

Décembre 2010

Le gaz de schiste : une mine d'or, mais à quel prix !

Albert LEGAULTⁱ

Cette note vise à faire le point sur les aspects internationaux largement ignorés au Québec du gaz de schiste, ainsi que sur les dangers et promesses qu'il recèle.

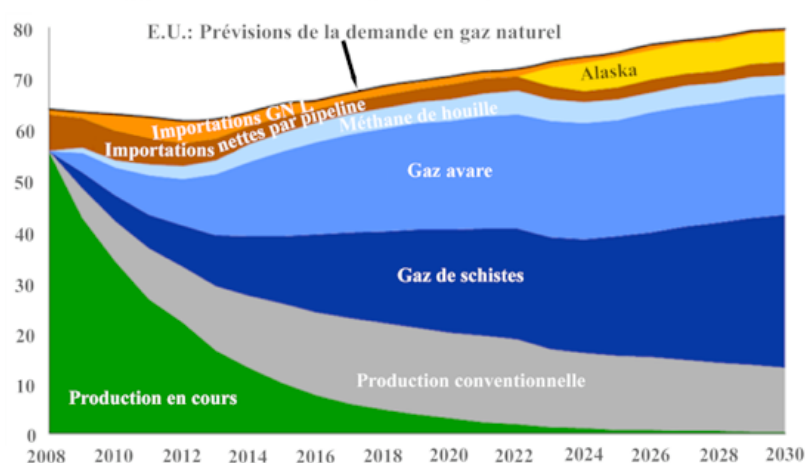
Qu'est-ce que le gaz de schiste ?

Le gaz naturel n'est que la partie la plus légère du pétrole qui se présente sous forme gazeuse. Lorsque le gaz est piégé par une formation géologique qui lui sert de couvertureⁱⁱ, on peut forer cette structure pour en extraire le gaz naturel. En l'occurrence, il s'agit d'un puits gazier. Mais on peut aussi trouver du gaz naturel dans un puits de pétrole. On parle alors de gaz « associé » ou de gaz « dissous » qui peut être récupéré à la tête du puits ou tout simplement torché si les quantités récupérables ne sont pas économiquement rentables. Enfin, il existe quatre types de gaz non conventionnels : le gaz avare, le gaz de schiste, le gaz naturel de charbon appelé méthane de houille et les hydrates de méthane.

Pour ce qui est des hydrates de méthane, les molécules de gaz sont piégées dans des structures de glace appelées clathrates que l'on retrouve dans l'Arctique ou dans les profondeurs des océans comme celui du

golfe du Mexique. Pour l'instant, personne n'a encore trouvé la formule magique qui permette de les extraire. Dans tous les cas, les gaz non conventionnels doivent leurs noms aux types de formations géologiques qui les abritent. Le gaz avare (*tight sands*) se retrouve dans des réservoirs à faible perméabilité, le gaz de schiste (*shale gas*) dans des formations riches en matière organique, et le méthane de houille (*coalbed methane -- CBM--* en anglais) est adsorbé dans des feuilles de charbon dont il est prisonnier. Le schéma ci-dessous indique l'importance croissante que prendra dans l'avenir l'exploitation des gaz non conventionnels aux États-Unis.

Source d'approvisionnement en pourcentage



Source: ConocoPhillips d'après Douglas Westwood

Le gaz naturel se porte trop bien

En 2009, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de gaz naturel, dépassant la Russie qui dispose, faut-il le rappeler, des plus grandes réserves prouvées de gaz naturel. Il est vrai que l'année 2009 n'a guère été reluisante pour Moscou, du moins économiquement parlant. On peut donc penser que la Russie retrouvera sa première place dans les années à venir, d'autant qu'elle s'ouvre de plus en plus au marché asiatique, à la Chine notamment.

Il n'en reste pas moins que nous sommes en situation de surproduction de gaz naturel, aux États-Unis en particulier, mais aussi en Europe. Les prix sont déprimés, les investissements *offshore* diminuent, les grands ports méthaniers américains fonctionnent à 11 % de leur capacitéⁱⁱⁱ (en 2009), et les réserves de gaz restent élevées. Que s'est-il donc passé pour que le prix *spot* (Henry Hub) du gaz naturel oscille autour de 3,50 dollars US par million de Btu (British thermal unit) depuis l'été 2010 ?

La réponse est simple. Cette situation est due à la ruée des sociétés américaines sur le gaz non conventionnel qui compte aujourd'hui pour 50 % de la production gazière américaine^{iv}. Au Canada comme aux États-Unis, la production gazière en 2025 sera articulée autour des gaz non conventionnels dans une proportion des deux tiers comparativement à un tiers pour le gaz classique.

L'internationalisation du gaz de schiste ?

