



AgEcon SEARCH
RESEARCH IN AGRICULTURAL & APPLIED ECONOMICS

The World's Largest Open Access Agricultural & Applied Economics Digital Library

This document is discoverable and free to researchers across the globe due to the work of AgEcon Search.

Help ensure our sustainability.

Give to AgEcon Search

AgEcon Search

<http://ageconsearch.umn.edu>

aesearch@umn.edu

*Papers downloaded from **AgEcon Search** may be used for non-commercial purposes and personal study only. No other use, including posting to another Internet site, is permitted without permission from the copyright owner (not AgEcon Search), or as allowed under the provisions of Fair Use, U.S. Copyright Act, Title 17 U.S.C.*



Centre de Recherche en économie de
l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des
Transports et de l'Énergie

Center for Research on the economics of the
Environment, Agri-food, Transports and
Energy

Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec

Patrick González

Cahier de recherche/Working Paper **2012-1**

Février/February 2012*

González : CREATE, GREEN and Département d'économique, Université Laval
pgon@ecn.ulaval.ca

* L'auteur a écrit ce texte en Janvier 2011.

Les cahiers de recherche du CREATE ne font pas l'objet d'un processus d'évaluation par les pairs/CREATE working papers do not undergo a peer review process.

ISSN 1927-5544

Résumé:

Ce texte présente une esquisse des éléments que devrait inclure une analyse coûts-bénéfices de la pertinence de développer la filière de l'extraction du gaz de shale au Québec.

Mots clés: Gaz de schiste, analyse coûts-bénéfices, Québec

Abstract:

This article offers a sketch of the components that should include a costs-benefits analysis of developing or not a shale gas industry in Quebec.

Keywords: Shale gas, costs-benefits analysis, Quebec

Classification JEL: Q30, Q34, D61

Introduction

Le sous-sol québécois sous la plaine du Saint-Laurent contient du gaz naturel (RNFQ, 2010). Il s'agit de gaz dit non-conventionnel parce qu'il est prisonnier d'une roche mère appelée le shale d'Utica où il s'est formé. Par comparaison, le gaz conventionnel s'échappe de la roche mère où il s'est formé pour s'accumuler dans les interstices d'une roche réservoir où il demeure piégé par la présence d'une roche couverture étanche (HQ, 2002). Le gaz non-conventionnel n'a jamais été exploité à grande échelle parce qu'on était incapable, il y a quelques années encore, de l'extraire du sol. La fracturation, une nouvelle technique développée au Texas au tournant du millénaire a rendu cette exploitation possible et économiquement rentable.

Une exploitation responsable du gaz de shale passe par une gestion compétente de la rente gazière et de la préservation de l'environnement. Le Québec ne possède pas encore d'expertise dans l'exploitation gazière mais les questions de la rente et de l'environnement se posent sensiblement de la même manière dans le cas des secteurs bien québécois de l'hydroélectricité, des mines ou des forêts. La présente étude a pour objet de mettre en perspective ces questions en esquissant une analyse coûts-bénéfices de l'exploitation des gaz de shale au Québec.

La méthode d'analyse coûts-bénéfices

Cette étude préliminaire présente les facteurs que l'on devrait considérer dans une *analyse coûts-bénéfices* (ACB) menée pour décider de l'avenir de l'industrie des gaz de shale au Québec.

La méthode ACB est calquée sur la logique économique qui stipule qu'entre plusieurs options mutuellement exclusives, on doit choisir la plus profitable, soit celle qui présente la plus grande différence entre les bénéfices qu'elle promet et les coûts qu'elle entraîne. Ce qui distingue l'ACB d'une lapalissade, c'est qu'elle cherche à donner *systématiquement* une valeur *monétaire* à tous les facteurs susceptibles de représenter un coût ou un bénéfice,

qu'ils soient de nature physique ou morale. En ce sens, l'ACB est une entreprise comptable dont la pertinence n'est limitée que par notre capacité à assigner une valeur non controversée à tous les éléments pris en compte dans une décision.

La méthode ACB contraste nettement avec celle employée pour produire une *étude d'impact économique* comme celle produite par *SECOR Conseil* pour l'Association pétrolière et gazière du Québec. Une étude d'impact tente de figurer tous les effets d'une option particulière, que ces effets soient pertinents ou non pour décider de retenir cette option. Par exemple, l'étude de SECOR considère comme des « retombées économiques directes » les salaires versés par les entreprises gazières aux employés localisés au Québec ; dans une ACB, on doit soustraire de ces bénéfices les coûts d'opportunité pour ces travailleurs de migrer vers cette filière, soit les salaires et les avantages qu'ils obtenaient dans leurs occupations précédentes. Au final, seule la différence entre les nouveaux et les anciens salaires (en tenant compte de la pénibilité accrue du travail et des risques supplémentaires qu'il comporte s'il a lieu) importera dans l'ACB.

Dans une petite municipalité québécoise, une entreprise gazière souhaite installer un puits dans un champ appartenant à un agriculteur. *A priori*, ce projet demande un encadrement légal et règlementaire qui permette cette exploitation et qui en spécifie les conditions d'exercice. Si cet encadrement résulte d'une ACB, celle-ci doit implicitement avoir été menée en fonction des réponses que donne l'analyste mandaté à deux questions fondamentales :

- Coûts et bénéfices pour qui ?
- Quelles options sont sur la table ?

Dans cette étude, je présume tout au long qu'on ne considère que les coûts et bénéfices pour les Québécois (première question) d'autoriser ou non l'exploration et l'exploitation des gaz de shale dans une localité donnée (seconde question). Les réponses à cette question colorent l'ACB. Par exemple, la première réponse implique que les profits de l'entreprise, si elle est possédée par des canadiens non québécois, ne seront pas pris en compte dans les bénéfices. La seconde réponse implique que la possibilité de construire en

lieu et place une éolienne ne sera pas prise en compte même si cette troisième option pourrait s'avérer meilleure que les deux autres.

J'ai traité la question de manière locale pour faire simple et parce que, par nature, chaque projet d'exploitation entraîne des coûts et des bénéfices essentiellement locaux¹. Toutefois, l'exploitation des gaz de shale n'a pas d'avenir au Québec si elle n'est pas menée à grande échelle (ce point est discuté plus bas dans la section *Scénarios possibles du marché du gaz*), de sorte que se développe une industrie locale de services pour l'industrie (main d'œuvre spécialisée, location d'équipement, etc). Importer ces services coûte trop cher pour que l'exploitation du shale d'Utica soit rentable. Les questions soulevées dans cette étude n'ont donc de sens que dans la mesure où on présume que l'industrie gazière prend racine dans la province.

Une esquisse d'analyse

Dans la section suivante, je présente les éléments que j'ai considérés sous la forme d'un tableau. Pour avoir une ACB en bonne et due forme, tous les éléments du tableau devraient être chiffrés ; un exercice relativement aisé s'il s'agit par exemple de préciser le montant attendu des redevances, mais qui l'est beaucoup moins lorsqu'il faut, par exemple, chiffrer le coût que représente le risque de perte de vies humaines à la suite d'un accident². Il ne s'agit donc ici qu'une *esquisse* d'une ACB.

¹ Les dimensions locales de l'exploitation des gaz de shale concernent seulement les acteurs d'une localité où un site est exploité, notamment ses citoyens et la compagnie qui exploite ce site particulier. Les dimensions globales ne peuvent être attribuées à un site particulier. Par exemple, le risque de contamination de la nappe phréatique est une préoccupation locale (en autant qu'il ne concerne pas d'autres localités) et la nécessité d'accroître la capacité de transport du gazoduc Trans Québec & maritimes (TQM) est une préoccupation globale. Reconnaître cette distinction implique qu'on admet que l'exploitation puisse être souhaitable en un site donné et ne pas l'être en un autre.

² Les praticiens de l'ACB ont développé des méthodes conventionnelles pour effectuer de tels calculs.

Les bénéfices et les coûts

Le tableau 1 présente une liste d'éléments à considérer avant d'autoriser ou non le développement d'un projet gazier. La première colonne regroupe les bénéfices et la seconde, les coûts. Lorsqu'un facteur entraîne à la fois des bénéfices et des coûts, ils sont rapportés sur la même ligne. Par exemple, un travailleur qui prend un emploi bien payé dans l'industrie (un bénéfice) doit renoncer à un autre emploi dans un autre secteur d'activités (un coût). Au net, la différence est rapportée dans la dernière colonne, précédée d'un signe qui indique si le facteur est susceptible de compter davantage comme un bénéfice (+) ou comme un coût (-). Pour déterminer de la pertinence du projet, il faut sommer les éléments de la troisième colonne : le projet est souhaitable si le résultat est positif.

Certains des coûts et bénéfices rapportés, comme les salaires, s'expriment sous la forme de flux. D'autres, comme un épisode de dégradation de l'environnement, s'expriment plus naturellement sous la forme d'un coût encouru en une période donnée. Aux fins de l'analyse, tous les coûts et bénéfices doivent être rapportés dans la même mesure, le plus souvent des dollars courants. Aux salaires, on substituera donc la valeur présente du flux de salaires ; au dégât temporaire à un actif environnemental (par exemple, l'abattage d'un boisé qu'on pourra éventuellement replanter), on substituera la valeur présente du flux de services qu'aurait procuré cet actif si on l'avait préservé. L'emploi de la valeur présente demande de choisir un taux d'actualisation approprié (comment balancer les coûts et bénéfices futurs par rapport aux coûts et bénéfices présents), mais comme la durée de vie des puits est relativement courte (quelques années), le résultat de l'ACB ne devrait pas trop être sensible à ce choix³.

La partie supérieure du tableau regroupe les facteurs propres à un projet particulier ; la partie inférieure (les quatre dernières lignes) regroupe les facteurs affectant les coûts et les bénéfices à l'échelle de la province, et qu'il faut répartir d'une manière ou d'une autre entre les projets.

³ Il en est tout autrement si l'exploitation doit conduire à des dommages permanents pour l'environnement.

Tableau 1

Bénéfice	Coût	Net
Redevances	–	+ Redevances
Profits québécois	–	+ Profits québécois
Taxes et impôts	–	+ Taxes et impôts
<i>Crédits fiscaux aux détenteurs québécois d'actions accréditatives</i>	<i>Comblement du manque à gagner produit par le PAC</i>	– Coût du PAC
<i>Salaires</i>	<i>Salaires de réserve</i>	+ Hausses de salaire
–	Dégradation de l'environnement	– Dégradation de l'environnement
<i>Compensations aux résidents</i>	<i>Inconvénients pour les résidents</i>	–
–	Coûts externes	– Coûts externes
–	Risques particuliers	– Risques particuliers
Valeur des permis	Structure règlementaire	– Coût du secteur
–	Transport du gaz	+/- Transport du gaz
<i>Fonds de compensation</i>	<i>Risques généraux</i>	–
	Émissions de GES	– Émissions de GES

Les coûts de l'entreprise

Quel que soit le résultat de l'ACB, il n'est pas question ici de mandater ou d'obliger une entreprise à mener des travaux d'exploration et d'exploitation : c'est elle qui décide de le faire en autant qu'on l'y autorise et qu'elle juge l'aventure profitable. Tous les éléments rapportés dans le tableau doivent donc être évalués dans l'éventualité où le projet est viable. Sinon, que cela soit pour des contraintes techniques ou règlementaires, l'analyse est sans objet.

Comme l'ACB n'a de sens que si l'entreprise fait ses frais, aucun des coûts qu'elle supporte n'est rapporté. Je présume, par exemple, que l'entreprise devra assumer le coût du traitement des eaux usées (King et als, 2010). De même, l'entreprise internalise tous les coûts attendus liés à sa responsabilité civile. Il n'y a pas lieu de considérer, par exemple, les

risques d'accidents de travail, lesquels sont supervisés par la Commission de la santé et de la sécurité du travail du Québec.

Dans la suite de cette section, je discute la signification et la pertinence de tous les éléments apparaissant dans le tableau. En fin de section, je recense une série d'éléments qui n'apparaissent pas dans le tableau et qui ne doivent donc pas être pris en compte dans une ACB.

Dans le cas des gaz de shale, tous les bénéfices proviennent *exclusivement*⁴ de la rente associée à la ressource extraite. Cette rente est distribuée

- En profits pour l'entreprise ;
- En redevances pour le gouvernement ;
- En salaires plus élevés pour les travailleurs de l'industrie.

