



Conseil Français de l'Énergie

WORLD ENERGY COUNCIL

Le gaz de schiste

Résumé et commentaires

Novembre 2010

Promouvoir la fourniture et
l'utilisation durables de l'énergie
pour le plus grand bien de tous



Le gaz de schiste

Résumé et commentaires de membres du Conseil Français de l'Energie

Administrateurs du Conseil Mondial de l'Energie

Pierre Gadonneix

Président

Francisco Barnés de Castro

Vice-président, Amérique du Nord

Norberto Franco de Medeiros

Vice-président, Amérique latine et Caraïbes

Richard Drouin

Vice-président, Congrès de Montréal 2010

C.P. Jain

Président du Comité des études

Younghoon David Kim

Vice-président, Asie pacifique et Asie du sud

Jorge Ferioli

Président du Comité des programmes

Marie-José Nadeau

Présidente du Comité de la Communication

Abubakar Sambo

Vice-président, Afrique

Johannes Teysen

Vice-président, Europe

Abbas Ali Naqi

Vice-président, chargé du Moyen-Orient et des Pays du Golfe

Graham Ward, CBE

Vice-président, Finance

Zhang Guobao

Vice-président, Asie

Christoph Frei

Secrétaire général

Le gaz de schiste

Résumé

Conseil Mondial de l'Energie

Copyright © 2010 Conseil Mondial de l'Energie

Tous droits réservés. Tout ou partie de cette publication peut être utilisée et reproduite à condition que la mention suivante soit intégrée dans chaque copie ou diffusion : « Avec l'autorisation du Conseil Mondial de l'Energie, Londres, www.worldenergy.org »

Résumé publié en 2010 par :

World Energy Council
Regency House 1-4 Warwick Street
London W1B 5LT United Kingdom

ISBN: 978-0-946121-06-9

et traduit et imprimé par :

Conseil Français de l'Energie
12 rue de Saint Quentin
75010 Paris, France

Commentaires

Les commentaires, travaux, analyses et opinions exprimés par les auteurs n'engagent en aucune manière la responsabilité du Conseil Français de l'Energie.

Sommaire

Avant-propos	
Résumé	3
Émergence du gaz de schiste	8
Le gaz de schiste	21
Conséquences stratégiques	29
Références	33
Contribution d'Alstom	34
Contribution de GDF Suez	36
Contribution d'IFP Energies Nouvelles	37
Note de Bruno Weymuller	38

Avant-propos

Le secteur de l'énergie connaît actuellement une période de grandes mutations à l'échelle mondiale, en raison de l'intensification de la concurrence et de préoccupations actuelles en matière de coûts, de sécurité d'approvisionnement et d'environnement. Parallèlement, 1,6 milliard d'êtres humains, soit près du quart de la population de la planète, n'a pas accès à une énergie de type commerciale, d'où l'impérative nécessité d'investir dans des infrastructures énergétiques. Les défis ne sont cependant pas partout identiques. Si les pays en développement, qui connaissent un essor économique accéléré mettent surtout l'accent sur l'élargissement de l'accès à l'énergie pour soutenir leur croissance et permettre à leurs populations de bénéficier de services élémentaires dans ce domaine, les nations industrialisées cherchent d'abord à sécuriser leur approvisionnement énergétique, dans un contexte de forte concurrence, selon des modalités acceptables pour les opinions publiques du point de vue environnemental. On parle beaucoup, depuis quelques années, du gaz de schiste comme d'une possible solution à bien des problèmes énergétiques, en particulier aux États-Unis. Un certain nombre d'études ont été réalisées à ce sujet, la plupart portant sur les réserves disponibles et le rôle éventuel des technologies émergentes, technologies qui pourraient accroître sensiblement les estimations actuelles. Le Conseil Mondial de l'Energie vient d'achever sa 22^e Enquête sur les ressources énergétiques. Il a décidé de rédiger à cette occasion une étude spécifique consacrée au gaz de schiste pour apporter une contribution au débat en cours par des éléments factuels qui permettront de s'inscrire dans une perspective d'avenir. Une équipe de spécialistes a été mise en place à cet effet. Cette équipe, dirigée par Richard Davis, (RTI International), comprenait Vikram Rao,

(RTEC et ancien directeur de la Technologie chez Halliburton) et Carl Bauer (C.O. Bauer Consulting et ancien directeur du National Energy Technology Lab américain). Judy Trinnaman et Alan Clark, co-rédacteurs de l'Enquête sur les ressources énergétiques, ainsi que James Trainham et David Myers, spécialistes internationaux de RTI, ont également apporté leur pierre à l'édifice. Le projet a été piloté par Elena Nekhaev, directrice des Programmes du CME.

L'Enquête du CME sur les ressources énergétiques

Les débats autour des questions énergétiques doivent tous prendre en compte, au départ, certains paramètres, tels que la disponibilité des ressources, l'existence de technologies susceptibles de permettre leur exploration, leur exploitation et leur utilisation, les coûts afférents ou encore l'adhésion de l'opinion publique au projet ou ses répercussions sur l'environnement. Le CME publie depuis plus de 70 ans une Enquête triennale sur les ressources énergétiques qui s'appuie sur des travaux de recherche menés par ses membres avec le concours d'organisations régionales du secteur de l'énergie et de divers autres organismes spécialisés. Cette Enquête rassemble une importante somme de données et fournit en outre des informations relatives aux ressources énergétiques conventionnelles, non conventionnelles et renouvelables de la planète. Elle peut être téléchargée gratuitement sur le site du CME, à l'adresse suivante : www.worldenergy.org.



Rich Davis, RTI International, USA

Résumé

Le secteur mondial de l'énergie est aujourd'hui confronté à un nombre croissant d'incertitudes, liées à la volatilité des prix et à l'augmentation de la demande et des coûts qui font peser des pressions plus fortes sur les producteurs et sur les consommateurs. Qui plus est, près du quart de l'humanité n'a toujours pas accès à des formes d'énergie moderne et cette population ne peut guère espérer rejoindre la communauté mondiale des consommateurs dans un avenir proche. L'actuel système énergétique n'est manifestement pas viable sur la durée. Le gaz de schiste peut-il ouvrir la voie aux évolutions inévitables qui devront s'opérer ?

Dans son souci de rechercher des sources d'énergie sûres qui puissent s'inscrire dans la durée et dont le coût soit abordable, le monde s'intéresse actuellement à de « nouvelles » ressources énergétiques, des ressources d'avenir. On parle beaucoup notamment, depuis un ou deux ans, du gaz de schiste, qui semble présent en abondance aux quatre coins de la planète. D'énormes gisements exploitables ont été repérés en Amérique du Nord, où le premier forage gazier a été réalisé en 1821, il y a près de deux cents ans.

Gaz de schiste : vers une nouvelle donne ?

Les géologues ont identifié plus de 688 types de schistes¹ au niveau mondial, répartis dans 142 bassins sédimentaires. On connaît à l'heure actuelle les potentiels de production uniquement pour quelques dizaines de ces schistes, situés pour la plupart en Amérique du

Nord, ce qui signifie que le sous-sol de notre planète comporte des centaines de formations schisteuses susceptibles de produire du gaz naturel. Les volumes de gaz de schiste existants sont, semble-t-il, gigantesques et peuvent de ce fait changer considérablement la donne sur l'ensemble des marchés du gaz naturel, notamment aux États-Unis et en Europe, et du GNL (gaz naturel liquéfié).

La construction des infrastructures nécessaires à la mise en valeur du gaz de schiste aura un coût élevé. Toutefois, 32 des 142 bassins identifiés disposent d'ores et déjà d'installations plus ou moins développées qui permettront sans doute de limiter les investissements de départ nécessaires à l'exploitation. Néanmoins, ces mêmes gisements nécessiteront très vraisemblablement des apports importants de capitaux pour permettre le traitement, le stockage et le transport de gaz par gazoducs. Les investissements seront considérables pour les 110 autres bassins actuellement dépourvus de toute infrastructure, ce qui retardera sans doute la mise à disposition de cette nouvelle ressource, voire hypothéquera purement et simplement la viabilité économique de l'entreprise (l'intérêt de l'exploitation des formations schisteuses pouvant cependant rester d'actualité pour diverses autres raisons, notamment stratégiques). Chaque gisement fera bien entendu l'objet d'une évaluation spécifique.

¹ Le schiste est l'une des principales roches sédimentaires

Réserves potentielles de gaz de schiste et initiatives actuelles

Même si, dans la plupart des pays, les volumes de gaz de schiste potentiellement exploitables n'ont pas encore été évalués au niveau national, on considère que les ressources sont importantes et largement réparties dans le monde. Les études les plus crédibles (IGU 2003, VNIIGAS 2007, USGS 2008, BGR 2009) s'accordent pour situer les réserves mondiales autour de 456 milliards de mètres cubes, contre 187 milliards de mètres cubes pour les gisements de gaz de type conventionnel. On estime que près de 40 % de ce volume total est susceptible d'être exploitable d'un point de vue économique. Les États-Unis et la Communauté d'États indépendants (CEI) concentreraient à eux seuls plus de 60 % des ressources mondiales. Les réserves du reste de l'Europe, semblent, d'après les estimations, plutôt modestes, avec un peu plus de 7 % des volumes mondiaux présumés. D'après les études actuelles, la Chine et l'Inde disposeraient l'une comme l'autre d'à peine 2 % du total.

Ces chiffres, bien que très précis, restent des estimations susceptibles de considérablement évoluer en fonction des prochaines évaluations qui seront encore plus fines. L'exemple des États-Unis est à ce titre éloquent. En 2007, les réserves potentielles de gaz de schiste (voir la rubrique « Définitions », en fin de document) étaient estimées à un peu plus de 607 milliards de mètres cubes ; un an plus tard, ce chiffre avait été revu à la hausse, à plus de 918 milliards de mètres cubes. Fin 2008, le gaz de schiste représentait donc 13,4 % des réserves

avérées de gaz naturel américaines, contre 9,1 % en décembre 2007.

Environ la moitié de ces gisements se trouve dans des roches schisteuses, le reste étant situé dans des veines de charbon ou dans des couches de grès. Si l'intérêt que suscite actuellement le gaz de schiste s'avère finalement n'être qu'un engouement passager, le développement des infrastructures gazières profitera à d'autres sources de gaz naturel. Qui plus est, les progrès technologiques réalisés en vue de l'exploitation du gaz de schiste ne peuvent que stimuler d'autres avancées techniques, pour d'autres ressources énergétiques. La mise en valeur des gisements de gaz de schiste exigera par ailleurs la création ou l'extension de gazoducs à proximité de ces gisements.

Les grandes compagnies pétrolières et un certain nombre d'autres acteurs planétaires développent actuellement leurs activités dans le domaine du gaz de schiste en dehors des États-Unis. ExxonMobil et Marathon Oil sont ainsi présents depuis peu en Pologne. Plusieurs autres pays européens, dont la France, l'Allemagne, la Suède et l'Autriche, se sont également lancés dans l'aventure.

Conséquences sur le plan stratégique

Le gaz de schiste apparaît aujourd'hui comme une ressource énergétique susceptible de jouer demain un rôle important, ce qui est lourd de conséquences sur le plan stratégique tant au niveau géopolitique qu'au niveau du secteur de l'énergie. Même si les estimations des ressources mondiales restent essentiellement théoriques, l'analyse des éléments disponibles

permet d'aboutir aux conclusions suivantes (pour des précisions complémentaires, voir le chapitre « Conséquences stratégiques ») :

- 1 La Russie apparaît, d'après les estimations actuelles des réserves existantes, comme le grand vainqueur de la course au gaz de schiste, en Europe comme en Asie du Sud-Est. Sous l'effet conjugué de l'épuisement rapide des réserves de gaz naturel du reste de l'Europe, déjà peu abondantes, et de la croissance économique en Chine et en Inde, la demande de gaz russe devrait se renforcer. Le gaz russe, gaz de schiste y compris, devrait par conséquent alimenter pendant les décennies à venir les économies d'Europe et d'Asie du Sud-Est.
- 2 Les réserves européennes de gaz de schiste ne devraient guère susciter de convoitise. S'il est possible que quelques pays européens trouvent un intérêt à exploiter leurs gisements, cela ne réduira pas vraiment leur dépendance à l'égard des importations de Russie et du Moyen-Orient.
- 3 L'existence de réserves avérées de gaz de schiste en Amérique du Nord et d'infrastructures de transport du GNL laisse entrevoir la possibilité d'exporter cette ressource vers l'Europe, qui pourrait ainsi diversifier la palette de son approvisionnement en gaz naturel. Les volumes concernés devraient cependant rester relativement faibles, sans véritable effet notable sur la demande de gaz en provenance du Moyen-Orient ou de Russie.
- 4 L'existence de réserves de gaz de schiste aux États-Unis maintiendra pendant longtemps les prix du gaz naturel à un niveau relativement bas. Le maintien prolongé des prix du gaz à un niveau modéré devrait se traduire par un renforcement de la demande de la part des secteurs du transport et de la production d'électricité.
- 5 Le GNL va devoir affronter des vents contraires à court et à moyen terme, l'augmentation des sources d'approvisionnement en gaz naturel poussant les prix à la baisse. Le GNL devrait cependant être gagnant sur le long terme, grâce à l'amélioration des infrastructures réalisées pour l'exploitation du gaz de schiste. Dans les régions ayant épuisé leurs réserves de gaz de schiste, les infrastructures resteront en place, permettant ainsi une plus large distribution en aval du GNL.
- 6 Les méthodes de fracturation hydraulique des roches mises en œuvre dans le cadre de l'exploitation du gaz de schiste auront des conséquences sur l'environnement, ce qui attirera très certainement l'attention des politiques et de l'opinion publique sur ce type de ressource, entraînant par là-même un surcoût au niveau de l'extraction.
- 7 Le recours au gaz de schiste aura un effet notable sur les émissions de CO₂ et sur la nécessaire mise en œuvre des technologies de charbon propre et de captage et stockage du carbone. Plus il y aura de gaz de schiste disponible, moins on aura besoin de développer

les technologies « charbon propre » et le captage du carbone, et inversement.

L'évolution de la demande

Le gaz naturel est susceptible de voir, à mesure que la production de gaz de schiste se développe, ses prix baisser dans les différentes régions du monde, et son utilisation devrait se généraliser. Tant que les producteurs d'électricité tableront sur des tarifs de gaz plus bas, à puissance thermique égale, que ceux du charbon (éventuellement en prenant aussi en compte les coûts de la lutte contre les émissions de carbone), ils augmenteront leur consommation de gaz naturel.

Sur le long terme, le maintien de prix bas et l'élargissement de l'approvisionnement pourraient inciter le secteur à modifier radicalement ses choix en matière de remplacement du pétrole. Une évolution qui peut se produire de deux manières. La première serait l'utilisation directe du GNC (gaz naturel comprimé) dans les transports, a priori surtout dans les transports en commun. On devrait probablement assister à un remplacement du gazole pour les véhicules utilitaires dans les régions sensibles. La seconde pourrait prendre la forme d'un recours accru à la fabrication d'essence à partir de gaz (GTL, *gas-to-liquid*), en utilisant notamment les gisements non reliés par des gazoducs aux zones de consommation – comme ce pourrait être le cas, par exemple, du gaz du nord de l'Alaska. La perspective d'un gaz bon marché devrait encourager la recherche en vue d'une meilleure rentabilité du GTL. En cas de succès, le carburant issu du GTL pourrait occuper une place importante sur le marché du transport, dans la mesure où il s'agit d'un produit extrêmement propre, dont

l'adoption aurait un effet net sur l'environnement bien supérieur à celui du simple remplacement du pétrole.

Conclusion

Il faudra peut-être plusieurs dizaines d'années pour vraiment appréhender toutes les conséquences, notamment sur les marchés du gaz naturel, d'une augmentation de la production et de l'utilisation du gaz de schiste. Un certain nombre d'incertitudes pèse toutefois sur l'avenir du gaz de schiste. Les réserves de gaz naturel conventionnelles actuellement en service dans le monde sont encore considérables et les principaux acteurs pourraient de ce fait se trouver moins enclins, à court terme et sur le plan régional, à se lancer dans des projets de prospection ou d'exploitation de gisements de gaz naturels non conventionnels. La quantité d'énergie nécessaire à la production de gaz non conventionnel peut également s'avérer sensiblement plus élevée que pour le gaz de type conventionnel. Les pays en développement désireux de mettre en valeur leurs ressources et de développer leurs infrastructures vont également être confrontés à des problèmes de coûts et de délais, les retours sur investissement étant initialement plutôt faibles.

Il est impossible, aux États-Unis, de chiffrer une notion telle que la sécurité d'approvisionnement mais la possibilité de substituer une production nationale de gaz de schiste aux importations de pétrole en provenance de régions politiquement instables constitue peut-être le principal

argument en faveur du développement de ce type de ressource.

Recours au gaz de schiste : avantages...