Avec l'arrivée des méthaniers, on pouvait penser que le marché du gaz naturel s'internationaliserait progressivement avec un léger différentiel de prix pour l'Asie, la plupart des contrats à long terme étant indexés sur le prix du pétrole. Or, cette situation avantage les grands pays producteurs comme le Qatar et la Russie, mais ces derniers préfèrent baisser leur production plutôt que de rouvrir leurs ententes sur les approvisionnements gaziers à long terme. Pour l'instant, les pays asiatiques ne semblent pas trop incommodés par cette situation, car un tiens vaut mieux que deux tu l'auras, même s'il y a un coût supérieur à payer^v. Aux États-Unis, cependant, des sociétés engagées dans la regazéification du gaz naturel songent à demander des permis de réexportation pour répondre aux besoins croissants en gaz naturel des pays d'Amérique latine. Le marché asiatique leur reste largement fermé étant donné les immenses distances à parcourir pour livrer du gaz naturel vers l'Asie depuis le golfe du Mexique.

Comment dès lors expliquer l'engouement des sociétés pétrolières pour le gaz de schiste ? En la matière, le rachat par Exxon de la société XTO Energy (Houston) au coût de 41 milliards de dollars

en 2010 a renforcé la vague de fusions et acquisitions qui se poursuit depuis cinq ans. Le motif avoué de cette importante fusion est d'acquérir la technologie d'exploitation du gaz de schiste pour ensuite l'implanter partout au monde où les indices d'exploitation sont prometteurs. D'autres s'efforcent donc de prendre le train en marche. Royal Dutch Shell (RDS) vient de racheter East Resources Inc. au coût de 4,7 milliards de dollars US, et la société française Total a créé une coentreprise (*joint venture*) à hauteur de 32,5 % dans la Chesapeake Energy. De son côté, Chevron vient d'acquérir Atlas Energy, au coût de 4,3 milliards, ce qui augmente de 38 % ses réserves gazières. À l'étranger, la Chine, à travers sa société CNOOC (China National Offshore Oil Corporation), a proposé à Chesapeake une offre de 2,2 milliards de dollars destinée à faciliter l'exploitation du bassin Eagle Ford (Texas). Même la Russie se dit prête à investir plus d'un milliard de dollars dans Chesapeake, alors qu'il n'y a pas si longtemps encore, elle dénonçait l'exploitation du gaz de schiste comme étant dangereuse. Selon l'hebdomadaire *Oil & Gas Journal*, les fusions et acquisitions en matière de gaz de schiste se sont élevées à 21 milliards de dollars durant les années 2008 et 2009, tandis qu'un autre 21 milliards de dollars est venu s'y ajouter au cours des 6 premiers mois seulement de l'année 2010^{vi}. Au total, c'est à plus de 65 milliards de dollars que l'on évalue, depuis l'année 2008, les acquisitions et projets de coentreprise dans le gaz de schiste^{vii}. Les dés sont donc jetés.

Ainsi, Exxon négocie avec la Hongrie pour exploiter les bassins Mako et Benes, avec la Pologne pour les bassins de Podlasie et de Lublin, avec l'Allemagne pour les ressources gazières en Basse Saxe, sans parler de ce qui se passe en Australie, au Canada, en Chine, en Inde, en Indonésie ou en Asie centrale (Kazakhstan). Chevron et Conocophillips ne sont pas en reste. La première société s'intéresse à la Bulgarie et à la Pologne, et la seconde à la Pologne, au Canada, à la Norvège, à l'Indonésie, à la Chine et au Kazakhstan. Selon le Département de l'énergie, l'exploitation des gisements de gaz de schiste devrait progresser au rythme de 5,2 % par année d'ici à 2035.

Le discours politique des sociétés gazières

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) à Paris a parlé des schistes gazéifères comme d'une « révolution silencieuse », d'une « nouvelle donne » stratégique (*wild card*) susceptible de changer les règles du jeu et de faire entrer le monde dans une inédite géopolitique de l'énergie. Le discours des sociétés pétrogazières est relativement simple. Le gaz est un combustible qui pollue beaucoup moins que le charbon et moins que le pétrole. À propre-

ment parler, il ne s'agit cependant pas d'une énergie propre parce que les usines de traitement du gaz naturel, tout comme les puits de forage en amont, sont tout aussi polluants sinon plus que les activités reliées à l'extraction du charbon, par exemple. En matière de génération d'électricité, on place cependant beaucoup d'espoir dans le remplacement des centrales thermiques au charbon par des centrales alimentées au gaz naturel. Une telle substitution diminuerait substantiellement les émissions de gaz à effet de serre. De leur côté, les sociétés pétrolières considèrent le gaz naturel comme une énergie de transition destinée à assurer une plus grande continuité entre le « pic pétrolier » et les autres énergies de substitution. Enfin, une plus grande production intérieure entraîne une moins grande dépendance à l'endroit des importations, ce qui renforce d'autant l'indépendance énergétique des pays importateurs.