Les redevances

Les redevances incluent les droits d'exploration et les redevances au puits. Dans la mesure où elles sont adéquates, les compensations versées aux résidents par les producteurs ne doivent pas être comptées comme un bénéfice puisqu'elles ne font que compenser les coûts qu'ils subissent.

Les règles en vigueur concernant les redevances sont détaillées dans le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains de la Loi sur les mines. Les droits annuels d'exploration s'élèvent à 10 ¢ l'hectare. Pour l'exploitation, les droits s'élèvent à 2,50 \$ l'hectare. Pour un puits dont la production moyenne quotidienne par puits en exploitation est égale ou inférieure à 84 000 m³, les redevances correspondent à 10 % de la valeur au puits ; pour les puits productifs, les redevances s'élèvent à 12,5 % de la valeur au puits pour la quantité en sus de 84 000 m³.

Bernard (2010) a calculé le montant total des redevances que recueillerait le gouvernement québécois avec les règles actuelles. En présumant que le Québec parvienne à

⁴ Les crédits fiscaux qui apparaissent dans la colonne des bénéfices ne sont qu'un facteur mitigeant la dépense fiscale qu'entraîne le programme d'actions accréditives.

être auto-suffisant en gaz (une hypothèse très optimiste) et que les prix du gaz et de son transport demeurent à leurs niveaux actuels, il calcule des redevances totales annuelles de 91 millions \$ dont le Québec n'obtiendrait que la moitié, soit 45,5 millions \$ parce que le gouvernement fédéral réduirait d'autant son versement en péréquation.

Profits des entreprises québécoises

Je parle ici des profits économiques, *i.e.* des revenus éventuels de l'entreprise en sus de tous ses coûts, en incluant le coût d'opportunité d'emploi de ses ressources propres (le rendement économique sur son capital).

Dans la mesure où l'on s'intéresse aux bénéfices et aux coûts pour les Québécois, on doit compter comme un bénéfice les profits des entreprises appartenant à des Québécois. La même ACB donnerait des résultats différents si elle était menée depuis une perspective canadienne où un dollar reçu par un Albertain compterait autant qu'un dollar reçu par un Québécois. Tous les profits obtenus par des entreprises de propriété canadienne seraient alors portés au compte des bénéfices.

Exclure les bénéfices reçus par des tiers externes à une ACB a pour conséquence de limiter artificiellement la valeur d'une option. Selon cette logique, un gouvernement peut, dans le contexte d'un appel d'offre de services, préférer un fournisseur local à un concurrent étranger, qui aurait par ailleurs déposé une soumission plus basse, sous prétexte que le profit réalisé par le concurrent étranger ne représente pas un bénéfice. Si le pays d'où provient ce concurrent adopte la même logique, tous deux peuvent en définitive y perdre en encourageant des entreprises moins efficaces. Des pays peuvent convenir des traités de réciprocité afin d'inclure dans leurs ACB les profits obtenus par les entreprises de leurs partenaires.

Toutefois, la structure de propriété des grandes entreprises est si complexe (cf. la note 22 plus bas) que la coloration correcte de chaque dollar de profit économique peut s'avérer une entreprise impraticable. Le plus souvent, les autorités réglementaires cherchent plutôt à s'assurer que les entreprises n'obtiennent pas de profit économique en sus d'un taux de rendement « normal » (conventionnel) sur la valeur du capital (physique et

intellectuel) propre qu'elles emploient⁵. Il sera toujours plus facile de décider d'autoriser l'exploitation des gaz de shale si on est raisonnablement convaincu que les entreprises qui y participent n'en retirent pas de profit économique, *i.e.* de profit anormalement élevé en sus de ce qu'elles auraient pu obtenir en déployant ailleurs leurs ressources et leur expertise (cette question est reprise en détails dans la section sur le partage de la rente).

Taxes et impôts

Il s'agit ici des taxes et impôts versés par les entreprises au gouvernement, en incluant les taxes municipales. Ces sommes sont une ponction sur les profits des entreprises au même titre que les redevances et doivent être portés comme telles au compte des bénéficiaires.

Une partie des taxes et impôts versés au gouvernement fédéral doit être comptée comme un bénéfice. Par exemple, si le gouvernement fédéral consacre le quart de son budget en biens et services au Québec, on peut argumenter que chaque dollar versé dans les coffres du gouvernement fédéral résulte en 25 ¢ de gain pour le Québec.

Le programme d'actions accréditatives

Le programme d'actions accréditatives (PAC) permet aux entreprises gazières de se financer plus facilement pour mener des activités d'exploration. Les entreprises n'ont généralement pas de revenus dans la phase d'exploration, de sorte qu'elles ne peuvent exploiter les déductions fiscales que permettent leurs coûts d'opération. Les actions accréditatives transfèrent ces déductions inutilisées à leurs acheteurs qui peuvent alors en profiter. La déduction fiscale associée à cet outil financier en rehausse la valeur au bénéfice du vendeur, *i.e.* de l'entreprise.

⁵ Deux autres arguments justifient cette pratique : prévenir les comportements monopolistiques qui restreignent les échanges et limiter le recours au trésor public afin d'économiser sur le coût (marginal) des fonds publics (ce dernier argument est repris plus loin dans le texte).

Le PAC résulte donc en

- un coût du financement de l'exploration plus bas pour l'entreprise ;
- une déduction fiscale pour l'acheteur québécois des actions ;
- une perte de revenus fiscaux pour le gouvernement.

Le premier de ces trois éléments est un bénéfice pour l'entreprise et n'est donc pas compté dans la mesure où celle-ci n'est pas de propriété québécoise.

Supposons que le programme permette à un contribuable *A* d'économiser 10 000 \$ en impôts ; pour compenser cette déduction, le gouvernement devrait alors trouver la même somme ailleurs dans l'économie. Si cette ponction fiscale était facile à faire, par exemple s'il était facile de taxer un autre contribuable *B* de 10 000 \$ supplémentaire, l'opération serait neutre : le budget du gouvernement ne serait pas affecté et le bénéfice de *A* serait exactement compensé par la perte de *B*. Il est toutefois généralement admis que toute ponction fiscale supplémentaire entraîne un *coût marginal des fonds publics* (Dahlby, 2008), c'est-à-dire que pour recueillir un dollar supplémentaire, il faut sacrifier quelques sous, de sorte que l'opération n'est pas neutre. C'est cette perte nette qui constitue le coût du programme.

Les hausses de salaires

Si l'industrie propose à certains travailleurs québécois des emplois mieux rémunérés que ceux qu'ils pouvaient auparavant occuper, on doit inclure les gains de rémunération dans la colonne des bénéfices⁶. La main d'œuvre est une ressource locale limitée. La concurrence entre les entreprises pour cette ressource limitée peut conduire à court terme à une augmentation de son prix, c'est-à-dire des salaires. En payant plus cher pour cette ressource, les entreprises abandonnent alors une partie de la rente gazière à ces travailleurs.

⁶ Une partie de cette hausse revient au gouvernement sous la forme d'impôts particuliers plus élevés. Si la hausse est rapportée par rapport au salaire net d'impôts, les entrées fiscales supplémentaires pour le gouvernement seront comptées comme un bénéfice.

Le même phénomène peut se produire dans le cas de tout facteur de production dont l'offre locale est limitée. La hausse de rémunération de ces facteurs compte alors pour un bénéfice. Pour éviter un double comptage, il faut toutefois éviter d'inclure les variations de rémunération des facteurs qui ne sont pas *directement* concernés par le projet sujet à l'ACB, même si ces variations résulteraient indirectement de sa mise en œuvre. Par exemple, des travailleurs mieux payés peuvent manifester une plus forte demande pour le logement qui se traduirait par une hausse locale du prix des maisons, au bénéfice de ceux qui les possèdent. Mais cette variation dans la richesse des propriétaires de maison se traduit par une perte équivalente pour ceux qui souhaitent les acquérir⁷. La réelle mesure de la part de la rente cédée localement par l'industrie se mesure mieux en se limitant aux variations de prix des facteurs qu'elle emploie directement.

Enfin, il faut garder en tête que ces variations sont susceptibles d'être temporaires : à court terme, l'offre de facteurs est inélastique (peu sensible au prix), mais à long terme, des prix élevés se traduisent par des entrées et un aplanissement de l'offre. Autrement dit, des salaires élevés conduisent à une migration de la main d'œuvre qui doit éventuellement résulter en une baisse de la rémunération. Seul les facteurs fixes, comme la terre, sont à l'abri d'une telle concurrence et peuvent bénéficier à long terme de meilleurs prix à mettre au compte des bénéfices⁸.

⁷ Il en sera autrement si l'exploitation entraîne une baisse directe de la valeur des propriétés à cause des inconvénients qu'elle entraîne. Dans le premier cas, la hausse de la valeur reflète une rareté temporaire dans l'offre de logements. Dans le second, elle reflète une perte sèche permanente : le vendeur souffre de la dépréciation de sa propriété, mais cela ne se traduit pas par un gain pour l'acheteur : il paie moins cher parce que la propriété est moins désirable qu'elle ne l'était auparavant. Cette question est reprise un plus loin dans la présentation de l'approche hédoniste pour mesurer la disposition à payer des résidents.

⁸ Le boom pétrolier albertain illustre ce phénomène : en 2006 à Fort McMurray, le salaire minimum atteignait 14 \$ de l'heure mais une chambre coûtait 1000 \$ par mois, de sorte que plusieurs travailleurs étaient miséreux. Si l'exploitation pétrolière a initialement enrichi les travailleurs albertains, l'arrivée de nouveaux travailleurs a fait en sorte que seuls les propriétaires de facteurs dont l'offre est moins élastique (ici le logement) en bénéficient à long terme. Cf. Jonathan Trudel, « La face cachée du Boom », *L'Actualité*, 31 (15), 2006.

Dégradation de l'environnement

L'exploration et l'exploitation des gaz de shales demande le déplacement d'imposantes machines et l'acheminement de grandes quantités d'eau par camion. Cette activité peut endommager l'environnement en favorisant notamment le dépôt de sédiments dans les ruisseaux (Inlander, 2009).

Si le dommage est temporaire et qu'on estime qu'il est préférable de remettre le site dans son état originel une fois l'exploitation terminée, on peut imposer tous les coûts de cette restauration à l'entreprise et ajouter une provision monétaire éventuelle pour les quelques années où l'environnement sera perturbé⁹. S'il la remise en état est impossible ou entraîne des coûts exorbitants, la valeur présente de ce dégât permanent à l'environnement doit être incluse dans l'ACB.

Compensations aux résidents

L'exploration et l'exploitation des gaz de shale entraînent d'importants inconvénients pour la population locale et, en particulier, pour les propriétaires de terrains où se déroulent les opérations. Ces inconvénients incluent notamment les odeurs, le bruit, la poussière, les vibrations des relevés sismiques, la perte d'accès au terrain et la gêne provoquée par la circulation de camions pendant la fracturation.

Dans une ACB, le coût de ces inconvénients est le montant minimal que ces personnes demandent pour préférer que les activités se poursuivent. C'est-à-dire que si les compensations sont supérieures à ce montant, ces personnes s'estimeront frustrées si le projet n'a pas lieu et si elles lui sont inférieures, elles s'estimeront frustrées si le projet se poursuit.

⁹ Cet argument suppose que l'entreprise est solvable et que le dommage est causé par sa production, de sorte que celle-ci en est ultimement responsable puisqu'elle a initié la production. Si l'entreprise n'est pas solvable ou s'il n'y a pas de lien causal entre la production et le dommage, il peut être préférable d'adopter un régime de négligence où l'entreprise n'est tenue responsable que si elle a failli à des obligations réglementaires (Cf. Boyer et al., 2006).

Ces inconvénients constituent la plus grande part des coûts externes locaux générés par l'exploitation des gaz de shale. L'analyse économique est plutôt démocratique pour déterminer la magnitude d'un bénéfice ou d'un coût : elle est fondée sur l'appréciation des agents économiques concernés. Si des résidents estiment que l'odeur du purin est un parfum champêtre, c'est un bénéfice ; s'ils la jugent pestilentielle, c'est un coût. Si une majorité de la population pense que la salamandre dorée est une merveille de la nature, on accordera beaucoup de valeur à sa préservation ; s'ils s'en moquent comme de leur première chemise, elle comptera pour zéro¹⁰.