- ▶ Accroissement considérable des réserves totales de gaz naturel disponibles sur la planète ;
- ▶ Délais de mise en production plus courts que pour le gaz conventionnel ;
- ▶ Source d'énergie plus propre ;
- ▶ Plus large application des nouvelles technologies de forage au niveau mondial ;
- ▶ Meilleure sécurité d'approvisionnement pour les pays importateurs de gaz.

...et inconvénients les plus souvent cités :

- ▶ Disponibilité et coûts incertains ;
- ▶ Incertitudes au sujet des effets des technologies de production sur l'environnement ;
- ▶ Taux de déclin incertains, qui pourraient avoir une incidence sur les estimations des réserves ;
- ▶ Eventuelle opposition des populations locales à la mise en valeur du gaz de schiste.

Si le gaz de schiste semble une ressource très prometteuse, il est manifestement impossible de prévoir pour l'instant la façon dont il va se développer. « On ne peut pas dire pour l'instant si le gaz de schiste aura autant de répercussions en dehors des Etats-Unis qu'il en a actuellement dans ce pays », a déclaré Helge Lund, directeur général de Statoil, cité en mars 2010 par le Financial Times dans son édition en ligne FT.com.

1. Émergence du gaz de schiste

1.1 Définitions

Le gaz de schiste fait partie de ce que l'on appelle les gaz naturels non conventionnels au même titre que le gaz de charbon (le « grisou » emprisonné dans les gisements de charbon), le gaz naturel de sables colmatés (tight gas sands) et les hydrates de méthane. Le schiste est une roche sédimentaire qui contient de l'argile, du quartz et divers autres minéraux. Une grande partie du pétrole ou du gaz produite dans le schiste (on parle de roche mère, puisqu'elle est à l'origine de la formation des hydrocarbures) migre ensuite vers des roches poreuses et perméables, comme le grès.

Où trouve-t-on le gaz de schiste ?

On pourrait penser que les gisements de gaz de schiste se trouvent systématiquement à proximité de réservoirs de gaz conventionnel. Or, il existe des formations de roche mère dans de nombreux endroits dépourvus de roche réservoir conventionnelle poreuse susceptible d'emmagasiner du gaz naturel. Il est donc très probable que les réserves mondiales de gaz de schiste soient considérables. La quasi-totalité des gisements américains se trouve dans des couches géologiques très anciennes. Le gaz conventionnel du golfe du Mexique est en revanche extrait de roches de formation plus récente. L'âge des gisements de gaz de schiste et la profondeur à laquelle ils sont enfouis garantissent que la matière se trouve à l'état gazeux et qu'elle n'est pas associée à du pétrole. Le même type de roche mère se retrouve dans d'autres régions du monde, y compris dans des zones dépourvues de toute nappe de gaz conventionnel digne de ce nom. La profondeur des gisements de gaz de schiste

peut varier. La plupart sont plus proches de la surface que les réservoirs de gaz conventionnel, mais ce n'est pas toujours le cas.

1.2 Historique

Le premier puits de gaz à usage commercial a été foré aux États-Unis, dans l'État de New York, en 1821, bien des années avant le fameux puits de pétrole d'Edwin Drake. Il s'agissait déjà d'un puits destiné à l'exploitation du gaz de schiste. Par la suite, la production, modeste, s'est faite à partir de gisements schisteux fracturés et enfouis à faible profondeur (plus particulièrement dans les Appalaches et dans le bassin du Michigan). Les volumes de gaz de schiste exploités aux États-Unis sont toutefois restés longtemps anecdotiques. Ils ne représentaient qu'une goutte d'eau dans l'océan de gaz naturel extrait des réservoirs conventionnels constitués par des grès ou du calcaire.

Bien que l'existence de formations schisteuses soit connue depuis des années aux quatre coins du monde, la plupart de ces sites ne sont pas pour l'instant considérés comme des gisements potentiels de gaz naturel commercialisable, car ils ne sont pas assez perméables pour permettre un écoulement suffisant de la matière vers un forage. Longtemps, les exemples relativement peu nombreux d'extraction commerciale de gaz de schiste ont concerné des installations tirant parti de l'existence de fractures naturelles dans la roche. Si le potentiel du gaz de schiste est vu d'un autre œil depuis quelques années, ce n'est pas parce que de nouvelles réserves ont été découvertes ou que les estimations passées ont été revues à la hausse, mais plutôt parce

que de nouvelles technologies, permettant d'augmenter la perméabilité de la roche, et donc la productivité des puits, ont été développées. Nombreux sont ceux, d'ailleurs, qui considèrent que l'enjeu se situe davantage au niveau de l'exploitation de la ressource que de celui de l'exploration.

1.3 Les réserves potentielles

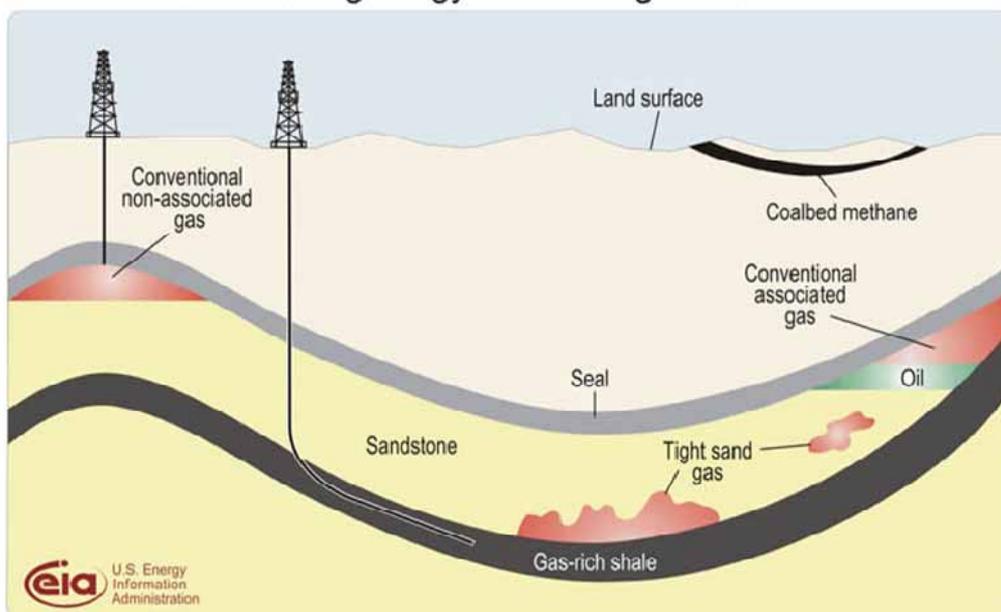
Bien que les volumes de gaz de schiste potentiellement exploitables n'aient pas encore été évalués au niveau national, hormis dans quelques pays, dont les États-Unis, on considère que cette ressource est largement répartie dans le monde. Selon des études récentes, la ressource présente (gaz en place) dans cinq bassins américains majeurs de gaz de schiste dépasserait 105 milliards de m³. Sur

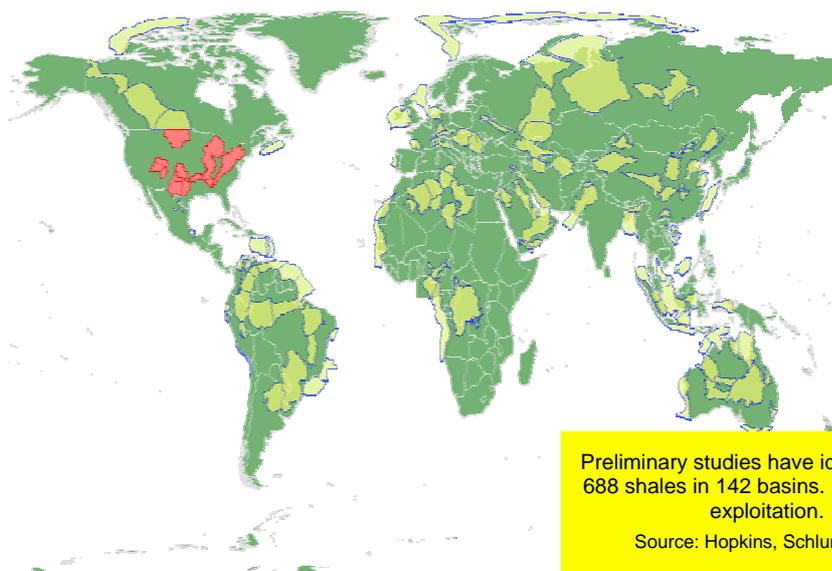
ce total, un peu plus de 13 billions de m³ seraient exploitables d'un point de vue économique. Deux bassins canadiens contiendraient à eux seuls 38,6 billions de m³, dont environ 6,7 billions de m³ seraient exploitables.

Le gaz de schiste a longtemps été un sujet qui concernait essentiellement l'Amérique du Nord, mais il commence aujourd'hui à intéresser d'autres pays.

Le rapport d'évaluation de la firme ARI (Advanced Resources International) identifie trois bassins européens d'importance notable : les schistes d'Alum, en Suède, les schistes siluriens de Pologne et le gisement de Mikulov, en Autriche. Ces trois bassins réunis contiendraient environ 30 billions de mètres cubes de gaz de schiste, dont 4 billions de mètres cubes seraient récupérables.

Schematic geology of natural gas resources





Aux États-Unis, la part du gaz de schiste dans la production nationale de gaz naturel est passée de 1,6 % en 1996 à près de 10 % en 2008. Les estimations des réserves potentielles américaines de gaz de schiste ont fait un bond en 2008, passant de 607 milliards de mètres cubes fin 2007 à 918 milliards de mètres cubes un an plus tard. Fin 2008, le gaz de schiste représentait 13,4 % des réserves avérées de gaz naturel américaines, contre 9,1 % en décembre 2007. La réussite économique inattendue du projet Barnett Shale, au Texas, a notamment déclenché une ruée vers d'autres gisements de gaz de schiste, dans tous les États-Unis et au Canada.

En dehors de l'Amérique du Nord, les gaz de schiste ne font pas encore l'objet d'une exploitation commerciale, par manque de données géologiques d'une part, et d'autre part en raison des coûts techniques et économiques élevés d'une telle exploitation.

La prospection a débuté en Pologne, un pays qui, à l'heure actuelle, dépend entièrement de la Russie pour son approvisionnement en gaz et qui, s'il se mettait à produire du gaz de schiste, changerait la donne sur la scène politique des différentes régions du monde.

De même, l'Inde produit très peu de gaz et la quasi-totalité de cette maigre production provient de gisements sous-marins, situés dans des roches jeunes. La construction d'un coûteux gazoduc est actuellement envisagée entre l'Iran et l'Inde pour alimenter l'Inde en gaz

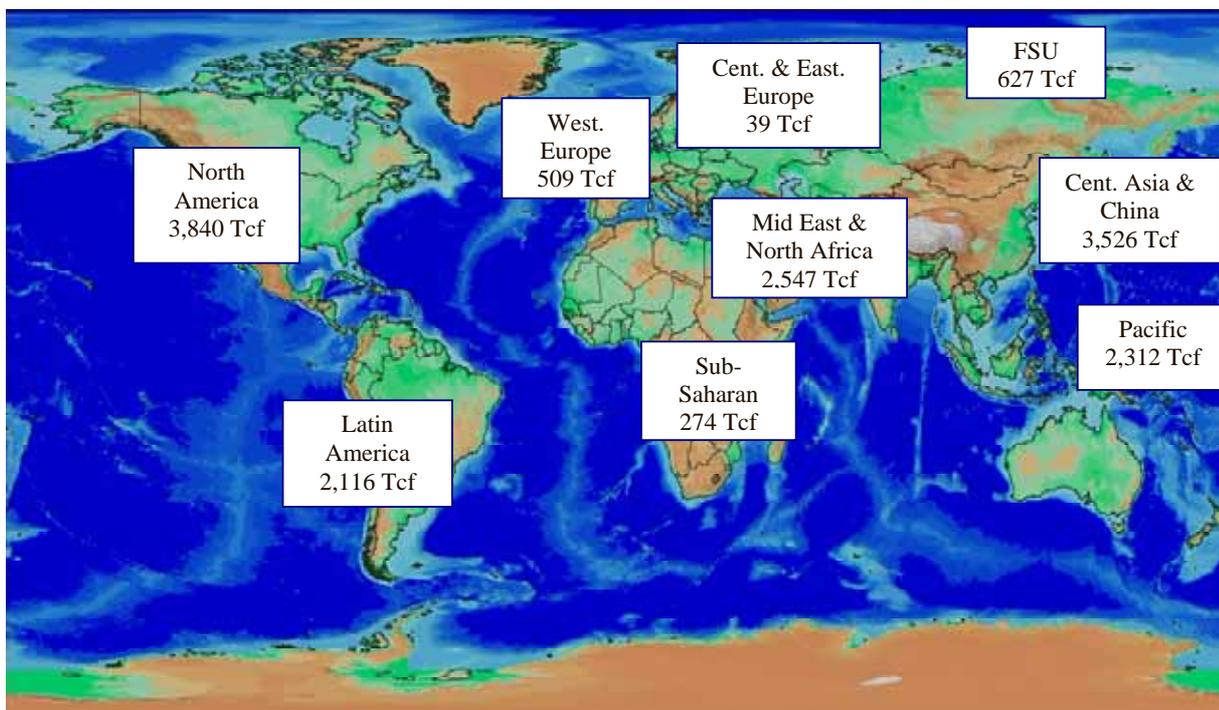
naturel, lequel pays paie pour l'instant son GNL au prix du marché, soit, de manière générale, plusieurs fois plus cher que le tarif conventionné fixé pour sa propre production. Ce tarif, qui était inférieur à 3 dollars US/mBTU (10 cents US/m³), a récemment été relevé à 4,20 dollars US/mBTU (15 cents US/m³), ce qui reste très en deçà du prix du GNL livré par l'Iran ou le Qatar, qui atteint, selon certaines estimations, 13 dollars US/mBTU (46 cents US/m³) à la livraison.

De toute évidence, malgré un manque certain de données précises en la matière, le gaz de schiste semble pouvoir jouer un rôle important au niveau de l'approvisionnement mondial en gaz naturel.

On ignore quels sont, parmi les schistes actuellement identifiés, ceux qui sont thermiquement mûrs, riches en gaz ou potentiellement productifs. Sur 688 formations schisteuses connues, quelques dizaines à peine ont été explorées afin de connaître leurs capacités de production. Les estimations des ressources et des réserves existantes sont par conséquent susceptibles de considérablement évoluer, à mesure que la prospection avance. D'autant plus qu'un certain nombre de données géologiques laissent penser que le gaz de schiste pourrait en fait être présent un peu partout dans le monde.

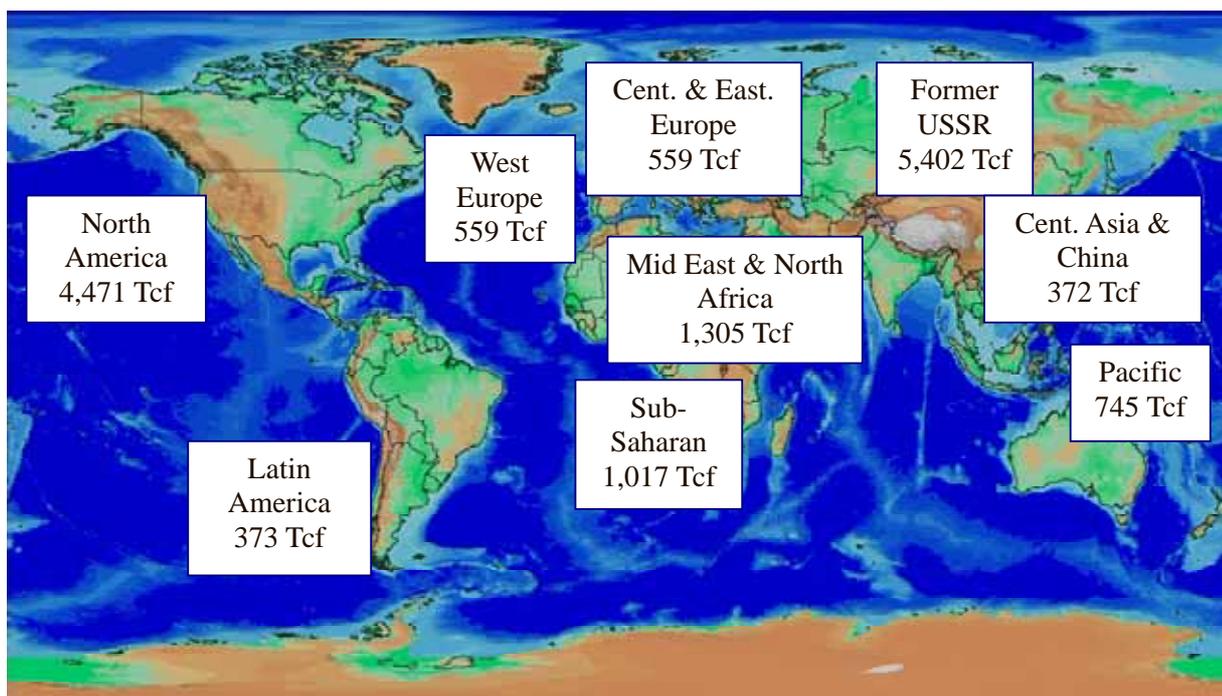
Le développement de la technologie de la fracturation hydraulique devrait permettre de

Estimated Shale Gas Resource Potential - 2001



Kawata, et al, 2001

Estimated Shale Gas Resource Potential - 2010



disposer de données plus précises concernant l'état réel des réserves.