Il est permis de se poser ici plusieurs questions. En premier lieu, si le gaz de schiste est destiné à faciliter une phase de transition énergétique caractérisée par l'abandon progressif des énergies fossiles au profit du gaz naturel ou d'autres énergies plus propres ou plus vertes, il est logique de penser que les sociétés pétrolières veuillent assurer leurs arrières en investissant massivement dans les schistes. Mais c'est plutôt le rythme d'une transition possible et souhaitable - qui peut être retardé ou accéléré selon les circonstances - que les sociétés souhaitent probablement mieux contrôler, car aucune des prévisions à long terme ne vient étayer l'hypothèse des énergies de substitution. En effet, selon le *World Energy Outlook 2010*, la part du gaz naturel en 2030, comptera pour 21,2 % (20,9 % en 2007) dans le bouquet énergétique mondial, tandis que, oh ! malheur !, celle du charbon passera de 41 à 44 %. En outre, plus des trois quarts des besoins en énergie seront toujours assurés par les combustibles fossiles, ce qui doublera d'ici à 2030 les émissions de CO₂ dans l'atmosphère. Par rapport à 1990 (les niveaux retenus dans le Protocole de Kyoto), elles passeront de 20,9 à 40,2 gigatonnes.

En second lieu, les États-Unis sont victimes de leur propre succès. L'effondrement des prix du gaz naturel amène désormais les sociétés à se restructurer pour se concentrer sur les bassins riches en liquides de gaz naturel (propane, butane, pentane, hexane et heptane) qui rapportent plus, économiquement parlant, que le gaz de schiste seul. Cette restructuration en cours risque d'ailleurs d'affaiblir l'intérêt économique potentiel du bassin Marcellus en Pennsylvanie ou encore celui de Horn River en Colombie-Britannique. Même la deuxième plus grande société gazière nord-américaine, Encana, ou encore EOG Resources, dont la production est aux trois quarts gazière, semblent se réorienter vers un

portefeuille plus diversifié, c'est-à-dire plus riche en ressources pétrolières.

Il semble donc que ce soit l'appât du gain et la volonté très nette d'exporter ces techniques d'exploitation à l'étranger qui soient le moteur le plus puissant à la base de l'intérêt des sociétés pétrolières à l'égard du gaz naturel. D'ailleurs, le 17 novembre 2009, les États-Unis et la Chine ont signé l'Initiative américano-chinoise sur les ressources en gaz de schiste (U.S.-China Shale Gas Resource Initiative), dont les ambitions sont de favoriser une meilleure évaluation des ressources gazières en Chine, ainsi que des investissements accrus et le développement d'une coopération technique approfondie. Une initiative semblable mais plus diversifiée et orientée vers le développement des énergies propres vient d'ailleurs d'être annoncée, suite au voyage en novembre 2010 du président Barack Obama en Inde : la mise sur pied d'un Centre de recherche et de développement commun des énergies propres (Joint Clean Energy Research and Development Centre). Ce projet mettra sans doute à contribution le USGS (United States Geological Survey) qui tentera d'évaluer par des méthodes sophistiquées le potentiel des principaux bassins schisteux de l'Inde (les réservoirs de Cambay au Gujarat, de Gondwana en Inde centrale et de Assam-Arakan au nord-est du pays).

Les ressources en gaz de schiste

Pour ce qui est des ressources globales, l'*Annual Energy Outlook 2010* estime à 2 119 Tcf les réserves américaines globales de gaz non conventionnel techniquement exploitables. Selon un rapport de l'École des mines de l'Université de Colorado, le gaz de schiste que renferme le sous-sol américain représenterait, en équivalent pétrole, 102 milliards de barils de pétrole. Il existe du gaz de schiste dans à peu près tous les pays d'Europe de l'Ouest, en Suède, en Russie, en Chine, en Inde, en Afrique du Sud, en Amérique latine et en Asie de l'Est. Sur une base mondiale, les ressources disponibles et récupérables en gaz de schiste s'élèveraient à 6 350 Tcf (*World Energy Outlook 2009*). Selon le NPC (National Petroleum Council), les continents les mieux nantis sont l'Amérique de Nord et l'Asie Pacifique, l'Afrique du Nord et le Proche-Orient, l'Amérique latine ainsi que l'Europe et l'Afrique subsaharienne. Au Canada, l'ONÉ (Office national de l'énergie) évalue les ressources en gaz de schiste à 1 000 Tcf, dont 20 % seraient techniquement récupérables. Chose certaine, quelle que soit la répartition géographique des ressources en gaz de schiste, il existe dans le monde au moins deux fois plus de gaz de schiste récupérable que le volume des réserves aujourd'hui prouvées de gaz naturel (E.ON). Comme le ratio des réserves sur la production, au ryth-

me actuel de production, s'établit aujourd'hui à plus de 60 ans pour le gaz naturel, et à 120 ans pour le charbon, le gaz de schiste pourrait venir ainsi ajouter un autre siècle d'espérance de vie au gaz naturel.