Le coût de ces inconvénients constitue le *cœur* de l'ACB. L'intérêt premier d'une ACB est de donner une valeur aux éléments non marchands d'une décision économique. Lorsqu'on considère un projet industriel près d'une zone habitée, les inconvénients supportés par une partie de la population sont souvent les éléments non marchands les plus importants.

A priori, il n'est pas essentiel dans une ACB que les résidents soient compensés, en autant que les coûts qu'ils subissent soient dûment pris en compte. Le problème le plus difficile consiste à leur assigner une valeur monétaire. L'établissement d'une formule passe-partout fondée sur des données facilement observables comme la proximité du puits de la maison ne peut au mieux que donner une évaluation moyenne qui conduira tantôt à surestimer la valeur du projet si les inconvénients sont sous-évalués et tantôt à la sous-estimer dans le cas contraire. Dans les deux cas, on accroît la probabilité de rendre une mauvaise décision au terme de l'ACB, de sorte que ces erreurs ne tendent pas à s'annuler en moyenne.

On peut mesurer plus précisément le coût de ces inconvénients en s'enquérant directement auprès des citoyens affectés (la méthode dite de *valuation contingente*) ou en

¹⁰ De plus en plus, des analyses distinguent le bien-être perçu par la population de celui perçu par les autorités (qu'on présume mieux informées). Cette distinction est importante dans les questions de santé publique. La même ACB pourrait conduire à des résultats différents selon qu'on considère la première mesure du bien-être ou la seconde. Selon la première, un risque non fondé de catastrophe environnementale devrait être intégré à l'analyse ; selon la seconde, seuls les risques établis scientifiquement seraient considérés. Cf. Salanié et Treich (2009).

mesurant indirectement ce coût à partir des variations attendues des valeurs de l'immobilier (la méthode *hédoniste*). Ce sont là les deux méthodes les plus courantes.

Bernstein et als (2010) ont employé la première méthode en sondant 186 résidents de la région de la rivière Susquehanna en Pennsylvanie afin de déterminer leur disposition à payer pour prévenir tout accident dû à l'exploitation des gaz de shale le long de la rivière. Selon leurs résultats, les résidents seraient disposés à payer environ 10 \$ par mois. Cette somme représente le coût de la proximité de l'exploitation pour les citoyens. Si on considère ici une population de 500 000 personnes affectées le long du Saint-Laurent, une telle somme correspond à un coût annuel comparable aux redevances annuelles anticipées par le gouvernement (environ 60 M \$).

Boxall et als (2005) ont employé la seconde méthode pour déterminer que la présence de puits entraînait une diminution significative de 4% à 8% de la valeur des résidences avoisinant les puits dans un rayon de 4 km¹¹. Cela représente une somme encore plus importante par ménage¹² mais l'incidence est beaucoup plus limitée géographiquement et devrait concerner beaucoup moins de personnes.

La méthode de valuation contingente¹³ demande une enquête auprès des citoyens concernés. La méthode *hédoniste*, en revanche, est menée sur la base d'une observation des conditions de marché. La méthode *hédoniste* repose sur une logique assez sophistiquée. Elle présume que les consommateurs dérivent leur satisfaction non pas des biens eux-mêmes, mais de leurs caractéristiques. Une voiture, par exemple, n'est pas une voiture mais une collection de caractéristique (performance routière, économie de carburant, qualité de la finition, etc) que le consommateur apprécie à divers degrés. Si deux voitures par ailleurs identiques ne diffèrent que par une caractéristique, on infère que la différence de prix entre

¹¹ Cet effet mettrait en cause des puits produisant du gaz chargé de sulfure d'hydrogène dont le gaz prisonnier du shale d'Utica serait exempt.

¹² La valeur moyenne d'une résidence albertaine est de 350 000 \$. Au taux d'actualisation de 5 %, une baisse de 6 % de la valeur de la maison correspond à une ponction annuelle de 1 000 \$, soit 250 \$ par personne pour un ménage qui en compte quatre. C'est plus du double de la disposition à payer obtenue dans l'étude précédente (120 \$). Ce calcul est très sensible au taux d'actualisation.

¹³ Une traduction boiteuse de *contingent valuation*.

ces deux voitures représente le prix de cette caractéristique, soit la valeur que lui accordent à la marge les consommateurs dans un marché en équilibre. Si deux maisons par ailleurs identiques se vendent à des prix différents à cause de la proximité d'une exploitation gazière pour l'une d'elle, on inférera que c'est là le vrai coût externe qu'entraîne cette proximité du point de vue des consommateurs.

Ainsi, selon l'approche hédoniste, la diminution de la valeur d'une maison à cause de la proximité d'un puits n'est pas qu'une conséquence négative parmi d'autres de l'exploitation : cette diminution *résume* l'effet cumulé de tous les inconvénients perçus par les résidents¹⁴.

Les deux méthodes peuvent donner des résultats différents, notamment parce que la première est fondée sur des scénarios hypothétiques présentés aux agents économiques concernés, alors que la seconde est fondée sur ce qui s'est effectivement réalisé. Par exemple, les citoyens d'une localité peuvent être fortement contrariés par l'arrivée d'une exploitation gazière et la méthode de valuation contingente risque de fortement refléter cet état psychologique, à moins qu'on veuille à leurs présenter tous les aménagements imaginables. Parmi ces aménagements, la possibilité de vendre sa résidence à une personne moins sensible à cette contrariété ne sera pas nécessairement considérée. Si la présence de l'exploitation est unanimement considérée comme une grave nuisance, cela va se refléter dans le prix de vente des résidences. Mais cet effet peut être tempéré par l'arrivée de nouveaux résidents moins sensibles à cet inconvénient, lesquels accorderont sensiblement la même valeur qu'auparavant à la propriété (de leur point de vue, les caractéristiques de la propriété n'ont pas changé). La méthode hédoniste prend implicitement en compte cette possible modération des effets.

Ces méthodes peuvent toutefois conduire à des mathématiques déplaisantes. L'environnement (que l'exploitation perturbe) est généralement considéré comme un bien

¹⁴ La méthode hédoniste est parfois critiquée parce qu'elle repose sur des perceptions. Par exemple, les résidents peuvent ne pas percevoir les dangers pour la santé d'une contamination locale de l'environnement, en quel cas le coût de ces inconvénients ne se reflètera pas dans la valeur des résidences. La même critique peut être faite à l'endroit de la méthode de valuation contingente. Cf. la note 9 plus haut.

normal (un bien pour lequel la propension à payer croît avec le revenu). Ceci implique que les inconvénients subis par les citoyens les plus riches comptent davantage que ceux subis par les plus pauvres.

L'intérêt de considérer une rubrique distincte pour les compensations aux citoyens est double. D'une part, cela garantit l'acceptabilité sociale du projet : par définition, un citoyen *adéquatement* compensé ne s'oppose pas au projet. D'autre part, si les citoyens sont compensés et qu'ils ne s'opposent pas au projet, cela signifie que le montant des compensations correspond au moins au coût des inconvénients qu'ils subissent. L'acceptabilité sociale du projet constitue donc une troisième méthode pour évaluer le coût des inconvénients pour les résidents.

Comme les résidents n'ont pas de droit particulier sur la rente gazière du sous-sol, leurs compensations devraient tout juste couvrir le coût des inconvénients qu'ils subissent. Dans ce cas, le bénéfice de la compensation couvre exactement (par définition) le coût des inconvénients, de sorte que les deux sommes s'annulent dans le bilan final¹⁵.

Avec une formule favorisant une compensation excessive des résidents, on risque de bloquer erronément un projet sur la base que les redevances, taxes et impôts qu'il procure ne suffisent pas à compenser les coûts qu'il génère en matière, par exemple, de dégradation des routes. L'erreur est alors de ne pas avoir pris en compte les gains pour les résidents largement compensés.

L'erreur inverse est sans doute plus dommageable. Si les résidents ne sont pas adéquatement compensés, un projet peut sembler procurer un bénéfice net alors qu'il entraîne tant d'inconvénients pour les résidents que ceux-ci seraient disposés à payer plus que ce bénéfice pour le bloquer. Il est facile de prévenir cette erreur en donnant voix au chapitre à ces personnes. Comme ils subissent de toute façon le plus gros des coûts externes générés par un projet, le projet est très probablement socialement souhaitable s'ils la compensation qu'ils reçoivent les satisfait.

¹⁵ Les conflits potentiels entre les résidents et les entreprises sont nombreux (Campbell, 2004). On doit considérer les coûts judiciaires de résolution de ces conflits.

L'expérience du projet Rabaska de port méthanier nous a toutefois appris qu'il faut considérer la possibilité qu'un projet affecte une communauté plus large que celle qui est représentée dans les négociations avec l'entreprise. Dans le projet Rabaska, l'entreprise s'était entendu avec Lévis, bien que le projet affectait également les municipalités régionales de comté de Québec, L'Île-d'Orléans et Bellechasse qui ne participaient pas aux négociations.

Coûts externes

L'exploitation des gaz de shale est une activité susceptible d'entraîner plusieurs coûts directs et indirects. Elle ne diffère pas en cela d'autres activités plus familières au Québec comme l'exploitation des mines et des forêts, le raffinage du pétrole et la distribution du gaz naturel. Certains de ces coûts peuvent être subis directement par les résidents, comme la circulation accrue de camions sur les routes municipales, et sont inclus parmi les inconvénients compensés présentés plus hauts. D'autres coûts, comme l'accroissement de la circulation de camions lourds sur les routes nationales ou l'emploi de grandes quantités d'eau pour la fracturation, sont subis par l'ensemble des Québécois ou les institutions qui les représentent.

On doit toutefois noter que les projets des industries traditionnelles ne sont généralement pas soumis à des ACB. Il faut éviter de demander plus à l'industrie gazière pour l'emploi des routes ou l'utilisation de l'eau qu'à l'industrie du camionnage ou des terrains de golf. Procéder autrement induit un biais qui favorise les activités traditionnelles, lesquelles ne sont pas forcément celles qui ont le plus d'avenir.

À chaque fois que le gouvernement assigne un prix aux ressources libres, il facilite d'autant la gestion cohérente, en ce dernier sens particulier, des activités économiques sur son territoire. Par exemple, le gouvernement a récemment décidé de tarifier l'emploi de l'eau¹⁶. Si l'entreprise est tarifée pour l'eau qu'elle emploie, et si le tarif de l'eau représente la valeur que le gouvernement accorde à cette ressource, alors la valeur de l'eau compte

¹⁶ Cf. « La redevance sur l'eau confirmée », La Presse, 14 décembre 2010.

comme un coût dans le bilan de l'entreprise et ne doit donc plus être considérée pour éviter tout double comptage¹⁷.

Cette rubrique doit inclure le coût des émissions de gaz à effet de serre (GES) qu'entraînera le projet. Si le Québec retenait un prix particulier pour les émissions de GES sur tout le territoire c'est, à l'instar de l'eau, le prix qu'il conviendrait d'employer pour mesurer ce coût, lequel figurerait alors au bilan de l'entreprise.

Toutefois, le contrôle des GES émis par les industries procède pour l'essentiel au Québec par réglementation : on impose aux entreprises d'adopter des technologies propres. Dans l'industrie gazière, on doit contrôler avant tout les fuites de méthane (le principal gaz composant le gaz naturel) qui représentent la principale source de GES¹⁸ mais il est entendu que toute activité industrielle qui utilise de l'énergie pour l'opération de machines comme les foreuses ou les camions va *nécessairement* générer des GES. L'industrie gazière n'est pas en cela bien différente des industries traditionnelles et elle devrait être traitée de la même manière¹⁹. Je discute plus loin du prix que l'on pourrait de manière cohérente assigner aux émissions de GES.

Risques particuliers

Je discute plus loin des risques d'exploitation généraux qui devraient être mutualisés à l'échelle de l'industrie. Certains projets, similaires par ailleurs à d'autres projets retenus, peuvent comporter des risques particuliers qu'on doit considérer dans l'ACB. On mesure l'incidence d'un risque par le dommage qu'il représente pondéré par sa probabilité de réalisation. Un risque d'accident rare, comme la contamination de la nappe phréatique, qu'on pourrait juger acceptable s'il menace 1000 personnes peut cesser de l'être s'il en

¹⁷ *i.e.* que le coût est alors internalisé par l'entreprise.

¹⁸ L'importance et la fréquence de ces fuites dépendent de la réglementation en vigueur. Les entreprises peuvent choisir de laisser fuir ou de brûler le gaz (torchage) pour ménager leurs équipements. Il existe toutefois des méthodes coûteuses permettant de prévenir ces pratiques.