Actuellement, de nombreux travaux d'exploration sont entrepris, souvent par des compagnies de taille modeste, afin d'évaluer les ressources en gaz contenues dans les schistes.

Certains signes témoignent cependant de l'intérêt croissant que cette question suscite chez plusieurs grandes compagnies internationales. Des travaux d'exploration seraient ainsi en cours en Afrique du Sud, en Allemagne, en Australie, en Autriche, au gaz naturel Canada, en Chine, aux États-Unis, en France, en Hongrie, en Inde, en Nouvelle-Zélande, en Pologne, au Royaume-Uni et en Suède. Les sociétés prospectrices et les bassins géologiques explorés sont brièvement présentés au chapitre 5 (Le Gaz naturel) de l'Enquête du CME sur les ressources énergétiques (édition 2010), dans la partie consacrée aux notes spécifiques sur chacun des pays.

On commence seulement à comprendre que le volume mondial de gaz de schiste pourrait bien devenir un facteur stratégique déterminant les comportements énergétiques de demain.

Les marchés mondiaux et régionaux du GNL et des combustibles destinés à la production d'électricité, au chauffage et au transport pourraient connaître des bouleversements importants au cours des années à venir, du fait de l'abondance soudaine de cette nouvelle ressource.

1.4 Technologies

Les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique sont en grande partie à l'origine du développement récent de la production du gaz de schiste. La méthode consiste à forer un puits jusqu'à une profondeur légèrement inférieure à celle de la formation schisteuse visée, puis à infléchir progressivement la trajectoire de l'outil de forage jusqu'à ce que celui-ci se retrouve à l'horizontale, dans les couches de schiste. La roche qui entoure la galerie horizontale ainsi percée est ensuite perforée en plusieurs endroits puis fracturée artificiellement par injection d'eau sous haute pression, mélangée à divers additifs spécifiques et à du sable – appelé agent de soutènement – ce qui permet de maintenir la fracture ouverte.

La roche

La technologie entre en jeu dès la phase de prospection. À ce stade, l'opération est très souvent beaucoup plus simple, techniquement, que lorsqu'on recherche des hydrocarbures conventionnels. Le risque géologique de ne pas trouver de gaz est faible. L'objectif est cependant de mettre en évidence des gisements suffisamment importants, avec des volumes conséquents à récupérer. Les prospecteurs s'intéressent avant tout à la valeur de ce que l'on appelle le « carbone organique total » (TOC). Les gisements exploités aux États-Unis ont un TOC généralement compris entre 4 et 10 %. Plus le chiffre est élevé, plus la quantité de gaz est importante.

Le gaz est présent dans le schiste sous deux formes principales : il peut être libre, comme c'est le cas dans un réservoir conventionnel ; il peut également se présenter sous la forme de

gaz adsorbé, c'est-à-dire déposé à la surface d'une matière organique (là encore, mieux vaut un TOC élevé). Cette seconde forme de gaz est libérée lorsque la pression chute, sous l'effet de l'extraction du gaz libre.

Le gaz est donc piégé de la même manière que le gaz de charbon (ou méthane de houille). Les schistes les plus productifs ont un TOC élevé et sont relativement fragiles. Les fractures naturelles, lorsqu'elles existent, peuvent être un atout. Étant donné la faible perméabilité de la roche, la seule façon d'extraire le gaz est de la fracturer davantage, ce qui est plus facile si elle est cassante. Or la fragilité des couches de schiste est déterminée par leurs composants minéraux (principalement des oxydes de silicium, d'aluminium et de calcium). Le potentiel d'exploitation d'une formation schisteuse est déterminé par l'analyse d'échantillons prélevés dans la masse, qui permet d'établir la composition exacte et les propriétés mécaniques de la roche.

La fracturation

La roche est fracturée par injection dans le puits d'eau sous haute pression, à laquelle on a ajouté divers produits chimiques. Dans les puits dits conventionnels, l'eau contient un produit gélifiant (généralement un dérivé de la gomme de guar, c'est-à-dire, à peu de choses près, la même substance que celle qui est utilisée pour épaissir les crèmes glacées et divers autres liquides). C'est ce mélange visqueux qui, injecté sous haute pression, fracture la roche. Il est ensuite fluidifié par l'adjonction en petites quantités d'un « cross-linker », un composé métallique destiné à réduire la viscosité et à favoriser l'écoulement du liquide hors de la roche. Avant cela, on injecte dans les fractures un agent de soutènement, généralement du

sable ou un autre matériau du même type, qui va maintenir le passage ouvert et permettre ainsi au gaz de s'écouler. À défaut, les contraintes s'exerçant naturellement dans le sous-sol finiraient par refermer les fractures, bloquant de nouveau le gaz. Ce processus réparateur explique également pourquoi des fractures éloignées de la zone exploitée ont peu de chances de se propager vers la surface. Les couches géologiques situées au-dessus des schistes permettent également de bloquer la propagation vers le haut des fractures.

Les techniques classiques de fracturation comportaient toutefois des inconvénients au niveau de la production, en raison de la présence de résidus de produit gélifiant. L'adoption de la méthode de fracturation dite « slick-water » (sans matière gélifiante) a constitué une véritable révolution. La plupart des gisements de gaz de schiste exploités actuellement le sont par cette technique, même si, parfois, il faut quand même avoir recours à un épaississant. En se passant pour l'essentiel de substance gélifiante, les ingénieurs parviennent à pénétrer des microfissures et à les élargir. L'inconvénient est que cette méthode nécessite beaucoup plus d'eau (jusqu'à 19 000 m³ par puits). L'avantage, et il est de taille, est qu'on utilise très peu de produits chimiques (carbonates, bromates, polymères et, généralement, biocides dérivés du chlore), soit moins de 0,5 % de la masse totale.

Les autres technologies

Un autre grand progrès technologique, le forage horizontal, a renforcé l'avenir très prometteur du gaz de schiste. La technique n'est pas en elle-même nouvelle et elle est mise en œuvre dans le monde entier. La

productivité nettement supérieure des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux justifie les investissements plus importants qui y sont consacrés. Les puits sont dans leur majorité doublés par des tubes d'acier scellés dans du ciment. Doublés ou non, la plupart des puits fonctionnent en mode dit « multi-phase ». Cela consiste à isoler les zones de production, en ne fracturant que celles-ci. Il n'est pas rare qu'un même puits comprenne une dizaine de zones de ce type, voire plus, ce qui n'est pas spécifique aux puits horizontaux. Une autre technique utilisée consiste à incliner le puits à un angle tel qu'il subisse un stress horizontal maximum, permettant ainsi de pratiquer des fractures transversales et donc de parvenir à une production optimale. Tous ces procédés supposent que l'on possède une cartographie assez fine des caractéristiques géophysiques du sous-sol.

Une autre technique récente semble également bien adaptée à l'exploitation du gaz de schiste : il s'agit du « forage sur pad ». Elle consiste à creuser plusieurs puits à partir d'un seul endroit, ou « pad ». Elle permet de réduire le nombre de voies d'accès nécessaires et donc l'impact global des opérations, notamment dans les régions très habitées, les terres agricoles ou les zones écologiquement sensibles. Elle autorise également la mise en place de processus de gestion de matières plus fins, ce qui, comme nous le verrons plus loin, pourrait être un atout pour le traitement des eaux.

Ces technologies sont-elles disponibles dans le monde entier ?

Elles devraient en principe être applicables partout, puisqu'elles sont employées par de grands prestataires de services opérant à l'échelle planétaire. Les compétences en

matière de forage horizontal sont probablement les plus simples à acquérir. Le coût élevé des équipements et des matériaux nécessaires à la fracturation pourrait cependant limiter l'application de ces techniques extrêmement lourdes dans certaines régions du monde. Par ailleurs, les plus grosses entreprises sont implantées aux États-Unis et le développement accéléré du marché américain devrait rendre ce secteur plus attractif et donc inciter à terme les principaux acteurs à partir à la conquête des marchés étrangers.

Un autre facteur pourrait cependant modifier la donne : l'intérêt croissant que certains énergéticiens étrangers portent au gaz de schiste américain. C'est le cas, depuis un certain temps déjà, des Européens, tel le Norvégien Statoil, mais aussi, plus récemment, des Chinois et des Indiens, qui entendent eux aussi être de la partie. Les Chinois misent avant tout sur la Colombie britannique, une province canadienne où le marché du gaz de schiste pourrait être encore plus prometteur qu'aux États-Unis. Le géant indien Reliance Industries a quant à lui signé deux accords de participation aux États-Unis. Les entreprises étrangères qui cherchent actuellement à prendre pied sur le marché nord-américain du gaz de schiste le font presque toutes dans un souci d'acquisition et de transfert de technologies. Les choses ne sont cependant pas si simples. Il s'agit d'activités extrêmement techniques qui devront, en tout état de cause, être réalisées par des entreprises spécialisées. Et celles-ci n'interviendront que si la conjoncture les y incite, et notamment si elles ont la garantie d'avoir du travail sur le long terme.

1.5 Les coûts de production du gaz de schiste

Les coûts de production du gaz de schiste font l'objet de bien des débats. Le prix de revient de l'extraction du gaz de schiste en Amérique du Nord se situe, selon les estimations, dans une fourchette allant de 4 à 8 dollars US/million de pieds cubes. Les écarts entre les différentes estimations sont importants et s'inscrivent dans une problématique complexe. Les tenants d'un coût d'exploitation bas soulignent que l'extraction du gaz de schiste peut commencer trois mois après le début du forage. Ils estiment en outre que, grâce à la multiplication des hydrofracturations, aucune augmentation n'est à prévoir pour l'instant. À l'opposé, ceux qui tablent sur un prix de revient élevé considèrent que les coûts réels du forage sont plus importants et devraient encore augmenter avec l'adoption de nouvelles réglementations environnementales. Le coût du traitement des eaux et de la dépollution chimique viendra s'ajouter aux coûts de production, ce qui pourrait faire monter l'addition jusqu'à 6 ou 8 dollars US/million de pieds cubes.

La réglementation récemment mise en place par l'Agence américaine de protection de l'environnement exige des entreprises de forage qu'elles adoptent des pratiques plus respectueuses des milieux naturels, ce qui entraînera certainement une hausse des coûts de production. Progressivement, on devrait finir par avoir une meilleure vision du prix réel de l'extraction dans chaque bassin schisteux. Il est malheureusement difficile de s'en faire une idée exacte pour l'instant, car il est encore trop tôt pour saisir toutes les conséquences des taux de déclin et d'une réglementation plus écologique. Ceci dit, à mesure que se

constituera un nouveau cadre réglementaire, la différence entre les coûts d'exploitation du gaz de schiste et du gaz naturel conventionnel devrait progressivement s'amenuiser.

Au niveau mondial, le prix de l'extraction du gaz de schiste sera déterminé par l'accessibilité de cette ressource, la réglementation portant sur l'environnement et la proximité d'infrastructures de transport du gaz naturel. Les coûts seront bien entendu plus élevés dans les bassins schisteux isolés, car il faudra créer les installations de traitement et les gazoducs permettant d'acheminer la production vers les marchés.

1.6 Les performances des schistes

Les taux de déclin

Il s'agit, en gros, du taux auquel la production décline après le premier pic observé lors de la mise en service – la « production initiale ». Pour avoir une idée des réserves existantes, il faut connaître la valeur de ce que l'on appelle la « production ultime estimée » (EUP). Ces paramètres sont abondamment commentés dans les articles et rapports publiés à l'intention des ingénieurs et des investisseurs du secteur. On parle beaucoup, notamment, du fait que les taux de déclin des puits de gaz de schiste sont sensiblement supérieurs à ceux constatés pour le gaz conventionnel.

Un constat qui n'est peut-être pas si inquiétant. D'une part parce que nous commençons seulement à comprendre de quelle manière fonctionne ce type de réservoir : la fracturation s'est faite dans un premier temps avec des matières gélifiantes, qui réduisaient la

production. L'adoption de la méthode « slick-water », aujourd'hui utilisée dans la plupart des puits, s'est traduite par une amélioration spectaculaire des rendements. Le liquide désormais employé est malheureusement moins apte à véhiculer les agents de soutènement, qui sont plus denses que l'eau et qui ont donc tendance à se déposer. Nombre de fractures de moindre importance ou trop éloignées du centre risquent par conséquent de ne pas être maintenues ouvertes. Elles vont donc produire dans un premier temps, puis se refermer notamment sous l'effet du poids de la roche, réduisant ou stoppant leur contribution. C'est là l'une des explications possibles aux taux de déclin élevés constatés dans les puits actuellement en service.

Or, il y a de grandes chances que l'on trouve des solutions technologiques à cette problématique particulière. La mise en œuvre d'agents de soutènement à basse gravité spécifique pourrait en être une. Il serait cependant encore plus intéressant de repenser radicalement le problème du flux, en imaginant un dispositif totalement différent permettant de maintenir les fractures ouvertes. On peut donc dire, pour conclure, que nous n'en sommes encore qu'aux premiers balbutiements d'un secteur dont nous ne connaissons pas encore parfaitement les mécanismes. Il est donc très vraisemblable que des solutions ingénieuses, permettant d'améliorer la productivité, soient trouvées. Les professionnels doivent s'y employer.

La re-fracturation

La technologie de la re-fracturation montre qu'il est possible de remédier au déclin de la production. Elle consiste à pratiquer de nouvelles fractures dans un puits existant,

ayant déjà fait l'objet d'une phase de fracturation. Les nouvelles fractures sont souvent réalisées au même endroit que les premières. Cette opération permettrait d'exposer de nouvelles couches du sous-sol. Cette technique est également employée dans les réservoirs conventionnels. Mise en œuvre à plusieurs reprises sur le gisement des schistes de Barnett, elle a permis d'améliorer très nettement la production, avec des résultats beaucoup plus convaincants que pour les puits classiques. Dans ces conditions, le déclin rapide de la production constatée sur les gisements de gaz de schiste n'apparaît pas comme une préoccupation majeure. Quel sera l'impact de cette technique sur les réserves disponibles et donc sur la taille des ressources nationales ? S'il s'avère vraiment rentable de re-fracturer la roche, l'entreprise semble viable. Mais tout cela n'est envisageable que parce que les gisements se trouvent à terre et sont relativement faciles d'accès. À terme, les progrès de la technologie de la fracturation hydraulique rendront probablement inutile la re-fracturation. La profession a coutume de dire, à propos des estimations des réserves, et c'est là une évidence, que ces dernières augmentent à mesure que progresse l'exploitation d'une ressource. Un adage qui devrait également s'appliquer au gaz de schiste.

1.7 Questions environnementales

Les questions écologiques soulevées par l'extraction du gaz de schiste sont, pour l'essentiel, communes à l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures. Elles trouvent une caisse de résonance particulière dans les régions d'exploitation du gisement Marcellus, en raison de la nouveauté de ce type d'activité

dans les États de New York et de Pennsylvanie (où fut pourtant foré le premier puits de pétrole américain). Bien que les agriculteurs en tirent des revenus appréciables, l'installation de puits sur des terres agricoles pose quelques problèmes particuliers.

On retrouve la même problématique au Colorado, d'où l'intérêt de certaines innovations récentes, au premier rang desquelles figure le forage sur pad (« pad-drilling »). Cette technique permet de creuser plusieurs puits à un même endroit. Elle a l'avantage de concentrer en un point l'ensemble des équipements d'exploitation. Faisant appel à des techniques particulièrement pointues, elle est également intéressante pour l'opérateur. Elle implique par exemple un certain nombre de fonctions relativement coûteuses (liaisons par satellite haut débit, centres de décisions associés, etc.), qui permettent d'assurer un suivi à distance et un soutien décisionnel, et donc de minimiser les risques. Ces infrastructures devraient également se prêter à un contrôle du respect de la réglementation, mobilisant peu de personnel – chaque inspecteur pouvant alors surveiller une douzaine de sites, voire davantage. Ces dispositifs répondent à une inquiétude souvent exprimée actuellement en Pennsylvanie, selon laquelle les personnes chargées de veiller à l'application de la réglementation ne seraient pas assez nombreuses pour une activité manifestement promise à un fort développement.

