Les perspectives du *shale gas* dans le monde

Bruno Weymuller

Janvier 2011

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN : 978-2-86592-806-4
© Ifri – 2011 – Tous droits réservés

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : ifri@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : info.bruxelles@ifri.org

Site Internet : *Ifri.org*

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Introduction

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.

Toutefois, il est intéressant de revenir plus en détail sur les caractéristiques de cette innovation, pour corriger l'idée d'une percée technologique qui serait apparue récemment mais aussi pour éclairer la nature des barrières qui pourraient retarder sa diffusion internationale.

Au départ il y a eu un progrès dans le domaine du forage. À 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 cette amélioration technique qui est à l'origine de l'exploitation du *shale gas* est de nature très appliquée voire expérimentale ce qui rend la maîtrise de ce savoir-faire difficilement accessible à de nouveaux intervenants ne disposant que d'une compréhension théorique sans pratique concrète, acquise à partir de la réalisation de nombreux forages.

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

---

Bruno Weymuller est ancien élève de l'École Polytechnique, diplômé de l'École des Mines de Paris et titulaire d'un Master of Science du Massachusetts Institute of Technology. Après avoir occupé plusieurs postes au ministère de l'Industrie, il rejoint le cabinet de Raymond Barre. Il entre dans le groupe Elf Aquitaine en 1981 où il occupe différentes fonctions à responsabilités opérationnelles puis celle de directeur financier du Groupe pendant six ans. De 2000 à 2008, il a été membre du Comité exécutif de Total.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

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. 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 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.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Les gaz non conventionnels

Comme cela est souvent le cas avec les notions définies négativement, les gaz dits « non conventionnels » regroupent différents types de réserves. La notion a d'ailleurs évolué avec le temps. Dans le passé on avait ainsi l'habitude d'y inclure toutes réserves différentes de celles exploitées par les technologies courantes (ainsi selon les époques, les gaz acides, les gaz haute température – haute pression, les gisements offshore sous très grande hauteur d'eau, les gisements gaziers très profondément enfouis ont pu être qualifiés de non conventionnels). Aujourd'hui on retient une acception plus restreinte qui se réfère aux particularités géologiques des réservoirs où sont localisées ces réserves gazières.

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). C'est une différence avec les réserves non conventionnelles d'huile dont beaucoup (notamment les sables bitumineux, les oil shales) nécessitent en surface un lourd traitement chimique pour être transformées en produits pétroliers commerciaux.

Définitions et caractéristiques

Dans le cas des réserves gazières conventionnelles, les hydrocarbures gazeux se sont formés à partir de diverses matières organiques (algues, végétaux, animaux…) déposées dans une roche mère, puis au cours des temps géologiques une partie des hydrocarbures a migré vers une roche-réservoir où ils ont été « piégés » (pièges structurels ou stratigraphiques) ce qui a empêché que la migration se poursuive jusqu'à la surface. La roche-réservoir a une perméabilité suffisante pour permettre l'écoulement du gaz vers des puits forés à partir de la surface, ce qui rend possible l'extraction du gaz. De façon plus précise, la roche-réservoir doit avoir une porosité suffisante : le gaz est stocké dans les pores, c'est-à-dire les petits volumes compris entre les grains de roche. La porosité est mesurée en pourcentage. Et il faut que la roche soit perméable, c'est-à-dire que les pores

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

soient suffisamment connectés entre eux pour permettre l'écoulement du gaz vers le puits. La perméabilité est mesurée en darcy.

Par contraste avec ce cas dit conventionnel, les réserves de gaz non conventionnels se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière et dont la porosité mais surtout la perméabilité sont extrêmement faibles. Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au milli darcy, les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures, se mesurant en micro ou même en nano darcy. On distingue aujourd'hui 3 grands types de gaz non conventionnels.

