %	Réducteur de friction	Polyacrylamide	Ajouté aux fluides de fracturation pour minimiser la friction	Utilisé dans les jouets, les couches, les verres de contact et la chirurgie esthétique faciale

APGQ QOGA

0,038 %	Surfactant gélifiant	Isopropanol Triméthyloctadécylammonium Xylène sulfonate de sodium	Utilisé pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles, assouplisseurs et après-shampooing
0,016 %	Brisant	Hypochlorite de sodium	Brise le gélifiant afin de permettre à l'eau et au sable de s'écouler plus librement dans les fracturations	Utilisé dans les agents de blanchiment pour la lessive, les désinfectants et les vaporisateurs sanitaires quotidiens
0,012 %	Gélifiant d'eau	Gomme de guar Huile de base à faible toxicité	Rend l'eau plus visqueuse et apte à maintenir le sable en suspension	Utilisé dans les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, le dentifrice, la crème à raser, la peinture ainsi que pour accroître la durée de conservation des produits (notamment la crème glacée, les boissons gazeuses, la confiture, le pain, le fromage, le jambon, la nourriture pour animaux, etc.)
0,005 %	Contrôle de	Amine quaternaire	Évite le gonflement et la	Désinfectants, produits assouplissants et agents antistatiques (p. ex. dans le

APGQ QOGA

	l'argile		migration de l'argile	shampooing)
0,002 %	Contrôle du fer	Monohydrate de nitrilotriacétate de trisodium	Prévient la précipitation des oxydes de fer	Détergents domestiques et industriels, produits de nettoyage de revêtement dur
0,001 %	Désémulsifiant	Isopropanol	Utilisé pour enrayer les émulsions (eau dans l'huile ou l'inverse)	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,0004 %	Inhibiteur de corrosion	Méthanol	Prévient la précipitation du carbonate et du tartre de soufre dans les systèmes de fracturation et la corrosion des matériaux de forage	Utilisé dans le liquide lave-glace, l'antigel, les plastiques, la peinture et en tant que combustible
0,00002 %	Antimousse	Phosphate de tributyle	Réduit la viscosité et la masse volumique de la	Utilisé dans les herbicides et en tant que solvant pour l'encre, les gommes et les adhésifs

APGQ QUEBEC OIL AND GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC QOGA

			boue	
Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique et utilisés par d'autres entreprises				
Concentration typique	**Type d'additif**	**Composé principal**	**But**	**Utilisation générale du composé**
0,05 %	Agent antibactérien	Acide chlorhydrique	Inhibe la croissance des bactéries présentes dans l'eau qui produisent des sous-produits corrosifs	Désinfectants, stérilisant pour les équipements médicaux et dentaires

Avec l'autorisation de Questerre Energy Corporation

APGQ QOGA

Les volumes d'eau généralement utilisés pour effectuer toutes les fracturations d'un puits de gaz de shales de l'Utica sont d'environ 12 000 m^3. Durant les opérations de reflux, environ 50 % de l'eau est récupérée initialement. L'eau de reflux peut être réutilisée dans un autre puits sans avoir à subir de traitement important. Elle contient une concentration accrue de sel et de solides en suspension. La concentration de sel n'est pas une préoccupation pour la réutilisation de l'eau puisque le sel aide à stabiliser les formations de shales qui sont fracturées. Il empêche notamment les shales de gonfler du fait de leur sensibilité à l'eau. La réutilisation de l'eau permet de réduire la quantité d'eau nouvelle requise.

Le sable qui est pompé au cours d'une opération de fracturation est d'un type particulier. Les grains de sable doivent avoir une forme sphérique pour offrir plus de résistance et être de très petite taille en raison des dimensions extrêmement petites des fractures dans lesquelles il est injecté. La fracture créée au cours de l'opération de fracturation se referme sur les grains de sable après leur injection. Les grains de sable gardent la fracture ouverte et créent un passage qui permet au gaz de s'écouler jusqu'au puits de forage. Le sable provient de plusieurs endroits en Amérique du Nord et est transporté par chemin de fer jusqu'au Québec.

Afin de maximiser l'efficacité de la fracturation, le puits de forage horizontal est foré de manière à ce que les fractures soient perpendiculaires au puits de forage. La direction dans laquelle les fractures se propagent horizontalement par rapport au puits de forage est déterminée par la géologie locale. Les fractures ont approximativement le même diamètre que quelques grains de sable. Elles servent de passage au gaz qui s'écoule de la roche située autour du puits de forage jusqu'au puits.

Activité microsismique

Durant les opérations de fracturation, du matériel de surveillance microsismique peut être installé à la surface afin de mesurer l'orientation et la taille approximative d'une fracture hydraulique. L'activité microsismique est mesurée en plaçant des géophones (détecteurs) dans un puits de forage situé à proximité, ou à la surface, afin d'enregistrer les phénomènes sismiques de faible intensité qui se produisent dans le réservoir au moment de la fracturation de la roche. L'énergie ressentie en surface est habituellement si faible que toutes les opérations menées en surface doivent être interrompues lorsque les géophones enregistrent les secousses, puisque les géophones peuvent détecter le moindre geste d'un animal ou d'une personne. Il est important de rappeler que la fracturation se produit généralement à une profondeur de plus de 1 500 mètres et que l'énergie se propage en cercles concentriques à partir de la source.

Ces ondes sonores peuvent être analysées et la géométrie de la fracture peut en être déduite. Les sociétés d'exploitation de pétrole et de gaz utilisent ces données pour planifier leurs opérations de fracturation futures afin de déterminer l'emplacement idéal des puits et d'établir un plan de fracturation optimal. Étant donné que la fracturation est dispendieuse, elle n'est généralement pas utilisée pour chaque puits.

Protection de l'eau souterraine

Au Québec, le shale de l'Utica est fracturé à une profondeur de plus de 1,2 km sous les zones aquifères locales qui renferment l'eau souterraine utilisable. Entre la roche qui renferme l'eau souterraine utilisable et la roche réservoir, il existe plusieurs couches de roche qui servent de barrière contre la propagation de la fracture vers le haut.

À la surface, la roche qui renferme l'eau souterraine potable est protégée contre la fracturation par de multiples couches d'acier et de ciment, tel que discuté sous la rubrique sur le forage**.** Des tests microsismiques et une analyse des opérations de fracturation qui ont été réalisées antérieurement au Québec dans le shale de l'Utica montrent que les fractures se trouvent à intervalles d'environ 90 mètres au-dessus et en dessous de la section horizontale du puits de forage. En d'autres mots, les fractures ne se propagent que sur environ 90 mètres au-dessus de l'endroit où le puits de forage horizontal se trouve. La fracture se propage horizontalement de chaque côté du puits de forage sur environ 300 mètres. Généralement, la fracturation est l'opération la plus coûteuse dans l'exploitation d'un puits de gaz de shales et, pour cette raison, l'industrie tente de provoquer une fracturation efficace qui demeure dans les limites de la zone gazéifère et ne se propage pas à l'extérieur de la roche réservoir.

L'énergie générée par la fracturation hydraulique est environ 100 000 fois inférieure à celle générée par le plus faible des tremblements de terre pouvant être ressenti par l'homme. Il est très peu probable que la fracturation hydraulique puisse provoquer un tremblement de terre puisque les épicentres des séismes qui surviennent dans la région des basses-terres du Saint-Laurent se situent à une profondeur beaucoup plus grande que notre profondeur d'exploitation actuelle.

Mise à l'essai du puits

Après la réalisation des opérations de fracturation hydraulique, le puits peut être mis à l'essai. La mise à l'essai du puits consiste à extraire les hydrocarbures jusqu'à la surface afin de déterminer le type de fluide que le puits peut produire, son taux de pression et d'écoulement et d'autres caractéristiques du réservoir souterrain. S'il y a un pipeline à proximité, la société d'exploitation et de production peut être en mesure d'acheminer les hydrocarbures directement vers une usine de traitement. Souvent, la société ne peut recourir à cette pratique en raison de l'absence de pipeline ou d'usine de traitement à proximité.

En l'absence d'un pipeline et d'une usine, il faut brûler le gaz à la torche. Le brûlage à la torche consiste à brûler le gaz qui est produit durant la phase d'essais de façon contrôlée à l'aide de récipients à pression spéciaux qui séparent le gaz et l'eau qui reflue après la fracturation. Si la mise à l'essai de courte durée du puits (qui dure habituellement quelques jours ou quelques semaines) montre des résultats positifs et indique qu'une production viable sur le plan économique peut-être maintenue, le puits pourra éventuellement être converti en puits de production.

Réservoir à pression mobile – Utilisé pour mesurer et séparer l'eau et le gaz

L'eau récupérée est mesurée et conservée sur place en vue de sa réutilisation ou, si aucun autre puits n'est prévu, elle est acheminée jusqu'aux installations locales de traitement des eaux.

Plutôt que d'utiliser des torches qui sont facilement visibles, certains opérateurs actifs de l'Utica utilisent maintenant des incinérateurs afin de réduire l'impact visuel du brûlage. Les incinérateurs sont plus efficaces que les torches car ils fonctionnent à des températures plus élevées et sont davantage à l'abri du vent. Au Québec, le brûlage à la torche est réglementé et les permis de brûlage à la torche sont délivrés par le MDDEP et le MRNF. Dans une éventuelle phase de développement, le brûlage à la torche pourrait être réduit en testant les puits à l'essai directement dans le pipeline de distribution, advenant la construction d'un tel pipeline.