Autre avantage du forage sur pad : on construit moins de bâtiments et moins de voies d'accès. C'est là un argument particulièrement important dans les régions agricoles et à proximité des centres à forte densité démographique. De par leur nature, les opérations de fracturation

exigent la présence d'un équipement lourd à chaque tête de puits. Le forage sur pad permet de regrouper les matériels, ce qui constituera un précieux atout lors de la mise en oeuvre de nouvelles méthodes de traitement des eaux, qui bénéficieront alors des économies d'échelle induites

Les produits chimiques utilisés lors de la fracturation

Les fluides de fracturation contiennent notamment :

- ▶ Des produits gélifiants qui augmentent la viscosité, dérivés de la gomme de guar, elle-même issue d'une graine. La plupart des opérations d'extraction de gaz de schiste se font selon la méthode « slick-water », donc sans gélifiant (sauf exception et en petite quantité).
- ▶ L'agent de « cross-linking », qui sert à rendre visqueux le liquide gélifié (un composé organométallique à base de bore ou de zirconium).
- ▶ Les agents utilisés pour briser les chaînes de molécules, lorsqu'on emploie un produit gélifiant (souvent des enzymes).
- ▶ Des lubrifiants (essentiellement des polymères).
- ▶ Des biocides (aujourd'hui à base de brome ; anciennement à base de chlore).

Les forages se font désormais dans leur immense majorité par la méthode « slick-water » dans laquelle les trois premiers composants de la liste ci-dessus n'entrent pas en jeu. La nature et les quantités de produits chimiques employés ont longtemps été tenues secrètes, ce qui n'a fait qu'accentuer inutilement les inquiétudes. Il ne devrait pas y avoir de grand inconvénient à révéler très précisément les substances utilisées et leurs propriétés. Ultérieurement, des études sur la dimension environnementale mèneront à une meilleure compréhension des effets des procédés techniques actuellement mis en œuvre. Les entreprises de forage peuvent recourir à des produits chimiques plus inoffensifs que ceux utilisés actuellement et les acteurs adopteront des pratiques plus « vertes » avec la prise de conscience des impacts et des réglementations dans le domaine de l'environnement

Globalement, les additifs chimiques contenus dans l'eau de fracturation représentent moins de 0,5 % du total, et même, souvent, moins de 0,1 %. Les efforts de dépollution et le probable recyclage de l'eau de fracturation devraient à terme permettre de maîtriser le problème de la présence de produits chimiques dans les fluides. Les industriels devront cependant y mettre du leur, en faisant preuve de transparence et en recherchant activement le soutien de l'opinion publique. Pour montrer leur souci d'impartialité, ils devront impliquer dans leur démarche toutes les parties prenantes, et notamment les ONG.

Prélèvements d'eau douce et eaux refoulées

La méthode « slick-water » nécessite plus d'eau que les précédentes. Un puits absorbe en moyenne de 11 500 à 19 000 m³ d'eau [de 3 à

5 millions de gallons]. Jusqu'à présent, les entreprises ont toujours utilisé de l'eau douce. Après fracturation, l'eau usée est refoulée à la surface. L'exploitation du gaz de schiste a ceci de particulier qu'une partie seulement de l'eau utilisée (entre un quart et un tiers environ) remonte à la surface, le reste restant dans le puits. Les eaux refoulées sont généralement saumâtres. Ce phénomène est dû au fait que l'eau contenue dans la roche est le plus souvent très salée comme exposé dans le chapitre « Géologie ». En principe, cette eau ne peut donc pas être réutilisée.

Pour préserver la ressource en eau, il faut donc avant tout trouver une solution à ce problème de salinité. Une solution existe : elle réside dans la capacité de l'eau à tolérer un certain taux de chlorures. Des travaux récents ont montré que cette propriété pouvait en outre avoir des effets bénéfiques. De fait, les chlorures stabilisent l'argile contenue dans le schiste et améliorent la production. Toutefois, il convient alors de modifier certains additifs chimiques tels que les réducteurs de friction. Cela a deux conséquences possibles pour les prélèvements d'eau.

La première est que, après traitement, les eaux refoulées devraient être utilisables. Mais comme toute l'eau utilisée ne remonte pas du puits, le prélèvement initial devra compenser la perte. Et c'est là qu'intervient la seconde implication : il devrait être possible d'aller prélever ailleurs de l'eau modérément salée, utilisable pour ce type d'opération. Il ressort de tout cela que les eaux refoulées pourraient et, à terme, devraient, être totalement réutilisées. Elles cesseraient alors de poser un problème en aval. Bien entendu, il conviendra dans ce cas de ne pas négliger le stockage temporaire

des eaux ce qui est une précaution commune à toutes les installations d'extraction.

Les techniques actuelles de fracturation hydraulique peuvent vraisemblablement tolérer jusqu'à 40 000 ppm de chlorures. Si les eaux refoûlées sont plus concentrées en chlorures, elles devront être soit en partie dessalées, soit diluées par une nouvelle quantité d'eau douce prélevée. Cette solution semble tout à fait envisageable dans certaines régions. Il serait également possible d'avoir recours à de l'eau de mer là où elle est facile d'accès. La concentration de chlorures dans l'eau de mer tourne généralement autour de 30 000 ppm, à 5 000 unités près, ce qui la rend utilisable, après l'avoir éventuellement débarrassée de certains composants mineurs. On pourrait également aller chercher l'eau dans les aquifères salins. C'est une ressource très abondante dont le degré de salinité est toutefois extrêmement variable. Il serait tout à fait possible, dans les zones où la disponibilité des eaux de surface s'avère problématique, de forer des puits dans les nappes aquifères salées, parallèlement aux puits de gaz.

On peut également espérer que les ingénieurs parviendront à terme à mettre au point des liquides de fracturation supportant des taux de salinité plus élevés qu'à ce qui ouvrirait des perspectives très intéressantes. Aujourd'hui, les usines de dessalement par osmose inverse sont confrontées à un problème de déchets : elles produisent notamment des eaux résiduelles salées dont la concentration en particules solides atteint 75 000 ppm. Ces eaux pourraient peut-être être utilisées pour les forages sous réserve d'évaluation des conséquences environnementales. L'industrie du gaz de schiste, aujourd'hui gros consommateur d'eau douce, pourrait ainsi

devenir un modèle pour l'usage durable de cette ressource.

Eau produite

L'exploitation du gaz naturel donne lieu à une production d'eau, généralement en bout de chaîne. Il s'agit d'eau piégée dans les pores de la roche (eau connée), dans la formation de schistes ou à proximité. Il arrive parfois qu'une production d'eau apparaisse avant, lorsque les fractures atteignent une nappe saline souterraine. Les réservoirs Barnett et Marcellus se trouvent ainsi au-dessus de deux aquifères, baptisés respectivement Ellenberger et Onondaga. La nappe d'Onondaga, en particulier, est extrêmement saline et cette eau indésirable serait produite si l'orientation de la fracture n'était pas maîtrisée. Un certain nombre de réservoirs de gaz de schiste sont en revanche très secs (c'est-à-dire que qu'il n'y a pas d'eau connée dans ou à proximité de la formation de schiste). C'est le cas, par exemple, d'une partie des schistes de Haynesville, en Louisiane.

Eau connée ou en provenance de nappes inférieures, est très salée, en raison notamment de l'âge des couches géologiques. Son évacuation est un problème important, en particulier dans l'État de New York et en Pennsylvanie. Lorsqu'elle est possible, son coût peut atteindre 10 \$US le baril, soit environ 500 000 dollars par puits. L'éventualité d'une élimination illégale inquiète les riverains.

Or, le traitement des eaux produites représente une véritable opportunité commerciale. Plusieurs sociétés travaillent actuellement sur la mise au point de processus d'osmose directe et inverse de désalinisation. D'autres s'intéressent à l'élimination des bactéries, des

métaux lourds et des autres éléments indésirables, par des méthodes à membranes ou d'échange d'ions. Certains de ces procédés sont utilisés de manière limitée.

On peut espérer pouvoir utiliser demain l'eau produite pour reconstituer la ressource d'eau douce après un traitement relativement simple. Si la salinité peut être tolérable, il faudra cependant assurer la qualité biologique de cette eau avant de l'utiliser à nouveau. Les bactéries sont en effet responsables de la formation dans le puits de sulfure d'hydrogène, qui donne un gaz de moindre qualité et entraîne un phénomène de corrosion des équipements. Les eaux produites ou refoulées peuvent également contenir des métaux lourds, avec parfois des traces d'éléments radioactifs. Ces derniers sont généralement présents à très faible concentration mais peuvent précipiter avec d'autres sels. Tous ces métaux peuvent être éliminés, par échange d'ions ou par oxydation entre autres..

Contamination de l'eau potable

Quelques cas de contamination de la nappe phréatique par du gaz ou du liquide de fracturation ont été signalés. Un documentaire très polémique intitulé « Gasland » a d'ailleurs récemment été consacré à la question. Les articles publiés sur ce sujet par la presse grand public avancent deux hypothèses pour expliquer ce phénomène. La première est que les fractures réalisées lors du forage d'un puits seraient remontées jusqu'à la nappe phréatique. La seconde suppose que des fuites de gaz ou de liquide de fracturation auraient eu lieu.

Or, les fractures ne peuvent pas se propager sur de grandes distances et atteindre ainsi les

nappes aquifères. Même s'il en était ainsi, les forces auxquelles elles sont soumises bloqueraient très certainement leur extension. Pour ce qui est de Barnett et Marcellus, les nappes d'eau douce les plus proches se situent à la verticale respectivement à environ 1 500 et 900 mètres.

Si le puits est correctement foré et aménagé, il ne devrait pas y avoir de fuite de gaz. La réglementation a d'ailleurs toujours insisté sur la nécessité de protéger toute réserve d'eau douce des éventuelles répercussions de l'exploitation des hydrocarbures en général.

Deux couches d'acier coulées dans du ciment séparent les fluides de la nappe phréatique. La première est appelée tubage de surface, la seconde, tubage de production. D'autres enveloppes de protection peuvent venir s'ajouter à ce dispositif minimum. Le cimentage est destiné à éviter toute migration des fluides. Des tests sont réalisés pour vérifier la qualité de la maçonnerie et, en cas de problème, on dispose d'un certain nombre de remèdes pratiques. Aux faibles profondeurs auxquelles s'effectuent les travaux, il s'agit d'une opération assez simple et se prêtant aisément aux exigences de contrôle de la réglementation.

Pour résumer, les questions d'environnement liées à la production de gaz de schiste peuvent être traitées de la même manière que pour les autres énergies : les réponses sont des combinaisons de technologie, de réglementation et de transparence. La contribution du gaz de schiste à des priorités nationales comme la sécurité énergétique, une économie moins carbonée et la bonne santé de l'industrie incite à une collaboration de tous les acteurs pour comprendre et régler rapidement ces questions.

1.8 Normes des énergies renouvelables et réglementation carbone

Les préoccupations liées au changement climatique, qui ont débouché sur l'élaboration d'une réglementation en matière d'émission de CO₂ et de gestion des gaz à effet de serre, sont actuellement au centre des débats, aussi bien au niveau national qu'au niveau international. Elles se traduisent notamment par un regain d'intérêt pour les sources d'énergie renouvelables et, dans une certaine mesure, pour l'électricité nucléaire, considérées comme autant de moyens de limiter les futures émissions de gaz à effet de serre.

Le gouvernement fédéral américain n'a pas encore mis en place de norme nationale pour l'ensemble des énergies renouvelables, mais des discussions sont en cours et on peut s'attendre à une telle norme d'ici quelques années. Si on laisse faire la loi du marché, les technologies des renouvelables ont beaucoup de mal aux centrales électriques à partir de combustibles fossiles traditionnels et hydroélectriques ou aux carburants utilisés pour le transport.. Parmi les types d'énergie considérées comme renouvelables, citons la biomasse, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, l'éolien, la géothermie, les installations hydroélectriques de petite et grande taille, le biogaz, la conversion des déchets, le méthane de décharge, l'énergie des vagues, l'énergie thermique des océans et l'énergie marémotrice.

Les technologies de pointe « propres » pour les énergies fossiles, comme le captage et le stockage du carbone peuvent entraîner d'importantes réductions de CO₂ mais ne sont

pas considérées actuellement comme compétitives commercialement. Ceci dit, le gaz naturel contient moitié moins de carbone que le charbon, et en dégage donc moitié moins aussi. Dans l'hypothèse de l'adoption d'une réglementation limitant les émissions de carbone, le gaz naturel serait obligatoirement gagnant.

La demande énergétique mondiale est gigantesque et elle ne cesse de croître, à un rythme soutenu, à mesure que les nations émergentes voient leur prospérité augmenter. Répondre à cette demande en croissance rapide uniquement par les énergies renouvelables paraît une tâche insurmontable, au vu de l'immensité des besoins et de la viabilité économique actuelle de ces énergies. Le gaz de schiste peut jouer un rôle très important pour équilibrer un système dans lequel les sources d'énergie renouvelables auraient une large place.

Face au défi des émissions de gaz à effet de serre et à l'importance de la demande énergétique, le développement de la production et de l'utilisation du gaz naturel, en substitution au charbon, peut constituer la solution transitoire qui rendra plus acceptables les mutations à entreprendre dans les prochaines décennies. À condition, bien sûr, que ce gaz soit disponible à un prix compétitif. Aucune installation au charbon n'a été construite aux États-Unis depuis plusieurs années. Cela montre bien que les investisseurs sont attentifs à la volonté des États et du gouvernement fédéral d'adopter un jour ou l'autre une réglementation sur les émissions de carbone. Parallèlement, les centrales à gaz se développent et les ressources supplémentaires du gaz de schiste non seulement renforcent leur rentabilité mais constituent également une

protection en cas de réglementation répressive sur les émissions de carbone.

On note cependant une inquiétude croissante car l'utilisation de cette forme d'énergie pose, en matière d'environnement, un certain nombre de questions pour lesquelles il faudra trouver des réponses. En outre, le méthane, qui est le principal composant du gaz naturel, est un gaz à effet de serre dont l'impact réchauffant dans l'atmosphère à court terme (dans les vingt ans à venir) est beaucoup plus important que celui du CO₂.

Les effets sur l'environnement des sources d'énergie renouvelables font eux aussi l'objet d'un examen de plus en plus critique. Certaines installations peuvent nuire à des espèces menacées ou utiliser des quantités d'eau sans commune mesure avec la quantité d'énergie effectivement produite.

La géothermie fait remonter à la surface du CO₂, voire du sulfure d'hydrogène, qu'elle libère dans l'atmosphère. Les champs de panneaux solaires peuvent porter atteinte à la biodiversité (cas de la tortue du désert ou du tétras des armoises, par exemple) et les centrales solaires thermiques peuvent nécessiter des quantités d'eau surprenantes, dans des régions où cette ressource est rare. Les centrales de nouvelle génération sont équipées d'un refroidissement par air, qui représente un investissement plus important, ainsi que d'héliostats dont la conception permet d'éviter les travaux d'aménagement du sol, en milieu désertique. Il n'existe manifestement pas de réponses simples réglant tous les problèmes, mais un examen équilibré des différents problèmes, dans le souci de satisfaire la demande en intégrant les exigences de l'environnement et

de l'économie, devrait déboucher sur des solutions globalement meilleures.

2. Gaz de schiste : quelles conséquences ?

2.1 Exploration et production

Pour bien appréhender les enjeux de l'exploration et de la production de gaz de schiste, il faut avoir compris les conditions particulières dans lesquelles évoluent le marché mature du gaz de schiste nord-américain et les marchés émergents ailleurs.

Amérique du Nord

C'est seulement depuis quelques années que le gaz de schiste donne lieu en Amérique du Nord à des activités d'exploration et d'exploitation à grande échelle. D'importatrice de gaz, la région est ainsi devenue exportatrice nette de gaz. Le gaz de schiste remplace le charbon dans les centrales électriques et pourrait à terme changer la donne sur le marché des carburants des véhicules. La suite des événements devrait dépendre du temps, des investissements réalisés et des politiques publiques qui seront menées.

L'exploitation du gaz naturel « traditionnel » ces dernières décennies s'est traduite par la mise en place d'infrastructures : gazoducs, stockages, stations de traitement, réseaux de distribution vers les utilisateurs finaux. Ces infrastructures sont désormais en grande partie utilisées pour le gaz de schiste. D'importantes réserves de gaz de schiste restent cependant en dehors du dispositif de gazoducs existant et des investissements sont indispensables pour construire les équipements nécessaires à leur utilisation. Selon l'Interstate Natural Gas Association of America, il faudrait investir entre 133 et 210 milliards de \$US au cours des 20

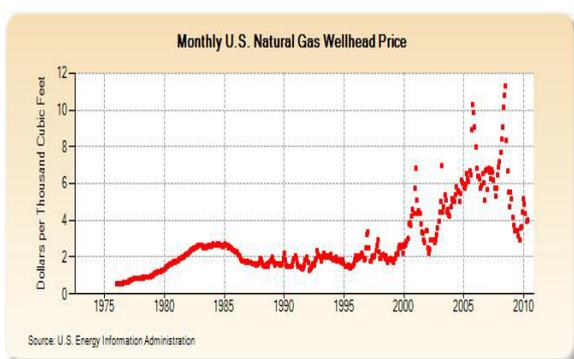
prochaines années pour exploiter le gaz de schiste et le gaz de réservoir compact [tight gas] Extraire le gaz de schiste représente seulement une part du coût : il faut ensuite assurer le traitement et la distribution du gaz, ce qui augmente le coût sans manifestement décourager les investissements dans des gisements pour l'instant difficilement accessibles.