- Le « tight gas »
- Le « coal bed methane (CBM) » ou encore « coal seam gas (CSG) »
- Le « shale gas »

Le « tight gas »

Cette catégorie est celle qui se rapproche le plus des réserves conventionnelles : le gaz issu d'une roche mère analogue à celles où sont formés les gaz conventionnels, a migré vers une roche-réservoir qui a la particularité d'avoir une perméabilité très faible. En français on traduit par « gaz de réservoir compact ». Des techniques spécifiques de production doivent donc être mises en œuvre pour extraire le gaz du gisement : elles visent à accroître artificiellement la perméabilité du réservoir au voisinage du puits de production pour faciliter l'écoulement du gaz. Par contre comme les réservoirs et les pièges des réserves de « tight gas » sont similaires à ceux des gisements de gaz conventionnel, la phase d'exploration est, pour l'industrie, de même nature. Il existe aujourd'hui de nombreuses productions dans le monde qui exploitent ce type de réserves.

Le « coal bed methane (CBM) ou encore coal seam gas (CSG) »

En français on traduit par "gaz de houille". (Mais bien sûr, il ne faut pas confondre cette ressource naturelle souterraine avec le gaz de synthèse que l'on peut obtenir en surface par traitement chimique du charbon ou du bois). Ici, le gaz se situe dans des veines de charbon qui constituent à la fois la roche mère (où s'est formé le gaz) et la roche-réservoir (où il est stocké). Le gaz est essentiellement du méthane. Il est contenu dans le charbon, un peu sous forme libre dans les espaces existant au sein de la veine de charbon, mais pour l'essentiel il est adsorbé (fixé chimiquement) sur les molécules de matières organiques. Le charbon constitue un excellent stockage de gaz : pour un même volume, le charbon retient en moyenne 5 fois plus de gaz qu'un réservoir gazier conventionnel.

Les réserves gazières de CBM sont contenues dans des couches relativement horizontales et étendues géographiquement.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

L'enjeu dans le cas de CBM n'est pas principalement une question d'exploration : la localisation des principaux bassins charbonniers est aujourd'hui assez bien connue dans le monde. C'est essentiellement de savoir choisir des techniques de production adaptées et pour cela des pilotes d'exploitation préliminaires sont nécessaires. Pour produire le gaz par des forages, il faut faire baisser la pression pour permettre la désorption du gaz adsorbé. Au départ la production de CBM par les puits est relativement réduite car il y a en général d'importantes venues d'eau initiales qui compliquent et retardent la production du gaz. Mais après cette phase de *dewatering*, qui peut durer 2 à 4 ans, la production s'étend ensuite sur de nombreuses années, avant de connaître un déclin rapide. Le profil de production d'un puits a ainsi une forme de cloche aplatie. On peut distinguer 3 cas d'application :

- Les zones où on entend exploiter des mines de charbon : la production du gaz enfoui répond alors aussi à un souci de sécurité de l'exploitation charbonnière (éviter le grisou)
- Les mines de charbon abandonnées
- Les couches charbonnières vierges.

Cette ressource fait l'objet de productions commerciales dans différents pays (depuis plusieurs années aux États-Unis et au Canada, puis plus récemment en Australie et en Chine, à l'étude en Indonésie et en Russie).

Le « shale gas »

Dans ce troisième cas, 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).

Contrairement aux accumulations conventionnelles qui forment un gisement ponctuel sous un volume relativement concentré, une couche de « shale gas » a une importante extension géographique. Son épaisseur est très variable selon les bassins : de quelques dizaines à quelques centaines de mètres. Dans un même bassin régional, la couche est susceptible de présenter, selon les zones, des variations significatives d'épaisseur et de qualité. Son potentiel gazier dépend de sa teneur en matière organique qui est mesurée par son

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

contenu carbone, en anglais : Total Organic Carbon (TOC). Aux États-Unis, les couches auxquelles on s'intéresse aujourd'hui ont en général un TOC de 2 à 5 % (certaines parties peuvent avoir des valeurs supérieures à 10 %). L'élaboration du gaz s'est effectuée en général thermiquement (par action de la température et de la pression ce qui introduit un lien avec la profondeur d'enfouissement de la couche). Le processus de pétrogenèse qui a conduit au cours des périodes géologiques au kérogène puis au gaz peut être varié. Selon le type de kérogène et le degré d'achèvement de la maturation, on s'attend à trouver du pétrole, du gaz humide (associé à des hydrocarbures liquides) ou du gaz sec si la couche est très mature.