Torche mobile employée au cours des tests de brûlage à la torche

Après le raccordement des puits aux installations de production, des torches ou des colonnes de ventilation secondaires sont généralement installées par mesure de sécurité et ne sont utilisées qu'à l'occasion (au moment des travaux d'entretien ou en cas de fonctionnement défectueux de l'équipement).

Développement des shales gazéifères après la fin des activités d'exploration

Une fois qu'elle a confirmé la présence de gaz, la société d'exploration entreprend le forage de puits afin de déterminer les limites du réservoir. Ce processus permet à la société d'évaluer l'importance de la ressource d'hydrocarbures et leur étendue régionale. Une fois que l'étendue de la ressource a été estimée, la société sera en mesure de déterminer si son développement est viable d'un point de vue économique. Le cas échéant, la société entamera la phase de développement du projet.

Au cours de la phase de développement initiale, des plans préliminaires seront élaborés afin de déterminer le nombre de puits devant être forés, leur emplacement, l'espace entre les puits, les installations de traitement requises, l'emplacement des pipelines ainsi que la quantité de production d'hydrocarbures prévue et le nombre d'années de cette production. Ensuite, la société mettra en œuvre son plan de développement et commencera la construction de l'infrastructure

qui permettra le transport du gaz de façon efficace et sécuritaire à partir des puits jusqu'au marché. Un réseau de pipelines (souterrain) acheminera le gaz des puits jusqu'aux différentes usines de traitement en vue de sa commercialisation. Le développement sera continuellement modifié avec l'augmentation du nombre de puits forés et mis en production afin de tenir compte des nouvelles données qui deviendront disponibles. Par exemple, les données de production peuvent souvent entraîner une modification du nombre de puits forés par rapport à ce qui était prévu au départ. Le développement d'un gisement peut prendre de nombreuses années et la production de gaz se poursuivra jusqu'à ce qu'elle cesse d'être viable d'un point de vue économique.

À la fin de sa durée de vie utile, le champ est abandonné et tout l'équipement en place est retiré. À ce moment, la production d'hydrocarbures cesse. Les puits de forage sont bouchés avec du ciment afin que les hydrocarbures ne puissent plus remonter à la surface et les appareils et l'équipement sont récupérés dans la mesure du possible. La société d'exploration doit alors remettre le terrain dans un état équivalent à son état initial par un processus de restauration.

Partie 4 – Méthodes de gestion de la qualité de l'air et de l'eau

Le développement commercial potentiel du shale de l'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent créera un nouvel utilisateur industriel écoénergétique de l'eau au Québec. L'eau joue un rôle important à toutes les étapes de l'exploitation du gaz de shale. Le texte qui suit fournit des détails sur chacune de ces étapes, ainsi que sur les sources d'approvisionnement en eau, la consommation d'eau totale, les mesures de protection des eaux de surface et des eaux souterraines et la gestion responsable de l'eau de reflux.

Utilisation de l'eau au cours des différentes phases de l'exploitation

Forage

La production de gaz à partir du shale de l'Utica commence par le forage d'un puits horizontal. La boue de forage est principalement constituée d'eau douce. L'eau est mélangée à des argiles et à divers additifs non toxiques pour créer un fluide qui servira à extraire les déblais de forage hors du trou, à lubrifier et à refroidir le trépan, de même qu'à stabiliser le puits. Des quantités minimes d'eau douce sont également utilisées pour les chaudières, l'entretien du matériel et la cimentation dans le cadre du processus de forage. Au besoin, de l'eau potable est utilisée pour les habitations temporaires installées sur le site et pour les douches d'urgence. Les quantités d'eau réservées à ces fins sont habituellement faibles et conservées sur place dans des réservoirs. En règle générale, l'approvisionnement en eau se fait par camion. Il faut environ de 1 000 à 2 000 m^3 d'eau au total pour forer un puits horizontal.

Complétion

Au cours de la complétion, l'eau est mélangée à du sable et pompée à haute pression au sein du shale. Ceci a pour but de créer des fractures ou des fissures qui faciliteront l'écoulement du gaz jusqu'au puits en quantités et en débits commercialisables. Une fois la fracturation terminée, on refoule hors du puits l'eau qui y est contenue afin que le gaz puisse s'écouler librement. Cette eau de « reflux » est produite en grande quantité au cours de la période initiale de nettoyage et contiendra des niveaux légèrement supérieurs de sels et de matières particulières. Cette eau sera par la suite récupérée, traitée et recyclée pour être utilisée dans des complétions futures. L'approvisionnement en eau se fait par pipeline, lorsque possible, ou par camion. L'eau est stockée sur place dans des réservoirs ou des bassins de rétention. Selon les estimations, de 1 500 m^3 à 2 000 m^3 d'eau sont utilisés à chaque étape de la fracturation d'un puits. Dans le cas d'un puits commercial nécessitant de 8 à 10 étapes, de 12 000 m^3 à 16 000 m^3 d'eau devront être utilisés. L'industrie prévoit être en mesure de réduire ses besoins en eau pour l'ensemble des activités de développement étant donné qu'environ 50 % à 80 % de l'eau requise sera récupérée des stimulations antérieures et recyclée pour être utilisée à nouveau.

Production

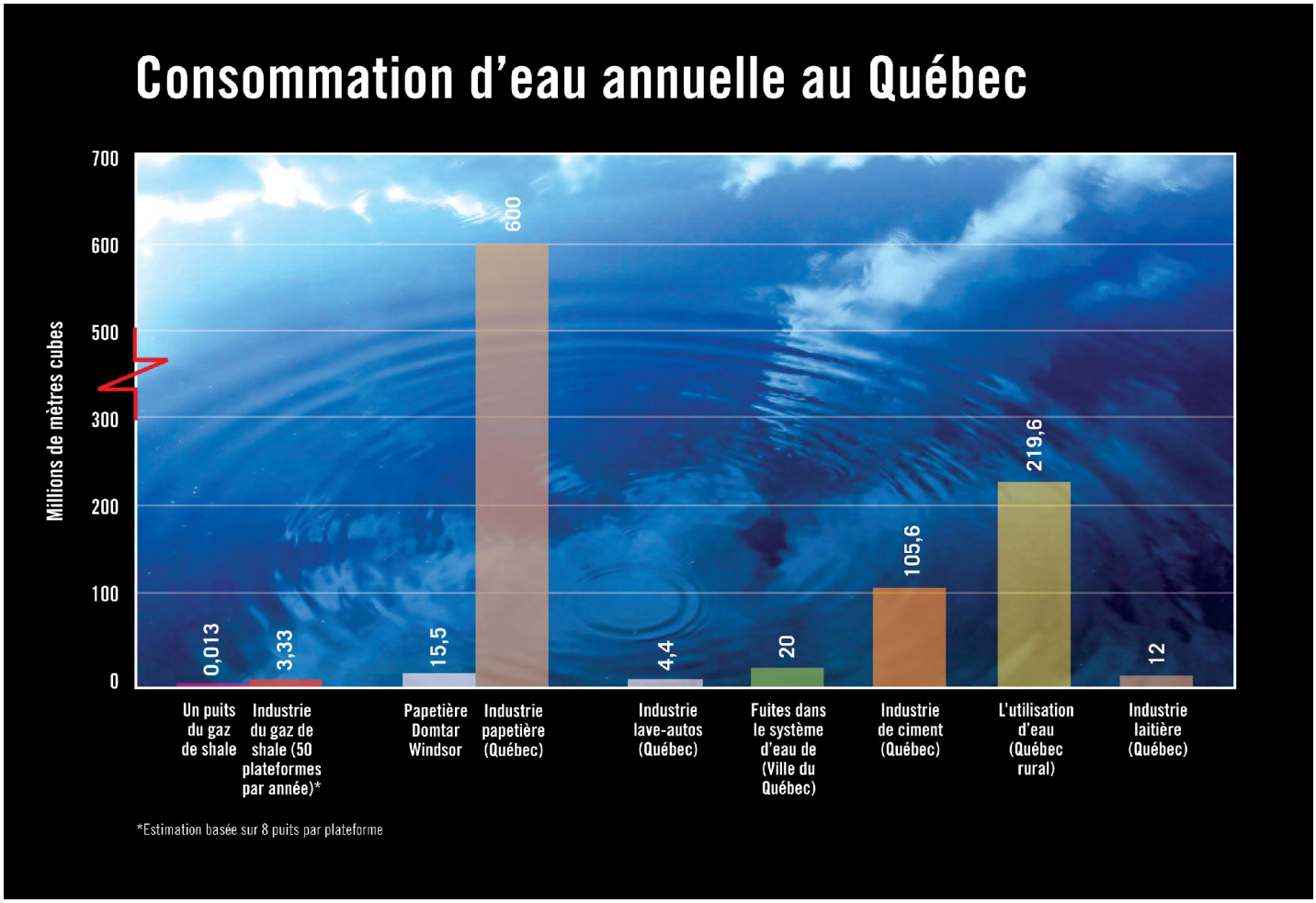
Au cours de la phase de production, le puits continuera de produire de l'eau, mais en quantités et en débits beaucoup moins importants. Étant donné que le shale de l'Utica contient très peu voire pas du tout d'eau, l'eau produite est la même que celle produite à la phase de reflux. Des sels contenus dans la formation se dissout dans cette eau au fil du temps, ce qui se traduit généralement par une salinité accrue. Il n'y a aucune nouvelle utilisation d'eau à cette étape de l'exploitation. L'industrie prévoit réutiliser et recycler l'eau produite au cours de cette période. L'eau produite est généralement transportée par camion ou pipeline jusqu'à un centre de traitement et de recyclage.

