



S'ALLIER POUR LA PROSPÉRITÉ

273 P NP **DM105**
Développement durable de l'industrie des gaz
de schiste au Québec
6212-09-001

Conseil du patronat du Québec

Pour un développement durable *et diligent*

Mémoire soumis au BAPE dans le cadre des
audiences sur le développement durable de
l'industrie des gaz de schiste au Québec

Novembre 2010

Le Conseil du patronat du Québec

Le Conseil du patronat du Québec a pour mission de s'assurer que les entreprises disposent au Québec des meilleures conditions possibles – notamment en matière de capital humain – afin de prospérer de façon durable dans un contexte de concurrence mondiale. Point de convergence de la solidarité patronale, il constitue, par son leadership, une référence incontournable dans ses domaines d'intervention et exerce, de manière constructive, une influence considérable visant une société plus prospère au sein de laquelle l'entrepreneuriat, la productivité, la création de richesse et le développement durable sont les conditions nécessaires à l'accroissement du niveau de vie de l'ensemble de la population.

Table des matières

Sommaire	4
1 Introduction.....	7
1.1 <i>Orientation : le Conseil du patronat du Québec, pour la prospérité</i>	7
1.2 <i>Le gaz de shale change la donne.....</i>	7
2 La protection de l'eau	8
2.1 <i>Mobiliser toutes les ressources en cas d'accident</i>	9
2.2 <i>Renseigner pleinement l'État sur la teneur en produits chimiques.....</i>	10
2.3 <i>Dédommager les sinistrés en cas d'accident.....</i>	12
3 Les bénéfices pour l'économie	13
3.1 <i>Investissements</i>	13
3.2 <i>Emplois.....</i>	16
3.3 <i>Vers un cercle vertueux</i>	17
4 La substitution du gaz québécois au gaz de l'Ouest	18
4.1 <i>Amélioration de la balance commerciale interprovinciale du Québec</i>	18
4.2 <i>Léger avantage de prix pour les acheteurs québécois.....</i>	19
4.3 <i>La sécurité d'approvisionnement</i>	22
5 La fiscalité et la politique industrielle	23
5.1 <i>Les leviers à la disposition du gouvernement</i>	24
5.1.1 <i>Permis et baux</i>	24
5.1.2 <i>Redevances.....</i>	25
5.1.3 <i>Fiscalité.....</i>	25
5.1.4 <i>Programmes.....</i>	26
5.1.5 <i>Accès au capital.....</i>	26
5.2 <i>Quel niveau de prélèvement?</i>	27
5.3 <i>Permis et redevances : des mécanismes pour les établir au bon niveau</i>	28
6 La propriété des entreprises	32
7 Le processus d'autorisation	35
8 La substitution du gaz au pétrole.....	35
8.1 <i>Trois possibilités de substitution.....</i>	36
8.2 <i>Un argument fallacieux.....</i>	37
9.1 <i>Moratoire : ni nécessaire, ni souhaitable</i>	38
9.2 <i>Mieux informer la population</i>	39
Liste des recommandations.....	40
Annexe 1 - Avantages fiscaux bénéficiant aux sociétés d'exploration de gaz naturel	41
Annexe 2 – « Natural Resource Subsidies » (Matthew S. Yeo)	45

Sommaire

Le Conseil du patronat du Québec compte parmi ses membres différentes entreprises et différentes associations concernées par le secteur énergétique. Ces dernières ont leurs intérêts économiques propres et parfois divergents. Étant donné cette diversité d'intérêts, la position du Conseil du patronat ne peut correspondre exclusivement aux intérêts des unes ou des autres. Plutôt, ce mémoire résulte de l'engagement du Conseil du patronat en faveur de la prospérité et de la création de la richesse, au bénéfice de l'ensemble des parties prenantes et de l'ensemble des Québécoises et des Québécois.

Le principal risque appréhendé, soit la contamination de la nappe phréatique en raison d'un accident industriel, peut être géré adéquatement. Des milliers de puits sont forés chaque année à l'échelle de l'Amérique du Nord, mais on ne compte qu'une poignée d'accidents sans impact majeur, toute proportion gardée. Le Québec doit apprendre de l'expérience des autres États et adopter les meilleures pratiques de sécurité. En particulier, en cas d'accident, la Sécurité civile doit pouvoir mobiliser rapidement toutes les ressources requises dans l'industrie et chez ses fournisseurs spécialisés, dans les municipalités et dans le réseau de la santé et au ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs (MDDEP). De façon statutaire et proactive, le Conseil du patronat estime qu'une entité gouvernementale doit être pleinement renseignée sur la teneur exacte en produits chimiques dans les eaux de fracturation. En contrepartie, cette entité doit avoir l'obligation légale de protéger ce secret industriel. Par ailleurs, le gouvernement devrait amener l'industrie et le monde agricole à établir des balises qui favoriseront le dédommagement rapide et équitable des tiers susceptibles de subir des dommages découlant d'un accident industriel, sans qu'il soit nécessaire de judiciariser le processus.

Le développement d'une industrie du gaz de shale au Québec entraînerait des retombées significatives sur le plan des investissements et des emplois. Mieux encore, il s'agirait d'investissements financés à l'aide de capitaux très largement privés et d'emplois répondant à une demande solvable. Le débat actuel ne porte pas sur la pertinence ou l'ampleur d'une aide gouvernementale, mais plutôt sur le juste niveau des redevances que le gouvernement pourrait prélever. Voilà une situation rafraîchissante!

Le Québec peut s'orienter vers un cercle vertueux ou vicieux. Il y a plusieurs visions quant au vice et à la vertu. Nous, nous prenons le parti de la prospérité du Québec, de laquelle découle donc notre point de vue. Ainsi, dans le scénario du cercle vicieux, une série d'obstacles ralentiraient les investissements au Québec. Le nombre de puits forés annuellement resterait faible, l'industrie ne parviendrait pas à découvrir les meilleures recettes de fracturation, les sous-traitants spécialisés ne s'établiraient pas au Québec, les coûts unitaires de forage resteraient élevés, et les capitaux d'exploration délaisseraient graduellement le Québec pour des cieux plus accueillants rendant ainsi l'autonomie du Québec défailante en matière d'approvisionnement en gaz. Le Québec aura alors raté une belle occasion de développement. Dans le scénario du cercle vertueux, les politiques publiques enverraient un signal accueillant à l'investissement et le nombre de forages augmenterait suffisamment vite pour permettre à l'industrie de bien comprendre les

caractéristiques du bassin d'Utica. Ce volume d'activités inciterait les sociétés sous-traitantes spécialisées à s'établir au Québec, ce qui ferait baisser les coûts unitaires de forage et augmenter la part des dépenses d'exploration allant à des sous-traitants et des travailleurs québécois. Pour entrer dans le scénario du cercle vertueux, les politiques publiques doivent viser un *développement diligent* de l'industrie. À l'opposé de l'immobilisme, délibéré ou induit (« *paralysis by analysis* »), le développement diligent s'applique à attirer l'investissement de capitaux québécois, canadiens et étrangers tout en adoptant les meilleures pratiques au regard de la protection de l'environnement.

Le développement d'une industrie du gaz de shale permettrait au Québec de réduire de moitié le déficit de sa balance commerciale interprovinciale, de diminuer légèrement le prix du gaz au Québec et d'améliorer la sécurité de son approvisionnement d'un bien énergétique essentiel dans un contexte géopolitique à long terme. Dans un marché du gaz intégré à l'échelle du continent, le délai au terme duquel les consommateurs québécois pourront profiter d'une diminution du prix du gaz dépendra du rythme de développement de l'industrie. Tant que la production québécoise restera marginale par rapport à la consommation, le prix ne baissera pas. À l'inverse, un développement diligent de l'industrie permettra aux consommateurs industriels, commerciaux, industriels et résidentiels de profiter des avantages de l'achat local.

Le développement de l'industrie des gaz de shale au Québec doit profiter à toutes les parties prenantes, y compris les promoteurs qui ont risqué leur capital, les travailleurs de l'industrie, les propriétaires fonciers, les collectivités d'accueil et, bien sûr, la population québécoise dans son ensemble, propriétaire de la richesse du sous-sol par l'entremise du gouvernement du Québec. En maniant de façon équitable les leviers réglementaires, fiscaux, budgétaires et financiers à sa disposition, le gouvernement peut établir une politique industrielle et un système de prélèvements qui favorisent l'investissement en exploration et lui permettent de capturer une bonne part de la rente du sol. En particulier, les permis de recherche sur des lots qui n'ont pas fait l'objet de travaux d'exploration minimaux devraient être mis aux enchères à leur échéance, et non pas simplement renouvelés, afin que le gouvernement puisse connaître la vraie valeur du lot et en récupérer une partie.

La politique industrielle relative au gaz de shale doit encourager l'investissement en exploration et non la simple spéculation. La revente d'un permis de recherche par son détenteur durant sa période de validité ne devrait être permise que s'il a effectué les travaux obligatoires associés au permis sur ce lot ou s'il a acheté le permis, soit à l'occasion d'une enchère (marché primaire), soit au moyen d'une transaction de gré à gré (marché secondaire). Si ni l'une ni l'autre de ces conditions ne sont remplies, le détenteur d'un permis de recherche qui désire s'en départir devrait alors le céder au gouvernement contre remboursement du loyer qu'il aura payé. Cette mesure vise à garder pour le Québec le gain en capital sur les lots n'ayant pas fait l'objet d'un niveau suffisant de travaux d'exploration.

Les travaux obligatoires associés au permis de recherche représentent actuellement moins de 6 % des investissements prévus en 2010 et moins de 1 % en 2015 selon l'étude SECOR. C'est trop peu pour inciter les détenteurs à investir et cela favorise la spéculation plutôt que

l'investissement. Le gouvernement devrait revoir à la hausse le niveau des travaux obligatoires associés au permis.

L'accès au capital nécessaire aux travaux d'exploration est l'une des principales contraintes limitant actuellement le développement de l'industrie. Une infusion de capitaux québécois, canadiens et étrangers est nécessaire pour favoriser : 1) le développement diligent de l'industrie (et, ainsi, en récolter les bénéfices en matière de retombées et de baisse de prix); 2) l'accès aux compétences; 3) la gestion du risque géologique. Le Conseil du patronat estime que la politique industrielle du Québec doit accueillir positivement les capitaux canadiens et étrangers. C'est pourquoi le Conseil s'oppose à la nationalisation de l'industrie. Cela étant, le gouvernement du Québec peut quand même favoriser l'émergence de quelques joueurs québécois d'importance significative par le truchement d'une société d'État, comme la Société générale de financement (SGF, ou le nouvel Investissement Québec).

Les prévisionnistes s'attendent à un écart croissant entre le prix du pétrole et celui du gaz naturel. Le cas échéant, on peut s'attendre à davantage de substitution de produits pétroliers au gaz dans certaines applications. Au Québec, le gaz naturel pourrait se substituer avantageusement aux produits pétroliers dans les usages de chauffe et certains types de transport. Par ailleurs, comme le prix du transport du gaz entre le Québec et l'Ontario restera inférieur à celui du transport entre l'Ouest et l'Ontario du simple fait des distances respectives, le gaz de shale québécois pourrait éventuellement faire partie de la stratégie ontarienne pour remplacer leurs centrales électriques alimentées au charbon.

Le Conseil du patronat préconise un développement diligent de l'industrie, où le gouvernement adopterait une réglementation exemplaire et une politique industrielle favorable à l'investissement, en temps opportun. Un moratoire n'est ni souhaitable ni nécessaire. Par contre, de nouvelles rencontres d'information gérées et animées par des intervenants indépendants, « cooptés » par les principales parties prenantes, seraient utiles pour aider la population à faire la part des choses.

1 Introduction

1.1 Orientation : le Conseil du patronat du Québec, pour la prospérité

Le Conseil du patronat compte parmi ses membres différentes entreprises et différentes associations dans le secteur énergétique. Ces dernières ont des intérêts économiques propres parfois divergents en raison de leurs relations client-fournisseur ou de leurs relations de concurrence. À l'intérieur même de l'industrie naissante du gaz naturel au Québec, on retrouve des sociétés concurrentes. Étant donné cette diversité d'intérêts, la position du Conseil ne peut correspondre exclusivement aux intérêts des uns ou des autres. Plutôt, ce mémoire résulte de l'engagement du Conseil du patronat en faveur de la prospérité et de la création de la richesse, au bénéfice à la fois des investisseurs et de la collectivité.

Pour le Conseil du patronat, la création de la richesse d'une manière responsable et durable est une priorité absolue pour le Québec, et la seule stratégie qui s'offre à lui pour offrir à sa population la prospérité à laquelle elle aspire. Le Conseil partage l'opinion de la ministre des Ressources naturelles quand elle affirme que le Québec ne peut passer à côté de cette occasion de mettre en valeur ses ressources naturelles.¹ En effet, l'émergence de l'industrie du gaz de shale constitue le type d'occasion d'enrichir le Québec qui ne se présente pas souvent. Selon le Conseil du patronat, la question n'est donc pas de décider si cette industrie doit se développer ou non, mais bien dans quelles conditions.

Notons que notre compréhension est que les géologues suggèrent qu'il est plus précis de parler de gaz de « shale » plutôt que de gaz de schiste. Nous référerons donc par la suite au gaz de shale.

Dans ce mémoire, le Conseil du patronat examine et prend position sur plusieurs aspects du débat sur le gaz de shale au Québec en focalisant sur les aspects économiques. Mais avant d'aborder les enjeux spécifiquement québécois, il vaut la peine de situer le débat dans le cadre plus large du paysage énergétique nord-américain.

1.2 Le gaz de shale change la donne

Les progrès technologiques qui ont permis l'exploitation commerciale des gaz contenus dans les shales, soit le forage horizontal et la fracturation hydraulique, ont changé significativement le paysage énergétique aux États-Unis :

Estimates of U.S. gas reserves have skyrocketed because of the new drilling methods. Energy experts on the Potential Gas Committee declared in June, 2009, that recoverable U.S. gas reserves stood at 2,000 trillion cubic feet in 2008, a record jump of 34 per cent. "That's enough natural gas to power [the U.S.] through the 21st century," [...]. A more recent report (in February) by J.P. Morgan Securities Inc. concludes North America has 8,000 trillion cubic feet,

¹ <http://www.cyberpresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201008/29/01-4310820-gaz-de-schiste-pas-de-moratoire-mais-un-appel-au-bape.php>

*four times more than the committee's calculation. If the committee's estimate meant U.S. needs were met for a century, then J.P Morgan's estimate implies U.S. needs are covered for several centuries.*²

Grâce à ces nouvelles réserves, la dépendance des Américains aux sources d'énergie importées, comme le gaz et le pétrole albertains ou l'hydroélectricité québécoise, pourrait diminuer. En effet, le gaz naturel extrait aux États-Unis, y compris dans les États du nord-est, pourra alimenter leurs centrales de production d'électricité à cycle combiné, moins polluantes que leurs centrales alimentées au charbon. Cela pourrait assombrir les perspectives d'exportation d'hydroélectricité québécoise.³ Par ailleurs, la demande d'énergie ira aussi en augmentant. Dans ce contexte, le développement au Québec d'une industrie du gaz de shale peut être vu comme une réponse stratégique à cette nouvelle donne. D'abord, sur le plan de l'investissement, les investissements privés associés au gaz de shale pourraient contrebalancer l'effet potentiel de substitution aux États-Unis. Ensuite, sur le plan des revenus gouvernementaux, les redevances payées par les producteurs de gaz, si elles sont bien modulées, pourraient contribuer aux revenus du Québec.