La bonne compréhension des mécanismes de pétrogenèse (et notamment du type de kérogène formé) est importante pour l'exploitation des ressources de shale gas et notamment pour optimiser les modalités de production. Dans la couche de shale, le gaz est contenu soit sous forme libre dans de petites fractures naturelles ou dans les pores qui sont les espaces libres entre les grains de roche, soit il est adsorbé sur des molécules et des ions de matières organiques. La perméabilité d'une couche de shale est très inférieure à celle d'un réservoir conventionnel (très inférieure au milli darcy) ce qui explique une productivité naturelle très faible. D'où l'enjeu de pouvoir améliorer artificiellement la perméabilité au voisinage des puits. En général, dans le cas du shale gas, il y a peu d'eau associée (mais si l'on procède à de la fracturation artificielle, il faut contrôler que les fractures artificiellement créées ne s'étendent pas en dehors de la couche productive ce qui pourrait conduire à des venues d'eaux souterraines en provenance d'horizons aquifères voisins). La couche prospective ayant une extension géographique importante et la production d'un puits, même après stimulation, étant faible, cela conduit pour l'exploitation du gaz à un mode de développement industriel très particulier (notamment pour ce qui concerne le nombre et l'espacement des puits). La couche pouvant présenter des hétérogénéités significatives selon les zones, il est important de découvrir les zones les plus favorables (sweet spots). Il faut aussi chercher à repérer, pour les éviter, les failles souterraines qui réduiraient la productivité des puits. Ce troisième type de gaz non conventionnel n'est aujourd'hui exploité commercialement qu'en Amérique du Nord.

Pour mémoire, on peut signaler une autre ressource non conventionnelle de gaz dont l'exploitation semble aujourd'hui très lointaine : les hydrates de méthane. Il s'agit d'accumulations considérables contenues au fond des océans ou dans des zones très froides. Mais le gaz est sous forme d'hydrates intimement liés à la roche, ce qui est radicalement différent des catégories précédentes de gaz non conventionnels. Ces hydrates pourraient toutefois constituer des ressources énergétiques pour un avenir éloigné.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

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.

Selon des modalités adaptées aux caractéristiques propres de chaque réserve, cette association des 2 techniques a permis l'exploitation des gaz non conventionnels. D'abord appliquées dans le cas du tight gas et du CBM, elles se sont généralisées ces dernières années aux États-Unis pour le shale gas.

Certes même aux États-Unis, la majeure partie de la production du gaz non conventionnel provient aujourd'hui encore du tight gas. Mais la rapidité de l'essor récent du shale gas (qui a désormais dépassé le CBM dans ce pays) et surtout ses perspectives de développement futur, conduisent à s'intéresser particulièrement à sa production. C'est dans ce contexte d'application que l'on décrira ici les techniques de production.

La production d'un puits dans une couche de shale gas s'effectue au cours du temps selon un profil hyperbolique : la production initiale résulte de l'extraction du gaz libre contenu dans les fractures puis rapidement la production décline fortement et c'est le gaz des porosités naturelles qui est produit et enfin, avec la chute de pression, le gaz adsorbé est extrait par désorption. Après la phase initiale, la production est faible mais avec un taux de déclin réduit et elle peut donc être maintenue sur une longue période. La production globale naturelle issue d'un puits shale est toutefois extrêmement faible. L'enjeu technique a été de parvenir à accroître artificiellement la perméabilité naturelle autour d'un puits en créant localement des fractures pour augmenter tant sa production initiale que son rythme de production ultérieure de façon à augmenter la production globale cumulée du puits (EUR : Estimated Ultimate Recovery). Néanmoins, même après stimulation, la production d'un puits shale conserve un profil hyperbolique marqué.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Les procédés de fracturation