¹⁹ Selon Howarth (2010), les émissions produites par l'extraction des gaz de shale attribuables au traitement et transport de la ressource sont plus importantes que celles générées lors de la production d'essence.

menace un million. Ainsi, même si le risque de contamination de la nappe phréatique est mutualisé, on veillera dans une ACB à tenir compte des dommages attendus propre à chaque projet particulier.

Structure règlementaire

Le gouvernement doit consacrer des ressources humaines pour régler et encadrer l'exploitation gazière. Une partie de ces coûts est couverte par la valeur des permis requis de l'entreprise²⁰. Comme pour les routes, le coût de ces ressources est le pendant des taxes et impôts rapportés plus haut comme un bénéfice.

Transport du gaz

Dans une ACB, on doit compter les effets indirects d'un projet sur un marché lorsqu'il y modifie les prix. À l'exception notable du marché du travail local, l'industrie gazière n'emploie pas suffisamment de ressources pour affecter à elle seule, par exemple, le prix des services de mécanicien ou le loyer du mètre carré d'espace à bureau au centre-ville de Montréal.

Le recours au réseau de transport de *Gazoduc Trans Québec & Maritimes* (TQM) et de distribution de *Gaz Métro* pour transporter le gaz peut éventuellement modifier les conditions du marché (monopolistique) de la distribution. Le réseau a une capacité limitée ; tant que cette capacité n'est pas atteinte, l'utilisation accrue du réseau est au bénéfice de tous car l'industrie contribuera à son financement. Lorsque le réseau est employé à pleine capacité, on peut soit tempérer son emploi en accroissement le prix du transport (une perte pour les clients actuels) ou accroître la capacité du réseau. À long terme, accroître la capacité du réseau signifie probablement des économies pour tous²¹ ; à moyen terme toutefois, cela pourrait se traduire par des hausses de coûts pour financer l'expansion du réseau.

²⁰ 50 \$ pour un permis de levé géophysique, 100 \$ pour un permis de forage de puits, 50 \$ pour un permis de complétion de puits.

²¹ Le coût moyen par unité de gaz transportée diminue avec la capacité de la conduite.

Il est donc difficile ici de conclure si cet élément est important et si, le cas échéant, il représente un bénéfice ou un coût pour les Québécois. TQM est régulé par l'Office national de l'énergie et n'a pas déposé de demande particulière concernant le développement de l'industrie des gaz de shale au Québec pour l'instant.

Pour sa part, Gaz Métro a demandé l'autorisation à la Régie de l'énergie du Québec de créer un tarif de réception de gaz naturel qui s'appliquerait aux entreprises qui emploieraient son réseau (Gaz Métro, 2010). *A priori*, la proposition de Gaz Métro n'affecterait pas les tarifs de sa clientèle traditionnelle et, dans la mesure où le développement ce nouveau secteur d'affaire lui permettrait de dégager un profit en utilisant davantage sa base de capital, une partie de celui-ci pourrait être portée au compte des bénéfices²².

Risques généraux

L'exploration et l'exploitation des gaz de shale comporte certains risques. Une fissure de la gaine de ciment qui entoure le puits peut conduire à une contamination de la nappe phréatique²³. Les eaux usées chargées de produits chimiques, d'arsenic, de benzène, de mercure et potentiellement de matériel radioactif d'origine naturelle (Grubert et Kitasei, 2010) peuvent s'échapper des bassins censés les contenir et contaminer l'environnement. Il peut y avoir un refoulement de gaz que les valves de sécurité peuvent faillir à contenir²⁴ (Nguyen 2010). Ces accidents peuvent se produire même si l'entreprise est diligente et la valeur des dégâts peut dépasser la valeur de l'entreprise, de sorte qu'on ne puisse compter sur sa responsabilité civile.

²² La structure de propriété de Gaz Métro est complexe. Elle est détenue à 71 % par un holding (*Noverco*) qui représente des intérêts québécois et canadiens (Caisse de dépôt et placement du Québec, *Enbridge*, etc) et français (*GDF-Suez*). Le reste est détenu par *Valener*, une nouvelle société publique cotée sur la bourse de Toronto. En outre, Gaz Métro possède pour sa part la moitié de TQM.

²³ Selon le *Department of Environmental Protection* de la Pennsylvanie, les activités de la *Cabot Oil and Gas Corp.* ont provoqué la contamination de la nappe phréatique dans la municipalité de Dimock (Roberts, 2010).

²⁴ En 2002, un tel refoulement a forcé l'évacuation de 30 résidences à Haslet au Texas. En juin 2010, un accident similaire en Pennsylvanie a provoqué l'expulsion de 35 000 gallons de gaz et d'eau contaminée pendant 16 heures.

Dans la mesure où ces accidents sont à la fois inévitables, rares et lourds de conséquences lorsqu'ils se produisent, la meilleure solution consiste à les mutualiser en constituant un fonds alimenté par l'industrie²⁵. Ce fonds (qui représente alors un bénéfice) devrait couvrir les dommages attendus des risques généraux (qui entrent dans la colonne des coûts, en incluant les coûts d'opération de ce fond).

Émissions de GES

Le développement de l'industrie gazière peut affecter le bilan des émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec. La production de gaz naturel entraîne des émissions de méthane (le principal composant du gaz naturel), un GES très puissant (Horvath, 2010). En outre, les camions-citernes qui transportent l'eau nécessaire au processus de fracturation dégagent aussi des GES. Ces émissions constituent une pure externalité qui n'est aucunement prise en compte lorsque les producteurs décident d'exploiter un puits. Lorsque le Québec prend l'engagement de réduire ses émissions de GES, il accorde implicitement une valeur à cet objectif ou, de manière équivalente, un coût à l'éventualité qu'il ne puisse le respecter. Si l'engagement peut être réalisé sans peine, il est sans valeur. Un réel engagement sous-entend donc de réels sacrifices à la mesure du coût (pénalité financière ou perte de prestige) à devoir assumer s'il n'est pas tenu. Les GES émis par l'industrie gazière représentent donc un coût pour le gouvernement québécois.

L'enjeu est ici le même que pour les inconvénients supportés par les résidents : il faut associer un coût monétaire aux inconvénients. Quelle est la valeur monétaire qu'accorde le Québec à une réduction des GES ? En adoptant la Loi sur le développement durable (2006), le Québec a mis en place un Fonds vert qu'il a choisi ensuite d'alimenter en imposant une taxe spéciale (0,08 ¢ le litre d'essence) aux pétrolières et à Gaz Métro. Comme

²⁵ Les états du New Jersey et de New York ont mis en place de tels fonds pour payer le nettoyage des dégâts entraînés par le déversement accidentel de produits pétroliers. Ces fonds sont financés par une taxe imposée à l'industrie pétrochimique. Cf. le *New Jersey Spill Compensation Fund Claims Program* (SNJ, 2011) et le *New York Environmental Protection and Spill Compensation Fund* (NYSC, 2011). Cf. également Hasso (2009). Des programmes semblables, appliqués aux citernes et réservoirs, existent dans plusieurs autres états américains. Le Québec possède un tel fonds concernant une toute autre industrie : le *Fonds d'indemnisation des clients des agents de voyages* (OPC, 2011).

cette taxe a été justifiée sur la base du principe pollueur-payeur (Lévesque, 2007), on peut présumer en première analyse qu'elle reflète la valeur qu'accorde le gouvernement aux GES.

Le développement de l'industrie gazière au Québec ne change rien a priori quant à la disponibilité du gaz naturel sur le territoire québécois. On ne devrait donc pas attribuer la responsabilité des émissions de GES provenant de la consommation (combustion) du gaz à cette industrie locale. Ces émissions constituent aussi une externalité, mais les entreprises gazières n'en sont pas responsables. Comme la logique économique du principe pollueur-payeur vise à modifier les comportements des acteurs responsables, il n'y a pas lieu d'intervenir auprès de tiers non responsables. En ce qui concerne les émissions de GES liées à la combustion du gaz, ce sont les consommateurs résidentiels et industriels qui en sont responsables.

Les producteurs de l'industrie auraient une responsabilité au chapitre de la consommation si leurs actions en entraînaient un accroissement. Cela serait le cas, par exemple, si on envisageait d'étendre le réseau de distribution au Québec ou si la production de l'industrie était tellement importante qu'elle ferait du Québec un net exportateur de gaz, de sorte que la structure du prix du gaz sur le corridor Est-Ouest au Canada en serait modifiée et que, en tenant compte du coût réduit de transport du gaz, les consommateurs québécois auraient accès au gaz à meilleur prix. Aucune de ces deux éventualités ne semble devoir se réaliser. Les modifications du réseau de TQM ne concernent que le transport du gaz et non sa distribution et il ne semble pas que l'arrivée du gaz québécois doive modifier la manière dont le marché arbitre le prix du gaz en Amérique du Nord.

Éléments omis

Le processus réglementaire doit faire en sorte que l'entreprise paie pour les coûts qu'entraîne l'exploration et l'exploitation des gaz de shale, qu'il s'agisse des ressources qu'elle achète sur les marchés, des biens publics comme les routes pour lesquels elle paie des taxes et des impôts, des inconvénients aux résidents à qui elle verse des compensations suffisantes ou des dommages environnementaux qu'elle assure individuellement ou

collectivement en contribuant à un fonds. Dans la mesure où la réglementation est adéquate, l'équation qui résulte d'une ACB se résume au partage de la rente. Avant de discuter de cette importante question, je recense ici quelques éléments qui ne devraient pas apparaître dans une ACB.

La valeur de l'information procurée par les entreprises

Les entreprises qui mènent des travaux d'exploration et d'exploitation du sous-sol québécois sont tenues de produire des rapports techniques pour le gouvernement québécois qui incluent beaucoup d'information quant à la composition du sol. Cette information a de la valeur dans la mesure où elle peut permettre au gouvernement ou à d'autres entreprises de faire de meilleurs choix dans l'avenir. Il s'agit là d'un vrai bénéfice mais je ne sais pas comment lui associer une valeur monétaire.

La sécurité énergétique

Le marché du gaz naturel auquel le Québec appartient est et demeurera un marché continental. Le Québec bénéficie naturellement d'une certaine « sécurité énergétique » en étant branché sur ce marché, mais notre incidence globale dans ce marché est trop faible pour faire une différence qui soit significative pour nous. En permettant ici le développement de l'industrie, nous ajoutons certainement à la capacité globale du marché nord-américain mais cet ajout de capacité est partagé par tous : en termes de sécurité, nous en retirons ici bien peu.

Le développement des autres filières énergétiques

L'exploitation des gaz de shale n'emploie pas les mêmes ressources que les autres filières énergétiques comme l'énergie éolienne ou l'énergie solaire. Permettre l'exploitation des gaz de shale ne gêne en rien le développement de ces énergies. Il est vrai que les incitations privées et publiques à poursuivre ce développement diminueront si le prix du gaz naturel demeure faible. Mais, encore une fois, le Québec demeure un petit joueur dans ce marché : qu'on autorise ou non l'exploitation n'aura pas d'incidence marquée sur le prix du gaz.

D'autres changements sont à prévoir si l'industrie se développe qui n'ajoutent ni n'enlèvent rien au bilan d'une ACB. Par exemple, il est possible qu'on choisisse de développer des programmes de formation dans l'exploitation gazière dans les cégeps, sans que cela ne change rien au bilan de l'instruction publique au Québec.

Perte d'une ressource non renouvelable

Le gaz naturel est une ressource non renouvelable parce qu'il n'en existe qu'une réserve limitée dans le sous-sol et qu'il prend un temps géologique à se former alors que nous le consommons rapidement. L'ampleur de cette « réserve » dépend toutefois de la technologie d'extraction dont nous disposons, laquelle évolue comme en témoigne le développement de la fracturation.

Plus fondamentalement, si exploiter les gaz de shale maintenant plutôt que plus tard entraîne la perte d'une option pour les générations futures, il n'est pas clair que cette option ait pour elles une valeur significative. Les projections actuelles font état de réserves pour une centaine d'années : combien vaudra ce gaz dans cent ans ? Il y a deux cent ans, nos ancêtres ont coupé les plus beaux arbres de la province : ils nous ont certainement privés de l'option de disposer de ces arbres, mais notre richesse économique actuelle n'en dépend pas.