En Amérique du Nord, il faut aussi compter avec la prudence (ou au contraire l'audace) dont font preuve les gestionnaires de capitaux. Le prix spot du gaz naturel, qui ne dépend pas uniquement de l'offre et de la demande, a chuté d'un peu plus de 13 \$US/mBTU (46 cents US/m³) en 2008 à moins de 5 \$US/mBTU (17 cents US/m³) à la mi 2010. Si le ralentissement économique mondial est en partie responsable de cette baisse, l'essor de la production de gaz de schiste est venu inonder au même moment le marché du gaz naturel.

Pressés d'exploiter le gaz de schiste, les producteurs ont saturé le marché du gaz naturel et les stocks ont atteint des records. Une partie des bassins de gaz conventionnel ayant des coûts de production de l'ordre de 4 ou 5 \$US/mBTU (14 à 18 cents US/m³), l'actuelle course au gaz de schiste se solde par des pertes au niveau de la production de certains gisements de gaz classiques.

La production de gaz ne peut donc pas se poursuivre de façon durable au même rythme, ce qui reflète bien le manque de concertation en matière d'investissements et le nombre excessif de forages pratiqués en ce moment. Un équilibre devrait s'établir à terme entre

l'offre et la demande (soit l'offre baissera, soit la demande augmentera).



Le rachat de XTO par Exxon Mobil est un bon exemple de l'importance qu'accordent à la production de gaz de schiste les grandes compagnies pétrolières pour leur avenir. Total, British Petroleum, Exxon Mobil, Conoco Phillips, Shell, Chevron et Repsol, entre autres, ont commencé à investir dans ce domaine.

Il s'agit d'une évolution stratégique de l'offre de ces grands groupes. Les investissements financiers nécessaires à l'exploration, au traitement, au stockage et à la distribution du gaz sont tels que les « majors » joueront vraisemblablement un rôle important dans l'exploration et l'exploitation des nouveaux gisements de schiste, en Amérique du Nord comme dans le reste du monde. L'arrivée de ces géants dans la partie en cours aura des conséquences à préciser mais la plupart des observateurs s'attendent déjà à ce qu'elle se traduise par l'adoption de méthodes opérationnelles plus strictes, notamment en terme d'environnement.

2.2 Les moteurs de la demande et le changement de combustible

Le gaz naturel est un élément central pour tout un pan de la production industrielle. Sa disponibilité et son prix ont donc d'importantes répercussions sur l'économie. Il y a quelques années, le prix élevé du gaz naturel avait des conséquences considérables pour de nombreux secteurs de l'industrie, en particulier celui de la chimie. La formation des prix du gaz naturel se fait essentiellement à l'échelle des différentes régions du monde car le transport sur de longues distances coûte cher. Par bateau, il ne peut être acheminé que sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) ce qui augmente en moyenne le prix de 3-4 \$US/mBTU en fonction du trajet. Par conséquent, dans une région où le prix du gaz naturel reste élevé sur la durée, certains industriels ne pourront pas survivre et seront éventuellement contraints de délocaliser.

À terme, la gazéification de la biomasse ou même du charbon (si la technologie est « propre ») permettra d'approvisionner une partie de l'industrie chimique. Il n'existe cependant à l'heure actuelle aucun produit susceptible de se substituer au gaz naturel du point de vue économique. Une production nationale ou en approvisionnement fiable, à un prix du gaz livré faible ou modéré, peut apporter aux industriels les assurances dont ils ont besoin.

Le gaz naturel ne sera en mesure de remplacer de façon convaincante le charbon dans les centrales thermiques que si

l'approvisionnement est garanti à un prix raisonnable à court et moyen terme. Le gaz est susceptible de se substituer au pétrole soit indirectement (voitures électriques), soit directement (carburant de véhicules, compresseurs, etc).

Quand le gaz remplace le pétrole

Le GNC (gaz naturel comprimé) est déjà couramment utilisé comme carburant pour les véhicules utilitaires et de transport en commun. La plupart des autobus, des taxis et des rickshaws de New Delhi et de Kuala-Lumpur fonctionnent désormais au GNC. L'adoption du gaz comprimé s'est traduite par une amélioration notable de la qualité de l'air dans ces villes où il a remplacé le gazole, qui émet beaucoup de particules.

Le « Pickens Plan » mise sur l'abondance des ressources de gaz naturel aux États-Unis pour réduire la dépendance de ce pays vis-à-vis du pétrole étranger et pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en carburant. Il est favorable au remplacement généralisé de l'essence par le gaz. L'inconvénient, pour les voitures particulières, c'est que le réservoir de gaz prend toute la place du coffre. En revanche, le gaz naturel a l'avantage d'être bon marché. À l'heure actuelle, aux États-Unis, il coûte, par unité énergétique, à peu près trois fois moins cher que le pétrole. Les infrastructures d'approvisionnement en GNC posent toutefois un problème, en particulier pour les camions.

La voiture électrique constitue une autre solution pour le transport routier. Outre le fait qu'elle ne produit aucune émission, elle séduit par sa remarquable efficacité énergétique. Si l'on calcule l'énergie consommée « du puits (ou

de la mine) à la roue » comme l'on dit si bien, les véhicules à essence ont un rendement d'environ 16 %. En prenant les mêmes paramètres, on arrive à près de 28 % pour une voiture électrique quand l'électricité est produite à partir de gaz naturel – un gain énorme par rapport à un véhicule classique. De plus, si le chargement de la batterie est effectué de nuit, à un tarif heures creuses, le coût énergétique au kilomètre, sera très inférieur à celui de l'essence. Il s'agit là d'un mode de consommation indirecte du gaz naturel par production d'électricité.

Quand le gaz remplace le charbon

On assiste à l'heure actuelle au déclassement de nombreuses centrales à charbon, pour des raisons économiques ou environnementales. Les centrales à gaz naturel qui les remplacent coûtent moins cher, même par rapport à des centrales à charbon classiques. Les coûts d'exploitation sont donc les principaux éléments déterminant du coût de l'électricité produite. En gros, un gaz à 4 \$US/mBTU (14 cents US/m³) donnera une électricité à environ 4,5 cents US/kWh. Le charbon permet d'obtenir une électricité autour de 6 cents/kWh (moins si l'équipement est entièrement amorti). Le fait de ramener les émissions du charbon au niveau de celles du gaz naturel ajouterait quelque 3,5 cents de plus au coût de l'électricité produite.

La sécurité de l'approvisionnement

Il y a trois ans, cette question aurait donné lieu à un traitement différent. On parlait alors surtout des importations de GNL et des risques induits pour l'environnement. Le gaz de schiste a totalement changé la donne. Les États-Unis peuvent désormais espérer être autosuffisants dans le secteur du gaz pendant cent ans. Ils

pourraient en fait même devenir exportateurs de GNL et envisager de nouveau la possibilité d'exporter du GNL à partir des gisements du nord de l'Alaska. Tant que les États-Unis étaient déficitaires, c'était politiquement impossible (à l'exception d'une autorisation, délivrée pour l'exportation de GNL en provenance du golfe de Cook). Cela ne devrait désormais plus poser de problème.

ConocoPhillips a d'ailleurs demandé un élargissement de l'autorisation du gaz du golfe de Cook. De son côté, Apache prévoit déjà d'exporter sous forme de GNL le gaz de schiste du bassin de la Horn, en Colombie britannique. Les exportations de gaz nord-américain pourraient constituer une nouvelle force sur le marché dans les prochaines années.

2.3 Les sources classiques de gaz naturel

Le gaz naturel non conventionnel se retrouve depuis quelque temps sur le devant de la scène, grâce aux avancées technologiques qui permettent d'envisager son exploitation à grande échelle dans de meilleures conditions de rentabilité. On finirait presque par oublier que l'on extrait encore la majeure partie du gaz naturel de gisements classiques, qui sont situés à 46 % au Moyen-Orient et en Afrique du Nord. Même si ces gisements accusent actuellement une certaine baisse de productivité, il reste des quantités considérables de gaz à exploiter, à des coûts appelés à augmenter progressivement.

Les pays abritant les principaux gisements de la planète (Russie, Iran, Qatar, etc.) ont à un moment envisagé de créer une organisation de type OPEP mais l'arrivée rapidem du gaz de schiste a rendu peu probable l'aboutissement

d'une telle entreprise, du moins pour l'instant. D'autre part, même si le gaz de schiste a, ce qui est probable, des conséquences importantes sur les nations productrices de gaz conventionnel, celles-ci ne seront pas nécessairement négatives. La Russie, par exemple, qui possède des gisements classiques importants, détient également de vastes réserves de gaz de schiste. Les propriétaires des gisements classiques profiteront eux aussi des nouvelles infrastructures construites pour l'exploitation du gaz de schiste.

Le GNL produit à partir de gaz conventionnel continuera d'apporter de la flexibilité aux consommateurs traditionnels. Là où le gaz de schiste pourra être acheminé en quantité importante jusqu'à des usines de liquéfaction et des terminaux, il aura peut-être sur les marchés du GNL des conséquences pour l'instant insoupçonnées.

Notons également, au chapitre des sources classiques de gaz naturel d'Amérique du Nord, en particulier aux États-Unis, que l'exploitation des gisements est souvent rendue impossible par des décisions politiques prises au nom de la protection de l'environnement. La mise au point de technologies économiquement viables et permettant d'accéder à la ressource en respectant de mieux en mieux les milieux naturels pourrait permettre d'élargir demain le champ des ressources classiques exploitables.

2.4 Les gazoducs

Le gaz naturel est présent en abondance sur la planète, mais il y a au sens propre des océans entre les régions qui présentent un excédent et celles où la demande est la plus forte. Les technologies permettant d'exploiter les

ressources et d'acheminer le gaz naturel jusqu'aux marchés qui en ont le plus besoin sont disponibles. Mais, face au coût des opérations et aux délais nécessaires à l'obtention des autorisations et à la construction des infrastructures, il faut souvent attendre des décennies pour qu'un projet avantageux pour toutes les parties voie finalement le jour.

La redécouverte du gaz de schiste a élargi les perspectives de certains pays, qui, jusque-là, ne pensaient pas disposer de réelles ressources domestiques de gaz naturel. Ces pays ont fréquemment des infrastructures gazières embryonnaires, ou n'en possèdent pas du tout.

L'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord disposent des systèmes de transport et de stockage aboutis et bien développés. Or, même les infrastructures relativement matures de ces régions auront du mal à faire face à une augmentation sensible de l'offre et de l'utilisation du gaz naturel. C'est ce qui ressort du Congressional Report Services (CRS) 2010, publié récemment. Ce rapport, consacré au remplacement du charbon par le gaz naturel dans les centrales électriques américaines, indique le gaz pourrait remplacer jusqu'à 35 % de la production d'électricité actuellement à partir de charbon.

Les partisans du charbon font cependant valoir que, si l'on tient compte de toutes les contraintes effectives (systèmes de transmission, dispatching, offre et tarifs, transport et stockage), le gaz naturel ne pourrait assurer qu'entre 5 et 9 % de la production d'électricité actuellement assurée par le charbon (soit au maximum 4,5 % de la production totale d'électricité).

Les infrastructures gazières s'inscrivent dans un processus dynamique qui est loin de se limiter aux gazoducs. L'existence d'infrastructures fonctionnant à pleine capacité ne permettra pas d'injecter plus de gaz dans le système sans procéder à des extensions. La problématique du transport du gaz entre la source et l'utilisateur final est compliquée par le fait que, dans de nombreuses régions, les gazoducs doivent franchir des frontières, créant ou renforçant des obstacles géopolitiques qui peuvent gêner le développement des infrastructures et l'exploitation.

Le stockage est par ailleurs un maillon souvent sous-estimé, mais pourtant essentiel, de la chaîne. Toutes les régions ne sont pas nécessairement propices à des installations de stockage géologiques. Un stockage approprié de la ressource permet de gérer au mieux et le plus économiquement possible l'exploitation d'un gazoduc et l'approvisionnement continu de marchés soumis aux fluctuations de la demande, variable selon les conditions météorologiques ou selon d'autres paramètres. La Chine construit actuellement un deuxième gazoduc géant est-ouest, destiné à approvisionner en gaz naturel, depuis le Turkménistan, les zones les plus peuplées de sa partie orientale. D'importantes installations de stockage sont prévues le long de cette infrastructure, en territoire chinois. L'Inde renforce elle aussi son réseau de gazoducs et ses capacités de stockage, pour répondre à l'ouverture de nouveaux terminaux de GNL et au développement de ses ressources gazières.

2.5 Les prix du gaz demain

L'incertitude en matière de prix est peu propice aux grands mouvements de capitaux.

L'électricité produite à base de charbon « propre » devrait coûter environ 9 cents/kWh. Cela signifie notamment que les centrales au charbon devront abaisser leurs émissions au niveau des centrales à gaz actuelles (comme la Californie le prévoit déjà). Cela sous-entend également la mise en œuvre de technologies susceptibles de s'appliquer aussi bien aux installations existantes qu'aux nouvelles centrales.

Pour que le gaz naturel soit compétitif, il devra être vendu moins de 8,50 \$US/mBTU (30 cents/m³). Son prix tourne actuellement autour de 4 \$US/mBTU (14 cents/m³). Qu'en sera-t-il demain ?

Il est extrêmement difficile de prédire le prix des matières premières. Souvenons-nous que ce même gaz se négociait à 13 \$US/mBTU (46 cents/m³) il n'y a pas si longtemps. Toutefois, si l'on examine en détail les données disponibles sur dix ans, on constate que, sur la période considérée, le prix du gaz naturel n'est passé au-dessus de la barre des 12 \$US/mBTU (42 cents/m³) que pendant quatre mois non consécutifs. Un élément rassurant vient en outre plaider en faveur d'une certaine modération des prix futurs : la localisation des gisements de gaz de schiste.

Aux États-Unis, la plupart de ces gisements sont soit à proximité du marché qu'ils sont censés desservir (Marcellus), soit tout près de grands gazoducs (Barnett, Haynesville et Woodford, pour ne citer que trois des plus importants gazoducs).

- Par rapport au gaz conventionnel, les puits sont relativement peu profonds et se trouvent sur la terre ferme. En cas de hausse des prix, une nouvelle production peut être mise en route

dans un délai de 90 à 180 jours. Cette réactivité devrait permettre de maîtriser les prix du gaz naturel. Les spéculateurs en auront bien conscience. Cette capacité d'accélération de la production devrait maintenir les prix sous la barre des 8 \$US, voire plus bas.

À partir de 4 \$US/mBTU (14 cents/m³), la plupart des exploitants enregistreront des bénéfices confortables. Le prix actuel des actifs dans le secteur du gaz de schiste donne une bonne idée des perspectives de cette activité. Ce sera donc une activité durable, pour un approvisionnement continu assuré. Notons que le GNL supporte un coût de 3-4 \$US correspondant à son transport qui vient s'ajouter à son coût de production.

En résumé, un déplacement important du charbon vers le gaz naturel constitue un choix judicieux qui s'imposera probablement. Aux États-Unis, on peut s'attendre à ce que l'offre reste solide et à ce que les prix se maintiennent à un niveau modéré ou bas. Au niveau mondial, les ressources de gaz de schiste devraient avoir des incidences régionales proportionnelles au volume des réserves.

De nombreux pays ont comme priorité de vouloir remplacer le pétrole mais leurs raisons sont autres : réduire leur dépendance aux importations. Là aussi, l'assurance pour une nation de pouvoir disposer de sa propre source de gaz naturel, fiable et bon marché, ne peut être qu'un atout.

3. Conséquences stratégiques

L'émergence du gaz de schiste a des implications stratégiques, tant au niveau géopolitique qu'au sein du secteur de l'énergie. La dépendance des européens au gaz russe donne parfois lieu à des épisodes orageux, créant des tensions entre pays exportateurs, transitaires et importateurs. Ailleurs, comme aux États-Unis ou en Chine, la dépendance au pétrole pollue depuis des années les décisions de politique intérieure.

Les grandes multinationales ont investi des milliards dans la mise en place d'un marché international du GNL qui paraît aujourd'hui menacé par le gaz de schiste, ressource abondante et bien répartie. Le passage du charbon au gaz naturel a longtemps été une décision économique ; dans beaucoup de pays, c'est désormais un choix à la fois économique et environnemental. Bien que les estimations des ressources mondiales ne soient encore que très théoriques, l'analyse suivante donne une bonne idée des répercussions que pourrait avoir le gaz de schiste dans les années à venir.