La technique de fracturation est assez ancienne car on date du début des années 1950 les premiers essais réussis dans les gisements conventionnels puis, ultérieurement, elle a été utilisée pour les gisements de tight gas. Appliquée aux shale gas, cette technique a permis d'accroître très significativement la production des puits et est à l'origine de l'essor de la production commerciale des shale gas. Le principe de cette technique de stimulation de puits est d'envoyer, via le tubage du puits, un mélange d'un fluide (l'eau dans le cas de fracturation hydraulique) et de sable, avec un débit très important et sous forte pression. Le tubage du puits a été préalablement perforé sur un segment pour assurer la communication avec la formation géologique et à cet endroit le mélange sous pression provoque des fractures ou agrandit les fractures naturelles de la roche. Pour contrôler la localisation de la fracturation, le segment concerné a été isolé dans le puits. Les grains de sable s'insèrent dans les fractures ainsi créées et les empêchent de se refermer ultérieurement (ce qu'elles auraient tendance à faire à cause de la pression). La fissure est ainsi « étayée » d'où le terme anglais de « proppant » pour caractériser le rôle du sable. Différents additifs chimiques en très petites quantités mais très spécifiques sont ajoutés pour améliorer l'efficacité du procédé. Tous les progrès ont consisté à savoir choisir les natures du fluide, du « proppant » et des additifs et leurs proportions, en adaptant ces paramètres aux caractéristiques particulières du réservoir concerné.

Le multifracking

Au départ, on ne savait faire qu'une fracturation voire 2 par puits mais les meilleurs opérateurs ont réussi à maîtriser des techniques permettant d'effectuer séquentiellement un plus grand nombre de fracturations par puits (aujourd'hui on peut aller bien au-delà de la dizaine).

Les workovers

Il est possible de revenir ultérieurement dans un puits pour reprendre les fracturations et le restimuler.

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. Il est donc progressivement apparu que l'on avait intérêt à recourir à des forages horizontaux. 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). Aujourd'hui dans les applications shale aux États-Unis la partie horizontale atteint fréquemment 1500 à 2000 m. Une zone de fracturation ne concerne localement qu'un segment limité mais la maîtrise des multifrackings a permis de fracturer plusieurs zones dans la partie horizontale du puits et tout l'enjeu est de bien positionner les frackings, qui peuvent être dans un puits de shale gas au nombre de 5 à 10 voire 15. La production de

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

gaz d'un puits peut ainsi être fortement améliorée, mais au prix d'opérations coûteuses de fracturation. Le savoir-faire des opérateurs est de bien apprécier le bénéfice de ces différentes opérations en optimisant les coûts et les avantages. Ainsi des puits verticaux continuent à être forés aujourd'hui dans les développements des shales américains, car plus économiques dans certains cas, notamment durant la phase d'appréciation initiale d'une zone.

Les enjeux environnementaux

Le principal souci est la gestion de l'eau. L'eau est nécessaire pour le forage mais surtout pour le fracking. Pour donner un ordre de grandeur, un puits typique de shale gas aux États Unis nécessite en moyenne 100 000 gallons pour le forage stricto sensu (principalement pour l'élaboration des boues de forage) mais une opération de fracking requiert beaucoup plus, parfois 800 000 gallons. Une partie de l'eau injectée (1/3 ou plus) 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. Des efforts sont menés pour assurer le recyclage d'une partie de cette eau pour les opérations ultérieures (mais pour cela il ne faut pas qu'elle soit trop saline car cela dégrade la perméabilité de la couche et le plus souvent cela suppose de la diluer avec des apports d'eau douce…). Fréquemment aux États-Unis jusqu'à 5 millions de gallons d'eau (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 (l'intégrité du puits est assurée par des techniques classiques de cimentation appliquées sur les premières centaines de mètres du puits, voir sur la totalité…).

À 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. En cas de contaminants (azote, CO_2, H_2S, etc.) produits avec le gaz, des mesures appropriées doivent être mises en œuvre en surface. Par ailleurs dans certains cas, des matériaux rocheux naturellement faiblement radioactifs peuvent être rapportés en surface (NORM : Naturally Occuring Radioactive Material) et nécessitent des précautions particulières. Bien sûr il faut éviter les fuites de méthane dans l'atmosphère, car c'est un GES très puissant (21 fois plus que le CO2 tonne/tonne). 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.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Le deuxième enjeu environnemental important est la question des nuisances de surface. Les fracturations ayant lieu en profondeur n'ont pas d'impact en surface en dehors, comme pour tout travail souterrain, d'une microsismicité repérable en surface par une instrumentation fine.