Consommation d'eau totale

Les volumes d'eau qui pourraient être utilisés dans le cadre d'un programme de développement des shales gazéifères prévoyant le forage de 400 puits par année représentent une petite portion de la consommation d'eau totale de la province. Par exemple, on prévoit qu'ils équivaudront à 1,5 % de la consommation d'eau des régions rurales du Québec ou à moins de 1 % de la consommation annuelle totale du secteur des pâtes et papiers. À titre comparatif, la quantité d'eau que perd chaque année le réseau d'aqueduc de la ville de Québec représente un volume six fois plus élevé.

Pour mettre en perspective la consommation d'eau et l'utilisation d'additifs hautement dilués dans les fluides de fracturation, mentionnons qu'au Québec, une personne utilise en moyenne 386 litres d'eau par jour et que la consommation d'un ménage alimenté en gaz naturel est en moyenne d'environ 70 milliers de pieds cubes de gaz par année. Selon les quantités réellement utilisées récemment pour fracturer des puits , soit 12 millions de litres de fluides de fracturation (99,5 % d'eau et de sable et 0,5 % d'additifs) pour produire 2,5 milliards de pieds cubes de gaz à partir du shale de l'Utica, il faut 234 litres d'eau pour produire suffisamment de gaz naturel pour chauffer une maison pendant un an (soit moins d'un litre par jour).

Dans le cadre du développement des shales gazéifères, la consommation d'eau pour un puits ne survient qu'une fois et non de façon continue et permanente.



Source: Questerre

Sources d'approvisionnement en eau

L'eau utilisée pour le forage et la fracturation hydraulique provient de l'eau de surface locale et non de nappes d'eau douce souterraines. Elle provient notamment de rivières, de ruisseaux et de lacs et est généralement transportée jusqu'à destination par pipeline temporaire ou par camion.

Cette utilisation de l'eau doit obtenir au préalable une approbation gouvernementale. Cela assure que l'utilisation n'aura pas d'incidence sur les autres utilisateurs ou sur le bassin hydrologique de la région. La réglementation limite la quantité d'eau qui peut être prélevée à 20 % du débit saisonnier le plus faible de la source d'eau en question.

Protection des eaux de surface et des eaux souterraines

La protection des eaux de surface et des eaux souterraines est une priorité pour l'industrie.

APGQ QUEBEC OIL AND GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC QOGA

La première fracture hydraulique a été exécutée en 1948 et, depuis, plus d'un million de fracturations ont été effectuées avec très peu d'incidents. La fracturation est une technologie éprouvée utilisée depuis longtemps en toute sécurité. La technologie et les pratiques actuelles rendent les incidents environnementaux peu probables.

Au Québec, l'industrie n'effectue aucune fracture hydraulique à l'intérieur ou à proximité des aquifères d'eau douce. Toutes les fractures hydrauliques effectuées jusqu'à présent l'ont été à des profondeurs de 1 000 m à 2 000 m en dessous des aquifères d'eau douce. Il est presque physiquement impossible que les fractures hydrauliques effectuées à ces profondeurs se propagent verticalement jusqu'aux aquifères d'eau douce.

Selon la base de données du MDDEP, au Québec, il existe environ 23 000 puits d'eau en région rurale dans les basses-terres du Saint-Laurent, zone optimale pour le gaz de shale, et environ 7 % de ces puits sont forés à des profondeurs de plus de 80 m, la majorité de ceux-ci (73 %) étant complétés à des profondeurs de moins de 45 m. Selon une étude réalisée par une société d'ingénierie indépendante, la distribution des profondeurs des puits et la profondeur des shales gazéifères permettent de penser que la fracturation hydraulique ne présente pas de risque potentiel important pour les sources d'eau peu profondes, dans la mesure où l'industrie exerce une surveillance et un contrôle sur le processus de fracturation.

La zone aquifère est protégée des puits de forage par deux ou trois colonnes de tubage en acier à forte résistance, cimentées sur toute la zone aquifère jusqu'à la surface. Le tubage de surface est placé à environ 300 m sous la surface et est complètement cimenté. Le tubage et le ciment servent de moyens de confinement pendant la fracturation, laquelle est effectuée à des pressions et à des débits maintes fois supérieurs à ceux que produira le puits.

La fracturation hydraulique, si elle est faite suivant les pratiques exemplaires de l'industrie et la réglementation en vigueur au Québec, ne contaminera pas les sources d'eau douce. Tant les pratiques de l'industrie et la réglementation en vigueur exigent que l'intégrité du ciment du tubage soit testée avant de passer à la phase suivante.

Des études indépendantes ont confirmé la présence de gaz naturel à des profondeurs inférieures à 500 m dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ce méthane peut être d'origine biogénique ou thermogénique. Le gaz naturel présent à faible profondeur migre continuellement vers les aquifères d'eau douce alimentant les puits d'eau et cette migration provoque la présence de volumes mesurables de méthane dissous dans ces puits. Ce méthane dissous peut être libéré lorsque l'eau est ramenée à la surface, ce qui présente un risque pour la sécurité. Une conception adéquate du puits d'eau et l'installation d'un système de ventilation à l'extérieur de toute structure fermée permettent d'écarter efficacement ce risque.

De manière générale, les intervenants de l'industrie font appel à des sociétés d'ingénierie indépendantes pour tester les puits d'eau se trouvant dans les environs de leurs installations et recueillir des données de base avant d'entreprendre des travaux de forage et de fracturation hydraulique. Grâce aux données recueillies, ils s'assurent que le forage et la complétion n'ont pas

d'incidence sur l'aquifère. Contrairement à un puits d'eau, un puits de gaz de shale ne perturbe pas en permanence l'aquifère étant donné qu'il n'en retire ni n'y injecte aucun volume. Le risque que représentent pour la zone aquifère les déversements et les fuites en surface sont traités ci-dessous.

Composition de l'eau de reflux et de l'eau produite

La composition chimique de l'eau de reflux dépend de la nature du shale. En conséquence, l'eau de reflux aura donc des caractéristiques différentes dans les divers territoires de l'Ouest canadien ou des États-Unis. Le fluide récupéré lors de la fracturation hydraulique des puits dans le shale de l'Utica a été analysé de manière indépendante. Les données et les résultats des essais ont été communiqués au gouvernement et aux usines de traitement des eaux municipales agréées.

Les données recueillies jusqu'à présent démontrent que le fluide de reflux est moins salin que l'eau de mer et contient des niveaux extrêmement faibles de métaux lourds. Des tests ont été effectués notamment pour l'aluminium, l'antimoine, l'arsenic, le bismuth, le cadmium, le cobalt, le chrome, le fer, le plomb, le nickel, le molybdène, l'étain, le vanadium et le zinc. Le document DB63 est un exemple d'analyse chimique de l'eau de reflux fournie par l'APGQ au BAPE.

Logistique concernant l'eau – Transport, stockage, recyclage et élimination

Une autre question d'importance concernant l'eau réside dans la conception du matériel de stockage, de transport, de recyclage et d'élimination de l'eau produite (y compris l'eau de reflux).

Comme il est indiqué plus haut, la composition des eaux produites dépend de la composition minéralogique du shale. Dans le cas du shale de l'Utica, l'eau produite est relativement propre et peut très bien être réutilisée pour d'autres fracturations moyennant un traitement minimal. Les progrès réalisés dans le traitement de l'eau et l'utilisation de produits chimiques de fracturation compatibles ont rendu le recyclage possible. L'industrie prévoit que le Québec atteindra des taux élevés de recyclage de l'eau à mesure que le gisement entrera en phase de développement, comme ce fut le cas pour d'autres gisements, dont le shale du Marcellus.

Afin de réduire au minimum le risque de déversement et de fuite, il est préférable de transporter l'eau par pipeline plutôt que par camion. Le bassin du Québec a l'avantage plutôt inhabituel de contenir de grandes superficies de terrain contiguës, ce qui pourrait permettre de mettre en place un centre de stockage et de recyclage où serait recyclée 100 % de l'eau produite pendant toute la durée du développement du gisement.

Gestion de la qualité de l'air

En raison des caractéristiques géologiques uniques du shale de l'Utica, l'exploration et le développement de ce dernier au Québec produira moins d'émissions que les activités de production de gaz naturel menées dans d'autres régions. Les shales gazéifères de l'Utica sont composés à environ 98 % de CH_4, ne renferment aucune trace de H_2S ni de benzène et présentent

un faible niveau de radioactivité. Les opérations de traitement nécessaires pour produire du gaz au Québec se limiteront à la séparation du gaz et de grandes quantités d'eau, à la compression pour acheminer le gaz vers le pipeline, à la déshydratation pour éliminer toute trace d'eau et au dosage pour connaître avec précision le volume de gaz.

Les émissions qui sont produites par les activités liées aux shales gazéifères découlent de l'utilisation de l'équipement de forage et de complétion et de l'équipement de production, comme les déshydrateurs et les compresseurs au glycol. Les taux de concentration des principaux contaminants gazeux et particulaires sont déjà réglementés au Québec en vertu du *Règlement sur la qualité de l'atmosphère* (R.R.Q.), et aucune autre réglementation sur la qualité de l'air ne devra être adoptée pour le secteur des shales gazéifères. De plus, le secteur utilise des moyens de contrôle éprouvés et a recours à des pratiques exemplaires pour réduire au maximum les émissions dans l'atmosphère. À la lumière des préoccupations qui ont été soulevées par la population au cours des audiences du BAPE tenues à ce jour, la présente section décrit les pratiques adoptées par le secteur pour gérer certaines émissions atmosphériques.