2 La protection de l'eau

L'impact éventuel de l'industrie du gaz de shale sur l'approvisionnement en eau potable a émergé comme la principale préoccupation des gens qui résident dans les régions visées par le développement de l'industrie.

Un rapport du Worldwatch Institute a évoqué le risque que la fracturation ouvre des brèches qui s'étendraient bien au-delà de la couche de shale visée pour atteindre des couches supérieures, ce qui permettrait au gaz de contaminer la nappe phréatique. Toutefois, dans le cas des basses-terres du Saint-Laurent où se trouve le gisement Utica, les shales visés sont enfouis tellement plus profondément que les aquifères que le risque de migration est négligeable. De plus, le schiste d'Utica est surplombé par une autre couche de roche sédimentaire, le « shale de Lorraine », qui est imperméable et épaisse de plusieurs centaines de mètres. Aussi, ce shale de Lorraine est relativement mou, ce qui le rend plus difficile à fracturer.⁴ Selon le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF), les nappes phréatiques sont situées près de la surface de la terre (à moins de 100 mètres de profondeur) alors que la couche sédimentaire des shales d'Utica est située à une profondeur allant de 600 mètres, sur la rive nord du Saint-Laurent, à 3 000 mètres sur la rive sud. L'industrie gazière utilise des méthodes de forage sécuritaires et éprouvées depuis plusieurs décennies afin de bien protéger les réserves d'eau potable, notamment par l'utilisation

² <http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/e-zines/globe-investor-magazine/natural-gas-likely-to-play-a-bigger-role/article1607246/>

³ À ce sujet, voir l'allocution de l'économiste Jean-Thomas Bernard au congrès de l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), octobre 2010.

⁴ <http://www.cyberpresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201009/18/01-4317040-gaz-de-schiste-des-breches-a-colmater-dans-les-lois.php>

systématique, dans chacun des puits, de caissons d'acier solidement installés à l'aide de ciment. Ce caisson d'acier est installé jusqu'à plus de 100 mètres de profondeur afin de protéger la nappe phréatique. Ainsi, le risque de contamination de la nappe phréatique est adéquatement géré à l'aide de ce caisson, à moins qu'il soit mal installé ou défailant.

Dans le même esprit, un rapport préparé pour le département américain de l'énergie conclut, au sujet des enjeux environnementaux :

The overall process of horizontal drilling varies little from conventional drilling, with casing and cementing being used to protect fresh and treatable groundwater. The use of horizontal drilling has not introduced new environmental concerns. [...] Hydraulic fracturing has been a key technology in making shale gas an affordable addition to the Nation's energy supply, and the technology has proven to be a safe and effective stimulation technique. Ground water is protected during the shale gas fracturing process by a combination of the casing and cement that is installed when the well is drilled and the thousands of feet of rock between the fracture zone and any fresh or treatable aquifers.⁵

Outre cet enjeu de la nappe phréatique, qui a reçu beaucoup d'attention, il existe aussi des risques de déversement accidentel à l'étape du transport des produits chimiques depuis leur fournisseur jusqu'au site de forage, à l'étape du mélange des produits chimiques pour constituer l'eau de fracturation, à l'étape de sa décantation dans les bassins prévus à cette fin et, enfin, à l'étape du transport des eaux de fracturation, après usage, en vue de leur réutilisation ailleurs. Le Conseil du patronat n'est pas qualifié pour commenter chacun de ces risques; d'autres organismes spécialisés vont le faire. Même s'ils sont faibles, il reste que des accidents peuvent se produire, comme dans beaucoup de procédés industriels. Il peut survenir des défaillances dans toutes sortes de structures industrielles ou de génie civil, mais on n'arrête pas de construire des usines et des viaducs pour autant.

Plusieurs milliers de puits de gaz sont forés chaque année au Canada et aux États-Unis de façon sécuritaire. Seulement une poignée d'accidents sont survenus en Amérique du Nord, sans impact majeur. Il faut donc mettre les risques en perspective. L'important, c'est d'apprendre des erreurs des autres pour ne pas les répéter, de mettre en place des mesures pour réduire la probabilité de réalisation des risques, des mesures pour en atténuer l'impact le cas échéant, et, enfin, des mesures pour dédommager les victimes au besoin.

2.1 Mobiliser toutes les ressources en cas d'accident

Selon le MRNF :

Un plan d'intervention en cas d'urgence est généralement élaboré pour chaque site de forage. Les mesures contenues dans ces plans d'intervention s'ajoutent

⁵ U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, avril 2009, page 76.

au plan général de gestion des interventions de l'opérateur du site. Le plan d'intervention en cas d'urgence décrit de façon détaillée les procédures qui doivent être mises en œuvre si une urgence survient. Ce plan vise à protéger la population, le personnel sur le chantier et l'environnement si un incident survient. Il définit les niveaux d'urgence pour aider le personnel à déterminer les interventions appropriées, les mesures que doit prendre le personnel des opérations et les communications requises pour assurer une intervention efficace et coordonnée. Une copie du plan d'intervention en cas d'urgence est habituellement déposée auprès des autorités municipales locales. Bien que la préparation et le dépôt d'un plan d'intervention en cas d'urgence constitue une pratique bien établie au sein de l'industrie pétrolière et gazière, le MRNF prévoit en faire une obligation dans le cadre du processus de révision du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains actuellement en cours.

Voilà qui est fort bien.

Pour pousser d'un cran le degré de préparation en cas d'accident industriel relatif au gaz de shale, l'industrie et l'Organisation de la sécurité civile du Québec pourraient planifier des mesures d'urgence permettant de mobiliser rapidement toutes les ressources requises dans l'industrie et chez ses fournisseurs spécialisés, dans les municipalités, dans le réseau de la santé et au MDDEP pour faire face aux différents types d'accidents possibles et intervenir en temps utile.

2.2 Renseigner pleinement l'État sur la teneur en produits chimiques

En cas de déversement accidentel des eaux de fracturation, les autorités sanitaires et la Sécurité civile doivent connaître avec exactitude les substances déversées afin de prendre rapidement des mesures efficaces.

L'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) s'est engagée, au nom de ses membres, à divulguer au MDDEP les ingrédients de l'eau de fracturation. La firme Questerre a dévoilé la liste des produits qu'elle utilise dans ses forages. Elle énumère 12 produits mélangés à l'eau de fracturation, à des concentrations variant de 0,048 % à 0,00002 %.⁶

Cette divulgation représente un pas dans la bonne direction. Pour le Conseil du patronat, deux autres pas pourraient être faits : l'un par le gouvernement et l'autre par l'industrie.

Pour sa part, **le gouvernement devrait commander et publier un avis expert sur la toxicité et le niveau de risque que posent ces produits chimiques à la santé et à l'environnement, compte tenu des volumes potentiels.** En l'absence d'un tel avis, la publication d'une liste de produits ne signifie pas grand-chose. Des avis vagues ou mal documentés, rapportés dans les médias peuvent même servir à alarmer indûment la

⁶ <http://www.questerre.com/en/newsroom/news-releases/2010/questerre-publishes-hydraulic-fracturing-fluid-additives/>

population. Le MDDEP pourrait demander à un expert indépendant et reconnu, éventuellement coopté par les parties prenantes, de préparer cet avis technique.

Par ailleurs, l'industrie pourrait faire un autre pas. Il faut distinguer deux niveaux de divulgation et deux publics cibles. Un premier niveau de divulgation concerne la liste des produits chimiques qui peuvent entrer dans la recette de l'eau de fracturation. C'est ce que l'industrie a promis de divulguer publiquement, suivant l'exemple donné par Questerre. Ce premier niveau devrait rester facultatif : il appartiendra à chaque société de choisir ce qu'elle rend public. Un second niveau de divulgation porte sur la recette exacte de l'eau de fracturation spécifique à chaque puits. C'est cette recette qui permet de connaître la quantité exacte de tous les produits chimiques susceptibles d'être déversés accidentellement.

Or, ces recettes résultent d'un processus d'essai et d'erreur, d'expérimentation, qui constitue un véritable investissement en R&D de la part du promoteur. Le premier promoteur qui découvre la recette la plus efficace pour un bassin et une zone particulière de ce bassin gagne un avantage sur ses concurrents. Les recettes des eaux de fracturation représentent donc des secrets industriels. S'ils étaient divulgués publiquement, cela équivaldrait à piller le travail de recherche des explorateurs.

Il faut donc trouver un compromis permettant aux autorités de connaître la composition exacte des eaux de fracturation, pour chaque puits, tout en préservant le secret industriel nécessaire à l'investissement en exploration.

Aux États-Unis, un projet de loi de la Chambre des représentants, mort au feuilleton, aurait obligé les promoteurs à divulguer aux autorités la recette de leur eau de fracturation en cas d'urgence médicale.⁷ Cette formule présente l'inconvénient d'être réactive. La divulgation se produirait après un accident, créant un délai, alors que les autorités doivent disposer de l'information pertinente afin d'intervenir le plus rapidement possible.

C'est pourquoi le Conseil du patronat propose de distinguer deux publics sur le plan de la divulgation. **Les ingrédients susceptibles d'entrer dans la recette pourraient être divulgués publiquement, à la discrétion de la société gazière, tandis que la composition exacte de chaque mélange d'eau de fracturation serait obligatoirement divulguée mas uniquement à une entité gouvernementale chargée de gérer les mesures d'urgence en cas d'accident. Cette entité pourrait être le MDDEP ou l'Organisation de la sécurité civile. Elle devrait se voir conférer**

⁷ « In addition, whenever the State or the Administrator, or a treating physician or nurse, determines that a medical emergency exists and the proprietary chemical formulas or specific chemical identity of a chemical used in hydraulic fracturing is necessary for emergency or first-aid treatment, the person using hydraulic fracturing shall immediately disclose the proprietary chemical formulas or the specific chemical identity of a trade secret chemical to the State, the Administrator, or that treating physician or nurse, regardless of the existence of a written statement of need or a confidentiality agreement. » Voir : U.S. House of Representatives, *A Bill to repeal the exemption for hydraulic fracturing in the Safe Drinking Water Act, and for other purposes*.
<http://www.govtrack.us/congress/bill.xpd?bill=h110-7231>

l'obligation légale de protéger les secrets industriels dont elle serait le dépositaire et de n'utiliser cette information qu'à des fins de sécurité civile. La *Loi sur l'accès aux documents des organismes publics* permet, en vertu de son article 23, aux organismes publics de refuser l'accès aux documents contenant de tels secrets industriels.

2.3 Dédommager les sinistrés en cas d'accident

À l'occasion d'un accident industriel causant des dommages à la santé ou à la propriété de tiers, ces derniers sont normalement dédommagés par l'entreprise par le truchement de sa police d'assurance-responsabilité civile. Or, les questions de dédommagement peuvent faire l'objet de litiges portant sur le degré de responsabilité de l'entreprise, l'ampleur du dommage subi par le tiers ou le niveau approprié du dédommagement. De tels litiges peuvent traîner des années devant les tribunaux, ce qui est coûteux surtout pour les plaignants, et aussi pour les intimés, notamment pour ce qui est de l'atteinte à leur image d'entreprise.

Le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains* précise que la demande d'un permis de forage « doit être accompagnée d'une copie certifiée d'une police d'assurance-responsabilité civile au montant de 1 000 000 \$ pour tout dommage causé par les opérations de forage ou par l'équipement s'y rattachant ».⁸ C'est manifestement trop peu, mais, de toute façon, les sociétés ont déjà des polices d'assurance pour des montants largement supérieurs. Notre préoccupation n'est pas tant leur degré de couverture, mais les conditions sous lesquelles les victimes seraient dédommagées en cas d'accident. Les victimes devront-elles poursuivre le promoteur? Quels seront les dommages couverts? Quels pourraient être des dédommagements appropriés? Par exemple, dans le cas d'un producteur agricole, comment évaluer l'impact d'un déversement accidentel des eaux de fracturation sur la valeur de sa terre? Le Conseil du patronat n'a pas les réponses à ces questions, mais il soumet qu'elles devraient être abordées de façon proactive avant qu'un accident ne se produise, dans le but de rassurer les tiers à risque. Cette réflexion proactive ne pourra pas prévoir bien sûr tous les cas de figure, mais elle devrait aboutir à des balises qui faciliteront le règlement en cas d'accident.

C'est pourquoi le Conseil du patronat recommande que le gouvernement amène l'industrie et le monde agricole à établir des balises qui faciliteront la compensation des dommages en cas d'accident industriel. Un comité conjoint industrie-Union des producteurs agricoles (UPA)-gouvernement pourrait être le forum approprié pour traiter ce sujet.

⁸ *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains*, R.Q. c. M-13.1, r.1, article 17.

3 Les bénéfices pour l'économie

Le développement d'une industrie du gaz de shale engendrera des bénéfices pour divers agents privés et publics dans l'économie :

- Sous-traitants : contrats pour des entreprises locales pendant la phase d'exploration;
- Travailleurs : emplois associés à l'exploration et à l'exploitation;
- Investisseurs : rendement sur le capital investi dans l'exploration et les risques associés;
- Consommateurs industriels, commerciaux et résidentiels : diminution éventuelle du prix du gaz en raison de l'achat local;
- Gouvernements : impôts payés par les travailleurs, impôts payés par les entreprises actives au Québec, redevances sur la production du gaz et loyer des baux;
- Producteurs agricoles et autres propriétaires fonciers : loyer en compensation de l'accès à leurs terres;
- Municipalités : impôts fonciers sur des installations reliées au gaz.

Dans cette section, nous examinons les bénéfices pour les sous-traitants et les travailleurs. Dans les sections suivantes, il est question des bénéfices pour les consommateurs, pour les gouvernements et pour la collectivité.

3.1 Investissements

Selon le MRNF, au 13 septembre 2010, 13 sociétés d'exploration détenaient 109 permis de recherche de pétrole et de gaz naturel, représentant une superficie totale de 1,8 million d'hectares. Jusqu'à présent, 6 sociétés d'exploration (Canadian Forest Oil, Canbriam, Gastem, Junex, Questerre et Talisman) ont effectué 28 forages dans les shales gazéifères du Québec depuis 2007, dont 7 en 2010. Ces 28 forages ont donné lieu à des investissements de plus de 200 M\$.⁹

Pour l'avenir, toujours selon les estimations du MRNF : « Le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec se fera de façon progressive et, lorsqu'un certain niveau de maturité aura été atteint à la faveur d'un contexte économique favorable, jusqu'à 250 puits horizontaux pourraient être forés chaque année. » Ce nombre nécessiterait des investissements d'au moins 1 G\$ par an de la part des sociétés d'exploitation.