Par ailleurs, la surabondance du gaz naturel risque de se prolonger jusqu'en 2014-2015. En effet, d'ici là, la production mondiale de GNL (gaz naturel liquéfié) aura pratiquement doublé et atteindra, selon les prévisions en cours, 410 milliards de mètres cubes en 2014. Une partie des livraisons de GNL destinées aux États-Unis devra donc être réacheminée vers l'Europe ou vers les deux grands consommateurs asiatiques de GNL, le Japon et la Corée du Sud, ou être redirigée vers les marchés *spots* qui vendront au plus offrant. En outre, la production américaine à partir du gaz non conventionnel aura sans doute progressé entre-temps, ce qui maintiendra à la baisse le prix du gaz échangé sur les marchés mondiaux. Il y a donc dans tout cela à boire et à manger. Mais pour combien de temps encore ?

Les réalités environnementales

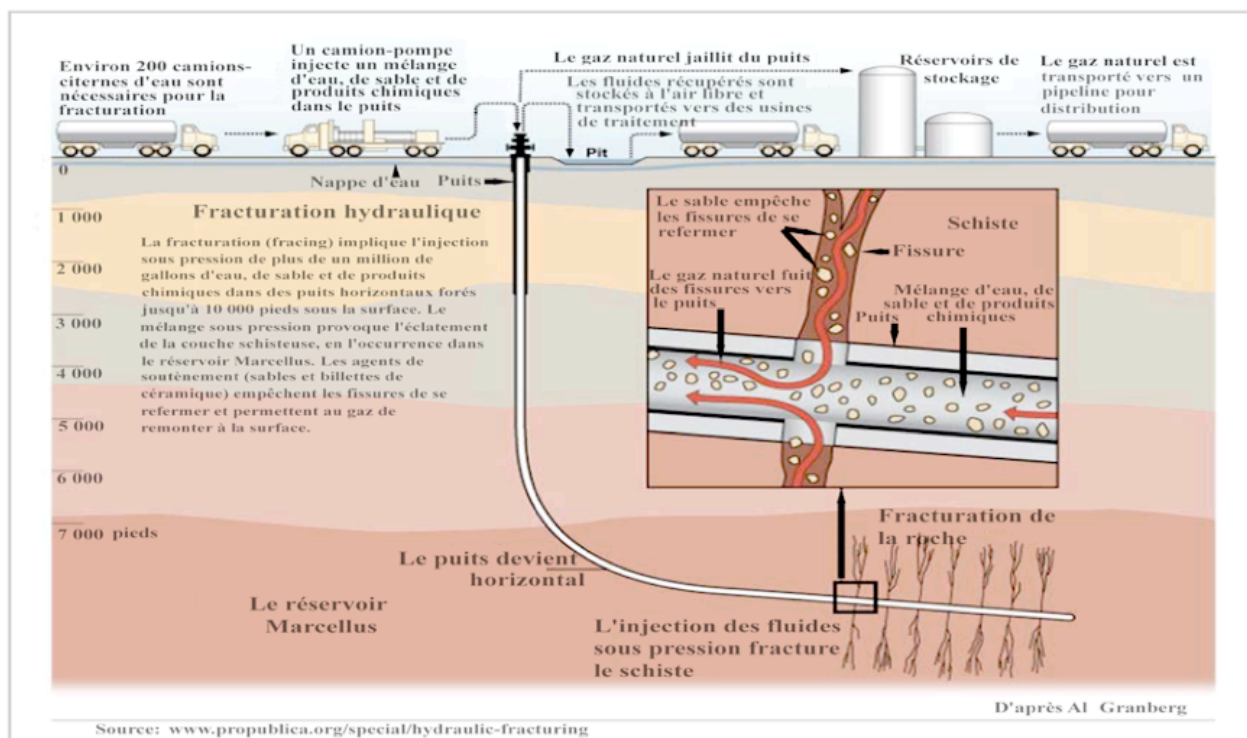
En réalité, après une décennie de progrès techniques et de percées technologiques importantes, le gaz de schiste commence à soulever de plus en plus d'interrogations aux États-Unis, au Canada et ailleurs dans le monde, en Europe notamment. En quelques années, le gaz de schiste est devenu un

« enfant terrible » victime de ses propres succès. Ironiquement, ce sont les technologies développées pour accroître la production pétrolière dans des réservoirs à faible perméabilité – la fracturation hydraulique et les forages latéraux – qui sont à la source des difficultés environnementales d'aujourd'hui.