Émissions de gaz à effet de serre

Les activités d'exploration de shales gazéifères et de production de gaz de shale émettent des gaz à effet de serre en raison de la combustion du carburant utilisé pour l'équipement lourd. Dans la mesure du possible, le secteur minimisera ces émissions en utilisant de nouveaux moteurs et en adoptant des pratiques exemplaires qui ont été documentées par le secteur, comme les *Fuel Gas Best Management Practices* de la *Canadian Association of Petroleum Producers*.

La production de gaz de shale à partir du shale de l'Utica génère beaucoup moins de gaz à effet de serre que la production de gaz naturel dans d'autres régions. Selon les spécifications des pipelines de gaz commercialisable, le gaz naturel distribué par pipeline doit avoir une concentration de CO_2 d'au plus 2,0 % mol. Alors que le gaz naturel produit dans d'autres régions peut devoir être traité afin de respecter les seuils établis par les spécifications des pipelines de gaz commercialisable, le gaz de shale de l'Utica renferme une faible concentration de CO_2, à environ 0,07 % mol, et ne requière aucun traitement. Les activités liées aux shales gazéifères au Québec présentent un autre avantage, soit la possibilité d'utiliser une énergie hydroélectrique propre à la place de combustibles fossiles pour faire fonctionner l'équipement lourd, et l'industrie s'efforcera d'utiliser de l'équipement électrique dans la mesure du possible.

Les activités liées aux shales gazéifères permettront par ailleurs de réduire les émissions de gaz à effet de serre si le développement du shale de l'Utica atteint la phase de production. En effet, la disponibilité du gaz naturel au Québec éliminerait le besoin d'importer du gaz naturel de l'Alberta ou des autres provinces de l'ouest au moyen d'un réseau de pipelines de 3 700 kilomètres, contribuant ainsi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Contrairement aux shales gazéifères du Québec, certaines formations de gaz naturel de l'ouest renferment également du CO_2 qui doit être évacué dans l'atmosphère.

Oxydes d'azote

Les émissions d'oxydes d'azote (NO_x) produites par l'industrie des shales gazéifères proviennent aussi bien du matériel mobile que du matériel fixe. L'industrie s'emploie à réduire ces émissions en utilisant des moteurs diesels alimentés par des combustibles à basse teneur en soufre et, lorsque cela est possible, des moteurs électriques. Toutes les stations de compression seront conformes aux exigences réglementaires applicables. Dans certains cas, l'utilisation de compresseurs à mélange pauvre permet de réduire les émissions d'oxydes d'azote.

Benzène

Le benzène est considéré comme une substance toxique aux termes de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* et est cancérigène pour les humains. L'industrie de production pétrolière et gazière du Canada est soucieuse de réduire les risques pour la santé associés aux émissions de benzène.

À l'heure actuelle, aucune trace de benzène n'a été détectée dans les shales gazéifères du Québec. L'industrie demeurera toutefois vigilante pendant les phases d'exploration et de production. Au besoin, des appareils seront installés aux puits afin de récupérer et de gérer cette substance conformément à la réglementation applicable. Par exemple, un incinérateur pourrait être installé pour réduire les émissions de benzène provenant des déshydrateurs au glycol.

Ozone

Les activités industrielles et le transport ne produisent pas d'ozone. L'ozone troposphérique résulte d'une réaction photochimique de substances polluantes telles que les composés organiques volatils (COV) et les NO_x. Les pratiques exemplaires en matière de réduction des émissions de précurseurs d'ozone (c'est-à-dire les COV et les NO_x) comprennent la mise en place de matériel de complétion à émissions réduites qui contribue à réduire les émissions de COV tout en accroissant la récupération du gaz naturel pendant les opérations de reflux et de mise à l'essai des puits.

Les émissions de polluants atmosphériques sont causées par d'innombrables activités courantes, l'exploitation des shales gazéifères n'y faisant pas exception. L'industrie du gaz naturel a élaboré des pratiques exemplaires visant à réduire efficacement les émissions atmosphériques par l'adoption de moteurs à combustion à haut rendement et l'utilisation de nouvelles technologies. Bien que l'exploitation des shales gazéifères entraîne des émissions de gaz à effet de serre, la production des shales gazéifères de l'Utica entraînera moins d'émissions qu'une production semblable dans d'autres régions productrices de gaz naturelle et, en mettant en valeur les ressources de shales gazéifères du Québec, on éliminera la nécessité d'importer du gaz naturel des autres provinces et donc de le transporter sur de longues distances, ce qui réduira globalement les émissions de gaz à effet de serre.

L'industrie a élaboré de façon proactive des pratiques de gestion exemplaires et a travaillé en collaboration avec des fabricants de matériel de production de gaz à la mise au point

d’améliorations technologiques afin de réduire les émissions, et elle continuera de le faire dans l’avenir.

Partie 5 – Aspects sociaux du développement des shales gazéifères

Le développement des shales gazéifères représente une industrie relativement nouvelle pour les Québécois, et c'est pourquoi les membres de l'APGQ se sont engagés à entretenir une communication ouverte et transparente avec les résidents locaux et les parties prenantes. En s'engageant à communiquer rapidement au public l'information concernant les activités d'exploitation des shales gazéifères, en procédant à des campagnes d'information publique, en mettant en place un processus de participation cohérent et transparent et en participant à des séances de consultation significatives[1], l'industrie souhaite obtenir des collectivités un « permis d'exploitation social ». La présente partie fournit des précisions relativement aux préoccupations que les Québécois ont exprimées à l'industrie au sujet de ses activités quotidiennes. Ces préoccupations ressortent des questions qui ont été posées par les propriétaires fonciers, les citoyens et les élus. L'industrie a à cœur de mieux faire comprendre le développement des shales gazéifères à la population.

Préoccupations courantes

Choix de l'emplacement

Les Québécois ont exprimé des inquiétudes concernant la méthode employée pour déterminer l'emplacement des puits. L'emplacement d'un puits est choisi en établissant la cartographie géologique du sous-sol et en consultant les populations locales et les propriétaires fonciers. Les membres de l'APGQ suivent les pratiques exemplaires de l'industrie et la réglementation pour réduire l'empreinte écologique pendant et après l'exploitation d'un puits et s'emploient à restaurer les lieux en conformité avec la réglementation applicable et les conditions prescrites par la CPTAQ[2].

L'industrie évite les zones sensibles, dont les érablières protégées et les habitats des espèces menacées ou vulnérables de la faune et de la flore.

---

[1] Voir également la réponse de l'APGQ à la question de M. Guy Lacroix au cours de la première partie de l'audience, transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 105, lignes 4244 à 4256.

[2] La législation et la réglementation applicables comprennent notamment les art. 11, 62 et 74 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, l'alinéa 1(A)(6), le sous-alinéa 9(13)(1)(g) et le paragraphe 10(1) du *Règlement d'application de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, les art. 31.51, 31.58, 31.59 et 31.65 à 31.67 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, l'art. 2 du *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains*, l'art. 164 de la *Loi sur les mines* et l'art. 61 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

M. Donald Bouchard a demandé à la Commission quelle devrait être la distance de recul acceptable d'un site de forage par rapport, par exemple, à une garderie, à une ferme, à une étable ou à une habitation. Les distances de recul sont prescrites par la législation et un puits ne peut être foré :

- à moins de 1 600 m d'un réservoir souterrain existant d'un autre titulaire de permis;
- à moins de 1 000 m d'un aéroport ou de la ligne des hautes-eaux en milieu marin ou en territoire submergé;
- en territoire submergé, à moins de 400 m de la ligne des hautes-eaux du fleuve Saint-Laurent ou de la superficie de terrain visé par le permis de recherche ou le bail d'exploitation sur lequel s'effectue le forage d'un puits;
- à moins de 200 m d'une installation de captage d'eau souterraine alimentant en eau potable un établissement d'enseignement, un établissement de santé et de services sociaux, un système d'aqueduc exploité par une municipalité ou un système d'aqueduc privé desservant en majorité des résidences privées;
- à moins de 100 m d'un chemin public, d'un chemin de fer, d'une ligne électrique à haute tension, de toute habitation ou édifice public, des limites de la superficie de terrain visé par le permis de recherche ou le bail d'exploitation sur lequel s'effectue le forage d'un puits ou de la ligne des hautes-eaux;
- au sein de l'aire d'alimentation d'une installation de captage d'eau souterraine et alimentant en eau potable un système d'aqueduc exploité par une municipalité[3].

Non seulement l'industrie respecte-t-elle les exigences en matière de distance de recul, mais elle discute avec les parties concernées afin de mettre en œuvre des mesures d'atténuation, expliquées ci-dessous, qui minimisent l'incidence du bruit sur les voisins.

[3] Art. 162 de la *Loi sur les mines*, Art. 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, Art. 25 du *Règlement sur le captage des eaux souterraines*.