Selon l'étude SECOR¹⁰, fondée sur les intentions des membres de l'APGQ, l'industrie pourrait forer au moins 150 puits par année à partir de 2015. Selon un scénario plus optimiste, ce chiffre pourrait grimper à 600 puits par année. Pour sa part, Questerre parle de forer 400

⁹ <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201009/16/01-4316346-le-gaz-de-schiste-reduira-les-emissions-de-ges-dit-normandeau.php>
Voir aussi http://sigpeg.mrnf.gouv.qc.ca/gpg/classes/recherche/GPG?url_retour

¹⁰ SECOR Conseil et APGQ, *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*, mai 2010.

puits horizontaux par année, à partir de 50 plates-formes, à l'échelle de l'industrie. En 20 ans, on aurait ainsi foré 8 000 puits, autant qu'en Alberta en une seule année.¹¹

Pour mettre ces chiffres en perspective, et en retenant celui du MRNF, un investissement additionnel de 1 G\$ par année équivaldrait à augmenter d'environ 60 % les investissements dans le secteur de l'extraction minière, et de l'extraction du pétrole et du gaz au Québec¹². C'est là un bond énorme, car cet investissement sera récurrent. Si on met ce chiffre en rapport avec le total de l'investissement privé au Québec, il représente une augmentation récurrente d'environ 2,4 %, ce qui est quand même significatif compte tenu de la largeur de la base.¹³

Au-delà de leur ampleur, il faut aussi qualifier ces investissements projetés en comparaison à d'autres qui ont fait l'objet de débats publics. Dans le cas présent, les promoteurs sont prêts à investir leur propre argent et celui de leurs co-actionnaires dans une entreprise risquée dont ils assumeront les rendements et les risques. Ils ne demandent pas d'aide gouvernementale sous forme de subvention, de prêt à taux réduit, de garantie de prêt ou de participation au capital. L'actuel débat ne porte pas sur la pertinence ou l'ampleur de l'aide publique, mais bien sur un flux en sens inverse : l'ampleur des redevances que l'industrie verserait au gouvernement. Il ne s'agit pas ici d'investir dans des canards boiteux dans une industrie en déclin, mais bien dans la production d'un bien pour lequel il existe une demande solvable. Il ne s'agit pas ici d'attirer au Québec, à grands coups de « volonté politique » et d'aides publiques, des entreprises qui, autrement, s'établiraient ailleurs, mais bien de permettre à des promoteurs qui désirent valoriser nos ressources naturelles, pour de bonnes raisons d'affaires, de réaliser leurs plans. Il ne s'agit pas ici de projets privés à la rentabilité douteuse, qui ne tiennent la route qu'à l'aide de subventions plus ou moins déguisées, mais bien d'investissements réellement privés. De ceux-là, le Québec n'en a pas de trop.

Le MRNF observe que le rythme d'exploration projeté au Québec demeure néanmoins modeste par rapport au niveau d'activité observé en Alberta, par exemple, où plus de 20 000 puits sont forés en moyenne chaque année dans l'industrie du pétrole et du gaz.

Les prévisions sur le volume des activités d'exploration remontent à l'été 2010. Depuis, Talisman et Questerre ont annoncé le report de leurs forages au Québec. Il existe une grande incertitude sur le nombre de puits qui pourraient être forés dans les années à venir et sur le rythme de développement de l'industrie. Parmi les facteurs qui détermineront ce rythme, au Québec, on retrouve : 1) la disponibilité locale de main-d'œuvre et de sous-traitants qualifiés; 2) la valeur du gisement d'Utica; 3) le prix du gaz.

Considérons d'abord le troisième facteur : **le prix du gaz**, qui est pour l'instant une donnée exogène pour le Québec. Plus il est cher, plus la récompense éventuelle des activités

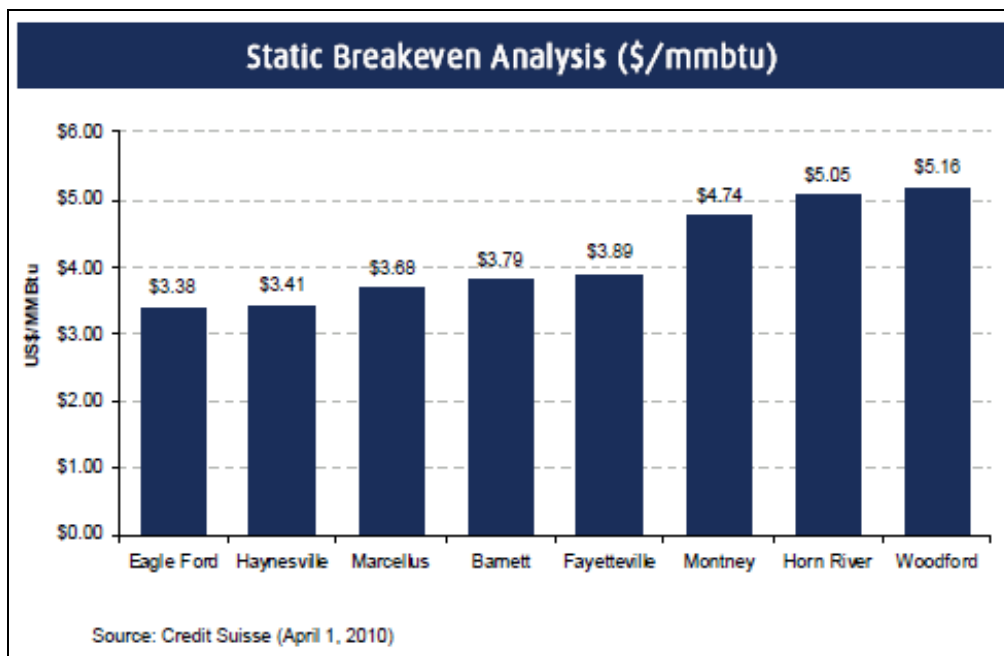
¹¹ <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201009/21/01-4317547-schiste-le-plaidoyer-de-la-firme-questerre.php>

¹² Secteur 21 du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN).

¹³ Base calculée en prenant la moyenne des trois années 2007 à 2009, dollars courants. Source : ISQ, http://www.stat.gouv.qc.ca/donstat/econm_finnc/conjn_econm/inves/ipp_canada.htm

d'exploration est grande, plus il est facile de lever des capitaux pour l'exploration et le développement. C'est la logique normale d'une industrie d'exploration et d'extraction. Toutefois, l'expérience récente aux États-Unis montre qu'il peut y avoir une relation inverse entre le prix du gaz, décroissant, et le nombre de forages, croissant.¹⁴ Même dans un marché déprimé comme c'est le cas actuellement, tandis que le prix du gaz est inférieur à sa moyenne des dix dernières années, l'activité d'exploration se poursuit, y compris dans les bassins les plus onéreux à exploiter comme ceux de Horn River et de Montney en Colombie-Britannique. Ainsi, même si les prix courants sont inférieurs au prix utilisé comme hypothèse dans l'étude SECOR, cela n'entraînerait pas nécessairement une baisse des investissements à court et moyen termes au Québec. À court terme, en phase d'exploration, le prix du gaz a moins d'impact sur les décisions d'investissement; il en aura davantage à l'étape du développement si la valeur du gisement est démontrée.

La **valeur du bassin d'Utica** dépend de ses caractéristiques géologiques et minéralogiques, lesquelles déterminent la productibilité des puits et le coût des forages. Selon des représentants de l'industrie, le bassin d'Utica serait comparable à celui du Marcellus : même profondeur, gaz sec ne requérant pas de déshydratation. Toutefois, avec seulement 28 forages à ce jour, l'industrie ne connaît pas encore suffisamment le bassin, d'où l'incertitude qui a cours. Dans l'avenir, le bassin d'Utica apparaîtra dans des comparaisons comme celles qui suivent :



¹⁴ « Shale drilling seems immune to lower prices. In our view, the most important dynamic in the US natural gas market is the virtual price inelasticity of unconventional shale gas supply. The key message in the data is that despite lower natural gas prices, horizontal drilling has been steadily moving higher since the middle of last year. Although we used to find a strong link between prices and horizontal drilling in the past, the relationship changed drastically over the past months. Since 2009, drilling in shale plays has displayed virtually no sensitivity to gas prices at all. » Source : Bank of America | Merryll Lynch, *Global Energy Weekly*, 24 août 2010.

Le facteur le plus important, à moyen terme, qui exercera un impact sur le rythme des forages serait **la quantité de main-d'œuvre et de sous-traitants qualifiés disponibles**, toujours selon l'industrie. D'ici à ce qu'une industrie locale se développe, il faut amener ici des ressources de l'Ouest canadien, de la Pennsylvanie et d'ailleurs; ce qui coûte cher.

Selon des représentants de l'industrie, il en coûterait entre 5 et 10 M\$ pour forer un puits.¹⁵ Selon l'étude SECOR, le coût d'exploration par puits devrait diminuer de 7,6 à 4,2 M\$ (45 %) entre 2010 et 2015. L'augmentation du nombre de puits forés sur cette période permettra à l'industrie de réaliser des économies d'échelle et des gains d'efficacité. À partir de 2015, le coût par puits devrait se stabiliser. Selon un représentant de Talisman : « Il faudrait que le coût des forages diminue de moitié avant qu'on pense même considérer que le gisement d'Utica approche d'une rentabilité comparable à celle du shale de Marcellus. »

3.2 Emplois

Selon l'étude SECOR, dans le scénario de base à 150 puits par année, l'activité générée soutiendra 12 915 emplois-année, équivalant à 2 153 emplois en moyenne par année pendant 6 ans.¹⁶ De son côté, le MRNF évalue la création d'emplois à 7 000 emplois directs et 3 000 emplois indirects, sur la base d'un volume de 250 puits par année.¹⁷

Selon le MRNF, une part de ces emplois est de niveaux professionnel et technique spécialisés : géologue, agronome, biologiste, ingénieur de forage, arpenteur, avocat, comptable, opérateur d'équipement, soudeur, etc. L'industrie créera aussi une demande dans les métiers de soutien comme le camionnage. Dans le secteur de l'extraction (SCIAN 21), les gains hebdomadaires moyens étaient d'environ 1 250 \$ au Québec en 2009, par comparaison à une moyenne d'environ 760 \$ pour l'ensemble des industries.¹⁸ Mieux encore, l'augmentation du volume d'activités dans une industrie fait augmenter les salaires jusqu'à ce que l'offre vienne rétablir l'équilibre. En Colombie-Britannique, qui possède une industrie de l'extraction du pétrole et du gaz plus petite que celle de l'Alberta, les gains hebdomadaires moyens étaient d'environ 1 450 \$ en 2009.

Pour l'instant, tandis que les promoteurs sont en phase d'exploration, une partie des salaires est remboursée par le « Crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources ». Une fois la production commencée, il s'agira d'emplois payés par des revenus de source entièrement privée, et non d'emplois subventionnés par les contribuables. De tels emplois réellement privés, bien payés en plus, sont ceux dont le Québec a besoin.

Dans la phase de démarrage de l'industrie, les promoteurs doivent compter, pour les métiers spécialisés sur les plates-formes, sur des travailleurs temporaires qui circulent à travers le

¹⁵ <http://www.cyberpresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201009/20/01-4317500-andre-caille-en-entrevue-au-soleil-ca-va-etre-tres-exigeant.php>

¹⁶ Étude SECOR, page 34.

¹⁷ Le document du MRNF ne précise pas s'il s'agit d'emplois-année.

¹⁸ Statistique Canada. *Estimations désaisonnalisées de la rémunération hebdomadaire moyenne, pour l'ensemble des salariés, pour une sélection d'industries*, tableaux 2-6 et 2.11. Voir <http://www.statcan.gc.ca/pub/72-002-x/2010007/tablesectlist-listetableuxsect-fra.htm>

continent. Ces métiers sont parmi les plus payants. Si cette pratique est inévitable pendant l'enfance d'une industrie, l'intérêt du Québec est bien sûr qu'elle diminue le plus possible et le plus rapidement possible. Pour arriver à cette fin, le gouvernement peut faire deux choses :

La première est d'adopter une politique industrielle visant à raccourcir la phase de démarrage de l'industrie, ou du moins à ne pas l'allonger. Plus cette phase sera longue, plus les sociétés exploratrices continueront de faire venir ici des équipes basées ailleurs, et moins vite le coût unitaire d'un puits diminuera. À l'inverse, plus la demande sera forte au Québec, plus les sociétés spécialisées sous-traitantes de l'industrie seront incitées à s'établir ici, à former des équipes locales, ce qui fera baisser le coût unitaire d'un puits. Selon l'étude SECOR, entre 2010 et 2015, à mesure que le nombre de puits forés au Québec grimpera à 150 par année, la part des dépenses réalisées au Québec augmentera de 38 % à 62 % (via la provenance des travailleurs). Cette augmentation du nombre de puits permettra à l'industrie de réaliser des économies d'échelle et des gains d'efficacité. C'est notamment l'accès au capital qui contraint actuellement le volume d'activités; nous traitons de cette question plus loin.

Par ailleurs, **la création de programmes de formation axés sur les métiers requis par l'industrie**, comme le programme de technologie minérale au cégep de Thetford-Mines, fait partie bien sûr de la solution.¹⁹ Mais encore faut-il que ce programme attire des étudiants. Pour y parvenir, il doit y avoir, au Québec, une ambiance assez positive au regard du développement de l'industrie du gaz de shale pour que des jeunes ou, encore, des travailleurs adultes désirant se recycler s'y inscrivent, notamment ceux des régions qui affichent des taux de chômage élevés et qui reposaient sur des secteurs présentement en décroissance comme, par exemple, la région de la Mauricie.

Par ailleurs, rappelons que le Québec dispose d'une expertise de calibre international au niveau du génie, d'exploitation minière et de pratiques environnementales. Ces ressources et cette expertise pourraient être mis à contribution et profiter au développement de cette nouvelle industrie. De plus, si l'industrie du gaz de shale est naissante au Québec, elle existe en bonne et due forme dans d'autres États desquels les connaissances et l'expérience peuvent être transférées ici.

3.3 Vers un cercle vertueux

Le Québec peut s'orienter vers un cercle vertueux ou vicieux. Il y a plusieurs visions quant au vice et à la vertu. Nous, nous prenons le parti de la prospérité du Québec, de laquelle découle donc notre point de vue. Ainsi, dans le scénario du cercle vicieux, une série d'obstacles ralentiraient les investissements au Québec. Le nombre de puits forés annuellement resterait faible, l'industrie ne parviendrait pas à découvrir les meilleures recettes de fracturation, les sous-traitants spécialisés ne s'établiraient pas au Québec, les coûts unitaires de forage resteraient élevés et les capitaux d'exploration délaisseraient

¹⁹ <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/295265/le-cegep-de-thetford-mines-est-pret-pour-le-virage-gaz>

graduellement le Québec pour des ciex plus accueillants. Le Québec aura alors raté une belle occasion de développement. Dans le scénario du cercle vertueux, les politiques publiques enverraient un signal accueillant à l'investissement et le nombre de forages augmenterait suffisamment vite pour permettre à l'industrie de bien comprendre les caractéristiques du bassin d'Utica. Ce volume d'activités inciterait les sociétés sous-traitantes spécialisées à s'établir au Québec, ce qui ferait baisser les coûts unitaires de forage et augmenter la part des dépenses d'exploration dont bénéficieraient les sous-traitants et travailleurs québécois.

Pour entrer dans le scénario du cercle vertueux, les politiques publiques doivent viser un *développement diligent* de l'industrie. À l'opposé de l'immobilisme, délibéré ou induit (« *paralysis by analysis* »), le développement diligent s'applique à attirer l'investissement de capitaux québécois, canadiens et étrangers, tout en adoptant les meilleures pratiques en matière de protection de l'environnement.

4 La substitution du gaz québécois au gaz de l'Ouest

Il existe deux raisons économiques qui rendent souhaitable la substitution du gaz naturel importé de l'Ouest canadien au gaz naturel produit au Québec : l'amélioration de la balance commerciale interprovinciale du Québec, et un léger avantage de prix pour les consommateurs québécois. À ces avantages économiques s'ajoute une raison d'ordre géopolitique : la sécurité d'approvisionnement.