Aucune définition économique de développement « durable » n'emporte l'adhésion de tous dans la littérature (Cf. Martinet et al., 2008, pour une revue récente). Un principe souvent évoqué (Hartwick, 1977) stipule d'investir en capital reproductible (machines et infrastructures) la valeur de la rente extraite, de sorte que la valeur du capital *total* (reproductible + naturel) soit préservée. Ainsi, si le sort des générations futures doit être pris en compte, ce n'est pas tant au moment de décider ou non d'exploiter la ressource, mais bien plutôt au moment de décider comment employer la richesse générée par cette exploitation.

Le partage de la rente

La principale, et le plus souvent la seule, source de bénéfices que procure l'exploitation d'une ressource naturelle est la valeur de cette ressource sur le marché. Au Québec en 2010, on coupe la forêt pour vendre du bois, pas pour développer des terres arables. Une ressource n'a de valeur que dans la mesure où on peut facilement l'exploiter : on sait depuis longtemps que Québec contient d'importantes ressources en gaz naturel (Morin, 2001), mais cette ressource ne valait rien parce qu'on n'était pas en mesure de l'extraire à un coût raisonnable. Cette observation illustre la notion de *rente gazière*, soit la différence entre le prix de la ressource et son coût d'extraction, qui est le véritable enjeu de l'exploitation des ressources gazières au Québec²⁶.

Si la rente disparaît, l'exploitation n'a plus de sens. Cela se produit lorsque la valeur de la ressource chute sur le marché ou lorsque son coût d'exploitation grimpe pour une raison ou une autre. Si la rente augmente, l'exploitation devient attrayante. L'explosion du prix du gaz naturel dans la première moitié des années 2000 a accru la rente de toutes les exploitations gazières. Mais dans le cas des gaz de shale, c'est la diminution du coût d'extraction qui a entraîné l'augmentation de la rente gazière, laquelle demeure positive au Texas malgré le repli du prix du gaz depuis 2007.

Les salaires et les redevances plus élevés que peuvent éventuellement recevoir les travailleurs québécois proviennent de la rente. Les redevances et compensations que versent les entreprises gazières au gouvernement du Québec et aux résidents incommodés par l'exploitation proviennent de la rente. Dans la mesure où il s'agit d'une industrie très concurrentielle, les profits que parviennent à réaliser les entreprises gazières proviennent de la rente. Ce sont ces montants qui représentent, du point de vue d'une ACB, les bénéfices de l'exploitation gazière et qui déterminent si, en définitive, les bénéfices l'emportent sur les coûts. Le problème, c'est qu'ici, les profits des entreprises ne doivent pas être comptés ;

²⁶ Copithorne et als (1985) proposent une définition beaucoup plus sophistiquée : « la valeur présente attendue du coût d'opportunité d'employer la ressource dans l'avenir ». Les éléments que je présente dans cette section aident à comprendre la signification de cette définition.

par conséquent, une ACB peut rejeter un projet d'exploitation parce que les Québécois ne retirent pas une part suffisante de la rente.

Je souligne que la rente n'est pas commensurable avec la valeur de la ressource : on peut extraire de l'or valant 1 400 \$ l'once au coût de 1 355 \$ pour réaliser une maigre rente aurifère de 5 \$. On entend souvent l'argument spécieux que la valeur de la ressource devrait compter comme une richesse économique mais c'est oublier qu'il existe un autre moyen d'obtenir la ressource : l'acheter sur les marchés sans encourir les coûts de son extraction plutôt que l'exploiter chez soi. Comme la rente dépend des coûts d'extraction, elle dépend des conditions d'exploitation imposées dans une juridiction donnée.

On peut décomposer la rente en une rente *absolue* qu'obtiennent tous les producteurs et une rente *différentielle* qu'obtiennent en plus ceux d'entre eux qui disposent des coûts d'exploitation les plus bas (Bomsel, 1992). Par exemple, si le coût unitaire d'extraction d'une unité valant 9 \$ pour un producteur doté d'un site avantageux est de 5 \$ plutôt que les 8 \$ habituels, la rente absolue est de 1 \$ pour tous les producteurs et le producteur favorisé obtient en plus une rente différentielle de 3 \$.

On doit veiller à distinguer les rentes attendues *ex ante* d'une concession, pendant la phase d'exploration, des rentes réalisées *ex post* au moment de l'exploitation. Les rentes attendues *ex ante* sont en rapport avec les rentes *ex post* : une concession est jugée « prometteuse » justement parce qu'on estime qu'elle est plus susceptible de conduire au développement d'un site procurant une importante rente *ex post*. Mais les deux notions sont quand même distinctes puisqu'une concession prometteuse peut s'avérer décevante et une concession peu engageante peut éventuellement receler un trésor. Les concepts de rente absolue et différentielle s'appliquent tant aux rentes *ex ante* qu'aux rentes *ex post*.

La notion de rente associée à une ressource naturelle est un cas particulier de la notion de surplus économique. Toute activité économique génère un surplus qui est partagé entre les entreprises qui offrent un produit ou un service et les consommateurs qui le demandent. Les termes de ce partage dépendent des capacités relatives des vendeurs et des acheteurs à employer leurs ressources à d'autres fins. Dans le cas des gaz de shale au Québec, les entreprises gazières offrent des services d'extraction de la ressource. En fixant

leurs conditions d'exploitation et le montant des diverses redevances²⁷, le gouvernement du Québec détermine le niveau d'activité de ces entreprises. Si les conditions sont généreuses, beaucoup d'entreprises vont venir ; si elles sont très restrictives, seule certaines entreprises qui y trouvent quand même un avantage choisiront d'explorer le sous sol. Le Québec n'est pas le seul endroit où l'on retrouve des gaz de shale²⁸.

Les conditions qu'impose le gouvernement concernent la portion de la valeur du gaz qu'obtiendront ces entreprises et leurs coûts d'opérations ; en définitive, elles concernent la part de la rente qui leur revient. Supposons un moment pour faire simple que toutes les concessions ne comportent qu'un site potentiel, lesquels ont tous le même potentiel *ex ante*, de sorte que les rentes différentielles *ex ante* sont nulles. Si le gouvernement prive les entreprises de la rente absolue, que cela soit en la réduisant par l'imposition de conditions d'exploitation trop exigeantes ou en se l'accaparant par le paiement de fortes redevances, peu de gaz serait extrait et les bénéfiques pour les Québécois seraient faibles. Si, au contraire, il laisse toute la rente de la ressource à l'industrie, les bénéfiques pour les Québécois peuvent être très faibles même si beaucoup de gaz est extrait. Dans le pire des cas, les Québécois peuvent subir des pertes nettes si les activités des entreprises génèrent des coûts externes. Le gouvernement du Québec doit donc réaliser un délicat arbitrage : il veut attirer les entreprises, mais pas à n'importe quel prix.

Les dispositions spécifiant le partage de la rente diffèrent d'une juridiction à l'autre en Amérique du Nord. En Pennsylvanie, par exemple, le gaz appartient au propriétaire du terrain duquel il est extrait, lequel en négocie le partage avec l'entreprise qui l'exploite. Au Canada comme en Europe, le gaz appartient à l'État, lequel perçoit des redevances chez les entreprises. L'Alberta et la Colombie-Britannique mettent à l'enchère les droits

²⁷ En incluant les taxes et les impôts.

²⁸ La société albertaine *Talisman Energy*, par exemple, développe les gaz de shale dans le shale d'Utica au Québec, mais également dans le shale de Marcellus en Pennsylvanie, dans le shale de Montney en Colombie-Britannique, dans le shale Baltique en Pologne, sans compter ses activités d'exploitation d'hydrocarbures conventionnels ailleurs en Amérique du Nord et du Sud, en Asie et en Europe. Cf. le site de la compagnie : <http://www.talisman-energy.com/> (site consulté le 13 décembre 2010).

d'exploration du sol et imposent en sus des redevances (ADE, 2008 ; BCMF, 2010, Shaughnessy et als., 2007).

Pour sa part, le Québec a vendu pour des sommes nominales les droits d'exploration sur son territoire en exigeant des entreprises qu'elles effectuent des travaux d'exploration pendant les cinq premières années. Comme je l'ai détaillé plus haut, des redevances fixes basées sur l'aire du gisement et des redevances variables basées sur le prix du gaz au puits sont ensuite perçues pendant la phase d'exploitation.

Vraisemblablement, les conditions fixées par le gouvernement du Québec étaient suffisamment avantageuses pour inciter les entreprises gazières à explorer le shale d'Utica. Il ne nous revient pas de discuter ici le point d'arbitrage choisi par le gouvernement entre les objectifs de valorisation et d'appropriation de la ressource. Toutefois, les dispositions du mécanisme de compensation retenu soulèvent des questions qui méritent d'être discutées parce que ces dispositions détermineront les bénéfices que le Québec peut attendre de l'exploitation des gaz de shale.

Contrairement au mécanismes employés en Alberta et en Colombie-Britannique, Le mécanisme québécois ne comporte virtuellement aucune disposition pour révéler la valeur de la rente différentielle, ni *ex ante*, durant la phase d'exploration, ni *ex post*, durant la phase d'exploitation.

La rente ex ante

Dans la phase d'exploration, les sites sont tous alloués au même prix (10 ¢ l'hectare) sur la base du premier arrivé, premier servi (le « free mining »). Sans surprise, les premiers arrivés ont choisi les meilleurs sites²⁹. Une politique de faibles redevances pour attirer l'industrie est tout à fait défendable mais, s'il est de connaissance commune que certains sites identifiés procurent une rente différentielle *ex ante*, il n'existe *aucune* justification économique à l'octroi de droits sur les ressources à des entreprises concurrentielles par une queue (*i.e.* un octroi basé sur le principe premier arrivé, premier servi). Ce n'est pas

²⁹ Les analystes de *Wellington Capital Markets* recommandaient sur cette base en 2008 l'achat des titres de *Gastem*, *Junex* et *Questerre* (Page et Hammond, 2008).

nécessairement inefficace parce qu'une entreprise peu performante dotée de concessions va les revendre à profit à ses concurrents. Mais, ce faisant, le gouvernement se prive de revenus qu'il aurait pu employer pour favoriser davantage la pénétration de l'industrie ou tout simplement récupérer dans le trésor de la province. Dans le cas des gaz de shale, il était de connaissance commune que certains sites présentent de meilleures perspectives que d'autres : le territoire a été exploré pendant des années par des institutions publiques comme la Société québécoise d'initiative pétrolière ou la Commission géologique du Canada³⁰.

Si le gouvernement sait reconnaître les meilleures concessions, il doit en moduler les droits d'exploration en conséquence afin de récupérer la rente différentielle. Sinon, il peut les vendre aux enchères comme le font les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique : une enchère est le mécanisme idéal pour mettre les acheteurs en concurrence entre eux afin de leur faire révéler la rente différentielle *ex ante*.

La rente ex post

Mise à part la distinction faite entre les puits produisant moins de 84 000 m³ de gaz par jour et les autres, la formule québécoise de redevance au puits n'inclut aucun paramètre censé refléter le coût total d'exploitation³¹ de ce puits, en incluant le coût de son forage. En comparaison, les formules employées en Alberta et en Colombie-Britannique permettent une déclinaison beaucoup plus fine du taux de redevance selon la productivité du puits et son coût total d'exploitation (par exemple, sa profondeur).

En étant basée sur le prix au puits, *i.e.* sur le prix unitaire de la ressource une fois soustrait le coût de préparation et de transport jusqu'au marché, la formule tient compte implicitement de ces derniers coûts. Mais, le même taux de redevance sera imposé que le puits ait coûté 3 millions ou 5 millions de dollars à forer ce qui impliquera éventuellement la présence de fortes rentes *ex post*.

³⁰ Hydro-Québec rapporte que la première étape dans une « démarche moderne en exploitation gazière et pétrolière » est la « synthèse de l'information disponible et [la] détermination des zones propices » (HQ, 2002).

³¹ Les facteurs de productivité sont en relation inverse avec les facteurs de coûts.

Dans un monde idéal, le gouvernement devrait chercher à s'accaparer la rente différentielle *ex ante* par le biais d'une enchère et laisser ensuite la rente *ex post* aux entreprises : si les entreprises n'obtiennent pas de rente différentielle *ex ante*, cela signifie que toute rente *ex post* est due à la chance ou à leur ingéniosité impromptue, *i.e.* des facteurs qui méritent d'être récompensés. En particulier, la rente *ex post* qu'obtient une entreprise qui a du succès a pour pendant la perte réalisée en prospectant une concession qui s'est avérée stérile.