Par contre, il s'agit :

- De 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. D'où un problème qui se pose tant en zones urbaines qu'en zones agricoles ou en zones sensibles sur le plan écologique. Le recours aux forages horizontaux (qui augmentent la production par puits) et la possibilité de forer plusieurs puits à partir d'un même emplacement de surface (pad drilling) permettent toutefois d'atténuer l'emprise au sol.

- Des bruits et autres nuisances de chantier : les opérations de fracturation (d'une durée de quelques jours par puits) sont bruyantes. Cela est particulièrement sensible en zones urbaines (cas de Barnett au Texas dans la région urbanisée de Fort Worth). Des murs de sable ont permis de réduire le bruit dans le voisinage.

- Des infrastructures : il faut À 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. En l'absence de pipes à proximité, les routes sont aussi nécessaires pour évacuer la production. Le trafic par camions peut donc être très important au voisinage d'un centre de production.

Les axes de progrès

Aujourd'hui, il existe en fait différentes modalités de fracturation que l'on cherche en permanence à améliorer pour renforcer la sécurité et pour maîtriser l'impact environnemental. Et bien sûr pour diminuer les coûts. L'enjeu est de réduire le nombre de jours d'opérations et le coût des matières utilisées dans la préparation du puits, tout en améliorant les volumes de gaz qui seront produits.

Le progrès a porté sur l'amélioration de l'efficacité du procédé avec l'ajout de différents additifs chimiques qui ont chacun un rôle spécifique (des gélifiants qui assurent la viscosité nécessaire à la

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

fracturation, des produits qui améliorent le transport du proppant par l'eau et qui favorisent son dépôt dans les fissures en empêchant qu'il ne remonte à la surface avec l'eau, des réducteurs de friction, des bactéricides, etc.). Aujourd'hui le fracking à l'eau repose sur des mélanges à plus de 99 % d'eau et de proppant avec moins de 1 % d'additifs qui concentrent l'expertise des opérateurs et la performance du procédé, mais qui peuvent être toxiques. La technique appelée « slickwater » a permis de réduire les gélifiants mais elle augmente la consommation d'eau. Un thème de recherche actuellement important vise à augmenter le taux de salinité admis pour les opérations de fracturation, pour accroître le recyclage des eaux.

On a aussi travaillé sur les proppants (plus légers tout en résistant bien à la pression dans la roche).

Outre le choix et le dosage des fluides, des proppants et des additifs, l'innovation a aussi consisté à savoir reconnaître par des études de mécanique des roches le système des fractures naturelles et notamment leur direction de façon à orienter le forage du drain et les paramètres du fracking pour optimiser l'extension artificielle de ces fractures. Les fractures naturelles verticales seront mieux intersectées par un drain horizontal. Les zones plus « schisteuses » sont plus cassantes (brittle lithology) et donc plus favorables alors que les zones trop argileuses sont moins propices à l'efficacité de la fracturation.

Le savoir-faire des opérateurs est un facteur essentiel car il faut s'adapter concrètement à des contextes variés. Il n'y a pas deux shales qui soient identiques. Souvent le monitoring des opérations sur puits est désormais contrôlé à distance par des spécialistes, ce qui permet d'accroître le rythme et la qualité des forages. Le progrès technique se poursuit encore aujourd'hui, avec un avantage pour les sociétés opératrices déjà expérimentées.

Les nouvelles approches, testées dans les shales auront des répercussions indirectes dans l'ensemble de l'activité pétrolière (dans le secteur du forage mais aussi dans les géosciences).

Les particularités du « business model » d'un développement de shale gas

Le schéma industriel d'un développement de shale gas est très différent des développements gaziers conventionnels et nécessite des expertises particulières. Dans le cas conventionnel, une part importante de la réduction des incertitudes est recherchée avant toute production par des travaux préliminaires approfondis de géo-sciences, et après le puits de découverte par des études de réservoir engineering et de dessins des installations qui sont menées avant le développement industriel proprement dit (qui fige alors largement les paramètres de production…). Alors que dans le cas shale, la

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

production initiale commence très vite mais on progresse ensuite en efficacité et en coûts, puits après puits, au fur et à mesure du développement.