4.1 Amélioration de la balance commerciale interprovinciale du Québec

Selon l'étude SECOR, la consommation annuelle de gaz naturel au Québec s'élève à environ 215 milliards de pieds cubes (6 milliards m³).²⁰ La totalité de ce volume est importée surtout de l'Ouest canadien. En prenant le prix AECO moyen des 12 dernières années, soit 0,205 \$ le m³, on arrive à une valeur d'importation d'environ 1,25 G\$ par année.²¹ À ce chiffre, il faut ajouter le coût des services de transport du gaz entre l'Alberta et le réseau de Gaz Métro, lesquels varient entre 150 et 220 M\$ par année, selon l'année.²² Supposons donc une valeur à l'importation d'environ 1,4 G\$ par année.²³ Pour apprécier ce chiffre, rappelons que le Québec a affiché un déficit de sa balance commerciale interprovinciale d'environ 2,8 G\$ par année en moyenne entre 2002 et 2009. Ainsi, en effaçant les importations reliées au gaz naturel, nous réduirions notre déficit commercial interprovincial de moitié.

²⁰ Deux cents milliards de pieds cubes en 2008 selon le Document technique du MRNF, une année relativement faible.

²¹ <http://www.gasalberta.com/pricing-market.htm>

²² Voir les causes tarifaires annuelles de Gaz Métro à la Régie de l'énergie, tableaux intitulés « Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution au 30 septembre. »

²³ Selon le Document technique du MRNF, les importations annuelles valent 2 G\$. Selon l'étude SECOR, l'impact sur la balance commerciale vaut entre 400 M\$ par année en 2015 et 1 G\$ en 2025 en postulant un prix moyen de 6 \$ par millier de pieds cubes.

Incidentement, remarquons que le Québec importe déjà du gaz de shale, lequel provient de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique, et qui est mélangé avec le gaz conventionnel issu de ces mêmes provinces. Comme on ne découvre plus de gaz naturel ordinaire dans les provinces de l'Ouest, la part du gaz de shale dans les importations ira en augmentant de toute manière. Il n'y a donc pas lieu de débattre les mérites du gaz de shale *versus* ceux du gaz conventionnel; il s'agit simplement de décider si nous voulons déplacer l'activité économique ici ou la laisser là-bas.

Là réside l'intérêt d'améliorer notre balance commerciale interprovinciale : déplacer vers le Québec une partie de l'activité économique, donc de la richesse, qui est actuellement créée dans d'autres provinces. Rappelons par ailleurs que le Québec reçoit 8,5 G\$ en péréquation du gouvernement fédéral en 2010-2011, une somme prélevée notamment dans les provinces qui génèrent le plus de richesses. Si nous ne voulons pas demeurer les principaux assistés de la fédération, il faut se résoudre à saisir les occasions de développement lorsqu'elles se présentent.

4.2 Léger avantage de prix pour les acheteurs québécois

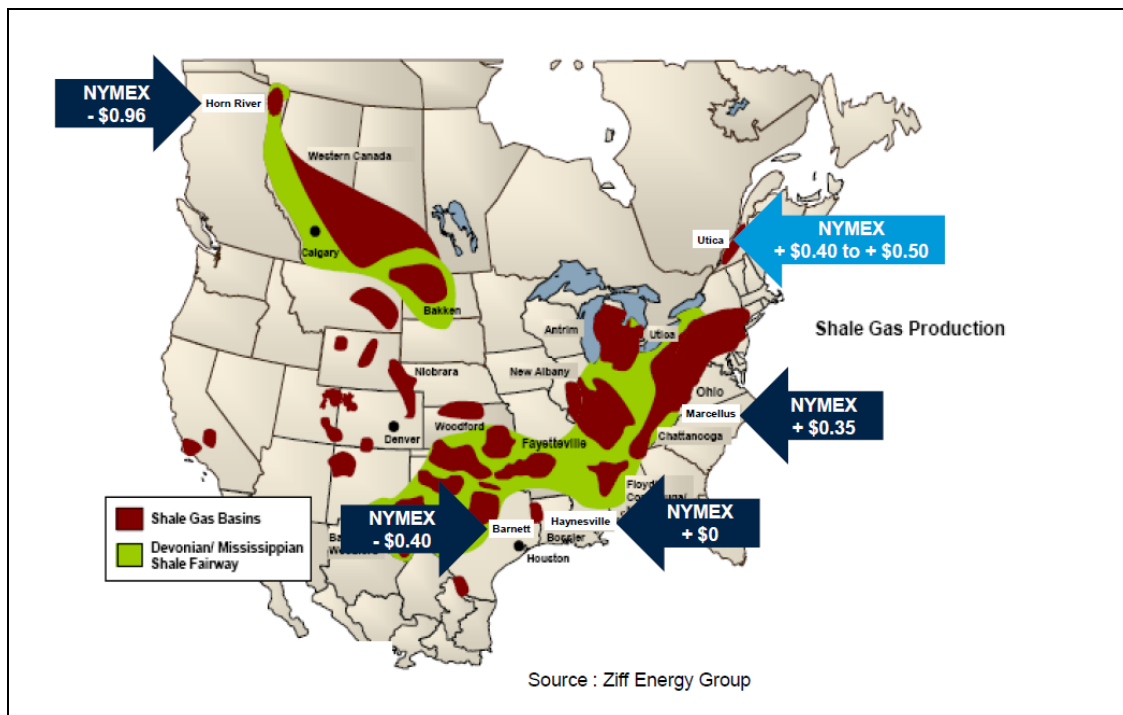
Les entreprises industrielles sont les premières concernées par les questions d'approvisionnement et de prix du gaz. Selon l'étude SECOR, le secteur industriel consomme 55 % du gaz naturel vendu au Québec, les secteurs commercial et résidentiel comptant pour 31 % et 11 % respectivement, principalement pour les usages de chauffe. Selon Gaz Métro, parmi les 5,8 milliards de m³ de gaz naturel qu'elle vend, 52 % sont vendus aux industries tandis que les secteurs commercial et résidentiel consomment 38 % et 10 % du gaz, respectivement. Les 2 500 clients industriels représentent 1 % de la clientèle de Gaz Métro.²⁴ L'écart entre ces deux séries de chiffres provient des clients industriels qui achètent leur gaz directement sur le marché du gros tout en se le faisant livrer par Gaz Métro.

Dans certains procédés de production, comme la production d'hydrogène nécessaire à des procédés métallurgiques, le gaz naturel est un intrant essentiel : on ne peut y substituer une autre forme d'énergie. Par contre, tout en étant parfois un intrant essentiel, les achats de gaz représentent rarement une fraction importante des coûts de production.

Historiquement, les prix de vente du gaz naturel au Québec sont normalement supérieurs aux prix observés non seulement en Alberta, mais aussi dans le nord-est des États-Unis. La carte ci-après montre les écarts de prix entre différentes régions de l'Amérique du Nord.²⁵ Dans le marché intégré, ces écarts seraient dus aux coûts du transport. Par exemple, dans les régions productrices, comme en Colombie-Britannique près du bassin de Horn River, ou encore au Texas, les prix de gros sont en deçà du niveau NYMEX. À prime abord, il y aurait donc un avantage pour les consommateurs de se trouver dans une région productrice par rapport à une région importatrice. Par ailleurs, la mise en exploitation des puits de gaz de shale en Amérique du Nord a contribué à la baisse du niveau NYMEX depuis deux ans.

²⁴ Gaz Métro, présentation de Martin Imbleau à l'APGQ, octobre 2009.

²⁵ Tiré d'une présentation donnée par Gaz Métro (par Martin Imbleau) à l'APGQ, octobre 2009.



La production de gaz naturel au Québec devrait avoir un impact à la baisse sur le prix de la ressource. Mais de combien sera cette baisse et quand arrivera-t-elle? Pour évaluer l'économie potentielle, il faut distinguer les composantes du coût d'achat par les consommateurs industriels. Du point de vue de l'acheteur, le prix du gaz comprend le coût de la molécule, le coût du transport depuis le point AECO en Alberta ou le point Dawn en Ontario, le coût de la distribution à l'intérieur de la franchise de Gaz Métro et le coût du service d'équilibrage. Selon un représentant de Gaz Métro, le coût de la molécule représente environ les deux tiers de la facture d'un grand consommateur industriel. Le coût des services de transport, de compression et d'équilibrage compte pour un sixième et la distribution pour un autre sixième.²⁶

L'économie potentielle, pour les consommateurs québécois, portera seulement sur le coût du transport, les coûts des autres composantes (molécule, équilibrage, distribution) étant indépendants de la provenance. En effet, dans un marché nord-américain intégré, le prix de la molécule résulte du jeu de l'offre et de la demande à l'échelle du continent.

Selon l'économiste Jean-Thomas Bernard :

Si nous prenons en considération le coût de transport, les consommateurs québécois continueront de payer le prix du gaz naturel à Dawn en Ontario plus le coût de transport jusqu'à la frontière québécoise tant et aussi longtemps que sa production sera inférieure à sa consommation. Le jour où sa production excédera sa consommation, c'est-à-dire, le jour où le Québec sera un

²⁶ Présentation de Patrick Cabana de Gaz Métro au congrès de l'ACIG.

exportateur net de gaz naturel, le prix payé au Québec deviendra celui de Dawn moins le coût de transport puisque le flux du gaz sera alors inversé, c'est à dire que les Ontariens paieront pour transporter le gaz jusque chez eux comme le Québec supporte maintenant le coût de transport pour l'avoir chez lui.²⁷

Un représentant de Gaz Métro offre une prévision semblable :

Le fait d'être assis sur des réserves de gaz produites au Québec, c'est sûr que ça va engendrer une pression à la baisse sur les prix. Si c'est minime, la quantité produite, l'effet va être minime. Si c'est grand, ça va être plus grand. Entre les deux, bien, ça va dépendre du pouvoir de négociation des clients et des producteurs.²⁸

À terme, les acheteurs québécois sont donc susceptibles de profiter d'une baisse de prix équivalente à la différence entre le prix de gros à Montréal et le prix que le dernier producteur québécois qui entre sur le marché pourra obtenir en vendant sa production à Dawn. Ce prix est le prix de gros à Dawn moins le coût de transport de Montréal à Dawn. Donc, la baisse de prix de gros équivaldra à deux fois le coût du transport Dawn-Montréal, soit environ 0,70 \$ CAN le gigajoule d'après les prix courants.²⁹ Pour le mettre en perspective, pour un consommateur résidentiel consommant 3 000 m³ par année, l'économie équivaldrait à environ 78 \$ par année.

Toutefois, la baisse de prix prévue précédemment ne surviendrait sans doute pas d'un jour à l'autre quand la production québécoise rejoindra la consommation. Quelle pourrait être la trajectoire de la baisse de prix? Le premier producteur québécois à passer en mode exploitation n'aura besoin, pour trouver preneurs et écouler sa production, que de vendre à un prix marginalement inférieur au prix AECO, augmenté du coût du transport jusqu'à la franchise de Gaz Métro, afin de déloger un fournisseur actuel. Ainsi, il empochera le profit équivalent au coût de transport économisé. À mesure que d'autres producteurs établis au Québec arriveront sur le marché, l'offre additionnelle, toujours à un prix marginalement inférieur afin de trouver preneurs auprès des grands clients industriels, poussera graduellement le prix moyen au Québec vers son nouvel équilibre à terme, tel que défini précédemment.

Par ailleurs, d'un point de vue social, c'est-à-dire en regardant l'ensemble des coûts et en faisant abstraction de leur répartition entre les agents, il faudra retrancher de l'économie sur

²⁷ Allocution au congrès de l'APGQ, octobre 2010.

²⁸ BAPE, première partie des audiences sur le gaz de schiste, compte rendu de la séance du 5 octobre 2010, intervention de M. Jean-Pierre Noël de Gaz Métro, document DT3, paragraphe 4140 et suivants.

²⁹ *Ibid.*

le coût de transport, le coût du service de réception qui sera fourni par Gaz Métro aux producteurs établis au Québec. Le montant de ce tarif sera établi par la Régie de l'énergie.³⁰

De cette analyse, nous pouvons tirer deux recommandations de politique publique :

1 – Plus vite le volume de production au Québec rejoindra le volume consommé, plus vite les consommateurs québécois jouiront de la baisse de prix, même si elle sera finalement assez faible. À l'inverse, tant que la production québécoise restera marginale par rapport à la consommation, il n'y aura presque pas de baisse de prix. Nous avons donc avantage à adopter des politiques ayant pour effet d'accélérer le développement de l'industrie et non de la ralentir.

2 – Au sein de l'industrie québécoise du gaz de shale, il doit y avoir une saine concurrence afin de provoquer des baisses de prix graduelles. Cela nécessite une pluralité de producteurs ainsi qu'un marché transparent permettant aux acheteurs (Gaz Métro ainsi que les grands consommateurs industriels et commerciaux) d'observer les transactions et les prix.

4.3 La sécurité d'approvisionnement

La totalité du gaz naturel consommé au Québec provient des provinces de l'Ouest et arrive au Québec en empruntant le gazoduc appartenant à Transcanada Pipelines (TCPL).³¹ Les centaines de milliers de consommateurs de gaz naturel du Québec dépendent de cette unique infrastructure. Même si elle est adéquatement protégée et exploitée selon les règles de l'art, le simple fait de dépendre d'une seule infrastructure nous rend vulnérables devant une interruption des livraisons sur ce gazoduc, qui pourrait éventuellement survenir en raison d'un accident ou d'un acte terroriste. Nous n'accepterions jamais qu'une grande ville dépende d'une seule ligne de transport d'électricité; c'est tout aussi imprudent que la province entière dépende d'une seule source d'approvisionnement en gaz.

Au-delà des interruptions catastrophiques, il n'est pas bon non plus que le Québec soit vulnérable à des réductions de livraisons advenant une dispute politico-commerciale majeure avec ses partenaires actuels. Dix-huit pays européens ont subi des réductions ou des interruptions temporaires de leurs approvisionnements en provenance de la Russie en raison des disputes commerciales entre ce pays et l'Ukraine.³² Bien sûr, le contexte est très différent ici : le Québec et les provinces de l'Ouest font partie du même pays; l'Office

³⁰ Régie de l'énergie. « Demande pour autoriser la création d'un tarif de réception, pour énoncer les principes généraux pour la détermination et l'application d'un tel tarif et pour approuver les méthodes d'établissement et la fixation de certains taux », R-3732-2010.

³¹ Le Gazoduc Trans Québec & Maritimes, reliant la ville de Terrebonne au Québec à celle de Portland, New Hampshire, via East Hereford, sert à l'exportation de gaz vers les États de Nouvelle-Angleterre et non à l'importation. De même, les points d'interconnexion à Napierville et à Phillipsburg servent à desservir les États de New York et du Vermont, et ne peuvent devenir des sources d'approvisionnement.

³² http://en.wikipedia.org/wiki/Russia%E2%80%93Ukraine_gas_disputes#Dispute_of_2008.E2.80.932009

national de l'énergie régit le commerce interprovincial de gaz. Un tel argument d'ordre géopolitique, bien que rarement exprimé dans le contexte nord-américain, doit tout de même faire partie de l'équation. Rappelons que le gouvernement du Québec poursuit une politique avouée « d'occupation du territoire » en raison d'un argument d'ordre géopolitique et que le Canada cherche à affirmer sa présence dans l'Arctique pour le même genre de raison.