Mais dans la mesure où certaines entreprises ont bénéficié d'une rente différentielle *ex ante*, on peut chercher à en récupérer une partie à partir des rentes différentielles *ex post*. Ce n'est toutefois pas possible avec une formule de redevance fondée seulement sur le prix, laquelle ne permet de jouer seulement que sur la rente absolue *ex post*.

Il est possible d'ajuster le montant des redevances en fonction de tous les facteurs qui entrent dans la formule employée pour l'établir. Si la formule dépend du prix de la ressource, on peut s'assurer que les entreprises paient plus lorsque le prix est élevé. Mais comme on présume alors que toutes les entreprises opèrent aux mêmes coûts (ou qu'elle exploitent des puits également productifs), on ne joue alors que sur la rente absolue. Pour pouvoir demander plus des entreprises qui jouissent d'une rente différentielle *ex post*, la formule doit dépendre des coûts³².

En haussant uniformément les redevances sans en décliner le taux selon les coûts, on diminue la part de la rente absolue reçue par toutes les entreprises. Éventuellement, cette part devient négative et on conduit alors les entreprises qui ne jouissent pas d'une rente différentielle élevée, *i.e.* les entreprises marginales dont le coût total d'exploitation est relativement élevé, à abandonner leurs projets. C'est inefficace puisque la rente totale demeure positive.

En modulant la formule selon le coût total d'exploitation, on peut récupérer en tout ou en partie la rente *ex post*. Mais cette manière de procéder n'est pas idéale. La rente

³² Il est notable que les formules de redevances spécifiées dans la Loi sur les mines au Québec pour les industries minières traditionnelles comportent toutes des dispositions pour tenir compte des coûts d'extraction.

différentielle *ex post* n'est que partiellement corrélée avec la rente différentielle *ex ante* : en agissant ainsi, on risque d'exproprier certaines entreprises d'une rente *ex post* qui leur revient compte tenu des risques qu'elles ont encourus en prospectant³³.

Le partage de la rente à long terme

L'industrie d'exploration et d'exploitation des gaz de shale est très concurrentielle, *i.e.* qu'aucune entreprise n'est suffisamment grosse pour influencer seule les prix de marché, notamment le prix du gaz, son extrant, et des divers intrants qu'elle emploie. Dans ces conditions, que l'industrie parvienne à obtenir une partie de la rente gazière *ex ante* est un phénomène de court terme³⁴.

Du point de vue économique, cette industrie offre des *services* d'extraction sur le marché de tels services tout comme les travailleurs qui y œuvrent offrent leurs services sur le marché du travail. Dans le paysage économique, cette industrie ne joue pas un rôle différent de celui de tout autre industrie comme l'industrie du camionnage ou des services de garderies et elle n'est pas destinée à long terme obtenir une part de la rente gazière *ex ante*, laquelle devrait revenir tout entière aux Québécois.

Nous avons vu plus haut que, en procédant aux enchères des concessions, le gouvernement est en mesure à court terme de récupérer la rente différentielle *ex ante*. Si les entreprises obtiennent quand même une part de la rente *ex ante*, elle concerne donc la rente absolue. Pour comprendre comment articuler la perspective de court terme, où les entreprises peuvent obtenir une part de la rente absolue, et la perspective de long terme, où cette part devrait disparaître, on peut concevoir l'exploitation gazière sur le marché de la terre où le Québec n'est qu'un joueur parmi d'autres. Sur ce marché, plusieurs pays disposent de ressources gazières qu'ils aimeraient les voir exploiter : ils représentent le côté de l'offre, chacun offrant des concessions d'exploration et d'exploitation sur son

³³ Il me semble très difficile de distinguer en un site productif la part de la chance et de l'ingéniosité de celle de l'avantage du site.

³⁴ Tant que les entreprises mènent des opérations risquées, une partie de la rente *ex post* continuera de leur revenir car c'est ainsi qu'elles sont compensées pour leurs coûts de prospection.

territoire. L'industrie gazière représente la demande pour ces concessions. Dans la mesure où la nature du sol diffère d'un pays à l'autre, il s'agit d'un marché en concurrence monopolistique³⁵ : chaque pays peut dicter dans une certaine mesure les conditions d'exploitation sur son territoire (le « prix » des concessions, qui représente ici tant la sévérité des formules de redevances que celle des exigences réglementaires). Si le prix qu'il demande pour ses concessions est élevé, peu d'entreprises les achèteront, s'il est faible, il attirera beaucoup d'acheteurs, *i.e.* beaucoup d'entreprises prospectrices. Chaque pays fait ainsi face à une courbe de demande relativement élastique qui reflète la concurrence entre pays.

Chaque pays détermine donc les conditions qu'il offre à l'industrie en fonction de ses particularités tout en tenant compte des conditions offertes ailleurs. Ce jeu détermine le surplus que parviendront à obtenir les entreprises gazières, *i.e.* leurs revenus en sus de leurs coûts variables. Comme plusieurs pays souhaitent développer l'exploration chez eux, l'offre de terre est importante ; comme il s'agit d'une industrie relativement nouvelle, la demande des entreprises pour ces terres est relativement faible (il y a pour l'instant peu d'entreprises compétentes) et inélastique. Ces éléments se traduisent par un prix d'équilibre faible de la terre qui fait en sorte que les entreprises accaparent une bonne part de la rente absolue et font des profits économiques.

À long terme, si ces conditions perdurent, la présence de profits économiques suscite l'entrée de nouvelles entreprises dans le marché. La présence de ces entreprises doit éventuellement dissiper ces profits en réduisant leur part de la rente absolue *ex ante* à zéro.

³⁵ Tant qu'il a de la clientèle, un monopole peut hausser son prix. Les entreprises évoluant dans un marché concurrentiel ne peuvent en faire autant parce que toute hausse de prix au-dessus du prix de marché en vigueur détourne toute sa clientèle vers ses concurrents. La concurrence monopolistique est une structure de marché mitoyenne entre le monopole et la concurrence où plusieurs vendeurs se concurrencent entre eux en offrant des produits semblables mais suffisamment différents, de sorte qu'il est possible pour une entreprise d'hausser son prix sans faire fuir toute sa clientèle. Elle s'apparente à la concurrence parce que les entreprises ne contrôlent pas le prix général du marché et au monopole parce qu'elles conservent quand même une certaine marge de manœuvre sur une portion de leur clientèle.

Dans la mesure où le gouvernement poursuit tout au long une politique d'extraction de la rente différentielle, il accapare à long terme toute la rente *ex ante*.

La capitalisation de la rente

L'ensemble des concessions d'explorations gazières ayant déjà été accordées au Québec à un petit nombre d'entreprises, qu'advient-il de la rente et dans quelle mesure le marché demeure-t-il concurrentiel ?

Le marché demeure concurrentiel : aucune de ces entreprises n'est en mesure d'affecter le prix du gaz en monopolisant la ressource. Dans un marché concurrentiel, une entreprise moins performante que les autres peut réallouer ses ressources ailleurs, de sorte que seules les entreprises aux coûts les plus bas y demeurent actives. Ce mécanisme de sélection continuera de fonctionner si les entreprises moins performantes qui détiennent des concessions peuvent les revendre à d'autres entreprises plus performantes ou, à tout le moins, sous-traiter auprès de celles-ci leurs opérations au Québec.

Considérons l'éventualité où une entreprise choisit de revendre ses concessions (je présume pour les fins de l'argument qu'elle a le droit de le faire). Elle ne les vendra pas au prix nominal pour lequel elle les a obtenues mais au meilleur prix qu'un acheteur est disposé à payer. Si la perspective de trouver du gaz est bonne, la concession vaudra très cher. Ce gain de valeur signifie simplement que la rente (*ex ante* ou *ex post*, selon le moment où se déroule la transaction) a été capitalisée dans le prix de vente de la concession. Dit autrement, l'entreprise ne se comportera pas autrement que comme un revendeur de billets de spectacle (*scalper*) qui les achète à un prix nominal et espère les revendre à un prix supérieur. Si l'entreprise choisit de sous-traiter sa production, elle ne sera pas disposée à payer plus que le prix de marché pour ces services et elle conservera en définitive la rente pour elle.

Bref, que la rente gazière ait été octroyée aux entreprises ne gêne pas l'efficacité en coûts de la concurrence, mais cette concurrence ne conduit pas naturellement la rente à revenir dans les goussets du gouvernement. En octroyant les concessions au premier venu, le gouvernement a implicitement concédé toute la rente différentielle (dont la valeur

demeure toutefois incertaine) aux entreprises en ne se préservant qu'une partie de la rente absolue qu'il compte récupérer par les redevances. Si on assistait au développement d'un marché secondaire des concessions³⁶, on constaterait éventuellement que certaines d'entre elles, en apparence comparables, se vendraient à prix d'or alors que d'autres se négocieraient à des prix plus réduits. Ces différences représenteraient la rente différentielle, alors que le prix minimum des concessions effectivement exploitées représenterait la part de la rente absolue concédée aux entreprises.

Est-il possible pour le gouvernement de revenir en arrière ? En jouant sur les redevances, il ne peut qu'accroître sa part de la rente absolue sans entamer le gros de la rente différentielle. J'ai mentionné plus haut que dans la mesure où la rente ex post est indirectement liée à la rente ex ante, il est possible d'en récupérer une partie en modulant les formules de redevances avec les coûts de production³⁷ en veillant toutefois à ne pas dénaturer le principe même du contrat de prospection qui fait courir les plus grands risques à l'entreprise.

Aller plus loin signifie s'engager sur la voie de l'expropriation d'un avantage déjà concédé. Je ne connais pas les dispositions légales qui permettent ou non au gouvernement d'emprunter cette voie. Au plan économique, cela signifie une perte de réputation auprès des acteurs de l'industrie concernée³⁸.

³⁶ Un tel marché existe, par exemple, dans l'industrie du taxi. Un permis de taxi à Montréal qui valait 8 000 \$ en 1984 se négociait à 230 000 \$ en 2007. Dans cette industrie, la régulation en place a provoqué l'émergence d'une rente artificielle de monopole (la restriction du nombre de taxis crée une rareté artificielle). La hausse du prix du permis, au fil des ans, signifie que cette rareté s'est accentuée (sans doute à cause de la croissance économique et démographique). La rente s'est accrue naturellement mais, même si elles en sont ultimement les créateurs, les autorités n'ont rien obtenu de cette inflation : elles ont laissé ce gain aux détenteurs originaux des permis.

³⁷ Une partie de la rente différentielle est récupérée par les impôts sur les profits des corporations (les compagnies dotées des meilleurs sites font plus de profits et paient donc plus d'impôts).

³⁸ Le Québec est littéralement l'enfant chéri de l'industrie minière : en 2010, il se classait premier *au monde* parmi les pays encourageant le plus l'investissement minier (McMahon et Cervantes, 2010a). L'augmentation des taxes minières prévues au budget de 2010, décidée « sans consultation » avec l'industrie, l'a déjà fait chuter de deux rangs en cours d'année (McMahon et Cervantes, 2010b). Il ne fait aucun doute que la saga des gaz de shale

Scénarios possibles du marché du gaz

Le développement de la technologie d'extraction par fracturation a complètement modifié l'équilibre à court et à long terme du marché du gaz naturel. Il existe des shales un peu partout sur la planète et il est plausible que le même phénomène se produise ailleurs, notamment en Europe où les mêmes compagnies qui prospectent au Québec actuellement mènent des opérations similaires.

Toutefois, les marchés asiatique, européen et américain ne sont ni plus ni moins intégrés qu'ils ne l'étaient en 2008 : cette intégration dépend du développement du marché du gaz liquéfié (usines de liquéfaction, ports méthaniers et flotte de méthaniers). L'analyse qui suit continue donc de présumer que le marché du gaz naturel en Amérique du Nord demeure relativement isolé des autres marchés (bien qu'ils soient implicitement liés par le prix du pétrole, une ressource qu'on peut déplacer plus facilement).

Il est important de noter que l'incidence des gaz de shale sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord est un phénomène avéré. Les réserves confirmées ne cessent de croître d'année en année (MITEI, 2010). À la suite de l'annonce de ces réserves, le prix du gaz naturel est passé de 15 \$/MBTU en juillet 2006, alors qu'on envisageait devoir désormais importer du gaz naturel par méthanier, à environ 4 \$ /MBTU aujourd'hui ; une baisse accentuée par la crise économique de 2007.