La nature des travaux d'exploration est très spécifique.

Contrairement à la recherche de la localisation d'une accumulation ponctuelle caractéristique d'un gisement conventionnel, dans le cas du shale gas la zone prospective d'un bassin est très étendue et on n'a pas À priori d'échec d'exploration (au sens où le puits rencontre la couche contenant du gaz… mais la commercialité reste à prouver). L'enjeu du travail d'exploration est autre ; il est d'aider à localiser les meilleures parties de la zone (sweet spots) et d'orienter le choix des paramètres de production.

- Travaux de géochimie pour comprendre les modalités de la pétrogenèse et de la maturation et anticiper la nature des hydrocarbures

- Utilisation de la sismique pour repérer les éventuelles failles souterraines (qu'il faut éviter dans les forages horizontaux car elles détérioreraient la productivité du puits), pour aider à la compréhension du système de fractures naturelles, à la recherche des parties les plus perméables, les plus cassantes.

- Recours à des méthodes permettant de suivre en continu le processus de fracturation hydraulique, sa qualité et son extension dans la couche.

L'usage de la sismique 3D est très utile mais dans un contexte très différent de celui des zones conventionnelles. Les progrès de l'imagerie sous des couches de sel ont été spectaculaires ces dernières années et dans la recherche des ressources conventionnelles, ils ont conduit à des avancées considérables. Dans le cas shale toutefois, compte tenu de la finesse des paramètres recherchés, l'imagerie que l'on obtient sous une couche de sel reste encore très imprécise avec l'état actuel de la technique.

Le choix des caractéristiques des puits

C'est un élément tout à fait essentiel pour l'économie d'un développement de shale gas. Il s'effectue progressivement essentiellement par trial and error, au fur et à mesure du forage de nombreux puits. Le forage est coûteux, surtout s'il s'agit d'un forage horizontal qui augmente la longueur forée, donc le nombre de jours de forages et l'usage de tubes.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Typiquement aux États-Unis un puits shale horizontal peut conduire à forer et à tuber 4 000 m :

- 2 000 à 3 000 m de partie verticale
- 1 000 à 2 000 m de partie horizontale.

La profondeur verticale d'une couche dont on envisage l'exploitation est parfois supérieure si la performance des puits est bonne, mais il semble que la limite économique actuelle se situe environ à 4 000 m.

Au coût du forage stricto sensu s'ajoute le coût des opérations de complétion et de stimulation particulièrement élevé avec les procédés de frackings. En théorie les multi fracs améliorent la production du puits mais à condition de bien les positionner et d'optimiser leur réalisation.

En ordre de grandeur, un puits shale complété revient aux États-Unis entre 1 M$ et 3 M$ à Barnett, entre 7 et 10 M$ à Haynesville. Ces montants sont faibles comparés à beaucoup de forages conventionnels surtout ceux en offshore. Mais bien sûr ils doivent être mis en rapport avec la production attendue du puits (EUR) qui est limitée. Si un puits de 3 M$ produit au total 2 Bcf, cela conduit à 1,50 $/Bcf, soit environ 1,50 $/million de BTU (pour le seul coût des forages en dehors des autres coûts d'exploitation…).

Toutes les innovations ont amélioré le profil de production d'un puits et sa récupération totale. Ce profil reste toutefois très hyperbolique. Un puits type dans les shales du champ de Barnett est caractérisé par un taux de déclin évoluant ainsi dans le temps.

Tableau 1. Taux de déclin d'un puits type

Année	1re	2e	3e	4e	5e	6e
Taux de déclin	65 %	53 %	23 %	21 %	19 %	17 %

Une partie importante de la production totale d'un puits est donc obtenue les deux premières années et l'essentiel sur 5 ans. La phase finale de production peut toutefois être longue car la production, bien que très réduite par rapport à la production initiale, ne décline plus que peu (6 à 10 % par an). Il faut souligner encore que la performance économique d'un puits de shale gas peut être très variable sur un même champ : elle s'améliore au fur et à mesure de l'avancement du développement du gisement et selon l'expertise de l'opérateur, mais de toute façon les caractéristiques des shales restent hétérogènes selon les localisations.