La dépendance du Québec envers le gaz de l'Ouest dure depuis des décennies, mais ce n'est pas une raison pour ne pas voir autrement. Rappelons que c'est à la suite du grand verglas de 1998 qu'Hydro-Québec a décidé de construire la ligne Hertel-Des Cantons pour sécuriser l'alimentation de la Montérégie. Par précaution, le Québec ne devrait pas dépendre d'une seule source extérieure pour son approvisionnement en un bien énergétique aussi essentiel que le gaz naturel. Cent vingt-quatre mille foyers québécois se chauffent au gaz naturel, ainsi que 49 000 institutions et commerces.³³

Dans un tout autre domaine, des groupes écologistes invoquent le concept de souveraineté alimentaire pour justifier des politiques qui amèneraient les Québécois à consommer plus d'aliments produits localement.³⁴ Dans ce discours d'achat local, il y a une part de protectionnisme des producteurs locaux, une part d'écologisme (éviter la dépense énergétique reliée au transport des aliments) et une part de géopolitique (éviter la dépendance envers d'autres provinces ou États pour des biens essentiels). Chacun de ces arguments peut se transposer au secteur du gaz naturel.

5 La fiscalité et la politique industrielle

Cette section traite à la fois des recettes que l'État pourrait tirer du développement de l'industrie du gaz de shale (redevances, baux, impôts sur le revenu des sociétés, taxes sur la masse salariale) et des mesures budgétaires et fiscales visant à favoriser cette industrie, et qui viennent diminuer ces recettes (actions accréditatives, crédit d'impôt, congé de redevances).

Selon l'étude SECOR, les recettes du gouvernement du Québec découlant des activités d'exploration atteindraient 127,2 M\$ sur la période de six ans 2010-2015 et 49 M\$ par année pour les années suivantes, en supposant un volume d'activités de 150 forages par année. L'activité d'exploitation amènerait 94 M\$ sur la même période de six ans, essentiellement des redevances. Les recettes en redevances sont fonction du volume de gaz extrait, du prix du gaz et du taux de la redevance. Après 2015, les recettes provenant de l'exploitation croitraient jusqu'à 100 M\$ par année en 2025. L'étude SECOR exclut l'impôt sur le revenu des sociétés.

³³ Gaz Métro, présentation de Martin Imbleau à l'APGQ, octobre 2009.

³⁴ Voir notamment : <http://www.equiterre.org/choix-de-societe/dossier/pour-la-souverainete-alimentaire-des-peuples> et <http://www.nourrirnotremonde.org/ScriptorWeb/scripto.asp?resultat=189694>

Le Conseil du patronat reconnaît qu'il faut trouver de nouvelles façons de financer les services publics auxquels tiennent les Québécois. Nous partageons donc l'opinion de la ministre des Ressources naturelles disant que : « Il faut trouver le bon équilibre avec, d'une part, un environnement fiscal et réglementaire qui soit attractif pour les entreprises et, d'autre part, un environnement qui fasse en sorte que les Québécois soient les premiers bénéficiaires de la mise en valeur de notre potentiel gazier. »³⁵ Cela étant, la question de savoir où se situe ce « bon équilibre » reste entière. Par exemple, eu égard aux redevances, il faut les établir à un niveau qui maximise le bénéfice revenant à la collectivité, tout en encourageant l'investissement privé qui est nécessaire à la réalisation de ce bénéfice.

Dans son budget de 2009, le gouvernement du Québec a annoncé une « révision du régime de redevances sur le gaz naturel afin de le moderniser et de tenir compte des nouvelles réalités du marché ». L'intervention du Conseil du patronat s'inscrit donc également dans la réflexion menant à cette révision.

5.1 Les leviers à la disposition du gouvernement

Québec détient une série de leviers pour trouver le « bon équilibre » : les conditions associées aux permis de recherche et d'exploitation, les redevances, la fiscalité (crédit d'impôt, actions accréditatives), les dépenses de programmes et les participations de l'État au capital des entreprises.

5.1.1 Permis et baux

La *Loi sur les mines*³⁶ et le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains*³⁷ précisent les conditions d'obtention des permis et des baux associés aux activités d'exploration et d'exploitation. Nous relevons ici les modalités sur lesquelles le gouvernement peut jouer, et qui constituent autant de leviers de la politique industrielle.

À l'étape de l'exploration :

- Le prix du permis de recherche, actuellement de zéro;
- La durée du permis et, surtout, du droit d'exploration exclusif qui y est rattaché;
- La superficie sur laquelle porte le permis;
- Le montant de la rente annuelle que doit payer le titulaire du permis de recherche, actuellement de 0,10 \$ l'hectare. À partir de la sixième année, la rente est de 0,50 \$ l'hectare pour chaque renouvellement;
- Après l'expiration du permis original, le nombre d'années pendant lequel il peut être renouvelé;

³⁵ <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201009/16/01-4316346-le-gaz-de-schiste-reduira-les-emissions-de-ges-dit-normandeau.php>

³⁶ Voir notamment la Section XI : Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain.

³⁷ Voir notamment le Chapitre IV : Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain.

- La valeur des travaux obligatoires qui doivent être réalisés durant le bail d'exploration. Actuellement, la valeur minimale des travaux est de 0,50 \$ l'hectare la première année et augmente de 0,50 \$ par année, pour atteindre 2,50 \$ la cinquième année;
- Le degré auquel un détenteur de permis peut reporter les travaux obligatoires aux années suivantes;
- Le degré auquel un détenteur de plusieurs permis peut les grouper pour l'application des travaux obligatoires.

À l'étape de l'exploitation :

- La durée du bail d'exploitation, actuellement de 20 ans;
- Les conditions de renouvellement de ce bail;
- La superficie maximale du bail d'exploitation;
- Après l'expiration du bail original, le nombre d'années pendant lequel il peut être renouvelé;
- Le montant du loyer annuel, actuellement de 2,50 \$ l'hectare.

5.1.2 Redevances

Le montant de la redevance est fixé actuellement à 10 % de la « valeur au puits »³⁸ pour les premiers 84 000 m³ et 12,5 % sur le volume excédant.

Lors du Discours sur le budget 2009-2010, le gouvernement a annoncé la mise en place d'un congé de redevances de cinq ans, pouvant atteindre 800 000 \$ par puits, pour les puits de gaz naturel mis en production d'ici la fin de 2010, afin d'encourager l'exploration et stimuler les investissements en 2009 et 2010. Le coût de cette mesure budgétaire pour 2009-2010 et 2010-2011 avait été évalué à 3,8 M\$. On prévoit qu'aucune entreprise ne pourra profiter de cette mesure étant donné qu'aucun puits de gaz naturel ne sera mis en production d'ici la fin de 2010.

5.1.3 Fiscalité

Le régime d'imposition des sociétés contient quatre mesures visant à avantager les sociétés actives dans l'exploration de ressources, y compris le gaz naturel :

- **Crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources (2001).** Le taux de base du crédit d'impôt dont peut bénéficier une société est de 15 %. Ce taux est par ailleurs majoré à 35 % à l'égard des frais admissibles engagés par une société qui n'exploite aucune ressource minérale ni aucun puits de pétrole ou de gaz, et qui n'est pas liée à une société qui exploite une ressource minérale ou un puits de pétrole ou de gaz.

³⁸ Selon le document du MRNF, la Loi définit la « valeur au puits » comme étant « le prix moyen de vente au détail, à l'exclusion de toutes taxes et déduction faite des coûts moyens de transport à partir du puits jusqu'aux lieux de livraison, des coûts de mesurage et, le cas échéant, de ceux de purification ».

- **Amortissement accéléré des frais canadiens d'exploration (1974).** Les dépenses engagées dans la prospection, l'exploration ou la recherche de minéraux, de pétrole ou de gaz naturel ou, encore, dans la mise en valeur de ressources minérales au Canada, peuvent être déduites à un taux de 100 % pour l'application de l'impôt.
- **Frais relatifs aux ressources (amortissement accéléré).**
- **Amortissement accéléré des frais canadiens de mise en valeur (1974).**

Nous ne considérons ici que les mesures visant le secteur de l'exploration des ressources et non les mesures fiscales visant l'ensemble des sociétés. À ces mesures, il faut ajouter les mesures associées aux actions accréditatives dans le régime d'imposition des particuliers. Les modalités de ces dépenses fiscales sont résumées en annexe A.

5.1.4 Programmes

Dans son budget de 2009, le gouvernement accorde une enveloppe de 4 M\$ pour deux ans à un programme d'acquisition de connaissances scientifiques dans les bassins sédimentaires du Québec, dont ceux de la vallée du Saint-Laurent, de la Gaspésie, de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, ainsi que du Nord québécois dans le but de « permettre d'autres découvertes et de susciter l'arrivée de nouveaux joueurs dans l'industrie, il importe de mieux caractériser et de promouvoir le potentiel du Québec ». De plus, le gouvernement a prévu 3 M\$ pour le programme d'évaluations environnementales stratégiques qui « sera déployé dans une perspective globale et qui pourrait servir de toile de fond aux études d'impact environnemental sur chacun des projets à venir ».

5.1.5 Accès au capital

Dans son budget de 2009, le gouvernement demandait à la SGF d'intervenir pour aider financièrement les compagnies gazières :

Pour faciliter l'accès aux capitaux et favoriser les partenariats entre les sociétés juniors (sociétés québécoises) et les sociétés majeures (qui détiennent l'expertise), le gouvernement encourage la Société générale de financement du Québec à mettre à contribution les outils dont elle dispose pour soutenir le développement de cette industrie au Québec au cours des deux prochaines années.

La SGF a indiqué qu'aucun investissement n'a été fait dans ce secteur en date de septembre 2010.³⁹

³⁹ Rapporté par *Rue Frontenac*, le 17 septembre 2010.

5.2 Quel niveau de prélèvement?

Ce tour d'horizon montre que le gouvernement dispose d'une panoplie de leviers réglementaires, budgétaires, fiscaux et financiers pour conditionner le développement de l'industrie et pour trouver le point d'équilibre souhaitable.

Jusqu'à présent, le débat a porté surtout sur deux de ces leviers, soit le prix du permis d'exploration et le niveau de la redevance à l'étape de l'exploitation. Des intervenants ont déploré le fait que le Québec ait accordé gratuitement les permis d'exploration alors que la Colombie-Britannique les vend aux enchères. En Colombie-Britannique, les sociétés d'exploration de gaz naturel auraient versé 1,5 G\$ au gouvernement en deux ans pour obtenir des permis d'exploration. Pour chaque hectare, les enchères rapportent régulièrement plus de 1 000 \$, le prix frôlant parfois les 10 000 \$, pour une durée variant de cinq à dix ans.⁴⁰ Devant cette critique, l'industrie et le gouvernement répondent que le gisement d'Utica n'a pas encore démontré sa viabilité commerciale, contrairement à celui de Horn River en Colombie-Britannique qui est en production depuis plusieurs années. Au Québec, le prix des permis d'exploration a été fixé à zéro en 1984 car, à cette époque, à la suite des recherches menées par la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), le consensus était qu'il n'y avait pas de gaz au Québec. Dans ces conditions, des enchères pour les permis d'exploration au Québec n'auraient vraisemblablement rien rapporté ou presque. Le Conseil du patronat estime ces explications plausibles. Cela étant, le débat reste ouvert sur le niveau approprié de prélèvement pour l'avenir maintenant que la donne a changé.

Par exemple, la chef de l'opposition officielle a affirmé récemment qu'un gouvernement du Parti québécois « exigerait que la moitié de la richesse créée par l'exploitation des gaz de shale revienne à l'État. » Elle a indiqué que cette perception de droits pourrait prendre plusieurs formes : droits sur les permis, redevances, impôts ou en prenant une participation publique.⁴¹ Cette intervention a le mérite de montrer que l'État québécois peut agir à différents niveaux pour prélever la « rente du sol » (notion définie à la section suivante). Il s'agit de trouver la bonne combinaison des outils en fonction des objectifs de la politique industrielle. Par contre, il nous paraît prématuré de fixer à ce moment-ci le niveau du prélèvement, car une donnée essentielle manque au tableau : les véritables coûts de forage et la productibilité des puits dans le bassin d'Utica.

Selon des représentants de l'industrie, le bassin d'Utica serait semblable à celui du Marcellus en Pennsylvanie : profondeur comparable, gaz sec ne requérant pas de déshydratation avant son insertion dans le gazoduc. Par contre, il faut entre 25 et 50 puits horizontaux pour établir la valeur économique d'un gisement; nous n'y sommes pas encore au Québec.

⁴⁰ Cyberpresse, « Gaz de schiste : a-t-on manqué le bateau? », 4 septembre 2010.

⁴¹ <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201010/03/01-4329158-marois-reclamerait-50-de-redevances-a-lindustrie.php>

Selon l'Office national de l'énergie, dans le bassin de Horn River, il en coûte 10 M\$ par puits horizontal. Ceux de la formation d'Utica devraient coûter entre 5 et 9 M\$.⁴² Selon un représentant de l'industrie : « Il faudrait que le coût des forages diminue de moitié avant qu'on pense même considérer que le gisement d'Utica approche d'une rentabilité comparable à celle du shale de Marcellus. »⁴³ Selon l'étude SECOR, le coût d'exploration par puits devrait diminuer de 7,6 à 4,2 M\$ (ou de 45 %) entre 2010 et 2015.

Toute cette incertitude quant aux véritables coûts d'exploration dans le bassin d'Utica, et donc à la rentabilité des activités, devrait inciter le gouvernement à se garder de fixer trop vite de nouveaux prix pour les permis, le loyer des baux et le niveau des redevances. Il est possible que le bassin d'Utica s'avère plus coûteux à exploiter et donc moins rentable que prévu. Dans ce cas, des prélèvements trop importants vont décourager l'investissement. Le tableau suivant, créé par BMO à partir de sources publiques et de l'information divulguée par les sociétés, montre la diversité des coûts d'opération unitaires et des redevances.

Comparison of Shale Plays						
	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Eagle Ford
Net Acres ('000's)	2,549	2,009	3,334	6,600	749	1,633
Est. Recoverable Resource (tcf)	64.1	36.9	109.0	96.4	15.9	21.0
EUR per well (bcf)	2.4	2.8	6.2	4.2	4.3	5.1
30-Day IP (mmcf/d)	2.1	2.5	9.5	4.5	4.0	6.0
Operating Costs (\$/mcf)	\$0.88	\$0.70	\$0.90	\$1.15	\$0.95	\$0.85
Average Royalty Rate %	24%	19%	24%	21%	19%	24%
Average Well Cost (\$mm)	\$2.6	\$2.8	\$8.0	\$3.9	\$5.0	\$5.5
F&D Cost (\$/mcf)	\$1.09	\$1.07	\$1.28	\$0.92	\$1.16	\$1.08

Source: BMO Capital Markets, Company Reports

5.3 Permis et redevances : des mécanismes pour les établir au bon niveau

Pour l'avenir, une fois que l'industrie connaîtra la véritable valeur du bassin d'Utica, quel sera le bon prix pour les permis et le bon niveau pour les redevances? En théorie, il s'agit de les fixer de façon à permettre au gouvernement, au nom de la population, de capturer une bonne partie de la rente du sol.