Un mot sur l'exploitation des schistes s'impose ici. C'est souvent à plusieurs milliers de pieds de profondeur que se situent les strates schisteuses riches en matières organiques. Certaines, il est vrai, sont proches de la surface, mais ce sont les moins productrices. Par ailleurs, l'épaisseur des strates varie d'un bassin à un autre, voir même à l'intérieur d'un même bassin. Ces particularités entraînent deux effets. Le premier, c'est qu'il est extrêmement difficile d'évaluer les réserves de gaz de schiste : il faut forer pour le savoir. La deuxième tient au fait que plus on explore en profondeur, moins on risque de contaminer les nappes phréatiques qui se situent, en règle générale, à quelques centaines de pieds de la surface terrestre.

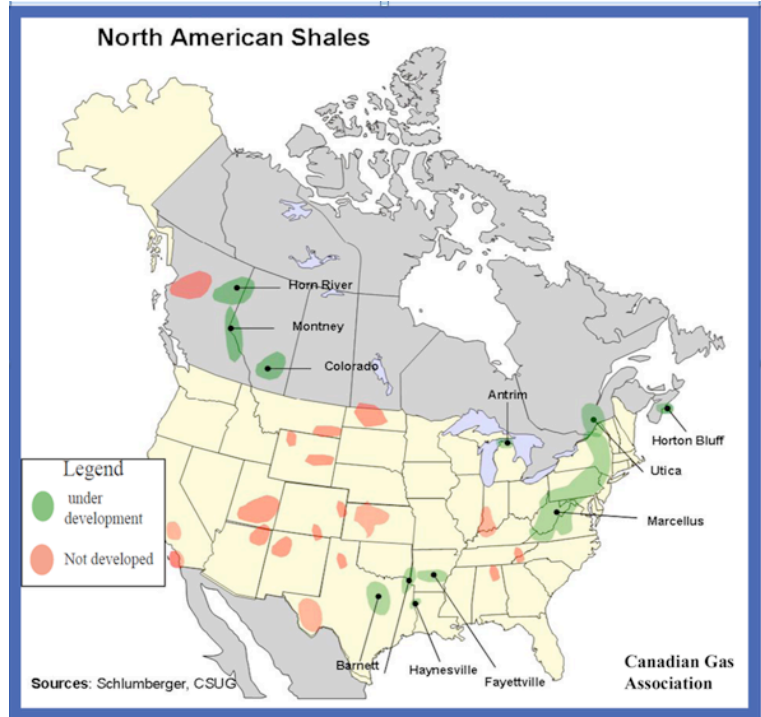
Enfin, nous proposons le terme générique **fractage** pour désigner l'ensemble des opérations destinées à faire remonter les hydrocarbures en surface, à savoir, le forage et l'isolement hermétique du tube de forage des structures adjacentes, l'injection de fluides sous pression et la récupération des agents de soutènement destinés à éviter que les fissures produites ne se referment (voir encart sur le forage latéral).

Forage horizontal et fracturation hydraulique



Aux États-Unis, il existe une vingtaine de bassins de gaz de schiste, dont les plus connus sont les Barnett *shales*, ceux de Haynesville, de Fayetteville, de Marcellus, ce dernier étant prolongé par le bassin d'Utica au Québec. Au Canada, les bassins les plus prometteurs sont ceux de Horn River et de Montney en Colombie-Britannique, celui de Colorado en Alberta, le bassin d'Antrim dans le sud de l'Ontario, le réservoir de Horton Bluff en Nouvelle-Écosse, sans oublier celui d'Utica au Québec ou le bassin carbonifère du Nouveau-Brunswick (Voir l'encart *North American Shales*).

Selon une étude du CRS (Congressional Research Service, *Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues*) produite en octobre 2009, et pour ne citer qu'un exemple de ce qui vient d'être dit, soulignons que le bassin Marcellus se situe à une profondeur contenue entre 4 et 8 500 pieds, tandis que l'épaisseur de la couche schisteuse proprement dite se situerait entre 50 et 250 pieds, pouvant aller à certains endroits jusqu'à 900 pieds. Ce bassin est le moins exploité des grands réservoirs d'aujourd'hui, car il se situe dans une région à forte densité de population où l'opposition à l'exploration du gaz de schiste est aussi la plus vive, notamment dans l'État de Pennsylvanie et de New York.



Opérations en surface et en profondeur

Distinguons ici les opérations en profondeur des opérations de surface. Depuis une seule plate-forme de forage, on peut creuser une dizaine, voire une douzaine de puits latéraux. Le forage peut être directionnel ou multidirectionnel. Les fractures causées par l'injection d'eau sous pression pouvant aller jusqu'à 8 000 psi (livre par pouce carré) peuvent s'étendre sur 3 000 pieds dans toutes les directions explorées. Un puits latéral se creuse comme un puits vertical jusqu'à ce que des moteurs derrière la tête du trépan orientent le tube vers le filon à exploiter. Depuis l'extrémité du tube (orteil) jusqu'au coude (talon) du tube, on perce par explosifs des orifices dans le tube à des intervalles réguliers pouvant aller jusqu'à mille pieds. C'est l'injection des fluides sous pression qui fissure successivement, les uns après les autres, les segments du schiste ainsi découpés (voir l'encart ci-dessus).