Dépendance européenne à l'égard du gaz russe

Lorsque la Russie a coupé le robinet de gaz de l'Ukraine, à la suite des tensions politiques qui étaient apparues entre Kiev et Moscou, toutes les nations européennes importatrices se sont senties directement menacées. Les dirigeants de ce continent espèrent que le gaz de schiste présent dans le sous-sol de la région leur permettra d'être moins dépendants du gaz russe. Les industriels européens sont prêts à participer à l'exploration et à l'extraction de la ressource, mais pour l'instant, seules la Pologne et l'Ukraine ont des projets en cours.

Les données actuelles, présentées plus haut, montrent que les gisements européens sont limités et inférieurs à ce que laissaient espérer les estimations précédentes. Ceci dit, sur la vingtaine de formations de schistes identifiées en Europe, seules quelques unes ont fait l'objet d'une véritable exploration. L'Europe devrait donc voir ses ressources de gaz de schiste et les estimations de ses réserves augmenter ces prochaines années. Toutefois, si le gaz de schiste peut contribuer à renforcer les réserves européennes de gaz, il est peu probable qu'il parvienne à compenser le déclin continu des réserves existantes et à satisfaire la demande accrue de gaz naturel entraînée par la mise hors service d'un certain nombre de centrales électriques dans les vingt prochaines années. La demande européenne devrait être en outre soutenue par le vieillissement du parc de centrales électriques, dont 30 % de la capacité devront être remplacés d'ici 2030. Il est vraisemblable que ni le nucléaire ni le captage et stockage du carbone ne seront en mesure de combler intégralement le déficit annoncé.

L'Europe devrait certes bénéficier des exportations américaines de GNL, mais l'augmentation de la demande ne pourra pas être satisfaite par cette nouvelle ressource. La Russie continuera donc de vendre son gaz naturel (gaz de schiste compris) aux européens pendant des dizaines d'années.

Carburants – Dépendance à l'égard du pétrole

La Chine et les États-Unis dépendent du pétrole étranger pour faire fonctionner leurs économies, et en particulier leurs transports. Dans ces deux pays, cette dépendance pose des problèmes d'ordre politique. À Washington, tous les présidents ont eu à gérer la menace

que fait peser cette situation sur la sécurité énergétique du pays. Avec un pétrole à 80 \$US le baril, les États-Unis paient chaque année plus de 500 milliards de dollars aux pays producteurs. Les partisans du gaz naturel commencent à se faire entendre et à avoir un certain poids politique. L'existence de réserves locales de gaz de schiste permet en effet d'envisager de produire à partir de cette ressource des carburants utilisables dans les transports (GNC et GTL).

Les autobus et les taxis urbains ont déjà amorcé le passage au GNC. Cette tendance devrait se poursuivre, les tenants de la sécurité énergétique estimant que le prix modique du gaz naturel permettra à l'Amérique de se libérer du joug du pétrole étranger. Les chiffres dont on dispose concernant les réserves de gaz de schiste confirment le rôle que le gaz naturel pourrait tenir pendant de nombreuses années dans le secteur des transports. Les ressources de gaz de schiste de la Chine ne sont pas aussi connues et étudiées que celles des États-Unis. Il existe dans ce pays une bonne vingtaine de formations de schistes dont le potentiel gazier doit être évalué.

Avec le début des travaux d'exploration, dans les années à venir, la Chine consacra vraisemblablement la majeure partie de la ressource à la production d'électricité, le reste étant converti en carburant pour les transports. Étant donné la demande croissante de la Chine dans le secteur de l'énergie, l'existence de réserves de gaz de schiste sur le territoire national ne devrait pas dispenser ce pays de procéder à des importations depuis l'Asie centrale et le reste du monde. Au bout du compte, il est probable que la Chine continuera de brûler du charbon pour satisfaire ses besoins croissants d'électricité.

Gaz naturel liquéfié

Des terminaux de GNL ont été mis en place dans le monde entier, au prix d'énormes investissements consentis par l'industrie. L'émergence du gaz de schiste a trois conséquences importantes pour l'avenir du GNL. La première, c'est que des pays importateurs de GNL, comme les États-Unis, risquent fort d'arrêter leurs importations, voire de devenir eux-mêmes exportateurs de GNL. L'obtention d'autorisations d'exportation de GNL depuis les États-Unis pourrait cependant s'avérer extrêmement compliquée. La deuxième, c'est que le gaz de schiste risque d'inhiber la demande de GNL pendant quelques années. La troisième est que l'arrivée sur le marché d'importantes quantités de gaz de schiste devrait accélérer le passage des consommateurs au gaz naturel, ce qui devrait par conséquent renforcer le marché mondial du GNL, grâce notamment à la construction d'un grand nombre de nouveaux gazoducs qui, à terme, profitera aussi à ce dernier. La dépendance à l'égard du gaz pourrait, à moyen ou long terme, entraîner le même effet « d'accoutumance » que celui qui existe actuellement vis-à-vis du pétrole.

La liquéfaction et le transport reviennent à environ 3 à 4 \$US/mBTU. Le GNL a donc beaucoup de mal à être concurrentiel sur des marchés qui disposeront bientôt de volumes de plus en plus importants de gaz de schiste bon marché. Les terminaux d'importation de GNL mis en place aux États-Unis sont actuellement reconvertis pour exporter le GNL (<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=101667&p=irol-newsArticle&ID=1434471&highlight=>). Cette évolution devrait être bénéfique pour l'industrie du GNL, dans la mesure où elle développe les

canaux de distribution. Reste que les volumes considérables de gaz de schiste bientôt disponibles font disparaître la nécessité pour l'Amérique du Nord d'importer du GNL. La situation ne devrait pas évoluer avant plusieurs années.

L'arrivée sur le marché de nouvelles réserves de gaz de schiste devrait pousser les prix du gaz naturel à la baisse. Une telle évolution devrait inciter les consommateurs à délaisser les sources d'énergie plus coûteuses pour passer au gaz. La baisse des prix entraînera une augmentation de la demande. C'est cette demande supplémentaire qui devrait permettre aux marchés du GNL de se redresser, mais elle devrait s'accompagner d'un certain décalage au niveau de l'exploitation du gaz naturel.

Production d'électricité – Passage du charbon au gaz

Les prix du gaz naturel baissent au fur et à mesure que la production de gaz de schiste décolle. Tant que les producteurs d'électricité pourront tabler sur des prix du gaz plus bas, par BTU, que ceux du charbon (éventuellement en prenant aussi en compte les coûts de la lutte contre les émissions de carbone), ils augmenteront leur production à partir de gaz naturel.

Si le prix du gaz reste bas sur le long terme, il sera très difficile de mettre en œuvre des technologies dites de charbon propre, très coûteuses, étant donné, en particulier, l'image que l'opinion publique a du charbon par rapport au gaz naturel. Cela compliquera également la rationalisation économique du captage et stockage de carbone, retardant vraisemblablement de plusieurs années la mise

en œuvre de cette technologie, en fonction du coût des émissions carbonées.

Le cas du Royaume-Uni – Une décision stratégique décevante

Dans les années 80 et 90, la Grande-Bretagne, misant sur les réserves supposées énormes dont elle pensait disposer en mer du Nord, s'est dotée d'infrastructures de gaz naturel. Des milliards de livres ont été investis dans ce développement. Or, à mesure que le temps passait, les Britanniques ont dû se rendre à l'évidence : ils avaient dépensé beaucoup d'argent pour une ressource qui n'était pas illimitée.

Les investissements élevés consentis dans le cadre de l'exploitation des gisements de la mer du Nord ont eu des répercussions politiques internes et, au final, la Grande-Bretagne est dépendante de coûteuses importations de GNL.

Décideurs et investisseurs auront très certainement cet exemple en tête, lorsqu'ils envisageront d'investir dans le secteur du gaz de schiste, en particulier dans les pays où les infrastructures sont embryonnaires ou inexistantes.

La relation gaz-pétrole

Les prix du pétrole et du gaz sont découplés depuis quelques années. Curieusement, la ressource la plus contestée sur le plan de l'environnement, le pétrole, coûte actuellement trois fois plus cher que le gaz. Une situation typique de la manière dont sont fixés les prix des matières premières.

... il est trop tôt pour dire si le gaz de schiste aura autant de répercussions en dehors des Etats-Unis qu'il en a actuellement dans ce pays ...

Helge Lund, directeur général de Statoil

La différence est encore plus importante quand on tient compte des coûts de raffinage. Celle-ci résulte de la place centrale occupée dans nos sociétés par le moteur à explosion, véritable force motrice des transports et de l'économie en général.

Parmi les pays en développement, le PIB des plus grands d'entre eux a sensiblement progressé, même en 2009 et la prospérité est synonyme d'abandon du vélo pour le scooter ou la voiture. Le besoin de mobilité sera par conséquent le principal facteur de stimulation de la demande de gaz naturel, dans un contexte où l'accès au pétrole est de plus en plus difficile et de plus en plus chère.

Un gaz naturel abondant et abordable favorisera la productivité de l'industrie dans son ensemble car c'est un composant essentiel d'un grand nombre de produits industriels. Si le gaz se trouve à l'avenir disponible en plus grandes quantités, c'est toute la sécurité de l'approvisionnement qui sera renforcée. Actuellement, les pays importateurs de pétrole et de gaz paient non seulement le prix du marché mais aussi, entre autres, le prix politique et militaire de leur dépendance. Une offre abondante de gaz de schiste devrait permettre de corriger ce déséquilibre des prix.

4. Références

Groppe's Argument for the Doubling of Gas Prices -

http://seekingalpha.com/article/207668-groppe-s-argument-for-the-doubling-of-gas-prices-part-ii?source=from_friend

Cohen, Dave. "A shale Gas Boom?". 25 June 2009. Post Carbon Institute: Energy Bulletin. <http://www.energybulletin.net/node/49342>.

Congressional Research Service.

"Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues". 30 October 2009. R40894.

<http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R40894.pdf>.

Dizard, John. "The shale gas fairytale continues". 18 July 2010. Financial Times. http://www.ft.com/cms/s/0/9e6c7b40-9103-11df-b297-00144feab49a.html?referrer_id=yahoofinance&t_ref=yahoo1&segid=03058.

Hopkins, Chris. "Unconventional Gas - Beyond North America". Presented at CERA Week 2010. Schlumberger Oilfield Services.

Moniz, Ernest et al. "The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study". Interim Report. June 2010. Massachusetts Institute of Technology. http://web.mit.edu/mitei/research/studies/natural_gas.html.

National Energy Technology Lab. "Modern Shale Gas - Development in the United States: A Primer". April 2009. www.netl.doe.gov.

Pickens, Boone. "Pickens Plan". 15 August 2010. <http://www.pickensplan.com/>.

Vaughn, Ann and David Pursell. "Frac Attack: Risks, Hype, and Financial Reality of Hydraulic Fracturing in the Shale Plays". 8 July 2010. Tudor Pickering Holt and Reservoir Research Partners.

5. Contribution d'Alstom

Nous saluons la contribution du CME sur la problématique cruciale liée à l'émergence des gaz non-conventionnels dans le paysage des ressources énergies disponibles. Les sept implications stratégiques soulignées dans ce rapport sont assez pertinentes et augurent de la possibilité d'un changement radical dans les équilibres géopolitiques, économiques et technologiques du secteur énergétique.

Au sujet de la possibilité d'une contribution positive des ces "gaz de schiste" à la réduction des émissions de CO₂, nous avons cependant une approche beaucoup plus prudente. Notre vue est même opposée à celle de l'étude dans la mesure où nous pensons que plus ces gaz conventionnels seront exploités, plus on aura besoin également de charbon propre et de CSC (Captage et Stockage du CO₂), pour renforcer notre sécurité énergétique, assurer la réduction des émissions et la protection de l'environnement.

En effet, l'irruption soudaine et la prétendue abondance de ces gaz non-conventionnels, peut donner un faux sentiment de sécurité aux nations qui l'utilisent. A première vue, cette énergie semble une solution peu onéreuse, propre et techniquement facile pour augmenter les capacités de production électrique. Mais, comme le rapport le souligne, la demande électrique en Chine et en Inde s'accroît très rapidement, et ces pays n'auront pas nécessairement suffisamment de ressources en gaz pour s'affranchir des importations d'énergie fossile. De même, en Europe, l'accès limité aux ressources entraînera une continuité de notre dépendance aux importations de gaz russe.

En matière environnementale, nous estimons que le rapport sous-estime les incertitudes et les problèmes posés par

l'exploitation de ces gaz. Si le rapport reconnaît que la fracture hydraulique des gisements pose de nombreux problèmes environnementaux, les autorités de contrôle (spécialement en Europe), n'ont pas encore pris la mesure de l'ampleur du sujet, et il est probable que les réglementations à venir vont considérablement renchérir les coûts d'accès à ces ressources, voire les rendre économiquement inaccessibles. Les préoccupations environnementales des gaz de schiste devraient inclure également les émissions fugitives de méthane, un sujet qui n'est pas traité dans le rapport du CME. Des émissions de méthane, même faibles, pourraient considérablement aggraver l'empreinte carbone des ces gaz, voire la rendre pire que celle du charbon. Ce sujet devrait être abordé rapidement par les instances de contrôle.

Enfin, nous ne pensons pas que les gaz non-conventionnels suppriment le besoin d'énergies fossiles propres et de CSC. Un scénario à 450 ppm n'est pas crédible sans captage du CO₂ sur les centrales charbons et gaz. Toutes les feuilles de route crédibles à long terme (2030 et au-delà) nécessitent une décarbonisation complète de la production électrique d'origine fossile. Ceci est d'autant plus important que les régions en croissance forte, comme la Chine, continueront d'augmenter rapidement leur parc de production électrique à base d'énergies fossiles.

Les gaz de schistes ne doivent pas être une excuse pour retarder le déploiement du CSC, car les effets pervers d'une utilisation débridée du gaz sont nombreux :

Arrêts des investissements dans les centrales neuves au charbon, pas de développement technologique du CSC, perte progressive de

savoir-faire et de compétitivité des pays de l'OCDE, prolongation de la durée de vie d'équipements charbon obsolètes en concurrence avec du gaz bon marché, aux dépens d'émissions plus élevées.

Bien qu'une certaine transition du charbon au gaz peut réduire les émissions à court terme, une révolution dans ce sens sera onéreuse en équipements d'infrastructure (réseaux de transmission, pipelines, remplacement d'installations, etc) tandis que l'usage ininterrompu du charbon dans les pays en développement effacera tous les gains d'émission CO₂ issus de l'utilisation du gaz dans les pays développés.

En conclusion, nous pensons que toute augmentation de capacité électrique basée sur les énergies fossiles doit se faire avec CSC. Et plus l'utilisation des gaz de schistes s'étendra, plus le captage et le stockage du CO₂ sera nécessaire, tant pour le gaz que pour le charbon.

6. Contribution de GDF Suez

L'irruption sur la scène des gaz de schiste, et plus largement des gaz non conventionnels, modifie sensiblement les équilibres gaziers et même, au-delà, d'autres activités énergétiques telles que la production d'électricité. GDF SUEZ salue donc l'initiative du Conseil Mondial de l'Energie de publier un focus sur les gaz de schiste puis celle du Conseil Français de l'Energie de le traduire en français : elles permettront au plus grand nombre de se familiariser avec ce sujet important. GDF SUEZ tempèrerait cependant l'optimisme du document en matière de prix : un prix de 4 USD / MMBTU n'est pas toujours suffisant pour assurer la rentabilité de la production.

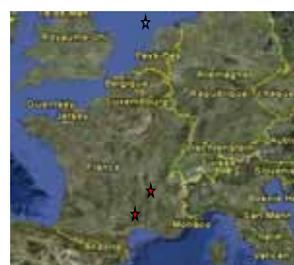
Il y a entre les réservoirs conventionnels et les réservoirs compacts une simple différence de perméabilité et non de nature, de sorte que, dans un même gisement, dans deux couches géologiques différentes ou parfois au sein d'une même couche, "tight gas" et gaz conventionnel coexistent. C'est ainsi que GDF SUEZ possède pas moins de dix sept actifs (UK, Pays-Bas, Allemagne, Algérie, Egypte) dont les réservoirs sont au moins partiellement compacts, et a donc développé ses compétences dans l'exploitation de ce type de gisements.

Pour participer au développement des gaz de schiste en Europe, le Groupe est entré dans cinq licences : trois en Allemagne et bientôt deux en France (Villeneuve de Berg et Nant). Vu le rythme prévu du développement du gaz non-conventionnel, le Groupe devrait ainsi acquérir au fur et à mesure les compétences d'un opérateur dans ce domaine avant que la production ne se développe en Europe.