⁴² Office national de l'énergie. Voir <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-fra.html#s9>

⁴³ Scott Sobie de Talisman, cité par Cyberpresse, le 16 septembre <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/energie-et-ressources/201009/14/01-4315307-gaz-de-schiste-talisman-voit-des-obstacles-a-l'exploitation.php>

La rente du sol est la différence entre le prix du marché et les coûts de production, augmentée d'un rendement normal.⁴⁴ Elle dépend de trois facteurs :

- Le jeu de l'offre et de la demande, qui fait varier le prix du marché, considéré ici comme exogène à l'entreprise. Seuls les grands consommateurs industriels de gaz (les papetières et les alumineries notamment), par leur pouvoir d'achat, ont une petite capacité à la marge d'influencer le prix d'achat du gaz qu'ils consomment.
- Les caractéristiques techniques du site, qui déterminent en partie le coût de production, c'est-à-dire le coût de forage et le coût pour amener le gaz jusqu'au réseau de transport de Gaz Métro (tarif de réception). Les coûts peuvent varier d'un site à un autre selon la profondeur de forage, les caractéristiques géologiques et chimiques du site, la distance par rapport au réseau de gazoduc, le prix des baux négociés avec les propriétaires fonciers, les exigences environnementales, etc.⁴⁵ De plus, au Québec, l'industrie affirme que le coût d'opération de la plate-forme, pour l'instant, est plus élevé qu'ailleurs en raison de l'absence de sous-traitants locaux, de la petitesse du marché et de l'obligation de faire venir des équipes d'ailleurs. Les coûts sont normalement stables dans le temps, mais, dans une industrie naissante comme celle du gaz, ils peuvent varier à la hausse en raison de nouvelles exigences réglementaires ou à la baisse en raison de progrès technologiques.
- Les aptitudes de chaque entreprise à minimiser leurs coûts. Toutes les entreprises n'ont pas les mêmes coûts, la politique industrielle devant favoriser l'essor des joueurs les plus performants.
- Le rendement normal dans l'industrie de l'extraction du gaz tient compte du niveau des risques associés à cette industrie. Plusieurs firmes de courtage, notamment, produisent des analyses qui donnent le rendement normal dans cette industrie.

La rente du sol totale ne sera donc pas identique à travers tous les lots du bassin d'Utica ni pour tous les promoteurs. Elle variera d'un lot à un autre et d'un producteur à un autre en fonction d'une série de particularités.

La rente du sol est normalement convoitée par les parties prenantes. Les producteurs, désirant naturellement maximiser leurs profits, cherchent à se l'accaparer en militant pour un faible niveau de prélèvements publics. Les pouvoirs publics, aux échelles nationale, provinciale et locale, cherchent aussi à se l'accaparer afin de financer leurs dépenses. On retrouve de tels débats dans toutes les provinces et tous les États, et pour tous les types de ressources naturelles.

⁴⁴ « In economics, rent is a surplus value after all costs and normal returns have been accounted for, i.e. the difference between the price at which an output from a resource can be sold and its respective extraction and production costs, including normal return. »

⁴⁵ Caleb White, *Economics of Directional and Horizontal Drilling*. Voir : [Economics of Directional and Horizontal Drilling - 2009 - Caleb White.pdf](#)

En pratique, la somme des prélèvements (permis, baux, redevances, impôts sur les sociétés moins crédits d'impôt) ne doit pas dépasser un niveau tel qu'il réduirait la rentabilité de l'investissement en deçà de ce que la société d'exploration pourrait obtenir dans les autres endroits où se trouvent des gisements. Quand cette limite est dépassée, l'investissement est dirigé ailleurs. Ce critère ne signifie pas qu'il faille comparer des taux de redevance, des loyers et des prix de permis au brut. En effet, si le bassin d'Utica est naturellement moins coûteux à exploiter que d'autres, les taux de prélèvement pourraient être plus élevés ici. Inversement, si les coûts sont plus élevés au Québec, les taux devraient être moindres ici qu'ailleurs.

Parmi les instruments de prélèvement, on compte :

- Une redevance d'un montant fixe par unité de volume de gaz;
- Une redevance en pourcentage de la valeur au marché d'une unité de gaz;
- La vente des permis de recherche;
- Le loyer associé au bail d'exploration ou d'exploitation;
- Une taxe sur les transactions privées entre sociétés portant sur les droits d'exploration et d'exploitation.

Les provinces et les États peuvent établir un système de prélèvement en combinant les instruments listés précédemment. Par exemple, la législature de la Pennsylvanie débat actuellement (mi-octobre) d'un projet de loi qui établirait une redevance à deux étages sur l'extraction de gaz du shale Marcellus : un étage basé sur le prix au marché d'une unité de volume gaz et l'autre équivalant à un montant fixe par unité de volume. La proposition prévoit aussi d'augmenter les taux après une période initiale de quatre ans destinée à permettre au producteur de récupérer son investissement.⁴⁶ Chez nous, l'économiste Marcel Côté a suggéré de « baisser les redevances durant les premières années et de les relever ensuite en connaissance de cause ». ⁴⁷ De son côté, l'économiste Claude Montmarquette a suggéré de lier le niveau de la redevance aux profits de l'industrie.⁴⁸

Pour établir le bon niveau de prélèvement, le gouvernement doit évaluer la rente du sol totale et, pour ce faire, il doit pouvoir observer les prix et les coûts. Les prix sont observables, car le marché du gaz naturel est mature et transparent. Mais les coûts, eux, ne sont pas aussi facilement observables. Comment le gouvernement peut-il donc faire pour établir les prélèvements au bon niveau? Pour se faire une idée de la rentabilité, avérée ou attendue, des différents lots, il pourrait observer les transactions portant sur les droits d'exploration et d'exploitation. En effet, les permis de recherche et d'exploitation sont des droits réels et immobiliers et leurs détenteurs ont le droit de les revendre.⁴⁹ Le prix de vente d'un permis d'exploration ou d'exploitation en vigueur devrait équivaloir théoriquement à la

⁴⁶ <http://www.reuters.com/article/idUSTRE68R36020100928>

⁴⁷ <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/energie-et-ressources/201010/07/01-4330505-le-gaz-de-schiste-une-industrie-solide-qui-est-payante-selon-secor.php>

⁴⁸ <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/quebec/201010/01/01-4328797-gaz-de-schiste-nationaliser-couterait-cher.php>

⁴⁹ *Loi sur les mines*, article 8.

valeur actualisée du flux de profits qu'un producteur s'attend tirer de ce lot. Le prix reflétant la valeur, on peut présumer que l'acheteur d'un tel permis acceptera de payer un prix qui tient compte du véritable coût de production sur ce lot, eu égard aux considérations évoquées précédemment. Même lorsqu'il n'y a pas encore eu de forages exploratoires sur un lot quelconque, le prix du permis d'exploration qui y est associé reflétera l'information disponible à ce moment dans le temps sur les coûts de production dans des lots comparables.

Selon un analyste financier cité par *La Presse*, les transactions entre entreprises qui cèdent leur droit d'exploration sur le gisement d'Utica se font à environ 2 500 \$ par hectare. Dans les gisements déjà en exploitation, comme en Pennsylvanie, les transactions dépassent 25 000 \$ l'hectare.⁵⁰

C'est pourquoi le gouvernement devrait créer un marché ouvert et transparent des permis d'exploration et d'exploitation accordés sur le territoire du Québec. Ce marché, fondé sur le *Registre public des droits miniers, réels et immobiliers*, sur lequel toutes les transactions sont enregistrées, devrait révéler le prix (y compris toute considération assimilable à un prix) des transferts de permis. Il permettrait au gouvernement de se renseigner sur la vraie valeur des permis et d'évaluer la rente du sol, lot par lot, à sa juste valeur.

Des permis de recherche ont déjà été accordés sur presque tout le territoire du bassin d'Utica, au prix de zéro, reflétant en cela la perception de leur valeur au moment où ils ont été accordés. Cette valeur augmente à mesure que les joueurs de l'industrie poursuivent leur programme d'exploration et que l'industrie améliore sa connaissance du bassin. Toutefois, compte tenu de l'état embryonnaire de l'industrie au Québec, il serait étonnant que tous les lots sous permis aient fait l'objet de travaux d'exploration significatifs à l'échéance du permis qui les couvre.

Les permis de recherche sur les lots qui n'ont pas fait l'objet de l'ensemble des travaux obligatoires associés au permis de recherche devraient être remis aux enchères plutôt que renouvelés.

Dans un article publié sur le forum de l'Organisation mondiale du commerce, l'avocat Matthew S. Yeo identifie l'existence de mécanismes d'enchères pour établir si les gouvernements, au nom de leurs commettants, sont adéquatement compensés pour l'émission de droits d'exploitation des ressources naturelles dont ils sont propriétaires.⁵¹

Le Québec se trouve dans une situation particulière par rapport à d'autres provinces ou États du fait que les permis de recherche ont été accordés gratuitement. **C'est pourquoi la revente d'un permis de recherche par son titulaire, durant sa période de validité, devrait être permise seulement s'il a effectué les travaux obligatoires associés au**

⁵⁰ <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/economie/energie-et-ressources/201009/14/01-4315307-gaz-de-schiste-talisman-voit-des-obstacles-a-l'exploitation.php>

⁵¹ Voir annexe 2.

permis sur ce lot ou s'il a acheté lui-même le permis à l'occasion d'une enchère (marché primaire) ou par une transaction de gré à gré (marché secondaire). Si ni l'une ni l'autre de ces conditions ne sont remplies, le titulaire d'un permis de recherche qui désire s'en départir devrait pouvoir le céder au gouvernement contre remboursement du loyer qu'il aura payé. Cette mesure vise à diriger vers la collectivité le gain en capital sur les lots n'ayant pas fait l'objet de travaux d'exploration. En l'absence de cette mesure, comme c'est le cas actuellement, le détenteur d'un permis de recherche pourrait, en le revendant en cours de validité, réaliser un gain en capital sans avoir eu à investir un cent en travaux d'exploration sur ce lot. Cela donnerait un avantage indu (*windfall gain*) aux détenteurs de permis de recherche qui l'ont obtenu gratuitement et qui n'ont eu qu'à payer la rente annuelle de 0,10 \$ l'hectare. La spéculation sur les permis de recherche n'est pas répréhensible en soi, mais dans le cas particulier du Québec, leurs détenteurs les ont obtenus au prix de zéro. Par contre, les détenteurs de permis de recherche qui ont effectué les travaux obligatoires sur le lot visé devraient pouvoir se les faire renouveler, comme c'est le cas actuellement.

La valeur minimale des travaux obligatoires qui doivent être réalisés durant le bail d'exploration est actuellement de 0,50 \$ l'hectare la première année et augmente de 0,50 \$ par année pour atteindre 2,50 \$ la cinquième année. De plus, un détenteur de plusieurs permis peut les grouper pour l'application des sommes dépensées en travaux statutaires. Comme 1,8 million d'hectares sont actuellement couverts par un permis d'exploration⁵², la valeur des travaux obligatoires pourrait s'élever au maximum à 4,5 M\$ la cinquième année si (par pure hypothèse aux fins de la démonstration) tous les permis arrivaient à échéance en même temps. Cette somme représente 6 % des investissements prévus en 2010 et un maigre 0,7 % de ceux prévus en 2015 selon l'étude SECOR. Il nous semble qu'il s'agit là d'une exigence trop basse pour pousser les détenteurs de permis à investir. Loin de favoriser l'investissement, une exigence aussi basse favorise au contraire une stratégie de spéculation sur les permis de recherche : obtenir des permis sur le plus de lots possibles, attendre que d'autres joueurs investissent pour démontrer la valeur du bassin d'Utica, puis revendre le permis en réalisant un gain en capital. **Le niveau des travaux obligatoires sur chacun des lots devrait donc être revu à la hausse.**

6 La propriété des entreprises

Dans le débat en cours, certains intervenants évoquent la nationalisation des entreprises exploitant les gaz de shale.⁵³ On distingue deux préoccupations derrière cette idée : d'une part, diriger vers le trésor public les profits qui pourraient être tirés de l'exploitation du gisement d'Utica; d'autre part, conserver aux mains de Québécois la propriété des

⁵² Au 13 septembre 2010, selon le document technique du MRNF.

⁵³ Voir notamment Renaud Lapiere et Daniel Turp, « Ressources naturelles : pour un enrichissement de tous les Québécois », <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/296957/libre-opinion-ressources-naturelles-pour-un-enrichissement-de-tous-les-quebecois>. Voir aussi : <http://www.mcn21.org/blogue-de-daniel-breton/article/gaz-de-schiste-les-faits-parlent-d>

entreprises ou d'une fraction importante d'entre elles, abstraction faite du caractère public ou privé de cette propriété.⁵⁴

Pour l'instant, le bassin d'Utica n'est pas encore en exploitation, sa rentabilité reste une question ouverte et les permis d'exploration sont majoritairement détenus par des sociétés québécoises. Le document technique du MRNF précise qu'en 2009, parmi les 1,8 million d'hectares sous permis, 68 % de la superficie était couverte par des permis détenus par des sociétés juniors québécoises. Nous ne savons pas, cependant, quels sont les meilleurs sites et, par conséquent, quelles entreprises détiennent les droits d'exploration qui ont le plus de valeur.

Dans l'avenir, en supposant que les premiers forages démontrent la viabilité commerciale du gisement d'Utica, on peut s'attendre à ce que des entreprises plus importantes du secteur énergétique, et éventuellement les « majors », prennent des participations ou rachètent les « juniors ». C'est pratique courante dans l'exploration de ressources, comme dans d'autres industries comme les TI et les biotechs. Il s'ensuivra vraisemblablement une diminution du taux de propriété québécoise parmi les détenteurs de permis d'exploration et éventuellement d'exploitation.

Pour trois raisons, le Conseil du patronat estime que la diminution du taux de propriété québécoise n'est pas mauvaise en soi et pourrait même être avantageuse pour le Québec.

Accès au capital - L'industrie du gaz de shale requiert beaucoup de capital : entre 5 et 10 M\$ par puits. Les premiers puits sont les plus chers, leur coût unitaire diminuant graduellement à mesure que les sociétés avancent dans leur courbe d'apprentissage et que des fournisseurs locaux émergent au Québec. Selon l'industrie, il faut forer une cinquantaine de puits pour établir la viabilité commerciale du gisement d'Utica. Une cinquantaine de puits, c'est donc environ 500 M\$ que l'industrie devra trouver. Une telle somme n'est peut-être pas disponible sur le marché québécois du capital de risque pour le secteur énergétique. Par la suite, en supposant que la viabilité économique du gisement soit établie, il faudrait investir entre 750 M\$ et 1,5 G\$ par année pour forer environ 150 puits par année, le nombre évoqué dans l'étude SECOR. Encore là, pour trouver de telles sommes, il faudrait faire appel à l'épargne et aux investisseurs à l'extérieur du territoire québécois. Une infusion de capitaux canadiens et étrangers est donc utile pour développer l'industrie.

Gestion du risque géologique - L'exploration de pétrole et de gaz naturel est une activité risquée. En particulier, les entreprises risquent de ne pas tomber sur une réserve économiquement viable et, ainsi, gaspiller le coût du forage (sauf la valeur des informations recueillies). Les entreprises du secteur gèrent ce risque en diversifiant les champs gaziers dans lesquelles elles mènent des opérations. Ainsi, un échec dans un champ peut être compensé par un succès ailleurs. C'est pourquoi une entreprise qui travaillerait exclusivement au Québec sera plus exposée à ce risque qu'une autre active un peu partout. Il est dans l'intérêt public que notre industrie naissante du gaz de shale ait les reins assez

⁵⁴ <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/296957/libre-opinion-ressources-naturelles-pour-un-enrichissement-de-tous-les-quebecois>

solides pour pouvoir encaisser les revers du métier qui ne manqueront pas de survenir. Cela signifie qu'il faut des joueurs actifs dans plusieurs champs à travers le continent.