Une seule opération de **fractage** peut entraîner l'utilisation de 500 000 gallons d'eau, voire de plusieurs millions de gallons si on répète l'opération plusieurs fois. Autrement dit, l'opération consomme autant d'eau que le volume d'eau contenue dans une piscine de dimension olympique (660 000 gal-

lons). Ces quantités correspondent à la consommation moyenne d'eau par tête d'habitant dans l'État du Texas sur une période de une année (522 000 gallons ou 1 430 gallons par jour). À tout considérer, la ponction exercée sur les ressources en eau équivaut à 3 millions de gallons d'eau par puits creusé. Pour l'instant, l'exploitation des schistes du Texas

consomme 3 % des ressources aquifères de la région, mais ce prélèvement pourrait atteindre 13 % en 2025, dépendamment du rythme d'exploitation des schistes, et bien sûr, du prix du gaz naturel.

Les fluides injectés lors de la fracturation hydraulique sont composés à 98 ou 99 % d'eau auxquels viennent s'ajouter du sable siliceux et d'autres additifs. C'est ce qu'on appelle en anglais des « *proppant* », c'est-à-dire des agents de soutènement destinés à éviter le refermement des parois des fissures, une fois la roche fracturée. C'est ce 1 à 1,5 % restant qui cause les plus vives inquiétudes. La nature des additifs utilisés fait partie des secrets d'exploitation du gaz de schiste. Jusqu'à tout récemment, les sociétés gazières se refusaient à en révéler les secrets. Une dizaine de sociétés se prête désormais à des déclarations volontaires faites auprès de l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA), et la société Halliburton, qui tarde à répondre correctement aux directives de l'EPA, vient d'ailleurs de se faire rappeler à l'ordre en la matière. On verra ce que donnera cette « citation à comparaître », mais Halliburton prétend que les informations demandées ne sont pas claires. Cette dernière société ne voit évidemment pas d'un

bon œil le fait qu'un nouveau palier gouvernemental vienne s'ajouter aux réglementations qui émanent des États. L'EPA a cependant une vision plus large de son mandat depuis l'arrivée au pouvoir du président Obama. Une étude est en cours sur les effets du **fractage** sur l'eau potable et la santé, mais aucun résultat n'est attendu avant la fin de l'année 2012.

Les inquiétudes qui résultent des opérations en surface sont tout aussi vives, car les fluides injectés en profondeur doivent être récupérés en surface (entre 60 et 80 % des fluides sont remontés à la surface lors de la récupération du gaz). Or, une opération de fracturation réalisée avec 3 millions de gallons d'eau et de sable se traduira, au moment de la récupération, par l'accumulation d'environ 15 000 gallons de déchets chimiques plus ou moins toxiques (CRS, p. 33). Ce qui se passe en surface est donc tout aussi sinon plus important que ce qui se passe en profondeur. À la tête du puits de récupération, on peut créer des bassins artificiels pour disposer des déchets, voire les réinjecter en profondeur pour autant qu'on ne viole pas sur place les réglementations en vigueur. Sinon, l'eau de pluie et des ruissellements multiples risquent de répandre au loin cette « soupe toxique » qui finira peut-être par rejoindre les bassins hydrographiques. En règle générale, il faut donc retraiter ces eaux usées avant de pouvoir en disposer.

Pour ce qui est des opérations en profondeur, la société Soutwestern Energy vient d'amorcer un dialogue avec l'*Environmental Defense Fund*. Ce mariage de raison entre une société gazière et un mouvement écologiste est plutôt inusité. Il semble en tout cas indiquer, sinon une volonté de trouver une solution à des problèmes quasi irrésolubles, du moins un changement d'attitude à l'endroit de l'exploitation du gaz de schiste. Plusieurs études sont en cours, plusieurs États sont en train de revoir leurs réglementations, et plusieurs sociétés montrent désormais un esprit un peu plus ouvert à la coopération et au partage d'informations jusqu'ici peu transparentes.

Le désastre de la marée noire dans le golfe du Mexique a bien sûr relancé les débats sur la nécessité de mettre un terme à « la complaisance » des sociétés d'hydrocarbures. En ce sens, il est sain et judicieux qu'une autorité centrale fédérale comme l'EPA balise l'exploitation du gaz de schiste de façon à obtenir un portrait d'ensemble global, équitable et

uniforme pour toutes les sociétés engagées dans l'exploitation du gaz de schiste.