Le futur de l'exploitation des gaz de shale au Québec dépend de l'intérêt économique des entreprises de l'industrie d'y mener leurs activités. Parmi les facteurs qui déterminent cet intérêt, je note :

- Le potentiel gazier du sous-sol.
- La présence d'une industrie locale de services gaziers.
- Le prix du gaz.

Même si les travaux d'exploration de la compagnie Forest Oil en 2008 ont donné des résultats prometteurs (RNFQ, 2010), le potentiel gazier du shale d'Utica n'est pas encore

va modifier la perception du Québec par l'industrie. Je ne connais pas d'évaluation de la valeur économique de cette réputation.

avéré en décembre 2010 (on fore au Québec depuis la fin du XIX^e siècle sans que cela n'ait jamais conduit au développement d'une industrie à grande échelle). On ne refait pas la nature et si la technologie actuelle se révèle inadéquate pour exploiter économiquement le shale d'Utica, les entreprises déploieront leurs ressources ailleurs dans le monde³⁹.

Depuis 2007, 28 puits ont été forés au Québec (RNFQ, 2010). Ils l'ont été en utilisant du matériel et de la main d'œuvre spécialisée importée de l'ouest du pays. Cette manière de faire est coûteuse et n'est pas viable pour une exploitation à long terme au Québec⁴⁰. Le développement d'une industrie de services local est un événement susceptible de dépendre de facteurs historiques⁴¹. Par exemple, si l'exploitation des gaz de shale se développait d'abord massivement dans l'État de New York ou au Nouveau Brunswick, de sorte que l'infrastructure de services se développe d'abord dans ces régions, les entreprises pourraient préférer par la suite utiliser ces services pour exploiter à la marge les sites québécois et ce, seulement lorsque des épisodes de prix élevé du gaz le justifierait.

Il est tout à fait plausible que les services à l'industrie gazière se développent. Comme nous avons des ingénieurs forestiers et des concessionnaires en machinerie lourde pour exploiter la forêt, nous pouvons développer le même type de services pour l'exploitation des hydrocarbures. Mais pour qu'un jeune choisisse la carrière de géologue plutôt que celle d'ingénieur ou qu'un entrepreneur local investisse plusieurs centaines de milliers de dollars pour acquérir de la machinerie spécialisée, il faudra qu'ils aient résolument confiance qu'il y a un avenir pour cette industrie au Québec. En outre, la

³⁹ La rentabilité financière de l'exploitation du gaz de shale en général est remise en question par des critiques de l'industrie comme Arthur Berman (Berman, 2009).

⁴⁰ Il en coûte environ 3 millions de dollars pour forer un puits horizontal dans le shale de Marcellus (Sumi, 2008). Les études pour le shale d'Utica (Page et Hammond, 2008) rapportent des coûts de 4 à 5 millions de dollars susceptibles de baisser si l'infrastructure de services se développe. En octobre 2010, le porte-parole de la compagnie *Gastem* rapportait : « We proved in 2007 and 2008 that there was gas there. We proved in 2008 and 2009 that we were able to recover it. Now we have to prove that we can do it economically » (Van Praet, 2010).

⁴¹ Au sens économique, un phénomène dépend d'un facteur « historique » si son évolution subséquente demeure longtemps déterminée par ce facteur, quels que soient les poids que prennent d'autres facteurs circonstanciels en apparence plus déterminants. Par exemple, la concentration de l'industrie automobile américaine autour de Détroit ou de l'industrie aéronautique française autour de Toulouse dépend de facteurs historiques.

proximité des sites d'exploitation du réseau de transport du gaz constituerait un atout pour le Québec⁴².

Enfin, tout dépend du prix du gaz naturel ; celui-ci peut demeurer stable pendant de nombreuses années pour soudainement changer de niveau comme je l'ai évoqué plus haut. Ces changements peuvent résulter de changements du côté de la demande ou de l'offre. La demande fluctue en fonction de l'activité économique mais elle pourrait également s'accroître si le gouvernement américain resserrait les règles environnementales à l'égard des GES, de sorte que le mouvement de conversion des centrales thermiques au charbon vers les centrales thermiques au gaz s'accélère. L'offre fluctue avec le développement de la capacité d'extraction et l'accroissement des réserves mais aussi à la suite de changements technologiques : l'avènement de la fracturation hydraulique en est le meilleur exemple.

Brown et Krupnick (2010) ont utilisé le modèle NEMS-RFF⁴³ pour prédire l'incidence de l'afflux des gaz de shale sur le prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord. Selon le scénario retenu (selon la sévérité des politiques de réduction d'émissions de CO₂ en place), le prix avoisinerait entre 7\$/MBTU et 9\$/MBTU. À ce dernier prix, Page et Hammond (2008) prédisaient un fort potentiel économique pour l'exploitation des gaz de shale au Québec.

Si le développement de l'industrie gazière au Québec est tributaire du prix du gaz, on note que dans les scénarios les plus optimistes pour l'industrie, le Québec demeure un importateur net de gaz. Dans ces conditions, une hausse du prix du gaz représente une mauvaise nouvelle pour le Québec même si elle fait sourire les acteurs de l'industrie. Si le

⁴² Selon la compagnie Forest, le gaz québécois devrait bénéficier d'une prime de 1,05 \$ par rapport au prix NYEX, à cause de sa proximité du marché de New York, alors que celui du Barnett Shale est escompté de 57 ¢ par rapport au prix du Henry Hub pour la raison inverse (Roche, 2008).

⁴³ Le *National Energy Modeling System* (NEMS) est un modèle mathématique de l'économie américaine qui permet de simuler l'effet à long terme de variations de divers facteurs sur les prix et les quantités produites de diverses ressources énergétiques. Le NEMS-RFF est la version maintenue par l'organisme réputé *Resources For the Future*. Ressources naturelles Canada développe le pendant canadien de ce modèle, appelé *Maple-C*. Le Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (*Green*) développe actuellement une version québécoise de *Maple-C*.

Québec a pu développer son industrie, une telle hausse aura alors un effet mitigé : la perte pour les consommateurs de gaz sera en partie compensée par les gains éventuels provenant de l'industrie. Lorsque le prix du gaz est faible, s'approvisionner sur le marché nord-américain est une option attrayante pour le Québec.

Dans l'éventualité où le potentiel gazier de la province est confirmé, on peut considérer quatre scénarios :

- A. (Scénario optimiste) Le prix du gaz demeure trop faible pour justifier économiquement son exploitation. L'industrie plie bagages et les concessions octroyées viennent éventuellement à échéance. Comme le Québec est un importateur net de gaz, les consommateurs québécois s'en tirent bien et le gouvernement du Québec a du temps devant lui pour réviser en profondeur son régime de redevances et d'encadrement des activités de prospection.
- B. (Scénario sans développement) Le prix du gaz est suffisamment élevé pour justifier son exploitation mais l'industrie des services tarde à se développer. L'industrie délaisse la province en ne développant ponctuellement que quelques sites particulièrement avantageux en important des ressources d'ailleurs. Le Québec ne retire alors que peu de bénéfices de l'entreprise, mais il n'en supporte aussi que peu de coûts. Le Québec demeure aussi vulnérable qu'auparavant aux hausses potentielles futures du prix du gaz.
- C. (Scénario avec développement) Contrairement au scénario précédent, l'industrie des services se met rapidement en place, de sorte que les coûts d'exploitation diminuent considérablement. L'industrie prend racine en employant de la main d'œuvre et du capital local. La présence de l'industrie de services assure au Québec une capacité future à mieux s'adapter aux hausses du prix de l'énergie.
- D. (Scénario pessimiste) Le prix du gaz décolle en flèche et l'exploitation gazière au Québec devient extrêmement profitable. Le Québec en profite peu compte tenu du régime actuel de redevances. L'industrie se développe comme dans le

scénario précédent. Les consommateurs de gaz québécois (résidentiels et industriels) sont très affectés par la hausse du prix du gaz, de sorte que le Québec demeure perdant.

Ces scénarios se distinguent selon deux perspectives liées : le développement de l'industrie et le prix du gaz. Dans les deux premiers scénarios, il n'y a pas ou peu de développement ; dans les deux derniers, l'industrie se développe à grande échelle. Le scénario A correspond à un prix faible ; les scénarios B et C correspondent au même prix suffisamment élevé pour justifier la possibilité d'un développement à grande échelle ; le dernier scénario correspond à un prix relativement élevé qui garantit qu'un tel développement va se produire.

Dans l'éventualité où l'industrie choisit de ne pas exploiter pour l'instant le gaz au Québec, soit parce que le prix du gaz est trop bas (scénario A), ou soit parce que leurs coûts d'opération au Québec demeurent trop élevés (scénario B), le gouvernement du Québec aurait avantage à profiter de ce répit pour revoir sa Loi sur les mines et les règlements qui l'accompagnent. S'il n'y a pas d'exploitation, il lui sera plus facile de faire en sorte que les concessions parviennent plus rapidement à échéance. Les entreprises concernées ne se battront pas avec la même énergie pour défendre leurs droits sur une option dont l'exercice est actuellement non profitable que sur un site au potentiel avéré et actuellement profitable.

Dans l'éventualité où le prix du gaz s'envole et que l'industrie réclame qu'on la laisse exploiter les puits selon les conditions actuelles prévues par la loi, le gouvernement devrait intervenir politiquement afin d'obtenir le plus de concessions possibles de l'industrie. S'il s'avère que certaines entreprises sont assises sur un océan de gaz, elles devraient être disposées à faire tout en sorte que leurs rapports avec le gouvernement et la population en général demeurent harmonieux. Puisque l'avenir de l'industrie à long terme dépend du développement d'une industrie de services, on pourrait demander à ces entreprises de contribuer directement à ce développement même si ce n'est pas dans leur intérêt immédiat. Par exemple, on pourrait demander à ces entreprises de financer la recherche dans les hydrocarbures au Québec et la formation de travailleurs spécialisés. On pourrait

également en profiter pour mettre solidement en place les assises financières du fonds de compensation que j'ai évoqué précédemment en leur demandant d'y contribuer.

Incidence des gaz de shale sur les autres filières énergétiques

Les différentes formes d'énergie sont liées entre elles par leurs prix. Ce phénomène est particulièrement apparent dans le cas du gaz naturel, du mazout et du charbon qui peuvent tous trois être employés comme carburant de centrales électriques thermiques et pour le chauffage. Quant le prix du pétrole augmente (d'où provient le mazout), que cela soit parce que sa demande augmente et/ou son offre diminue, l'industrie va favoriser l'exploitation et le développement des centrales au gaz et au charbon qui reviendront alors relativement moins chères. Cette réorientation relâche la pression sur la demande de mazout et accroît celle sur les demandes de gaz et de charbon. Conjugués ensemble, tous ces éléments contribuent à faire réagir les prix dans le même sens : une hausse du prix du pétrole s'accompagnera d'une hausse du prix du gaz et du charbon. Une hausse générale des prix du charbon, du pétrole et du gaz naturel peut faire en sorte qu'un projet d'éolienne auparavant négligé peut maintenant apparaître économiquement rentable une fois prise en compte sa faible incidence sur le bilan des gaz à effet de serre.

Le lien n'est toutefois pas parfait parce que ces ressources ne sont pas de parfaits substituts. Certaines, comme le pétrole et le charbon, peuvent facilement être déplacée d'un continent à l'autre ; ce n'est pas le cas du gaz qui doit à cette fin être liquéfié à grand frais. Le pétrole demeure la seule ressource énergétique massivement employée pour le transport.

Ainsi, il est certain que l'arrivée des gaz de shale affecte *toutes* les filières énergétiques tant dans leur emploi que dans leur développement. Toutefois, comme l'industrie des gaz de shale est très concurrentielle, il est tout aussi certain que ces effets ne dépendront que peu ou pas de la décision du gouvernement du Québec d'en permettre l'exploitation sur le territoire.

Le gaz naturel est une source d'énergie beaucoup plus propre que le charbon mais moins, par exemple, que la force du vent. Une étude importante (MITEI, 2010) recommande pour les États-Unis la poursuite d'une politique d'égalité des chances (« level playing field ») pour toutes les filières énergétiques, menée de préférence en imposant les émissions de CO₂, afin que le développement des ressources gazières abondantes n'empêche pas l'exploitation de ressources plus coûteuses mais moins polluantes.