À l'heure actuelle, au Québec, il faut obtenir les autorisations et permis énumérés ci-dessous avant de pouvoir entreprendre des travaux de développement :

1. Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain (MRNF)
   Section XI du chapitre III de la *Loi sur les mines* et chapitre IV du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*;

2. Permis de levé géophysique (MRNF)
   Section IX du chapitre III de la *Loi sur les mines* et chapitre II du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*;

3. Autorisation de la CPTAQ – Recommandation de la municipalité locale
   Articles 26, 55, 58 à 58.5 et 70 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*;

4. Permis d'intervention aux fins d'exercer les droits que confère la Loi sur les mines (MRNF)
   Sous-section 4 de la section II du chapitre II du titre I de la *Loi sur les forêts*;

5. Permis d'abattage d'arbres (MRC);

6. Permis de forage de puits (MRNF)
   Articles 160 à 162 de la *Loi sur les mines* et section I du chapitre III du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*;

7. Permis spécial de circulation de la SAAQ ou du MTQ relatif à un véhicule hors normes ou à un véhicule qui sert au transport d'un chargement excédant sa largeur ou sa longueur;
   Paragraphes 19 et 20 de l'article 621 et article 633 du *Code de la sécurité routière* et *Règlement sur le permis spécial de circulation*;

8. Certificat d'autorisation de forage dans un cours d'eau, un lac, un étang, un marécage, une tourbière, un littoral, une plaine inondable ou sur des rives
   Article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, paragraphe 2(6) du *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement* et *Politique de protection des rives, du littoral et des plaines inondables*;

9. Certificat d'autorisation de prélèvement d'eau et de fracturation hydraulique (MDDEP)
   Article 22 de la *Loi sur la protection de l'environnement*;

10. Autorisation du MRNF pour l'exercice d'une activité dans un habitat faunique
    Section II du chapitre IV.1 de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*;

11. Autorisation du MDDEP pour l'installation d'une prise d'eau d'alimentation
Article 32 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*;

12. Autorisation du MDDEP pour l'installation d'un appareil ou équipement destiné à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère (c.-à-d. des incinérateurs de gaz naturel)
Article 48 de la *Loi sur la qualité de l'environnement;*

13. Permis de complétion de puits (MRNF)
Articles 160 à 162 de la Loi sur les mines et section II du chapitre III du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*;

14. Détermination des volumes d'eau prélevés, déclaration annuelle des activités de prélèvement et des volumes prélevés au MDDEP, tenue d'un registre pour chaque site de prélèvement et installation d'équipements de mesure sur les nouveaux sites de prélèvement
Règlement sur la déclaration des prélèvements d'eau.

Après la sélection d'un emplacement, une analyse est effectuée par un tiers indépendant pour connaître l'incidence éventuelle sur les sols, la végétation, la faune et les eaux souterraines. L'industrie a également commencé à tester les puits artésiens dans un rayon de 1 km du site pour s'assurer que l'exploitation des shales n'a aucune conséquence. Le forage horizontal offre une plus grande souplesse que les puits verticaux dans le choix des emplacements et l'utilisation d'une plateforme d'exploitation permet de réduire l'incidence en surface.

Après l'abandon d'un puits, le site doit être remis en état. Cette remise en état est exigée par les conditions rattachées à l'autorisation de la CPTAQ (s'il y a lieu)[4] et par la réglementation environnementale en général[5]. Les sites doivent être remis en état sous la supervision d'un expert mandaté par le MDDEP[6], et une étude de caractérisation doit être effectuée afin de détecter la présence de contaminants[7]. Si l'étude de caractérisation révèle la présence de contaminants dont

[4] Art. 11, 62 et 74 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, et alinéa 1(A)(6), sous-alinéa 9(13)(1)(g) et paragraphe 10(1) du *Règlement d'application de la Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

[5] Notamment les art. 31.51, 31.58, 31.59 et 31.65 à 31.67 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, l'art. 2 du *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains*, l'art. 164 de la *Loi sur les mines* et l'art. 61 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

[6] Art. 31.65 et 31.67 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

[7] Art. 31.51 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et art. 2 du *Règlement sur la protection et la réhabilitation des terrains*.

la concentration excède les valeurs limites réglementaires, un plan de réhabilitation, accompagné d'un calendrier d'exécution, doit être transmis au MDDEP aux fins d'approbation, un avis de contamination doit être inscrit au registre foncier et un double de l'avis doit être transmis au MDDEP, qui en transmet copie à la municipalité et au propriétaire du terrain[8]. Une fois les travaux de réhabilitation terminés, une deuxième étude de caractérisation est réalisée et attestée avant l'inscription de l'avis de décontamination au registre foncier.[9]

Droit d'exploration, négociation et indemnisation

La province de Québec est propriétaire des droits miniers et les membres de l'APGQ doivent obtenir un permis de recherche auprès du MRNF avant d'accéder à la surface du terrain visé[10]. L'industrie est tenue de négocier une entente avec le propriétaire des droits de surface afin d'en obtenir l'accès[11]. Ces ententes normalisées prévoient généralement le versement d'indemnités fixées selon les valeurs marchandes locales. Les « baux » (dans le cas de puits, d'installations, etc.) ou les « droits de passage » (dans le cas de gazoducs) sont inscrits auprès de l'Officier de la publicité foncière afin de protéger les intérêts des deux parties[12]. L'APGQ a mis sur pied un groupe de liaison avec l'Union des producteurs agricoles (« **UPA** ») dont le mandat est d'établir un bail standard qui sera utilisé par l'industrie.

Au cours de la première partie des audiences, M. Guy Drudi a demandé à la Commission pourquoi, si l'APGQ avait formé un groupe de liaison avec l'UPA, l'industrie ne consultait pas les municipalités[13]. Comme l'APGQ a répondu à la question de M. Drudi[14], de même qu'à une question[15] similaire posée par M. Guy Lacroix, non seulement l'industrie consulte-t-elle en fait les municipalités très tôt dans le processus, mais en plus, lorsqu'un site est situé en zone agricole, elle a l'obligation de déposer d'abord la demande destinée à la CPTAQ auprès de la municipalité dans laquelle est situé le lot[16]. La municipalité évalue alors l'utilisation proposée du terrain, ayant

---

[8] Art. 31.51 et 31.58 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

[9] Art. 31.59 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*.

[10] Art. XI du chapitre III de la *Loi sur les mines* et chapitre IV du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*

[11] Art. 235 de la *Loi sur les mines*.

[12] Art. 2999.1 du *Code civil du Québec.*

[13] Transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 81, ligne 3260.

[14] Transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, de la p. 81, ligne 3275, à la p. 82, ligne 3305.

[15] Transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 105, lignes 4234 à 4242.

[16] Art. 58 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

le pouvoir de demander tous les documents et renseignements qu'elle juge pertinents, pour ensuite formuler sa recommandation à la CPTAQ[17].

De façon similaire à ce qui se pratique dans d'autres territoires, les facteurs suivants sont généralement pris en compte dans le calcul de l'indemnisation :

- la valeur du terrain;
- les perturbations habituellement causées par la construction et le forage;
- la perte de l'usage des terres; et
- les conséquences négatives des activités continues.

Un loyer annuel est versé pour les installations de surface, en fonction de la perte d'usage et des conséquences négatives. Il importe de ne pas confondre l'acquisition d'un bail ou d'un droit de passage avec une vente de terrain. Même si les propriétaires fonciers reçoivent une indemnité correspondant à la valeur marchande du terrain plus le loyer annuel des installations, ils demeurent pleinement propriétaires du terrain et des droits réversifs après la remise en état.

Fait important, même si les ententes prévoient généralement une indemnisation pour des dommages directs causés aux propriétaires de terrains adjacents, ceux-ci ne reçoivent aucune indemnité en compensation de nuisances (p. ex., bruit, circulation ou impacts visuels). L'industrie prend plutôt des mesures proactives afin d'atténuer directement ces répercussions.

Intensité du développement

Il est important de réaliser que les activités de forage et de complétion de puits qui se déroulent sur les terres agricoles ne sont que temporaires. Il faudra en moyenne de trois à quatre mois environ pour forer et compléter un puits. L'implantation de plateformes d'exploitation multipuits permet d'exécuter simultanément plusieurs opérations (forage, complétion de plusieurs puits et la construction des installations connexes). Par souci d'efficacité, les travaux se poursuivent 24 heures par jour tous les jours de la semaine. Une fois les travaux de forage, de complétion et de construction terminés, l'activité sur la plateforme est minimale.

À l'heure actuelle, au Québec, une plateforme de puits horizontaux occupe une superficie moyenne de 1,5 à 3 hectares, qui pourrait atteindre quatre hectares dans l'avenir. Comme l'expliquait l'APGQ en réponse[18] à une question qui lui a été posée durant la première semaine de l'audience[19], l'industrie cherche à réduire son empreinte totale en préconisant des plateformes multipuits, des voies d'accès courtes et l'utilisation de corridors communs (existants) pour le

---

[17] Art. 58.1 et 58.2 de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*.

[18] Transcription de la séance d'information de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, de la p. 135, ligne 5498 à la p. 136, ligne 5510.

[19] Transcription de la séance d'information de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 135, lignes 5482 à 5484.

passage des gazoducs, des services et des routes. Le forage de puits multiples sur une même plateforme constitue le moyen le plus efficace de limiter les perturbations à la surface.

Avant d'entreprendre des travaux sur des terres agricoles, l'exploitant doit obtenir l'autorisation de la CPTAQ et, pour ce faire, il doit informer l'organisme des mesures de remise en état qu'il entend mettre en œuvre[20].

Dans le processus d'évaluation des demandes d'autorisation qui lui sont soumises relativement à l'utilisation de terres agricoles, la CPTAQ examine notamment les conséquences de cette autorisation sur les activités agricoles en cours et sur leur développement ainsi que l'impact sur la préservation des ressources en eau et en sols[21].

Soucieux de réduire le plus possible les impacts sur les activités agricoles et de préserver les ressources en eau et en sols, les exploitants font appel à des spécialistes en agriculture indépendants pour élaborer les mesures d'atténuation devant être soumises à l'approbation de la CPTAQ.