Il n'en reste pas moins que les projets futurs se heurtent à deux obstacles majeurs : les ressources en eau seront-elles suffisantes ? En 2011, pour le seul réservoir Marcellus, on prévoit prélever 20 millions de gallons d'eau par jour pour effectuer des opérations de fracturation hydraulique. C'est beaucoup ou inquiétant, selon le point de vue adopté. Car, d'après le USGS (United States Geological Survey), déjà en 2005, les États-Unis consommaient 410 milliards de gallons d'eau par jour pour répondre aux besoins de leur population ou de leur industrie. Et même en admettant que les ressources en eau soient suffisantes, l'industrie gazière réussira-t-elle à vaincre les résistances de la population à l'endroit du gaz de schiste ? Cette question déplace inévitablement le débat vers d'autres horizons.

Des débats pernicieux

Tous les signes avant-coureurs d'une asphyxie progressive de la planète sont là. Malheureusement, tout comme un patient prend rarement un rendez-vous avec son dentiste s'il n'a pas mal aux dents, le monde industriel préfère se détourner de la réalité plutôt que de voir en face les dégradations environnementales qui menacent l'avenir même de la biosphère. Le *World Energy Outlook 2009* estime à 500 milliards de dollars de plus par année les coûts cumulatifs d'environ 10,5 trillions de dollars qu'il faudra déboursier, durant la période 2010-2030, pour maintenir en deçà de 2 °C l'augmentation moyenne de la température globale de la planète.

Deux pôles de développement opposés s'affrontent ici. Alors que l'industrie compte sur les progrès technologiques pour diminuer l'empreinte écologique de ses activités, plus particulièrement en ce qui concerne les sables bitumineux et le gaz de schiste, l'accent est mis non pas sur les énergies de substitution, mais sur l'amélioration de la production. Inversement, la plupart des écologistes – mais pas tous – veulent une production accélérée des énergies vertes ou propres, aux dépens des énergies fossiles, le tout afin de diminuer la croissance des émissions de GES (gaz à effet de serre). Mais, ce faisant, on ignore les exigences de la croissance économique, qui reste le moteur principal du développement mondial. Pour échapper à ce dilemme, faut-il revenir aux conclusions du Club de Rome, qui proposait en 1970 une halte à la croissance ?

Il faut de plus en plus d'énergie et de ressources pour produire de l'énergie

Pour produire un baril de pétrole à partir des sables bitumineux	La fracturation hydraulique
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Il faut extraire deux tonnes de sables; ✓ Utiliser de 2,5 à 4 barils d'eau; ✓ Et consommer 1 000 pieds cubes de gaz ; ✓ En 2015, les besoins en gaz pour la production de pétrole depuis les sables bitumineux sont évalués entre 1,4 ou 1,6 milliard de pieds cubes de gaz par jour, soit 10 % de la production gazière du BSOC (Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien). 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Il faut environ cinq millions de gallons d'eau pour fracturer un puits dans le réservoir Barnett, et environ une demi-tonne de sable. ✓ En 2011, on prévoit une ponction de 20 millions de gallons d'eau par jour pour l'exploitation du gaz de schiste dans le bassin Marcellus. ✓ Des dizaines de milliers de puits seront nécessaires pour développer le gaz de schiste dans l'avenir. ✓ Aux États-Unis, plus de 20 000 puits de gaz de schiste ont été forés depuis les dix dernières années.

L'équipement nécessaire pour réaliser une fracturation hydraulique

Marcellus Shale Well, West Virginia



Source: Chesapeake Energy Corporation, 2008.

Les contenants jaunes à l'avant et à l'arrière-plan sont des citernes d'eau destinées à la fracturation ; les réservoirs rouges contiennent des agents de soutènement et au centre, figurent les pompes hydrauliques.

Ce débat est pernicieux, car nous nous heurtons ici au cœur du système. En effet, il faut de plus en plus d'énergie pour produire de l'énergie. C'est là le talon d'Achille de l'avenir énergétique de la planète. Plus les coûts du pétrole seront élevés, moins on en

consommer, disent certains. Peut-être, mais la chose reste contestée, car beaucoup d'économistes estiment que la demande en essence est relativement inélastique. Et dans le même sens, l'AIE estime que les subventions accordées aux énergies

fossiles durant l'année 2009 se sont élevés à 312 milliards de dollars, pour la plupart orientées vers une plus grande production pétrolière dans les pays non membres de l'OCDE (*World Energy Outlook, 2009*, p. 16). C'est donc avec un certain pessimisme qu'il faut évaluer les travaux du G20 sur la suite à donner au Protocole de Kyoto ou à la rencontre de Copenhague, voire à celle de Cancun. Alors que l'AIE demande des efforts supplémentaires pour réduire les émissions de GES, le même organisme se félicite de la contribution positive que pourrait apporter le Canada grâce à sa production accrue de pétrole à partir des sables bitumineux.