Accès aux compétences - Comme dans beaucoup d'industries, l'exploration des gisements de gaz de shale requiert des compétences spécialisées. Ces dernières sont d'autant plus rares sur le marché de l'emploi que les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique ont à peine une dizaine d'années. Comme l'exploration d'un gisement dure un temps limité, les promoteurs et leurs sous-traitants font voyager leurs ressources spécialisées d'un site à un autre. Un promoteur menant des opérations exclusivement au Québec aura accès à un bassin de ressources spécialisées plus limité qu'un promoteur plus grand, ce qui limitera sa capacité d'entreprendre.

Pour ces raisons, **le Conseil du patronat estime que le développement de l'industrie du gaz de shale au Québec nécessite une infusion de capitaux, à la fois québécois, canadiens et étrangers, ce qui est incompatible avec la nationalisation intégrale de l'industrie.** Cette infusion de capital n'est pas favorisée non plus par le cadre réglementaire actuel qui permet et favorise une stratégie de spéculation sur les permis de recherche. Par ailleurs, l'industrie naissante du gaz de shale doit rester agile et innovante, d'où l'importance de maintenir une saine concurrence entre les joueurs.

Enfin, pour diriger vers le trésor public une partie importante de la rente du sol créée par les activités d'exploration et d'exploitation, le gouvernement dispose d'une panoplie d'outils, lesquels sont discutés à la section précédente.

Cela étant, tout en rejetant la nationalisation de l'industrie du gaz de shale, le Conseil du patronat voit deux raisons pour lesquelles il pourrait être intéressant que l'État québécois détienne une participation significative dans cette industrie, jusqu'à ce que celle-ci devienne mature au Québec.

Acquérir une compréhension approfondie de la dynamique de cette industrie - Pour établir des politiques industrielles, fiscales et environnementales judicieuses, pour fixer le bon cadre réglementaire, il faut bien comprendre une industrie. À cette fin, le gouvernement aurait avantage à compter sur des renseignements pertinents, notamment sur les véritables coûts.

Faciliter l'émergence d'au moins un joueur important, issu du secteur privé, dont la propriété resterait majoritairement québécoise - En acquérant des participations minoritaires mais néanmoins significatives, l'État québécois pourra influencer sur la structure de propriété de l'industrie. Un actionnaire public significatif peut favoriser l'émergence de sociétés opérantes québécoises fortes en facilitant les fusions et les acquisitions au profit de joueurs québécois. Avec la SGF (ou le futur Investissement Québec), le Québec dispose déjà d'un véhicule capable de jouer ce rôle.

7 Le processus d'autorisation

Distinguons trois aspects du cadre réglementaire : la pertinence des règlements protégeant l'environnement (comme le révèle une analyse comparative des textes dans différentes provinces et différents États et des résultats observés), la fermeté avec laquelle ces règlements sont appliqués (comme l'indiquent le nombre d'inspecteurs, leur charge de travail et les résultats observés), et l'efficacité du processus d'autorisation (mesuré par le délai total nécessaire pour obtenir l'ensemble des permis requis).

Pour le Conseil du patronat, le Québec doit viser à des pratiques exemplaires dans chacun de ces trois aspects. En tant qu'organisme voué à la prospérité, nous désirons attirer l'attention du gouvernement sur le troisième aspect, le moins discuté.

Le délai total pour l'obtention des permis requis est un déterminant de la qualité de l'environnement d'affaires dans une province ou un État. Il conditionne le délai dans lequel des promoteurs peuvent investir pour saisir des occasions d'affaires. Un processus d'autorisation trop long poussera les promoteurs à regarder ailleurs.

Dans ses réponses aux questions du BAPE, l'APGQ a indiqué le temps requis pour obtenir les permis dans différentes provinces et différents États : 2 semaines au Texas, 6 en Pennsylvanie, 8 à 11 en Colombie-Britannique, 9 à 10 en Alberta, et 28 semaines au Québec.⁵⁵

Le Conseil du patronat estime que le gouvernement, tout en modernisant son cadre réglementaire sur le fond et en allouant les ressources nécessaires pour l'appliquer, doit veiller à établir un processus d'autorisation qui devienne un facteur d'attraction au Québec. Il faut un processus clair, prévisible et constant. Il faut un appareil administratif conçu pour l'efficacité. À cet effet, l'industrie souhaite une sorte de guichet unique avec lequel ses membres pourraient travailler pour l'obtention des permis nécessaires. Le Conseil appuie cette proposition.

8 La substitution du gaz au pétrole

De tous les temps, les utilisateurs ont substitué des formes d'énergie les unes aux autres. Il y a un siècle, la vapeur générée à l'aide du charbon perdait du terrain au profit du pétrole dans certains usages. Avant, ce fut la force animale qui est tombée en désuétude. De nos jours, c'est le pétrole qui perd du terrain par rapport à d'autres formes d'énergie. Ce sont les prix relatifs des différentes énergies, évoluant selon des trajectoires différentes, qui incitent les utilisateurs à passer de l'une à l'autre.

⁵⁵ BAPE, document DB18.

Dans l'avenir, des prévisionnistes s'attendent à une augmentation soutenue du prix des produits pétroliers : essence, diesel et mazout. Cette augmentation résulterait de la réduction de la croissance de l'offre de pétrole, de la demande croissante dans les pays asiatiques et de l'inclusion progressive, dans le prix des produits raffinés, de leurs coûts environnementaux externes. Parallèlement, on prévoit que le prix du gaz en Amérique du Nord augmentera moins vite en raison de l'offre additionnelle de gaz de shale arrivant sur le marché.⁵⁶ Dans ces conditions, on peut s'attendre à ce qu'un plus grand nombre d'utilisateurs remplacent les produits pétroliers par le gaz naturel dans certaines applications, surtout à l'extérieur du Québec.

8.1 Trois possibilités de substitution

Au Québec, au-delà de la substitution des produits pétroliers à l'électricité, le gaz naturel pourrait aussi comporter des avantages dans deux secteurs : les usages de chauffe et les transports.

Pour les usages de chauffe, un écart croissant entre le prix du mazout et du gaz inciterait certains consommateurs, toutes catégories confondues, à migrer vers le gaz à l'occasion du remplacement de leurs chaudières au mazout. Cela contribuerait à réduire notre dépendance au pétrole importé. En plus de l'argument du prix, certains consommateurs seront sensibles à l'argument de l'achat local.

Dans le secteur des transports, outre l'avenir potentiel pour les véhicules électriques, il existe un potentiel de substitution du diesel au gaz naturel dans certains parcs de véhicules qui peuvent faire le plein de carburant dans un faible nombre de stations de ravitaillement, près de leur base, et qui n'ont pas besoin d'un réseau dispersé de stations. On pense aux camions lourds (sauf ceux qui font du transport interurbain), aux autobus municipaux et scolaires (mais pas les autocars), aux véhicules utilitaires appartenant aux entreprises de services. Les trajectoires de prix différentes du diesel et du gaz naturel, à l'avantage du gaz, inciteraient plus de propriétaires de flottes à remplacer ou à convertir une partie de leurs flottes au gaz.⁵⁷ Le secteur du transport représente 40 % des émissions de GES au Québec et, dans ce secteur, les camions lourds comptent pour 32 % de ce 40 %. L'utilisation du gaz naturel comme carburant permet de réduire les émissions de GES de 25 % par rapport au diesel.⁵⁸

À long terme, une fois que la production québécoise aura comblé la consommation intérieure, il y aurait aussi un potentiel pour contribuer à satisfaire les besoins de l'Ontario en plus de l'électricité. Pour fermer ses centrales électriques alimentées au charbon, l'Ontario devra à la fois importer de l'électricité du Manitoba et du Québec, construire des centrales électriques à cycle combiné et construire ou rénover des réacteurs nucléaires. Comme le prix du transport du gaz entre le Québec et l'Ontario restera inférieur au prix du

⁵⁶ BMO Capital Markets, Natural Gas Market Fundamentals.

⁵⁷ Center for American Progress. *American Fuel - Developing Natural Gas for Heavy Vehicles*
http://www.americanprogress.org/issues/2010/04/pdf/american_fuel.pdf

⁵⁸ Gaz Métro, présentation de Patrick Cabana au congrès de l'ACIG.

transport entre l'Ouest et l'Ontario du simple fait des distances, le gaz de shale québécois pourrait éventuellement faire partie du portefeuille énergétique ontarien. Rappelons que les centrales électriques alimentées au gaz naturel émettent 60 % moins de CO² par kilowatt-heure d'électricité que celles alimentées au charbon.

8.2 Un argument fallacieux

Certains groupes écologistes s'opposent au développement de l'industrie du gaz de shale au Québec en faisant valoir que la diminution du prix du gaz, en comparaison avec le prix des autres formes d'énergie, attirerait une demande et des consommateurs qui, autrement, seraient susceptibles de migrer vers des énergies renouvelables ou d'investir en efficacité énergétique⁵⁹. Ces autres formes d'énergie, bien que supérieures sur le plan environnemental, restent plus chères que le pétrole ou le gaz naturel.

Nous avons vu que le prix du gaz au Québec est fonction du prix NYMEX à l'échelle de l'Amérique du Nord. Une substitution au gaz résulterait du développement de l'industrie du gaz de shale à l'échelle de l'Amérique du Nord, et non pas spécifiquement au Québec. Même si le Québec ne produisait pas un seul mètre cube de gaz, les consommateurs québécois seraient quand même incités à substituer le gaz aux produits pétroliers en raison des écarts de prix croissants entre ces combustibles et de l'intégration continentale du marché du gaz. C'est pourquoi l'argument selon lequel il ne faut pas développer l'offre de gaz de shale au Québec afin de ne pas décourager la conversion vers des énergies renouvelables n'est pas valable.

Par ailleurs, selon un représentant de l'industrie : « Les sources d'énergie comme l'éolien et le biodiesel sont coûteuses. L'exploitation de ces sources d'énergie est financée par l'État à partir de l'argent des contribuables. Les droits sur le gaz naturel permettraient au gouvernement d'accorder des subventions pour l'énergie alternative. »⁶⁰ Le Conseil du patronat partage ce point de vue.

9 Conclusion : un débat éclairé, un développement diligent

Dans ce mémoire, le Conseil du patronat a plaidé pour un développement diligent de l'industrie québécoise du gaz de shale. Nous avons proposé plusieurs mesures visant à stimuler l'investissement afin que le Québec réalise les bénéfices attendus en matière de retombées et de redevances. D'après les études existantes, le Conseil du patronat estime que les risques associés à l'extraction du gaz de shale sont gérables, comme dans beaucoup d'activités industrielles, et qu'un bon encadrement législatif permettrait le développement sécuritaire de cette industrie dans l'intérêt de toute la population québécoise.

⁵⁹ <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201009/14/01-4315453-equiterre-reclame-un-moratoire-sur-le-gaz-de-schiste.php>

⁶⁰ Michael Binnion, « Il vaut la peine pour le Québec de miser sur le gaz de schiste », *Le Devoir*, 28 septembre 2010.

9.1 Moratoire : ni nécessaire, ni souhaitable

Au Québec, avec 28 forages de 2007 à 2010, l'industrie du gaz de shale est minuscule comparée à celle dans d'autres provinces et États, même la Colombie-Britannique.⁶¹ Ici, l'industrie vient de naître et il n'y a pas de vague de forages prévue d'ici un an.

Ailleurs en Amérique du Nord, l'industrie de l'extraction du gaz de shale existe depuis une dizaine d'années. Plusieurs États américains et plusieurs provinces canadiennes sont actuellement en train de revoir leur réglementation encadrant l'extraction du gaz de shale. Le Québec a déjà accès à un bon fonds documentaire de lois, de règlements, d'études et de points de vue pour peaufiner sa propre réglementation.

Plusieurs autres études d'envergure sont en cours. Il n'y a donc pas besoin de refaire les études effectuées ailleurs, et qui sont du moins partiellement applicables au Québec, ni d'attendre les conclusions des nouvelles études qui viennent d'être amorcées. Remarquons que l'étude générique sur le gaz de shale entamée par le Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis n'a pas entraîné de moratoire sur les travaux d'exploration à l'échelle du pays.

Pour ces raisons, **il n'est pas nécessaire d'imposer un moratoire ici. Nous avons le temps d'établir le bon cadre réglementaire en nous fondant sur les pratiques exemplaires observées ailleurs. Le Conseil du patronat préconise, au contraire, un développement diligent de l'industrie, où le gouvernement adopterait une réglementation exemplaire et une politique industrielle favorable à l'investissement, en temps utile.**

Dans l'État de New York et en Pennsylvanie, les propositions de moratoire doivent être mises en contexte. Dans l'État de New York, une proposition de moratoire (adoptée par le Sénat, actuellement en suspens devant l'Assemblée (Chambre basse), donc pas adoptée⁶²) s'explique par le fait que la ville de New York (8 millions d'habitants) puise son eau potable, sans la traiter, dans une région de l'État où se déroule du forage. Par conséquent, le dommage éventuel résultant d'une contamination était beaucoup plus élevé qu'ailleurs, d'où une approche de tolérance zéro face au risque. En Pennsylvanie, le moratoire imposé par le gouverneur s'inscrit dans le contexte d'un débat politique sur le niveau approprié des redevances que devrait payer l'industrie; certains commentateurs décrivent le moratoire comme un moyen de pression.⁶³

Enfin, remarquons que certains intervenants qui demandent un moratoire sont souvent les mêmes qui rejettent la pertinence de développer cette industrie ou qui lui sont franchement

⁶¹ <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-eng.html>. Au-delà des puits horizontaux, il y a eu plus de 10 000 puits, surtout de gaz et un peu de pétrole, forés en Colombie-Britannique depuis 2000. Voir :

⁶² <http://www.ogc.gov.bc.ca/publications/activityLevels.aspx>
http://assembly.state.ny.us/leg/?default_fld=&bn=S08129%09%09&Summary=Y&Actions=Y&Votes=Y

⁶³ <http://www.istockanalyst.com/article/viewiStockNews/articleid/4618657>

hostiles. Une demande de moratoire peut aussi être une tactique dilatoire (« *paralysis by analysis* »).

9.2 Mieux informer la population

Le Conseil du patronat du Québec note d'entrée de jeu que le climat dans lequel le débat sur l'avenir de l'industrie a eu lieu cet été nuit à un dialogue constructif. Dans les deux camps, prodéveloppement et antidéveloppement, chacun présente des données et des arguments perçus par l'autre comme non crédibles et exagérés. Pour les uns, on minimise les risques et on exagère les retombées positives; pour les autres, on présente des impacts environnementaux catastrophiques. Entre les deux, la population ne sait plus qui croire et que penser.

Toute proposition fait l'objet d'attaques basées davantage sur l'idéologie et l'émotivité que sur la raison. C'est d'ailleurs également le cas d'autres projets qui ont essuyé un échec.