Ces mesures d'atténuation incluent notamment le choix de l'emplacement, le calendrier de construction, les conventions régissant les voies d'accès, les ententes de passage et la coordination des projets de construction. L'industrie a pour objectif d'éviter de causer des dommages à long terme aux terres agricoles. Si le drainage naturel se trouvait par inadvertance perturbé après la construction d'un gazoduc, le propriétaire foncier serait dédommagé et des travaux seraient effectués afin de remédier à la situation.

Assurance

L'industrie du pétrole et du gaz travaille de façon proactive pour trouver des solutions aux préoccupations des propriétaires fonciers quant aux impacts de l'exploitation du pétrole et du gaz. Les exploitants sont tenus responsables des obligations résultant directement de leurs activités. Toute responsabilité environnementale découlant des activités d'une société est assumée par la société et non par le propriétaire foncier[22]. L'industrie dispose des ressources financières nécessaires pour s'acquitter de ses obligations légales[23].

---

[20] Alinéa 1A)(6) et sous-alinéa 9(13)1)g) du *Règlement d'application de la Loi sur la protection du territoire agricole*.

[21] Art. 62 de la *Loi sur la Protection du territoire et des activités agricoles*.

[22] Voir, par exemple, l'art. 31.62 et la section XIII du chapitre I de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et l'art. 230 de la *Loi sur les mines.*

[23] Art. 16 et 17 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

Dans d'autres territoires (par ex., en Alberta), il existe des fonds pour puits orphelins entièrement financés par l'industrie et gérés par des organismes publics. Les puits, les gazoducs, les installations et les emplacements dont personne n'est légalement responsable ou dont personne n'est capable financièrement d'assurer la fermeture et la remise en état sont considérés orphelins. L'administration de ce genre de mécanisme ne requiert aucune contribution de la part du gouvernement ou des contribuables.

Bruit

Toute concentration d'activités industrielles est source de bruit ambiant, et l'industrie cherche à réduire les effets pour le voisinage au moyen de diverses mesures d'atténuation, notamment les suivantes :

- la mise en place d'atténuateurs acoustiques répondant aux normes hospitalières pour insonoriser les compresseurs;
- l'insonorisation des bâtiments;
- l'utilisation de barrières naturelles, comme les arbres, autant que possible;
- l'implantation des plateformes loin des résidences et l'installation des appareils de forage de manière à orienter les génératrices dans la direction opposée des habitations et des fermes.

Les mesures d'atténuation résultent souvent de discussions constructives entre l'industrie et les propriétaires fonciers et les collectivités concernés. L'industrie applique autant que possible les pratiques exemplaires pour atténuer l'impact de la pollution sonore.

Contrôle de la circulation

L'industrie a également pris des mesures d'atténuation afin de réduire l'impact de ses activités sur la vie quotidienne des collectivités, dont les suivantes :

- l'utilisation prioritaire des infrastructures existantes, de préférence au développement et à la construction de nouvelles infrastructures;
- le recensement des routes les plus appropriées et la planification soigneuse des itinéraires de ses véhicules;
- l'installation d'une signalisation adéquate et, au besoin, l'affectation de personnel à la gestion du flux de circulation là où la visibilité le justifie;
- la limitation de la circulation de véhicules lourds durant les heures de pointe et pendant le déroulement d'activités scolaires ou communautaires.

Routes

Bien qu'ils respectent les limites de charge indiquées, les intervenants du secteur sont conscients de l'impact qu'ont leurs activités sur les routes. Aussi, ils déterminent de concert avec les collectivités quels chemins et quelles routes ils doivent emprunter et documentent les impacts à l'aide de photos et de vidéos. Lorsque cela est justifié, les membres de l'APGQ dédommagent les collectivités pour la détérioration des routes.

Incidence sur la santé humaine

La question de savoir si les activités pétrolières et gazières ont une incidence sur la santé humaine a été étudiée aux États-Unis et ailleurs dans le monde, et aucune des études réalisées n'a établi de relation causale entre ces activités et tout impact néfaste sur la santé humaine. Lors de sa présentation à la Commission sur ce sujet au cours de la première étape des audiences, M^me^ Dollis M. Wright a rendu compte des résultats de deux études documentaires exhaustives qu'elle a réalisées, et a fait état de son expérience à la direction d'un processus d'évaluation des risques pour la Colorado Oil and Gas Association (la « **COGA** »)[24].

La méthode utilisée pour déterminer si une activité a un impact sur la santé humaine comporte deux volets. D'abord, il faut déterminer s'il existe une voie entre un danger potentiel et des personnes, c'est-à-dire qu'on doit établir si des personnes sont réellement exposées à un danger. Ensuite, il faut procéder à une évaluation des risques pour établir, à supposer qu'une personne soit effectivement exposée à un risque, quel est le degré d'exposition et quelle est la possibilité que cette exposition ait un impact sur la santé humaine.

Une analyse des voies critiques est fondée sur une étude documentaire et vise à déterminer si des voies entre le danger et des personnes sont établies. M^me^ Wright a récemment réalisé deux pareilles études documentaires, l'une portant sur l'exposition des travailleurs de l'industrie pétrolière aux produits chimiques[25], l'autre se rapportant à des évaluations effectuées par l'Agency for Toxic Substances and Disease Registry des États-Unis (l'« **ATSDR** »)[26]. L'étude documentaire portant sur l'exposition des travailleurs a permis de conclure que, mis à part la silicose, aucune maladie chronique précise ne peut être associée à l'exposition aux produits chimiques dans l'industrie pétrolière et gazière. En ce qui concerne la silicose, l'origine de l'exposition des travailleurs n'était pas les activités pétrolières et gazières qu'ils exerçaient, mais bien l'immeuble dans lequel ils travaillaient. De plus, une étude de l'Australian Petroleum Institute réalisée sur une période de 27 ans sur 19 000 employés actuels et anciens de l'industrie

---

[24] L'APGQ a déposé auprès de la Commission sous le numéro de document DB56 la présentation de M^me^ Wright et les références des documents qu'elle a consultés. On trouvera la transcription de sa présentation à la Commission aux pages 72 à 74 de la transcription de la séance de l'après-midi du 12 octobre 2010.

[25] http://www.qepa.com/Occupational.htm

[26] http://www.qepa.com/ATSDRLitReview.htm

pétrolière et gazière conclut qu'il n'y a pas de preuve d'augmentation de l'incidence du cancer ou de la mortalité par cancer. Dans le cadre de l'étude documentaire réalisée par l'ATSDR, 29 installations industrielles ont été visitées. L'une d'elles a été déclarée menace imminente pour la santé publique et deux autres ont soulevé des préoccupations pour la santé publique en raison de problèmes de circulation d'air. Or, des voies avérées entre des activités posant un danger pour la santé et des personnes doivent être établies pour que l'on puisse conclure à un impact sur la santé humaine et les inquiétudes exprimées par certaines personnes qui présumaient que ce lien avait été établi ne reposaient en fait sur aucune preuve scientifique.

Dans l'évaluation des risques réalisée pour la COGA[27], M^me^ Wright a conclu que, sur la base d'un examen des points d'exposition potentielle au moyen de l'analyse d'échantillons d'eau souterraine et d'air prélevés autour des sites, il n'existait aucun risque important d'effet néfaste pour les humains. Suivant des méthodes reconnues par l'Environmental Protection Agency (l'« **EPA** »), l'American Society for Testing and Materials (l'« **ASTM** ») et l'ATSDR, l'étude conclut que les procédés utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière ne représentent pas de risque excédentaire important – le risque perçu n'étant pas attesté par la preuve scientifique nécessaire – et qu'ils ne soulèvent pas de préoccupations pour la santé publique. L'un des éléments intéressants de l'étude est le fait que l'analyse des échantillons d'air a été réalisée conformément aux protocoles de l'EPA dans un laboratoire agréé indépendant. Les échantillons d'air ont été prélevés en aval et en amont des sites industriels et aucune différence statistique entre les deux types d'échantillons n'a été relevée.

Malgré ce fait et comme l'a expliqué Scott Sobie à la Commission lors de la première partie des audiences[28], les personnes qui travaillent aux sites portent des détecteurs de méthane personnels pour veiller à ce que leur exposition à ce produit chimique ne dépasse pas les limites sécuritaires. S'il y avait une indication que la qualité de l'air à un site posait des problèmes, des spécialistes indépendants seraient immédiatement retenus pour évaluer la situation.

Sécurité

La sécurité est la plus grande priorité de l'industrie qui prend toutes les mesures de précaution nécessaires pour prévenir les incidents sur les sites. Ainsi, les intervenants de l'industrie tiennent des réunions périodiques avec les employés et les sous-traitants pour les informer et les tenir à jour quant aux risques liés à leurs activités, ainsi que pour passer en revue les principes et consignes de sécurité propres à chaque site. Comme l'explique l'APGQ dans sa réponse[29] à la question posée par M. Roger St-Germain au cours de la première semaine des audiences[30], ces

[27] http://www.qepa.com/PARAOilandGasExploration.htm

[28] Transcription de la séance de la soirée du 13 octobre 2010, p. 58, lignes 2325 à 2335.

[29] Transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 120, lignes 4858 à 4865.

[30] Transcription de la séance de la soirée du 4 octobre 2010, document DT1, p. 119, lignes 4836 à 4837.

consignes de sécurité ont été mises en place et peaufinées depuis des décennies de sorte que l'industrie possède tout un ensemble de règles de sécurité bien définies visant à atténuer le plus de risques possible. Par exemple, on installe sur chaque chantier des panneaux indiquant qu'il s'agit d'une zone d'accès restreint et fournissant un numéro de téléphone sans frais que le public peut composer en tout temps afin de signaler un problème. Dans certains cas, des clôtures, des barrières et du personnel de sécurité contrôlent l'accès au site.