Par ailleurs, GDF SUEZ fait partie du consortium GASH afin d'évaluer le potentiel du gaz de schiste (« shale gas ») en Europe.

GDF SUEZ est donc attentif au potentiel de développement du gaz non-conventionnel en Europe et le Groupe se tient prêt à entrer dans de nouvelles licences si de nouvelles opportunités réunissent les conditions économiques adéquates.

Gilbert Hamaïde, Chef du Service Stratégie à la Branche Global Gaz & GNL.



7. Contribution d'IFP Energies Nouvelles

La production des gaz de schiste aux États-Unis a connu un développement extrêmement rapide à partir de 2006, passant de 10 milliards de mètre cube (Gm^3) au début des années 2000 à environ 30 Gm^3 en 2006 et près de 80 Gm^3 désormais. Le DOE américain table sur 160 Gm^3 d'ici 20 ans soit plus de 25 % de la production américaine.

Cette "révolution" a reposé sur un contexte favorable en terme de prix entre 2004 et 2008 qui a permis de généraliser la mise en œuvre du forage horizontal avec fracturation. Les gains de productivité obtenus grâce à cette technologie maîtrisée ont permis ce formidable essor à des coûts compétitifs même dans le contexte nouveau d'après crise en terme de prix du gaz naturel.

Cette révolution sera-t-elle transposable dans le reste du monde, et en Europe en particulier ? Le contexte marché, qui inclut à la fois les coûts de production, l'offre du secteur parapétrolier des services et des équipements, l'existence de réseaux de gazoduc et les règles de délivrance des autorisations minières, sera déterminant pour espérer reproduire l'exemple américain.

Le niveau réel des ressources récupérables à des coûts en ligne avec l'environnement du marché sera le premier élément à mieux appréhender. Les données actuelles au niveau mondial (460 Tm^3 de ressources en place; 180 Tm^3 de ressources récupérables) ou européen (de l'ordre de 16 Tm^3 pour les ressources en place et de 6 Tm^3 pour les volumes récupérables) sont encore insuffisamment précises pour estimer le potentiel réellement exploitable.

Plusieurs incertitudes de nature techniques ou sociétales devront ainsi être levées. Il s'agit en particulier de la potentialité des bassins sédimentaires à contenir des gaz de schiste, du coût des forages qui dépend en partie de la profondeur, et des enjeux environnementaux liés à la technique de la fracturation. Ces trois sujets devront faire l'objet d'une analyse particulière afin de pouvoir espérer un déploiement comparable à ce qui s'est produit aux États-Unis. C'est à ces conditions que l'on pourra envisager le déploiement des gaz de schiste en Europe.

Les recherches en cours, menées en particulier à IFP Energies nouvelles, s'inscrivent dans cette perspective. Au-delà d'une analyse marché, IFP Energies nouvelles est engagé dans le projet européen GASH initié en 2009 pour une première période de trois ans. Ce projet, qui associe plusieurs centres de recherche anglais, néerlandais et allemands, est soutenu par de nombreuses sociétés pétrolières et gazières (Statoil, ExxonMobil, GDF SUEZ, Wintershall, Vermillion, Marathon Oil, Total, Repsol et Schlumberger). GASH, à partir de compilation de données, d'acquisition de mesures sur les roches mères potentielles en Europe et d'analyse de bassins, a pour objectif de mieux cerner le potentiel exploitable en Europe.

Oliver Appert

Président
IFP Energies nouvelles

30 novembre 2010

8. Les perspectives du shale gas dans le monde ♦

L'arrivée du shale gas aux États-Unis a surpris par son caractère inattendu et la rapidité de son essor. La surprise vient aussi de ce que cette nouveauté concerne une énergie fossile alors que les avancées espérées dans les thématiques énergétiques nouvelles ne sont pas encore décisives. Beaucoup dans l'industrie pétrolière considèrent que la percée technique qui a permis l'exploitation des shale gas est une des innovations les plus importantes des 10 dernières années dans le domaine de l'offre d'énergie.

Les caractéristiques de cette innovation sont intéressantes et il faut corriger l'idée d'une percée technologique qui serait apparue récemment.

Au départ il y a eu un progrès dans le domaine du forage. A partir de technologies existant depuis longtemps dans l'industrie pétrolière, les promoteurs se sont attachés à un domaine d'application nouveau, les shale gas, et ils ont travaillé en fait pendant une quinzaine d'années à choisir et optimiser les paramètres opérationnels afin de rendre commercial ce type d'exploitation.

Des avancées significatives ont été obtenues au début des années 2000 qui ont permis

l'essor de la production mais le progrès technique se poursuit encore aujourd'hui.

Toutefois ces améliorations techniques sont difficilement accessibles à de nouveaux intervenants ne disposant que d'une compréhension théorique sans pratique concrète, acquise à partir de la réalisation de nombreux forages. D'où des barrières à une diffusion internationale.

Mais il faut aussi revenir sur l'ensemble des conditions qui expliquent le succès américain.

Il s'explique par la réunion très particulière de différentes composantes: bien sûr cette avancée technologique, mais aussi une géologie favorable et très bien répertoriée, un tissu industriel très dynamique de petites sociétés pétrolières qui ont suppléé au désintérêt des grands majors, un régime minier adapté, un contexte réglementaire bienveillant dans la période de démarrage et, last but not least, une évolution positive des prix domestiques du gaz.

L'arrivée des gaz non conventionnels a profondément transformé ces dernières années la situation gazière des États-Unis et les perspectives de production de gaz domestique pour les prochaines décennies ont été revues à la hausse même si de grandes incertitudes demeurent.

♦ Ce chapitre est un résumé, écrit par Bruno Weymuller, d'une étude qu'il a préparée pour l'Institut Français des Relations Internationales, en novembre 2010

Cette révolution du shale gas peut-elle se diffuser dans le monde au-delà de l'Amérique du Nord ?

Le potentiel géologique est sans doute considérable dans beaucoup de pays, même s'il est beaucoup moins bien connu qu'aux États-Unis. Mais l'exploitation de shale gas est un domaine complexe et très technique. Et les caractéristiques existant aux États-Unis (et au Canada dont le contexte est relativement similaire) sont difficilement transposables ailleurs.

Beaucoup de conditions seront nécessaires pour que ces ressources puissent être valorisées ailleurs, au premier rang desquelles une forte volonté politique, éclairée par une vision de long terme d'une stratégie énergétique. L'Australie et la Chine, avec des contextes différents, semblent les posséder. Cela est beaucoup moins évident ailleurs.

Mais en tout état de cause la percée des shale gas, même si elle restait dans la prochaine décennie essentiellement limitée à l'Amérique du Nord et à un petit nombre d'autres pays, devrait impacter les marchés gaziers, les prix du gaz et les flux gaziers dans le monde. À moyen terme, l'apport du shale gas est de nature à favoriser un renforcement de la part du gaz dans le mix énergétique mondial mais l'effet au niveau global sera sans doute d'ampleur relativement limitée.

8.1 Les gaz non conventionnels

Les gaz non conventionnels sont de natures variées, mais ils ont en commun de nécessiter, pour être extraits de leurs réservoirs, des techniques de production qui se distinguent de celles utilisées pour les réserves classiques de gaz.

Toutefois les gaz issus des réservoirs souterrains non conventionnels, une fois amenés à la surface, ont une composition chimique similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane).

Définitions et caractéristiques

Parmi les 3 grands types de gaz non conventionnels (le « tight gas », le « coal bed methane (CBM) » ou encore « coal seam gas (CSG) », le « shale gas »), on se limite ici au cas du shale gas.

Dans le cas « shale gas », le gaz est contenu dans des couches sédimentaires très riches en matière organique, dont la minéralogie est principalement argileuse, avec des quartz et des carbonates qui les rendent friables et leur donne l'apparence du schiste. La traduction française « gaz de schistes » est donc géologiquement approximative.

La couche de « shale » est à la fois la roche-mère et la roche-réservoir et elle « piège » le gaz (alors que dans les configurations de réserves de gaz conventionnels, les couches argileuses constituent souvent le couvercle qui assure par son imperméabilité le piégeage du

gaz dans une couche réservoir gréseuse ou carbonatée).

La perméabilité d'une couche de shale est très inférieure à celle d'un réservoir conventionnel ce qui explique une productivité naturelle très faible. D'où l'enjeu de pouvoir améliorer artificiellement la perméabilité au voisinage des puits.

Les progrès technologiques permettant la production des gaz non conventionnels

Bien que connues depuis longtemps, les ressources de gaz non conventionnels n'étaient pratiquement pas produites, avant que des progrès technologiques n'aient permis de rendre commerciale leur exploitation en améliorant la production des puits. Il s'agit essentiellement :

- Des procédés de fracturation hydraulique permettant de stimuler la productivité d'un puits, en créant à sa proximité des fractures artificielles dans le réservoir favorisant l'écoulement du gaz.
- Et du forage horizontal, technique mise au point initialement pour les productions conventionnelles, mais qui, associée à la fracturation, a permis dans les réservoirs non conventionnels d'augmenter les réserves drainées par les puits.

Les procédés de fracturation

La technique de fracturation est assez ancienne (début des années 50).

Appliquée aux shale gas, cette technique a permis d'accroître très significativement la

production des puits. Le principe de cette technique de stimulation de puits est d'envoyer, via le tubage du puits, un mélange d'eau et de sable, avec un débit très important et sous forte pression et cela provoque des fractures ou agrandit les fractures naturelles de la roche.

Les grains de sable s'insèrent dans les fractures ainsi créées et les empêchent de se refermer. La fissure est ainsi « étayée » d'où le terme anglais de « proppant ».

Différents additifs chimiques en très petites quantités mais très spécifiques sont ajoutés pour améliorer l'efficacité du procédé.

Le recours aux forages horizontaux

Comme la couche de shale est plus ou moins horizontale et d'épaisseur relativement faible, un forage vertical ne rencontre la couche imprégnée que sur une longueur limitée.

Si, avant de parvenir à la couche, on incurve le forage et si on pénètre horizontalement dans la couche on augmente considérablement la longueur de contact avec celle-ci (mais aussi le coût du puits qui croît rapidement avec la longueur forée).

La maîtrise des multifrackings a permis de fracturer plusieurs zones dans la partie horizontale du puits. La production de gaz d'un puits peut ainsi être fortement améliorée, mais au prix d'opérations coûteuses de fracturation.

Les enjeux environnementaux

Le principal souci est la gestion de l'eau. L'eau est nécessaire pour le forage mais surtout pour le fracking.

Une partie de l'eau injectée remonte en surface, en général chargée de sels et d'une partie des additifs. Dans certains cas on peut la réinjecter dans un aquifère salin en profondeur (c'est le cas à Barnett). Mais en général il faut la traiter.

Fréquemment aux États-Unis jusqu'à 19 000 m³ sont ainsi nécessaires pour un puits shale avec multifracking. Soit l'arrosage d'un terrain de golf pendant 25 jours. L'usage de l'eau n'intervient certes que pour préparer le puits mais les puits sont nombreux...

Il faut aussi empêcher que les eaux industrielles du puits, potentiellement salines et chargées de traces d'additifs toxiques entrent en contact avec des eaux douces et donc il faut veiller à protéger les rivières en surface, et les eaux douces des nappes phréatiques rencontrées dans la partie supérieure du puits.

A côté des questions liées à l'eau qui sont spécifiques aux puits shales, il peut y avoir d'autres problèmes d'environnement similaires à ceux de tout forage gazier.

Tous ces enjeux environnementaux doivent être maîtrisés de façon sérieuse mais, « if done responsibly, it can be done safely », car des solutions éprouvées existent aujourd'hui.

Le principal problème lié à l'extraction du shale gas reste toutefois la disponibilité de l'eau douce dans certaines localisations.

Le deuxième enjeu environnemental important est la question des nuisances de surface :

- l'emprise au sol des emplacements de forages ; un développement de shale gas nécessite un nombre de puits nettement plus grand qu'un gisement conventionnel.
- les bruits et autres nuisances de chantier ; les opérations de fracturation sont bruyantes, mais des murs de sable ont permis de réduire le bruit dans le voisinage.
- les infrastructures ; Il faut a priori créer des routes d'accès pour amener le matériel de forage, l'eau et souvent pour évacuer les eaux de rejet vers un centre de traitement extérieur. Le trafic par camions peut donc être très important.

8.2 L'expérience shale gas aux États-Unis

Aujourd'hui la production mondiale de shale gas se limite pratiquement à l'Amérique du Nord.

Historique du shale gas aux États-Unis

Le boom est récent mais pourtant l'histoire est ancienne.

C'est en 1821 qu'a été foré le premier puits de shale gas aux États-Unis, dans l'État de New York. Le gas a été utilisé pour l'éclairage urbain et en partie celui des maisons.

Une exploitation limitée des shales gas s'est maintenue aux États-Unis au 19^{ème} siècle et durant le 20^{ème} dans des gisements peu profonds et par production naturelle.

L'histoire du shale gas aux États-Unis prend un tour nouveau dans les années 1990, non pas dans le berceau historique du nord-est mais dans le sud-est et notamment au Texas.

De petites sociétés indépendantes se consacrent à ce thème et ce sont elles qui y appliquent les techniques de fracturation hydraulique puis de forage horizontal. Ces petites sociétés ont travaillé avec les sociétés de services pétroliers (forage, cimentation, logging, sismique, etc.) pour optimiser les techniques de production.

A contrario il est frappant de noter le désintérêt de toutes les grandes sociétés pétrolières US pour ce thème, considéré jusqu'à une date récente comme marginal et non économique.

La rupture dans le profil de la production globale de shale gas aux États-Unis s'effectue au milieu des années 2000, avec notamment l'essor du gisement texan de Barnett.

Caractéristiques du développement des shale gas aux États-Unis

Le tissu de l'industrie pétrolière US

Les États-Unis disposent de nombreuses petites sociétés pétrolières très dynamiques et disposées à promouvoir l'innovation technologique, soit comme opérateur, soit comme société de services pétroliers (forage, cimentation, logging...). Ce sont elles qui ont fait avancer les progrès technologiques.

Les majors, on l'a signalé, sont passés à côté de l'essor initial mais ils se tournent désormais vers cette option. Ils cherchent à rattraper leur retard par des partenariats avec les indépendants, voir des rachats de sociétés.

Le régime juridique et fiscal aux États-Unis

Le régime minier est très particulier car la propriété des ressources du sous-sol est traditionnellement attribuée aux propriétaires de surface. D'où une très grande flexibilité dans les conditions de bonus et de royalties (et l'importance de l'activité de permitting avec de nombreuses négociations avec les propriétaires mais aussi avec une possibilité d'atténuer les réticences locales...).

Les infrastructures

Dans le nord-est et le sud des États-Unis les bassins d'intérêt shale sont proches de zones de grande consommation ce qui explique qu'elles sont alors souvent peu éloignées d'un réseau développé de pipes gaziers.

Il faut souligner que les flux de transport du gaz au niveau régional et inter régional risquent d'être très profondément modifiés par l'arrivée nouvelle de productions shales importantes.

La rentabilité du shale gas

Elle est aujourd'hui encore l'objet de controverses.

Les données sur les performances des puits sont souvent mal connues et elles présentent des valeurs dispersées. Cela tient en partie à la variété des conditions d'exploitation et à la jeunesse du thème (les coûts baissant avec l'expérience).

Au cours des années 90 le prix du gaz aux États-Unis a été très faible et cette situation, perçue comme durable, a conduit à une forte hausse de la consommation gazière (développement de centrales électriques au gaz plutôt qu'au charbon, essor des usages industriels et résidentiels) tandis que le déclin de la production domestique classique s'est accéléré.

Très naturellement cela a conduit à retendre les prix du gaz. Cette hausse des prix a été le facteur déclenchant de l'essor à partir de 2005 du shale gas dont les conditions techniques avaient été préparées depuis une dizaine d'années par les indépendants.

Et cette augmentation de la production, par effet de taille et d'apprentissage, a permis de spectaculaires baisses des coûts de production.

Les prix du gaz ont rebaisé depuis (entre 3 et 4\$/MBTU). Et la question débattue est de savoir si cela est compatible avec les coûts de production actuels ou bien si ceux-ci sont encore pour de nouveaux développements de l'ordre de 6/7 \$/MTBU, ce qui évidemment changerait beaucoup de choses.

Un autre risque évoqué pour le futur est le renforcement des contraintes liées aux préoccupations environnementales.

Le débat est actuellement très vif aux États-Unis et il se focalise sur la protection des eaux potables. Il conduit les autorités à réexaminer les réglementations et notamment à exiger de connaître avec précision la nature des additifs.

Toutefois, compte tenu de l'enjeu du shale gas pour les perspectives énergétiques nationales, et de la possibilité d'apporter des réponses

opérationnelles et efficaces aux risques environnementaux, il est peu probable que les autorités aillent jusqu'à mettre en péril l'intérêt économique de l'exploitation des shales aux États-Unis.