Quatre scénarios possibles

1) Produire plus et consommer moins;	2) Produire moins et consommer plus;
3) Consommer moins et produire plus; et	4) Consommer plus et produire moins.

Dans l'ensemble, l'éventail des choix semble se limiter à quatre options. Chacun de ces modèles s'inscrit dans une perspective différente selon le niveau d'analyse retenu : **le citoyen, l'industrie pétrolière ou les pouvoirs publics**. Ces trois acteurs sont pour l'instant impossibles à réconcilier car, dans le premier scénario, l'industrie veut produire plus, tandis que le citoyen est prêt à consommer sinon moins du moins plus proprement – avec quelques avantages fiscaux, cela va sans dire – alors que les pouvoirs publics tirent une grande partie de leurs recettes budgétaires à partir des taxes perçues tout à la fois sur la production et la consommation. L'État, dans ces conditions, optera pour le *statu quo*, et l'industrie pour des avantages fiscaux. Le deuxième scénario correspond à foncer droit dans un mur, car il ne correspond à aucun modèle d'analyse économique qui respecte les lois du marché. Le troisième scénario – consommer moins et produire plus –, n'a de sens que dans la perspective d'un développement durable axé sur la croissance des pays émergents et la décroissance des pays industriels. Personne jusqu'à maintenant ne semble enthousiaste à l'idée d'épouser une telle hypothèse philanthropique. Enfin consommer plus et produire moins ressemble à la situation d'un agriculteur qui vend sa vache pour lui acheter du foin !

Quel que soit le scénario d'avenir envisagé, l'État reste un prisonnier tenu en otage entre la voix du citoyen et celle de l'industrie. C'est ce qui rend les débats actuels stériles, chaque partie restant sur sa position. Il est vrai que les écologistes ne demandent pas à produire plus ou moins, ou encore à consommer plus ou moins, mais plutôt à consommer mieux. Mais encore là, ce sont les pouvoirs publics qui sont pris avec la patate chaude. Com-

ment en effet, faciliter une transition vers les énergies vertes sans en payer les coûts, alors que tous les gouvernements du monde occidental sont touchés par une crise économique systémique ?

L'amalgame inattendu entre les intérêts gaziers et pétroliers qui est en train de se produire n'est ni une malédiction ni une promesse d'avenir pour la planète. Il se trouve tout simplement que c'est le puissant lobby pétrogazier qui va en sortir renforcé. D'où la nécessité pour les pouvoirs publics de rester vigilants quant aux activités exercées par ces sociétés.

Chose certaine, l'exploitation du gaz de schiste est un enjeu primordial qui changera la donne énergétique. Entre-temps, il est loisible de penser qu'une pause de deux ou trois ans s'impose, d'ici à ce que les études entreprises par l'EPA, ou encore par les États comme la Pennsylvanie et New York, soient publiées. Il est absolument nécessaire de baliser l'avenir du gaz de schiste. Entre-temps, l'industrie gémit un peu, mais aucune société ne peut poursuivre durant longtemps encore l'exploitation du gaz de schiste alors que le prix du marché oscille autour de 3,50 \$ US le mille pieds cubes. La reprise n'aura lieu qu'en 2014 et 2015, avec un taux de croissance du marché du gaz aux alentours de 2,5 % par année, alors qu'il se situe aujourd'hui autour de 1,5 %. Cela donne un peu de temps pour réfléchir...

ⁱ Professeur associé, Département de science politique, UQAM, auteur du livre *Pétrole, gaz et les autres énergies : Le petit Traité*, publié en anglais et en français, Paris, Editions Technip, 2008.

ⁱⁱ Le gaz reste piégé dans des structures qui épousent la forme d'un dôme (plan anticlinal) et qui se forment à la faveur d'une faille ou d'un plissement géologique.

ⁱⁱⁱ Voir *Natural Gas Year-In-Review 2009*, U.S. Energy Information Administration (EIA) à l'adresse http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2010/ngyr2009/ngyr2009.html

^{iv} Selon Bob Corbin du département de l'Énergie, le pourcentage de la production non conventionnelle de gaz naturel (méthane de houille, gaz avare et gaz de schiste) se situait à 46 % en juin 2010. Voir CORBIN, Bob, *Shale Gas Development in the United States*, U.S. Department of Energy, Office of Oil and Natural Gas, juin 2010.

^v Deutsche Bank, *Global Natural Gas, A Battlefield Analysis*, 13 septembre 2010, pp.71-72.

^{vi} WoodMac, « Majors Buying into Shale Gas Plays », *Oil & Gas Journal*, 11 octobre 2010.

^{vii} Natixis, Étude sectorielle Natixis, *Énergie*, 25 mai 2010, p. 1.