M. Denis Campeau a demandé à la Commission s'il existait des normes pour la fermeture temporaire d'un puits. La réponse est oui. Lorsque les activités de forage, de complétion ou de modification sont arrêtées temporairement, le puits doit être laissé dans un état qui empêche l'écoulement de liquides ou de gaz hors du puits. Le puits qui n'est pas isolé par tubage doit être cimenté. Le puits qui est isolé par tubage non perforé doit être muni d'une tête de puits ou d'une plaque d'acier d'au moins 1 centimètre d'épaisseur fixée hermétiquement sur la bride d'accouplement. Le puits qui est isolé par tubage perforé doit être rempli d'un liquide dont la densité permettra de créer une pression supérieure à la pression de la formation, et être muni d'une tête de puits. Dans le cas d'un puits sur terre, la tête de puits doit être indiquée et protégée par une clôture ou un abri, et dans le cas d'un puits en territoire submergé, la tête de puits doit être équipée d'un dispositif permettant de la repérer facilement. Enfin, une inspection annuelle doit être effectuée et un rapport de l'inspection annuelle doit être remis au MRNF[31]. Une autorisation de fermeture doit être obtenue du MRNF préalablement à la fermeture, la demande devant être accompagnée du programme de fermeture signé par un ingénieur pouvant justifier d'une formation ou d'une expérience dans le domaine du forage[32].

M. Campeau a également demandé s'il existait des normes quant à la période maximale pendant laquelle une fermeture peut être considérée comme temporaire. La réponse est également oui. Le puits doit être fermé définitivement avant l'expiration du permis de recherche ou du bail d'exploitation[33].

Au stade de la production, la tête d'un puits sur terre doit être protégée d'un abri à double paroi construit de matériaux ininflammables et donnant accès au puits par l'ouverture d'une section amovible du toit ou par le déplacement d'une section amovible de l'abri, ou protégée d'une clôture d'au moins 2,5 mètres de hauteur, dont la qualité et le mode d'installation sont prescrits par règlement, surmontée d'un torsadé de 30 centimètres à trois barbelés[34]. L'industrie est en faveur d'un cadre réglementaire rigoureux pour la gestion de l'accès aux chantiers et la protection de l'équipement afin d'assurer la sécurité du public.

---

[31] Art. 60 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains.*

[32] Art. 59 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

[33] Art. 58 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

[34] Art. 103 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*.

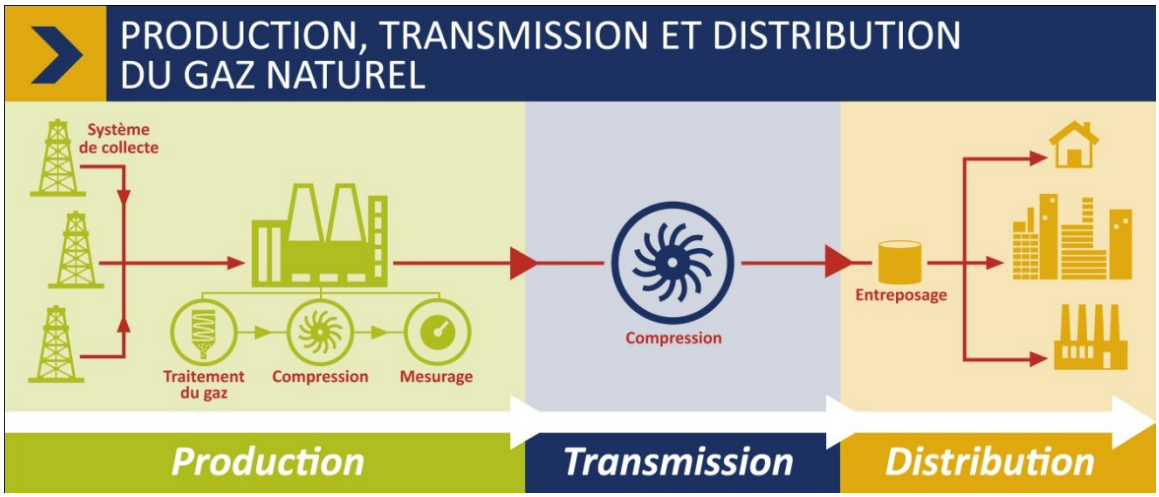
Les intervenants de l'industrie ont également mis au point des plans d'intervention d'urgence propres à chaque chantier de forage. Ces plans sont distribués aux autorités municipales et aux casernes de pompiers locales. Les intervenants de l'industrie travaillent de près avec le personnel des services d'urgence locaux pour améliorer et coordonner les mesures d'urgence. L'APGQ a remis des exemples de ces plans au BAPE, notamment celui de la Société d'énergie Talisman Inc. pour le site n^{o} 1 de Saint-Édouard, sous le numéro de document DB63, et celui de Canbriam Energy Inc., sous le numéro de document DB64.

Partie 6 – Méthodes prévues de captage et de transport du gaz naturel

La présente partie expose le procédé de transport du gaz naturel vers les marchés et les utilisateurs finaux après son extraction du puits. Le procédé comporte cinq étapes principales :

- Traitement et collecte;
- Transport;
- Entreposage;
- Distribution;
- Branchement chez l'utilisateur.

Dans certains cas, le producteur de gaz naturel est propriétaire des installations de traitement et de l'infrastructure de collecte qu'il exploite. Le transport, l'entreposage et la distribution sont souvent assurés par des tiers.



Traitement et collecte

Les puits (jusqu'à huit) sont regroupés sur des « plateformes ». La première et plus petite composante du réseau de gazoducs est le « réseau collecteur » de petits pipelines, qui relie les multiples plateformes d'extraction (chacune composée de plusieurs puits) aux installations de séparation, de compression et de déshydratation situés à proximité des lieux d'extraction. Cette installation de compression sera reliée à des pipelines collecteurs opérant à plus haute pression jusqu'à une installation centrale, où sa pression est calibrée à celle, plus élevée, du réseau de transport.

Pour que le gaz soit transportable par gazoduc, on en retire les liquides de gaz naturel (fractions d'hydrocarbone plus importantes qui se condensent en liquides lorsqu'elles ne sont pas soumises

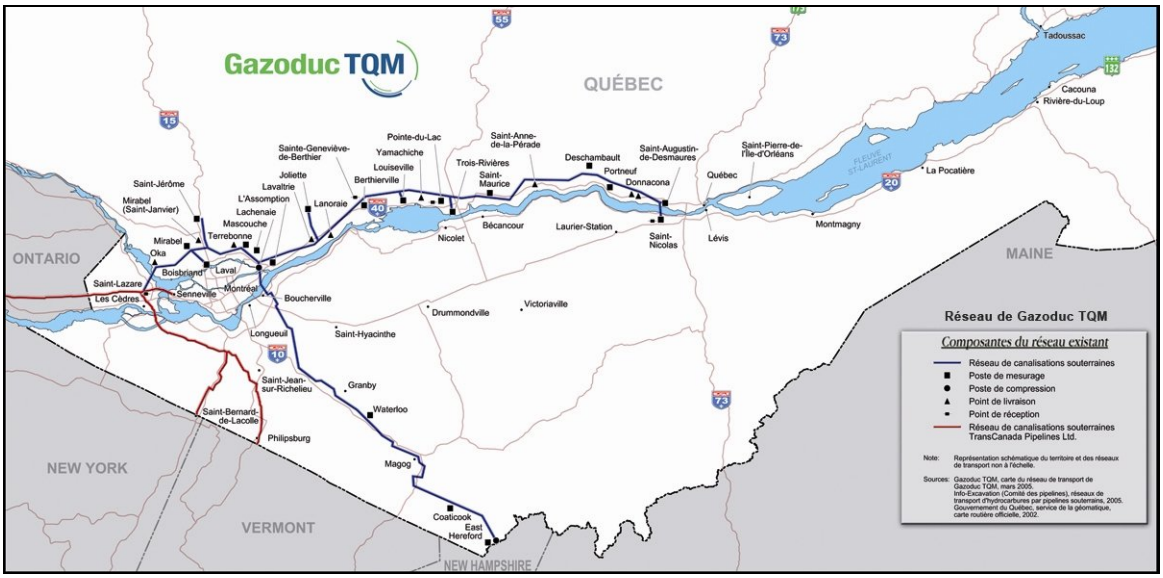
aux pressions extrêmes du shale) et les gaz autres que des gaz d'hydrocarbures. Les gaz contenus dans le shale de l'Utica sont composés à 98 % de méthane et contiennent donc très peu de « liquides » et d'impuretés. Au Québec, le traitement consiste surtout à retirer l'eau, généralement au moyen de séparateurs diphases et d'un traitement au glycol.

Les gazoducs collecteurs ont un diamètre d'environ 8 à 12 pouces (20 à 30 cm). Avant d'entreprendre la construction, les producteurs doivent conclure avec le propriétaire foncier une convention de droit de passage, qui prévoit généralement le versement d'un loyer annuel calculé en fonction de la valeur marchande du terrain visé, auquel s'ajoute l'indemnisation des dommages causés par la construction et/ou l'entretien du gazoduc. Un gazoduc d'une longueur de plus de 2 km doit faire l'objet une évaluation environnementale aux termes de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (i) si la pression du gazoduc est supérieure à 4 000 kPa ou (ii) si son diamètre est de plus de 30 cm[35].