Les perspectives pour 2020/2030

La structure de la production domestique américaine a évolué au cours des dernières décennies. La production gazière conventionnelle a atteint son pic vers 1970 et décline depuis régulièrement et assez vite. L'essor des productions gazières non conventionnelles (essentiellement le tight gas) a permis de redresser la tendance à partir de 1990. Depuis 2005 l'essor du shale gas se manifeste et augmente la production domestique globale.

Les États-Unis ont repris en 2009 la place de premier producteur mondial de gaz, devant la Russie.

En 2009 le gaz non conventionnel a représenté 55 % de la production domestique (le shale gas comptant pour 15 %) et sa croissance provient désormais essentiellement du shale gas.

Qu'envisager pour le futur ?

A priori les importantes réserves potentielles assurent un bel avenir aux gaz non conventionnels et notamment au shale gas. Mais ces réserves restent encore difficiles à quantifier. Et le volume qu'il sera commercial de produire est très sensible au prix du gaz.

L'estimation de ressources potentielles très abondantes apparaît repousser la perspective d'un nouveau peak gas mais les scénarios d'extraction effective restent très ouverts et de

grandes incertitudes demeurent donc aujourd'hui sur les perspectives futures du profil de production.

8.3 Les perspectives en dehors des Etats-Unis

La ruée vers le shale gas a conduit aux États-Unis à une profonde modification du paysage gazier et malgré les incertitudes qui subsistent, il semble établi que cette nouvelle ressource restera, dans les prochaines années, une composante importante dans le mix énergétique de ce pays.

Est-ce que le phénomène, que l'on a observé aux États-Unis, peut se reproduire ailleurs dans le monde ?

Les bassins sédimentaires susceptibles de contenir du shale gas sont assez répandus dans le monde. Toutefois, tous ne seront pas propices à des productions commerciales, en tout cas à horizon rapproché.

Une prospective géologique mondiale

Différentes études sont engagées pour évaluer le potentiel mondial en shale gas.

Très naturellement l'expérience réussie aux États-Unis conduit à rechercher ailleurs les similarités. Mais il faut souligner que le retard par rapport aux États-Unis est considérable, car ceux-ci, même avant l'essor récent de la production des shales, avaient accumulé depuis des dizaines d'années et plus, une information géologique très riche sur ces horizons.

Toutefois, il est très difficile d'avancer des chiffres de réserves récupérables car tout gisement de shale est spécifique. Et c'est au cours du développement, une fois qu'il est engagé, que l'on affine progressivement la connaissance du potentiel.

Et bien sûr à partir du potentiel techniquement récupérable, les paramètres économiques et politiques influenceront fortement sur les zones des développements à venir et donc sur les réserves prouvées.

État des connaissances par zones

En Asie

Chine : Selon de premières estimations, tant chinoises qu'américaines, le potentiel en place de shale gas en Chine serait du même ordre de grandeur que celui existant aux États-Unis. Mais bien sûr il faut préciser les possibilités d'exploitation et les taux de récupération. L'appréciation du potentiel shale du pays a été lancée ces dernières années et quatre grandes zones sont principalement étudiées.

Inde L'évaluation des ressources de shale gas a été engagée mais avec retard par rapport à la Chine.

Australie Il y a des bassins de shales étendus et prometteurs, principalement dans les provinces de Northern Territory et du Queensland.

Mais ces bassins sont situés à grande distance des côtes et le thème CBM, qui est déjà exploité, semble être privilégié aujourd'hui par l'industrie.

Dans l'ancienne Union Soviétique

il y a sans doute un grand potentiel shale gas mais avec beaucoup d'inconnues. Il est très difficile aujourd'hui d'avancer des estimations chiffrées de réserves productibles et de préciser des horizons temporels pour leur exploitation.

Europe

Plusieurs bassins pouvant receler du shale gas sont repérés en Europe. Mais ils semblent plus profonds, plus petits, plus compartimentés qu'aux États-Unis, et le potentiel en place est sans doute 10 fois moins important qu'aux États-Unis..

Toutefois dès aujourd'hui, de nombreuses sociétés, tant des majors internationaux que de petits indépendants, sont engagées dans l'exploration de shale gas dans divers pays européens, principalement en Pologne et dans une moindre mesure en Suède.

Ce sont les pays importateurs, ayant le plus de motivation à accroître une production domestique qui seront sans doute les premiers à développer : Chine, Inde, Europe.

L'Australie est un cas à part, en ayant une stratégie active de développement de gaz non conventionnels en vue de l'exportation.

Mais a priori, il faudra au moins 10 ans pour une extension hors de l'Amérique du Nord de l'exploitation du shale gas (sauf sans doute en Chine).

8.4 Le jeu des acteurs internationaux

Les États-Unis

Pour les États-Unis la possibilité d'une autosuffisance gazière, voire d'un surplus de production domestique est un véritable « game changer ».

Une conséquence immédiate est la modification des perspectives d'importations futures de LNG qui risquent d'être fortement réduites. Dès aujourd'hui, les capacités de regazéification réalisées aux États-Unis ces dernières années sont sous utilisées.

Bien qu'inattendu, le développement du shale gas s'inscrit parfaitement dans le cadre de la politique énergétique traditionnelle des États-Unis :

- La réduction de la dépendance vis-à-vis des importations gazières en provenance de zones instables politiquement améliore la sécurité énergétique des États-Unis.
- Une hausse de la production gazière domestique est de nature à favoriser la consommation gazière, en permettant deux transferts par rapport à des consommations plus émissives en GES :
 - le déplacement du charbon dans la production d'électricité
 - dans un scénario révolutionnaire, il pourrait y avoir une introduction volontariste du gaz dans le

secteur des transports,
essentiellement pour les
camions.

Les États-Unis ont aujourd'hui le quasi monopole de la maîtrise des technologies nécessaires. Mais ils se sont convaincus qu'il est de leur intérêt de chercher à favoriser le développement international du shale gas dans les grandes zones importatrices de gaz, pour réduire l'emprise internationale des exportateurs actuels de gaz.

La Chine

Ce pays, premier consommateur d'énergie dans le monde, a une spécificité concernant le gaz : cette énergie ne représente aujourd'hui que 4 % du bilan national en énergie primaire.

Augmenter à l'avenir la part du gaz est souhaité par les autorités chinoises.

L'objectif est principalement de réduire la consommation de produits pétroliers dans l'industrie et le chauffage, beaucoup plus que de déplacer le charbon dans la production électrique². Les chinois construisent à rythme soutenu de grosses centrales au charbon efficaces et ferment de petites centrales obsolètes.

Le développement des productions gazières non conventionnelles devrait contribuer à cette stratégie.

L'Europe

L'Europe continue à connaître une croissance de sa consommation gazière dans un contexte de décroissance de sa production domestique. Le thème de la sécurité énergétique et plus particulièrement de la dépendance aux importations russes est un sujet sensible.

Mais les handicaps européens pour promouvoir une production de shale gas apparaissent importants :

- Absence d'un tissu industriel adapté. Les coûts de production risquent donc d'être, au moins au début, beaucoup plus élevés qu'aux États-Unis.
- Rigidités fiscales et administratives. La nature du régime minier en Europe est un frein, tout comme l'absence d'incitations fiscales similaires à celles mises en place aux États-Unis.
- Sensibilité écologique exacerbée et a priori hostile aux énergies fossiles. Cet état d'esprit risque de susciter des oppositions tenaces (qui vraisemblablement se focaliseront sur la question de l'eau) et il y a le problème de la densité de population en Europe.
- Absence de véritable stratégie énergétique au niveau de l'Union européenne, rendant problématique un soutien politique fort.

Seule la Pologne, et peut-être l'Ukraine, semblent avoir la volonté de surmonter ces défis pour desserrer leur contrainte énergétique actuelle, mais même dans ces pays un développement significatif de l'exploitation des shales reste très incertain.

² Le charbon représente aujourd'hui 87 % dans la fabrication de l'électricité en Chine

La Russie

Avec 20 % des réserves mondiales de gaz, la Russie est de loin le 1^{er} exportateur mondial.

Certes les réserves géologiques de shales russes apparaissent importantes mais les estimations des réserves récupérables varient considérablement et vu leur localisation, leur développement industriel semble difficile. Ce thème apparaît surtout secondaire pour les russes par rapport au développement de leurs considérables ressources conventionnelles, voire au développement du CBM ou encore des potentiels en Arctique.

Australie

Ce pays s'est engagé dans une promotion active de ses ressources gazières non conventionnelles, mais clairement c'est le Coal Seam Gas (CSG) qui est actuellement privilégié.

8.5 Conclusion

Que penser de la notion de « game changer » souvent associée au shale gas ?

Il y a encore peu de temps les études prospectives publiées n'intégraient pratiquement pas le shale gas (exemple AIE 2008) et pouvaient être résumées ainsi :

- Une demande gazière mondiale en croissance relativement plus forte (1,5 % par an) que pour la plupart des autres sources d'énergies. La part du gaz dans le mix énergétique mondial

en 2030 augmenterait mais relativement peu (de 21 % à 23 %)

- Il était souligné que les ressources conventionnelles de gaz étaient plus importantes que celles pour le pétrole mais souvent localisées loin des zones de consommation. Mais le développement du transport par LNG devait se développer et assurer une évolution vers une certaine globalisation des marchés gaziers.
- Le gaz étant relativement moins émissif en GES que les autres énergies fossiles, son essor était supposé apporter une contribution au desserrement de la contrainte climatique, principalement en permettant un transfert vis-à-vis du charbon dans l'élaboration de l'électricité.

Que peut modifier l'essor du shale gas ?

En apportant une nouvelle source gazière, il augmente les ressources potentielles en gaz qui étaient déjà importantes, mais à plus court terme, il est surtout de nature à offrir aux pays consommateurs une diversification de leurs approvisionnements gaziers. Cela conduira à une forte concurrence au niveau de l'offre, avec les productions domestiques conventionnelles, les apports extérieurs par pipes ou LNG. Les craintes d'un cartel du gaz, d'un gas peak s'éloignent. L'effet sur les marchés devrait être de maintenir pour les prochaines années les prix du gaz à un niveau relativement bas. La flexibilité introduite durablement par les

installations de LNG devrait assurer la diffusion de cet effet à travers le monde.

automobile, qui constituent des freins considérables.

Ces prix bas, s'ils sont perçus comme durables, peuvent avoir pour effet d'accroître la demande de gaz. Mais principalement par des transferts entre sources d'énergie :

- Dans l'industrie et le résidentiel (au détriment du charbon et du pétrole). Cette évolution est très vraisemblable dans les prochaines années.
- Mais c'est dans le secteur de la production d'électricité, que l'effet pourrait être le plus significatif car le gaz a des avantages spécifiques (centrales rapides à construire, flexibilité d'exploitation, propreté). On pense d'abord à un transfert vis-à-vis du charbon. Mais il ne faut pas sous-estimer les atouts de ce dernier (importantes ressources dans de grands pays consommateurs, progrès des performances des nouvelles centrales). Et ce sont les autres alternatives pour l'élaboration de l'électricité qui pourraient souffrir de l'essor du gaz (nucléaire, énergies renouvelables).
- Dans le secteur des transports, la question reste ouverte. Dans ce cas, ce serait un concurrent au pétrole. Mais, en dehors des flottes captives de véhicules déjà très sollicitées par différents carburants alternatifs, la gazéification des transports suppose de lourds investissements en infrastructures et dans le secteur

Concernant les enjeux climatiques, le shale gas n'apparaît pas, au niveau de l'extraction, plus émissif que les sources gazières conventionnelles. Mais de façon générale, le gaz n'est qu'une solution relative qui suppose un transfert au détriment des deux autres sources fossiles dominantes. Cette évolution est moins évidente au niveau mondial que souvent affirmée.

En conclusion le shale gas, dont l'essor devrait être lent en dehors de l'Amérique du Nord, ne devrait pas modifier les messages les plus forts avancés ces dernières années concernant l'évolution des systèmes énergétiques mondiaux :

- grande inertie, au niveau global, des structures énergétiques,
- poids durable de la part des énergies fossiles,
- enjeu essentiel d'une amélioration de l'efficacité énergétique, voire d'une plus grande sobriété énergétique,
- nécessité de faire appel à toute la palette possible des réponses énergétiques, en veillant à ne pas trop contrarier le jeu des prix de marché pour la régulation du choix entre les alternatives.

Bruno Weymuller
Novembre 2010

Le Conseil Français de l'Energie est le comité national français du Conseil Mondial de l'Energie. C'est une **association reconnue d'utilité publique** dont les membres sont les principales entreprises et organisations – institutions, associations - françaises ayant un intérêt scientifique, technique ou industriel à participer à des réflexions portant sur les questions énergétiques au niveau mondial.

Le Conseil Mondial de l'Energie

Fondé en 1923, le Conseil Mondial de l'Energie (**World Energy Council, WEC**) est la principale organisation multi-énergies mondiale. Son objectif est de « **promouvoir la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie pour le plus grand bien de tous** » en mettant en avant les **questions d'accessibilité, de disponibilité et d'acceptabilité énergétiques**.

Le Conseil Mondial de l'Energie est une organisation à but non-lucratif. Organisation non gouvernementale, non commerciale, agréée par l'Organisation des Nations Unies et partenaire stratégique d'autres organisations clés dans le domaine de l'énergie, le Conseil Mondial de l'Energie est constitué de comités nationaux, représentant **près de cent pays dans le monde, dont deux tiers de pays en développement**, et composés de dirigeants du secteur énergétique. Il est régi démocratiquement par une Assemblée Exécutive, composée de représentants de tous les comités membres. Il a son siège à Londres et est financé essentiellement par les cotisations des comités nationaux.

Le Conseil Mondial de l'Energie couvre une gamme complète de questions liées à l'énergie. Il s'intéresse à **toutes les formes d'énergies** (le charbon, le pétrole, le gaz naturel, l'énergie nucléaire, l'hydraulique et les nouvelles énergies renouvelables). Il réalise **des projections à moyen terme et long terme (à l'horizon 2050)** et procède à **l'évaluation des politiques énergétiques et climatiques** ; il travaille notamment sur un grand nombre de thèmes liés à l'énergie : restructuration du marché, efficacité énergétique, environnement et énergie, vulnérabilités et financement des systèmes énergétiques, prix de l'énergie et subventions, pauvreté et énergie, éthique, normes, nouvelles technologies, questions énergétiques dans les pays développés et en développement ...



Le Conseil Français de l'Energie assure la **présence française au sein du Conseil Mondial de l'Energie** dont il diffuse publications et positions. Il représente ses Membres dans toutes les activités internationales du Conseil Mondial de l'Energie.

Le Conseil Français de l'Energie étudie toutes les questions relatives à la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie ; dans cette perspective, l'un de ses objectifs est de **promouvoir des recherches et des études à caractère économique, sociologique et stratégique sur l'énergie**, en privilégiant les études prospectives, celles qui intéressent plusieurs énergies ou qui impliquent une approche internationale, à l'interface de l'énergie et l'environnement. Par ses financements, il permet la constitution ou le renforcement d'équipes universitaires dédiées à l'énergie et le développement de formations universitaires sur ces sujets. Il contribue à donner une **visibilité européenne et mondiale à la recherche énergétique française**.

Le Conseil Français de l'Energie organise des réunions de travail, des séminaires et des manifestations ; il co-organise les « Séminaires d'Economie de l'Energie » avec l'Association des Economistes de l'Energie. Il assure la diffusion des résultats des recherches qu'il a financées. De plus, le français étant l'une des deux langues officielles du Conseil Mondial de l'Energie, le Conseil contribue à la promotion de la francophonie en traduisant en français et en diffusant les travaux du Conseil Mondial de l'Energie les plus importants.

Conseil Français de l'Energie
12 rue de Saint Quentin – 75010 Paris – France

Jean-Eudes Moncomble, Secrétaire Général

Téléphone : + 33 1 40 37 69 01 – Télécopie : + 33 1 40 38 17 38
www.wec-france.org cfe@wec-france.org

Publications du Conseil Français de l'Énergie

« **Conséquences de la crise sur le secteur de l'énergie** », Conseil Français de l'Énergie, 2009

Cahier de l'Énergie n°1, 2009

« **Objectif : développement durable** », Conseil Mondial de l'Énergie, traduit de l'anglais par le Conseil Français de l'Énergie, 2010

« **Énergie et innovation urbaine** », Conseil Mondial de l'Énergie, traduit de l'anglais par le Conseil Français de l'Énergie, 2010

« **Efficacité énergétique : la recette pour réussir** », Conseil Mondial de l'Énergie, traduit de l'anglais par le Conseil Français de l'Énergie, 2010

« **Choisir notre futur : scénarios de politiques énergétiques en 2050** », Conseil Mondial de l'Énergie, traduit de l'anglais par le Conseil Français de l'Énergie, 2007

« **Une seule planète pour tous** », Conseil Mondial de l'Énergie, traduit de l'anglais par le Conseil Français de l'Énergie, 2003.