Conclusion

Le principal intérêt de l'ACB est de discipliner la prise de décision publique. Si la logique économique qui sous-tend cette méthode est très robuste, sa mise en application est souvent difficile. Mais les difficultés que l'on rencontre ne sont pas des artéfacts de la méthode : c'est tout simplement que celle-ci ne nous permet pas de les ignorer ou de les éluder comme on pourrait être tenté de le faire autrement.

Le développement de l'industrie des gaz de shale au Québec est un révélateur des limites des instruments réglementaires actuels et des défis futurs que devront relever les décideurs publics. C'est une nouvelle industrie qui reprend pourtant un thème économique familier des Québécois : l'exploitation d'une ressource naturelle. Mais cette exploitation se déroule en zone habitée et les Québécois, qui sont beaucoup plus riches qu'autrefois et qui accordent donc plus de valeur à leur environnement⁴⁴, ne sont pas prêts à sacrifier leur qualité de vie à n'importe quel prix.

Il est tout fait possible que le montant des redevances que percevra le Québec ne couvre pas le coût des inconvénients que l'exploitation entraînera pour les citoyens, tel qu'on pourrait le mesurer en évaluant leur disposition marginale à payer, que cela soit par la méthode de valuation contingente ou la méthode hédoniste.

En outre, seul les résidents directement affectés par l'exploitation (les propriétaires des sites où doivent être installés les puits) seront vraisemblablement compensés. Pour les

⁴⁴ Cf. le passage sur les mathématiques déplaisantes dans la section sur les compensations aux résidents.

autres, l'arrivée de l'industrie des gaz de shale ne promet rien de bon à moins qu'ils pensent pouvoir y participer comme travailleur ou entrepreneur. En ce sens, l'acceptabilité sociale du projet n'est absolument pas garantie.

L'industrie des gaz de shale a un potentiel d'accidents avéré qu'on doit appréhender en prenant à l'avance les dispositions nécessaires qui en minimiseront l'incidence. On doit s'assurer que l'industrie est en mesure de réparer les dégâts potentiels à l'environnement, que cela soit en lui demandant d'importantes garanties, ou en lui imposant de contribuer à un fonds mutuel suffisant.

Au terme d'une ACB, même si la colonne des différents coûts potentiels s'allonge, la grande valeur de la ressource peut néanmoins en justifier l'exploitation. Mais le Québec ne devrait en venir à cette conclusion que s'il obtient la part du lion de cette valeur. Or, la Loi sur les mines actuelles, qui régit l'octroi des concessions gazières et le montant des redevances, est déficiente. En particulier, les concessions ont été octroyées pour de longues périodes sur la base du premier arrivé, premier servi, de sorte qu'elles ont toutes été vendues au même prix nominal, les meilleures comme les moins prometteuses. Si le gouvernement cherche à accroître sa part des bénéficiaires en jouant sur le seul prix de vente de la ressource, il découragera les opérations des détenteurs des concessions les moins prometteuses sans jamais inquiéter les compagnies qui détiennent celles qui présentent le plus grand potentiel. Le gouvernement aurait pu éviter cette situation en octroyant initialement les concessions aux enchères.

Afin de corriger en partie la distorsion induite sur la propriété de la ressource lors de l'octroi des concessions, le gouvernement devrait revoir les formules de redevances afin qu'elles dépendent des coûts de prospection et d'opération des entreprises (comme c'est déjà le cas pour les formules prévues dans la loi pour les redevances minières). C'est une réforme délicate où il faudra distinguer les avantages d'une entreprise attribuables à sa localisation particulière de ceux qui résultent de ses efforts de prospection et des risques qu'elle a encourus.

Dans l'éventualité où l'exploitation s'avérerait extrêmement profitable et où l'industrie prenait rapidement de l'expansion, le gouvernement devrait intervenir politiquement

auprès des entreprises les plus avantagées afin qu'elles assurent la pérennité de l'industrie à long terme en contribuant directement au développement de l'industrie de services qui doit l'accompagner et à celui de la main d'œuvre spécialisée qu'on devra de toute façon former.

Que le Québec choisisse ou non de laisser l'industrie se développer sur son territoire, il subira toutes les conséquences tarifaires directes et indirectes de l'accroissement considérable des réserves de gaz naturel en Amérique du Nord.

Références

- Alberta Department of Energy (ADE), *Oil and Gas Fiscal Regimes : Western Canadian Provinces and Territories*, 2008.
- Armendariz,, A., *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*, Southern Methodist University, 2010.
- Berman, A. E., *Facts are stubborn things*, 2009. Disponible en ligne : <http://www.aspousa.org/index.php/2009/11/facts-are-stubborn-things-arthur-e-berman-november-2009/> (lien consulté le 19 décembre 2010).
- Bernard, J.-T., « Valeur et impact économique du gaz de shale au Québec », *L'Actualité économique, revue d'analyse économique*, **86** (4), décembre 2010 (à paraître).
- Bernstein, P., Kinnaman, T. C. et Wu, M., *Estimating Willingness to Pay for River Amenities And Safety Measures Associated with Shale Gas Extraction*, Bucknell University, 2010.
- Boardman A., Greenberg D., Vining A. et Weimer D., *Cost-Benefit Analysis, Concepts and Practice*, 4^e édition, Prentice-Hall, 2010.
- Bomsel, O., « The Political Economy of Rent in Mining Countries », dans *Mineral Wealth and Economic Development*, édité par Tilton, J., Resources for the Future, 1992.
- Boxall, P., Chan, W. et McMillan, M., « The impact of oil and natural gas facilities on rural residential property values: a spatial hedonic analysis », *Resource and Energy Economics* 27, 2005, pp. 248-269.
- Boyer, M., Hiriart, Y. et Martimort, D. (éds), *Frontiers in the Economics of Environmental Regulation and Liability*, Ashgate, 2006.
- British Columbia Ministry of Finance (BCMF), *Oil and Gas Royalty Handbook*, 2010.
- Brown, S. et Krupnick, A., « Abundant Shale Gas Resources : Long-Term Implications for U.S. Natural Gas Markets », *Resources For the Future discussion paper* 10-41, 2010.
- Campbell, K., *Undermining Our Future, How Mining's Privileged Access to Land Harms People and the Environment, A Discussion Paper on the Need to Reform Mineral Tenure Law in Canada*, West Coast Environmental Law, 2004.
- Connors, S., et als., *The Future of Natural Gas*, Massachusetts Institute of Technology, 2010.
- Copithorne, L., Mcafadyen, A. et Bell, B., « Revenue Sharing and the Efficient Valuation of Natural Resources », *Canadian Public Policy – Analyse de Politiques*, XI, 1985, pp. 465-478.
- Dahlby, B., *The Marginal Cost of Public Funds : Theory and Applications*, The MIT Press, 2008.

- Environmental Guidelines for the Location, Construction and Operations of Hydrocarbon Pipelines and Facilities in Ontario*, 5^e édition, Ontario Energy Board, 2003.
- El-Kordy, M., Badr, M., Abed K. et Ibrahim, S., « Economical evaluation of electricity generation considering externalities » *Renewable Energy*, 25, 2002, pp. 317–328.
- Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*, SECOR Conseil, 2010.
- Economic Uplift From Marcellus-Utica Development in New York State*, Petro Enterprises, 2010.
- Office de la protection du consommateur (OPC), *Fonds d'indemnisation des clients des agents de voyages*,
<http://www.opc.gouv.qc.ca/webforms/SujetsConsommation/Voyages/FICAV/ContributionFonds.aspx>, site consulté le 20 janvier 2011.
- Gaz Métro, Demande pour autoriser la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro, 2010.
- Grubert E. et Kitasei S., *How Energy Choices Affect Fresh Water Supplies: A Comparison of U.S. Coal and Natural Gas*, Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, 2010.
- Hartwick, J. M., « Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources », *The American Economic Review*, 67 (5), 1977, pp. 972-974.
- Hasso, D. J., *New York Environmental Protection and Spill Compensation Fund*, présentation, 2009.
- Howarth, R. W., *Preliminary Assessment of the Greenhouse Gas Emissions from Natural Gas obtained by Hydraulic Fracturing*, Cornell University, 2010.
- Hulbert, M., « Unconventional Gas : Producer Pickle or Consumer Curse? », *CSS Analysis in Security Policy*, 76, 2010.
- Hydro-Québec (HQ), *Plan d'exploration pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010*, 2002.
- Inlander E., *Innovative Construction and Maintenance Practices to Reduce Sedimentation from Unpaved Roads during Gas Development for the Benefit of Yellowcheek Darter (Etheostoma moorei) and other Species of Greatest Conservation Need in the Upper Little Red River Watershed*, The Nature Conservancy, 2009.
- King, C. , Stillwell A., Twomey, K. et Webber M., Pearce, D., Atkinson G. et Mourato S., « Coherence Between Water and Energy Policies », Organisation de coopération et de développement économiques, 2010.
- Lévesque, L., « La taxe verte est là pour rester, dit la ministre Beauchamp aux pétrolières », *La Presse*, mercredi 27 juin 2007, p. Affaires 4.
- Loi sur les mines*, Éditeur officiel du Québec, 2010.

- Loi sur le développement durable*, Éditeur officiel du Québec, 2006.
- Martinet, V., Rotillon, G. et Costes, F., « Lois de conservation économiques et développement durable », *Annales d'Économie et de Statistique*, no. 90, 2008, pp. 103-125.
- McMahon, F. et Cervantes, M., *Survey of Mining Companies 2009/2010*, The Fraser Institute, 2010a.
- McMahon, F. et Cervantes, M., *Survey of Mining Companies 2009/2010 – 2010 Mid-Year Update*, The Fraser Institute, 2010b.
- Michelle Michot Foss, « United States Natural Gas Prices to 2015 », Oxford Institute for Energy Studies, 2007.
- Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *Le développement du gaz de schiste au Québec*, 2010.
- MIT Energy Initiative (MITEI), *The Future of Natural Gas*, 2010.
- Morin, C., *Le Québec, une région pétrolière à découvrir*, Ministère des Ressources naturelles du Québec, 2001.
- New York State Comptroller (NYSC), *New York Environmental Protection and Spill Compensation Fund*, <http://www.osc.state.ny.us/oilspill/index.htm>, site consulté le 20 janvier 2011.
- Natural Gas, Costs, Benefits, and Concerns Related to FERC's Order 636*, United States General Accounting Office, RCED-94-11, 1993.
- Natural Gas Information*, International Energy Agency, 2010.
- Nguyen, P., *Regulatory Options & Challenges in Hydraulic Fracturing*, Texas Christian University, 2010.
- Orchard, J. E., « The Rent of Mineral Lands », *The Quarterly Journal of Economics*, **36** (2), pp. 290-318.
- Page, K. et Hammond, D., *Initiating Coverage on Three Juniors in the Heart of the Quebec Utica Play*, Wellington West Capital Market Inc., 2008.
- Pearce, D., Atkinson G. et Mourato S., *Analyse coûts-bénéfices et environnement, développements récents*, Organisation de coopération et de développement économiques, 2006.
- Ressources naturelles et Faune Québec (RNFQ), *Le développement du gaz naturel au Québec*, 2010.
- Roberts, J. S., *Testimony of J. Scott Roberts, Deputy Secretary for Mineral Resources Management Department of Environmental Protection before the House Republican Policy Committee*, 2010.

- Roche, Pat, « Quebec Shale Comparable To Barnett, But Gas Price Higher/ Forest », *Nickle's Daily Oil Bulletin*, 2 avril 2008.
- Salanié, F. et N. Treich, « Regulation in Hapyville », *The Economic Journal*, 119, pp. 665-679, 2009.
- Shaughnessy, J., Lines, J., Simpson, C. et Wooley, B., *Alberta Royalty Structure Overview and Challenges for the Future*, University of Alberta, 2007.
- State of New Jersey (SNJ), *New Jersey Spill Compensation Fund Claims Program*, <http://www.nj.gov/dep/srp/finance/eca.htm>, site consulté le 20 janvier 2011.
- Sumi, L., *Shale Gas : Focus on the Marcellus Shale*, Earthworks, 2008.
- Van Praet, N., « Gastem set for new Quebec shale-gas play », *Financial Post*, 15 octobre 2010.
- Zobacka, M., Kitaseib, S. et Copithorne, B., *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*, Worldwatch Institute, 2010.