Transport

Les gazoducs de transport, dont le diamètre peut dépasser 48 pouces, acheminent le gaz naturel sur de longues distances. Ils se terminent à un « point de livraison » du réseau, comme une installation de service public ou une usine. À partir de ce point, le gaz est acheminé aux « becs de brûleur » des utilisateurs finaux par les canalisations de distribution du service public. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (« **TQM** ») est le réseau de transport actuel au Québec. Le « chenal » du shale de l'Utica est situé dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Cette région est raccordé au réseau de transport et de distribution de Gaz Métro par le gazoduc de TQM, sur la rive nord du Saint-Laurent (près de Québec), ou par le gazoduc qui se termine à East Hereford, sur la frontière américaine.

[35] *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*, R.Q. c. Q-2, r.9.



Entreposage du gaz naturel

Durant l'hiver, la demande de gaz naturel est forte à cause des besoins de chauffage. Par conséquent, on profite de l'été pour entreposer de grandes quantités de gaz naturel dans des réservoirs. Le gaz naturel peut être entreposé sous forme liquide ou gazeuse. Le Québec compte trois principaux sites d'entreposage situés à Montréal, à Trois-Rivières et à Saint-Flavien. L'installation de Montréal entrepose le gaz sous forme liquide pour des raisons d'économie d'espace, alors que les deux autres installations injectent le gaz naturel dans des formations géologiques.

Distribution

Pour transporter le gaz naturel sur de longues distances, une grande pression est nécessaire dans les gazoducs de transport. Cependant, à l'approche du point de livraison d'une ville, on doit abaisser la pression de 5 000 kPa à 2 400 kPa. À partir de ce point, le gaz naturel est distribué aux utilisateurs finaux par le service public.

Conclusion

Beaucoup de personnes se demandent « Pourquoi exploiter les shales gazéifères maintenant? »

Il existe plusieurs excellentes raisons de poursuivre l'exploration du gaz naturel au Québec. Rappelons qu'au cours de la phase exploratoire, le niveau d'activités est faible au Québec avec en moyenne le forage de huit puits d'exploration par année. Ces quelques puits aident à évaluer le potentiel et la viabilité économique du shale de l'Utica. À ce rythme, et étant donné l'absence d'un secteur de services établi, il faudra encore quelques années avant de pouvoir passer du stade de l'exploration au stade de l'exploitation.

La poursuite des travaux d'exploration est primordiale au moment où le cadre réglementaire et fiscal de la production d'hydrocarbures est en voie d'être modernisé au Québec. Il y a beaucoup à faire pour que le Québec puisse profiter pleinement de cette ressource naturelle prometteuse. Il faut créer des entreprises québécoises de services auxiliaires dans le secteur du gaz naturel ou encore agrandir celles qui existent déjà, et ces entreprises doivent développer leur savoir-faire et adapter leurs services pour prendre part à cette industrie dynamique. Une nouvelle génération de travailleurs doit être formée afin que les Québécois participent pleinement à l'exploitation et de la production du gaz de shale du Québec. Enfin, il faut construire d'importantes infrastructures pour acheminer la ressource jusqu'aux consommateurs et pour éventuellement en faire l'exportation. Un arrêt des travaux d'exploration à ce stade-ci stopperait cette activité avantageuse sur le plan économique pendant des années, au détriment, à terme, de l'économie, des emplois et des finances publiques du Québec.

Selon des estimations prudentes, ces occasions économiques potentielles ont été jugées importantes pour le Québec, et les effets de la production du gaz de shale sur les économies locales qui ont été constatés dans d'autres zones de shales gazéifères confirment ces estimations. Les incidences positives sur l'emploi sont non seulement importantes, mais aussi durables. Les consommateurs de gaz naturel profitent également d'une réduction importante des coûts de transport, ce qui a un effet bénéfique sur les particuliers qui chauffent leur domicile au moyen de ce combustible fossile propre tout autant que sur les commerces et les industries qui y ont recours, la compétitivité de ces derniers s'en trouvant augmentée. L'exploitation des shales gazéifères contribuerait aussi grandement à la santé des finances publiques du Québec, actuellement sous tension en raison des changements démographiques qui s'opèrent dans la province.

Nombre de personnes se demandent si l'exploitation du gaz naturel comporte des risques pour l'environnement. La mise en valeur d'une ressource naturelle est un procédé industriel et comme pour toute activité commerciale et industrielle, il existe certains risques inhérents. Ceux-ci doivent être évalués et atténués convenablement, au moyen des pratiques exemplaires établies, de la réglementation, de la surveillance gouvernementale et de la transparence envers le public. Contrairement à la perception de certains, le procédé de production du gaz de shale n'en est pas à l'étape expérimentale. Comme il a été démontré ci-dessus, les techniques auxquelles les membres de l'APGQ ont recours ont été mises à l'épreuve depuis plusieurs années dans d'autres

territoires et l'industrie a prouvé qu'il est possible d'exploiter cette précieuse ressource de façon sécuritaire, tout en minimisant les impacts sur l'environnement et les collectivités.

Parmi ces techniques innovatrices se trouvent les plateformes d'exploitation multipuits, qui réduisent l'empreinte des activités de forage et des infrastructures, ainsi que les techniques rigoureuses d'installation des tubages de surface qui assurent la protection des eaux souterraines et la réutilisation des fluides de fracturation afin de réduire sensiblement les besoins en eau des exploitants, ces besoins étant, comparativement à d'autres utilisateurs industriels d'eau au Québec, déjà minimes.

Une meilleure connaissance des méthodes du secteur permet de se rendre compte que les risques reliés à l'industrie sont en fait minimes. Par exemple, outre le fait que les eaux souterraines sont protégées grâce à des techniques rigoureuses d'installation des tubages de surface, il faut savoir que la très faible perméabilité et la grande profondeur des formations qui séparent le shale de l'Utica des aquifères même les plus profonds sont telles que le risque que le gaz filtre à travers ces formations pour atteindre les aquifères est quasi nul.

Aucune région productrice de pétrole ou de gaz en Amérique du Nord n'échappe à la surveillance des gouvernements grâce à la législation et à la réglementation obligatoire. Le Québec ne fait pas exception. Les activités d'exploration actuelles ne sont pas exercées dans un vide réglementaire. En fait, toutes les facettes de ces activités, des levés géophysiques à l'utilisation de l'eau en passant par le forage, sont actuellement assujetties à la surveillance et à des exigences réglementaires. Cela ne signifie pas que le cadre réglementaire actuel ne doit pas être amélioré et modernisé pour tenir compte de la réalité de la production potentielle du gaz de shale au Québec, amélioration qu'appuie l'APGQ.

Le cadre réglementaire modernisé devrait être assez souple pour s'adapter à l'évolution et l'amélioration constantes de la technologie qui sont caractéristiques du secteur. Citons à titre d'exemple l'approche adoptée par la Colombie-Britannique pour la gestion des déchets de forage. Le chapitre du guide de l'exploration et de l'exploitation pétrolières et gazières de cette province portant sur la gestion des déchets de forage présente diverses méthodes d'élimination approuvées en fonction du type de déchets, mais fait de la place aux changements technologiques en permettant aux exploitants d'établir avec le personnel de l'organisme de réglementation des programmes d'élimination différents qui sont plus intéressants pour l'exploitant, mais qui demeurent acceptables pour l'organisme de réglementation.

En Alberta, l'Energy Resources Conservation Board a adopté la Directive 020 qui fixe les normes applicables à la fermeture des puits. Bien qu'un avis de fermeture de puits doive obligatoirement être présenté, l'approbation préalable des opérations de fermeture n'est exigée que lorsqu'elles s'écartent des prescriptions de la Directive 020. Voilà un autre exemple de l'adoption par un organisme de réglementation de normes rigoureuses qui permettent toutefois une application souple si l'organisme de réglementation le juge acceptable.

Un autre élément fondamental du cadre réglementaire modernisé devrait être la création d'un organisme de réglementation à guichet unique, une commission pétrolière et gazière s'apparentant à celle de la Colombie-Britannique par exemple, qui pourrait être investie des pouvoirs de délivrance de licences, de permis et d'autorisations qui sont actuellement exercés par plusieurs organismes, dont le MRNF, le MDDEP et la CPTAQ. En plus de faciliter et de simplifier le processus d'approbation réglementaire et, partant, de favoriser le développement du secteur, la création d'un tel organisme permettrait de concentrer et cibler toute l'expertise de surveillance réglementaire, ce qui assurerait application plus serrée des règles.

Enfin, l'APGQ souscrit pleinement à la notion que le gaz naturel est une ressource qui appartient aux Québécois et que ceux-ci ont le droit collectif à une juste rémunération pour l'exploitation de la ressource. La création d'un régime de redevances moderne permettra d'atteindre cet objectif, à la condition qu'il soit concurrentiel par rapport à celui d'autres territoires et qu'il incite adéquatement les intervenants du secteur à investir les vastes sommes nécessaires pour amener l'industrie du gaz de shale du Québec de l'exploration vers la production. De nombreuses régions en Amérique du Nord jouissent des avantages que procure l'exploitation du gaz naturel, exploitation qui se fait de manière responsable dans un souci de durabilité de l'environnement.

Le Québec se trouve devant une occasion à saisir; il doit consacrer les ressources nécessaires et appliquer sa conscience environnementale à la mise en valeur du gaz naturel, pour les milliers de Québécois qui en profiteront pendant des décennies.