Les citoyens, et en particulier ceux qui résident dans des régions où il y a un potentiel d'exploitation, peuvent avoir des craintes compréhensibles au regard du développement de l'industrie, notamment en ce qui a trait au processus de fracturation et à l'injection de produits chimiques. L'accès à une information objective et crédible revêt dès lors une importance majeure. Le gouvernement, qui d'habitude doit faire la part des choses, est perçu comme non neutre.

De nouvelles rencontres d'information gérées et animées par des intervenants indépendants, « cooptés » par les principales parties prenantes, nous paraissent nécessaires lorsque le rapport du BAPE sera rendu public et que le gouvernement fera part de ses décisions.

Liste des recommandations

Pour pousser d'un cran le degré de préparation en cas d'accident industriel relatif au gaz de shale, l'industrie et l'Organisation de la sécurité civile du Québec pourraient planifier des mesures d'urgence permettant de mobiliser rapidement toutes les ressources requises dans l'industrie et chez ses fournisseurs spécialisés, dans les municipalités, dans le réseau de la santé et au MDDEP pour faire face aux différents types d'accidents possibles et intervenir en temps utile.

Le MDDEP pourrait demander à un expert indépendant et reconnu, éventuellement coopté par les parties prenantes, de préparer un avis technique expert sur la toxicité et le niveau de risque que posent les produits chimiques utilisés à la santé et à l'environnement, compte tenu des volumes potentiels

Les ingrédients susceptibles d'entrer dans la recette pourraient être divulgués publiquement, à la discrétion de la société gazière, tandis que la composition exacte de chaque mélange d'eau de fracturation serait obligatoirement divulguée mais uniquement à une entité gouvernementale chargée de gérer les mesures d'urgence en cas d'accident. Cette entité pourrait être le MDDEP ou l'Organisation de la sécurité civile. Elle devrait se voir conférer l'obligation légale de protéger les secrets industriels dont elle serait le dépositaire et de n'utiliser cette information qu'à des fins de sécurité civile.

Le Conseil du patronat recommande que le gouvernement amène l'industrie et le monde agricole à établir des balises qui faciliteront la compensation des dommages en cas d'accident industriel.

Le gouvernement devrait adopter des politiques ayant pour effet d'accélérer le développement de l'industrie et non de la ralentir. Le Conseil du patronat recommande la création de programmes de formation axés sur les métiers requis par l'industrie.

Les permis de recherche sur les lots qui n'ont pas fait l'objet de l'ensemble des travaux obligatoires associés au permis de recherche devraient être remis aux enchères plutôt que renouvelés.

Le niveau des travaux obligatoires sur chacun des lots devrait donc être revu à la hausse.

Au sein de l'industrie québécoise du gaz de shale, il doit y avoir une saine concurrence afin de provoquer des baisses de prix graduelles.

De nouvelles rencontres d'information gérées et animées par des intervenants indépendants, « cooptés » par les principales parties prenantes, nous paraissent nécessaires lorsque le rapport du BAPE sera rendu public et que le gouvernement fera part de ses décisions.

Le Conseil du patronat préconise un développement diligent de l'industrie, où le gouvernement adopterait une réglementation exemplaire et une politique industrielle favorable à l'investissement, en temps opportun.

Annexe 1 - Avantages fiscaux bénéficiant aux sociétés d'exploration de gaz naturel

Source : ministère des Finances, *Dépenses fiscales - Édition 2009*

Régime d'imposition des sociétés

Crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources (2001)

Coût : 50 M\$ en 2010 pour l'ensemble du secteur de l'extraction

Le 29 mars 2001, le gouvernement a annoncé la mise en place du crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources. Ainsi, une société admissible qui engage des frais admissibles peut bénéficier d'un crédit d'impôt pouvant atteindre 38,75 % du montant de ces frais admissibles.

Sommairement, les frais admissibles sont l'ensemble des frais engagés par une société et attribuables soit aux frais d'exploration qui, en vertu du régime des actions accréditives, permettent à un particulier de bénéficier d'une déduction d'au moins 125 %, soit aux frais engagés au Québec et liés aux énergies renouvelables et à l'économie d'énergie qui permettent à un particulier de bénéficier d'une déduction de 100 %. Le taux de base du crédit d'impôt dont peut bénéficier une société est de 15 %. Ce taux est par ailleurs majoré à 35 % à l'égard des frais admissibles engagés par une société qui n'exploite aucune ressource minérale ni aucun puits de pétrole ou de gaz, et qui n'est pas liée à une société qui exploite une ressource minérale ou un puits de pétrole ou de gaz. De plus, les taux de 15 % et de 35 % sont majorés à 18,75 % et à 38,75 %, respectivement, à l'égard des frais admissibles engagés par une société admissible dans le Moyen-Nord ou dans le Grand-Nord québécois. De plus, seuls les frais admissibles n'ayant pas fait l'objet d'une renonciation pour l'application de la *Loi sur les impôts* en vertu du régime des actions accréditives peuvent permettre à une société admissible de bénéficier de ce mécanisme d'aide. Ce crédit d'impôt remboursable s'applique, sous réserve d'une renonciation en faveur d'un investisseur en vertu du régime des actions accréditives, à l'égard des frais admissibles engagés après le 29 mars 2001.

Enfin, les taux de ce crédit d'impôt ont varié au cours des années. À titre d'exemple, le taux que ce crédit d'impôt peut atteindre, lequel est actuellement de 38,75 %, était de 33,75 % du montant de ces frais admissibles engagés avant le 31 mars 2004 et de 45 % de ceux engagés avant le 13 juin 2003. De la même manière, le taux majoré, lequel est actuellement à 35 % à l'égard des frais admissibles engagés par une société qui n'exploite aucune ressource minérale ni aucun puits de pétrole ou de gaz et qui n'est pas liée à une société qui exploite une ressource minérale ou un puits de pétrole ou de gaz, était de 30 % du montant de ces frais admissibles engagés avant le 31 mars 2004 et de 40 % de ceux engagés avant le 13 juin 2003. Le taux de base du crédit d'impôt dont peut bénéficier une société, lequel est actuellement de 15 %, était, quant à lui, de 20 % à l'égard des frais admissibles engagés avant le 13 juin 2003.

Frais relatifs aux ressources (amortissement accéléré)

Les frais canadiens d'exploration (FCE), les frais canadiens de mise en valeur (FCMV), les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG), les frais canadiens d'exploration et de mise en valeur (FEMV) et les frais étrangers d'exploration et de mise en valeur (FEEMV) permettent au contribuable d'amortir ses dépenses d'exploration et de mise en valeur plus rapidement que ne le permettent les règles comptables. Seuls les FCE et les FCMV sont ci-après traités, car les montants en jeu concernant les FBCPG, les FEMV et les FEEMV sont relativement peu importants. De plus, la prudence est de mise dans l'estimation de la valeur totale de ces dépenses fiscales, les sociétés minières, pétrolières et gazières pouvant transférer les FCE, les FCMV et les FBCPG aux particuliers en y renonçant et en émettant des actions accréditatives. Au Québec, les déductions additionnelles de 25 % ou de 50 % à l'égard des frais d'exploration engagés au Québec favorisent ces transferts par les sociétés juniors d'exploration.

Amortissement accéléré des frais canadiens d'exploration (1974)

Les dépenses engagées dans la prospection, l'exploration ou la recherche de minéraux, de pétrole ou de gaz naturel, ou encore dans la mise en valeur de ressources minérales au Canada peuvent être déduites à un taux de 100 % pour l'application de l'impôt. Ces dépenses sont inscrites par le contribuable dans un compte distinct dont le solde peut être déduit au cours d'une année d'imposition ultérieure. Cette déduction est facultative et peut servir à créer une perte d'entreprise. Aucun délai ne limite le report prospectif de ces dépenses.

Cet amortissement à 100 % est supérieur à ce qui est suggéré par les principes comptables et se traduit par un report de l'impôt sur le revenu à payer. Il vise à favoriser l'exploration des ressources naturelles au Canada.

Amortissement accéléré des frais canadiens de mise en valeur (1974)

De façon générale, les dépenses de mise en valeur dans le domaine pétrolier et gazier au Canada sont considérées comme des frais canadiens de mise en valeur et amorties au taux de 30 % de la valeur résiduelle. Les frais de mise en valeur des sociétés minières qui sont déjà en production commerciale sont traités de la même façon, alors que ceux des nouvelles mines sont traités comme des frais canadiens d'exploration. Ces dépenses sont inscrites dans un compte distinct, et le solde non déduit de ce compte n'a pas à être utilisé dans un délai déterminé; il peut être reporté indéfiniment.

Puisque les principes comptables suggéreraient d'amortir de telles dépenses selon la méthode de capitalisation du coût entier (capitalisation des coûts et amortissement à mesure que les réserves sont exploitées et vendues), le taux d'amortissement de 30 % constitue un avantage pour les sociétés qui engagent de tels frais, étant donné que la durée générale d'exploitation est d'au moins dix ans.

Régime d'imposition des particuliers

Actions accréditatives — déduction de base de 100 % des frais canadiens d'exploration, des frais canadiens de mise en valeur et des frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (1987)

Coût : 24 M\$ en 2010

Un contribuable qui acquiert une action accréditive bénéficie, de façon générale, d'une déduction égale à 100 % du coût d'acquisition de l'action, si le financement ainsi obtenu par la société émettrice est utilisé pour défrayer les coûts des travaux d'exploration ou de mise en valeur relatifs à une ressource minérale, pétrolière ou gazière et si les frais ainsi engagés font l'objet d'une renonciation en faveur de l'actionnaire. Cette mesure vise à favoriser le financement des entreprises minières, pétrolières ou gazières au Canada.

Actions accréditatives — déduction additionnelle de 25 % pour frais d'exploration minière, pétrolière ou gazière engagés au Québec

Coût : 6 M\$ en 2010 pour cette mesure et la suivante

Un particulier qui acquiert une action accréditive peut, en plus de la déduction de base de 100 %, bénéficier d'une déduction additionnelle de 25 % si les frais engagés par la société émettrice, à même le produit obtenu lors de l'émission de l'action accréditive, sont des frais d'exploration minière, pétrolière ou gazière engagés au Québec auxquels la société a renoncé.

Le taux de cette déduction additionnelle a été, temporairement, de 10,42 %, entre le 12 juin 2003 et le 31 mars 2004.

Cette mesure vise à favoriser le financement de l'exploration minière, pétrolière ou gazière au Québec.

Actions accréditatives — déduction additionnelle de 25 % pour frais d'exploration de surface engagés au Québec dans l'exploration minière et pour frais d'exploration pétrolière ou gazière engagés au Québec

Coût : 6 M\$ en 2010 pour cette mesure et la précédente

Un particulier qui acquiert une action accréditive peut, en plus de la déduction de base de 100 % et de la déduction additionnelle de 25 %, bénéficier d'une autre déduction additionnelle de 25 %, pour un total de 150 %, si les frais engagés par la société émettrice à même le produit obtenu lors de l'émission de l'action accréditive sont des frais d'exploration minière de surface engagés au Québec auxquels la société a renoncé.

Si les frais en cause sont des frais d'exploration pétrolière ou gazière engagés au Québec, une déduction additionnelle de 25 % s'ajoute également, pour un total de 50 % de déductions additionnelles.

Le taux de cette déduction additionnelle a varié au cours des années. Aussi, le taux de cette déduction additionnelle était de 20,83 % avant le 31 mars 2004 et de 50 % avant le 13 juin

2003.

Cette mesure a pour but de reconnaître les risques plus élevés liés aux travaux d'exploration minière de surface ainsi qu'à l'exploration pétrolière et gazière.

Déduction à l'égard de certains frais d'émission d'actions accréditives (1991)

Coût : « faible ».

Les règles générales relatives aux frais engagés à l'occasion d'une émission publique d'actions accréditives (par exemple, les frais de courtage, juridiques et comptables) font en sorte que ces frais doivent être déduits dans le calcul du revenu de la société émettrice sur une période de cinq ans. Cependant, pour autant que la société renonce à la déduction des frais d'émission engagés à cette occasion et que ces frais se rapportent à des actions ou à des titres dont le produit servira à engager des frais d'exploration au Québec, une déduction additionnelle est accordée aux acquéreurs d'actions accréditives pour un montant égal au moindre des frais d'émission réellement engagés par la société et de 15 % du produit de l'émission des actions accréditives.

Cette mesure a pour but d'aider au financement des activités d'exploration de ressources naturelles faites au Québec.

Exemption additionnelle de gains en capital à l'égard de certains biens relatifs aux ressources (1992)

Coût : « faible »

De façon générale, le gain en capital réalisé par un contribuable qui aliène un bien est égal à la différence entre le prix obtenu lors de la vente du bien et le prix payé lors de son acquisition. Lorsque le bien est une action accréditive, le prix payé pour l'acquisition de l'action est réputé nul, étant donné que, en général, une telle action donne droit à des déductions fiscales importantes. Par conséquent, le plein montant reçu lors de la vente d'une telle action constitue un gain en capital, indépendamment du prix réellement payé lors de l'acquisition. Cependant, dans la mesure où les déductions fiscales ont été obtenues par le détenteur de l'action accréditive en raison de l'engagement au Québec de frais d'exploration, le gain en capital qui serait réalisé, jusqu'à concurrence du prix d'achat de l'action, peut être exempté. Cette mesure a pour but de favoriser le financement, par l'acquisition d'actions accréditives, de l'exploration minière, pétrolière ou gazière effectuée au Québec.

Annexe 2 – « Natural Resource Subsidies » (Matthew S. Yeo)

Article publié sur le forum de l'Organisation mondiale du commerce.

Source :

http://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr10_forum_e/wtr10_yeo_e.htm

Natural resources are usually valued by reference to their economic rents, referred to as "resource rents." The resource rent of a natural resource is the total revenue that can be generated from the extraction of the natural resource, less the cost of extracting the resource (including a normal return on investment to the extractive enterprise). For example, if the market value of a barrel of oil is \$100, while the cost of extracting the oil and bringing it to market is \$40, the resource rent for that barrel of oil is \$60. The amount of resource rent associated with a natural resource will vary as market prices for the commodity fluctuate. In addition, the amount of resource rent will vary from one location to another depending upon the costs of extraction at each location.

[...] What portion of the resource rents does a government need to collect in order to obtain "adequate remuneration" for the "goods" that it has provided? One possible answer – "all of the resource rents" – seems inherently implausible. Among other considerations, governments have rarely sought to collect all of the resource rents associated with sovereign natural resources. In the oil and gas sector, for example, the so-called "government take" usually ranges anywhere between 40 and 80 percent of the available rent. It is doubtful that WTO Members intended to impose a standard that is so far out of line with general practice. Moreover, the standard is "adequate" remuneration, not "maximum" remuneration. Presumably, the drafters of Article 14(d) were aware of the difference.

But if Article 14(d) does not require governments to collect all of the resource rent associated with sovereign natural resources, then how do we determine whether a lesser amount of rent collection is "adequate"? Is there a meaningful difference, for example, between a government that collects 80% of the rent and a government that collects 40% of the rent? What is that difference, and by what principles would we identify it?

Without proposing a definitive resolution to these issues, the following are among the considerations that might be relevant in evaluating whether governments receive "adequate remuneration" for the conferral of natural resource rights:

Does the government use market-based mechanisms, such as auctions or sealed bids, to allocate natural resource rights?

Does the government price natural resources so as to recover the government's cost of providing and maintaining the resource? This might include the cost of negative externalities (e.g., pollution), as well as the cost of supporting other public benefits associated with the resource (e.g., recreational benefits).