La zone de drainage d'un puits, limitée par la zone fracturée artificiellement, est réduite et l'espacement des puits, qui est un paramètre très important pour la profitabilité du développement, doit lui aussi être optimisé progressivement.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Il faut enfin des rigs de forage pouvant réaliser ces opérations. Le progrès technique sur la conception des rigs a beaucoup avancé avec les développements shale et des rigs particuliers ont été développés. Même aux États-Unis, ce n'est que récemment qu'un nombre significatif de rigs adaptés a été disponible pour les nombreux puits que nécessitent les développements de shale gas. Un seul opérateur peut avoir simultanément plus de 10 rigs en opération sur un développement et les sociétés opératrices sont fréquemment propriétaires de leurs rigs.

Les autres coûts

- Coût d'acquisition des permis et fiscalité applicable
- Coût de l'accès à l'eau (avec parfois des limites quantitatives…)
- Coût de traitement des eaux, éventuellement du gaz (si une séparation est nécessaire)
- Coût d'infrastructures : routes, raccordement à des pipes de gaz
- Équipes spécialisées dans le marketing des productions gazières.

Pour l'économie d'un développement shale, il ne faut pas sous-estimer ces différents coûts et notamment ceux d'infrastructures qui peuvent être très différents selon les localisations. Globalement ces autres coûts sont nettement supérieurs au coût des forages stricto sensu. Mais dans un développement de shale gas qui nécessite de très nombreux puits, la performance des forages reste un facteur clé. On peut souligner aussi une caractéristique économique importante des développements shale gas : une certaine flexibilité. On peut en effet réduire le nombre de nouveaux forages en cas de baisse de prix (alors que dans les développements conventionnels d'importantes installations doivent être réalisées dès le départ). Mais le maintien de la production globale du champ de shale gas nécessite en permanence le forage de nouveaux puits et elle diminuerait rapidement si on réduisait les nouveaux forages.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

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. Dans les prévisions à 2030 la part du gaz dans le mix énergétique mondial augmentait 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

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

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.

▪ 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 domestiques dans de grands pays consommateurs, progrès des performances des nouvelles centrales au charbon). Et ce sont les autres alternatives pour l'élaboration de l'électricité qui pourraient souffrir de l'essor du gaz (nucléaire, énergies renouvelables). Il n'est pas évident qu'un gaz très disponible puisse renforcer la hausse de la demande finale d'électricité dans le monde, souhaitable pour assurer le développement économique, car les besoins en infrastructures pour développer l'électrification sont particulièrement importants.

- 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 automobile, qui constituent des freins considérables.

▪ Concernant les enjeux climatiques, le shale gas n'apparaît pas, au niveau de l'extraction, plus émissif que les sources gazières

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

conventionnelles (sous réserve de vérifier les émissions découlant du trafic des camions lié à l'exploitation et l'impact de la logistique de distribution). 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.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Panorama gazier 2009

Production mondiale (Bcm)

Chine	85
Qatar	89
Norvège	104
Iran	131
Canada	161
Russie	527
USA	593
Monde	2987

Consommation mondiale (Bcm)

Royaume-Uni	86
Japon	87
Chine	89
Canada	95
Iran	132
Russie	390
USA	647
Monde	2940

Réserves prouvées (Tcm)

Chine	2.5
Australie	3.1
Nigeria	5
USA	7
Arabie Saoudite	8
Turkmenistán	8
Qatar	25
Iran	30
Russie	44
Monde	187

Source : BP Statistical Survey 2010 ; 1 Tcm = 1000 Bcm

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Estimations des réserves en gaz non conventionnels

En ce domaine, on se réfère encore souvent à la publication, pourtant déjà ancienne, de Rogner (1997) qui a tenté une estimation des ressources en place. On la résume ici, exprimée en Tcf (1 Tcf = 28,3 Bcm, 1Bcm = 35,3 Bcf) et en classant selon l'importance des valeurs concernant les shales :

Estimation des ressources en place

	Tight gas(Tcf)	CBM(Tcf)	Shale Gas(Tcf)	Total(Tcf)
Amérique du Nord	1 371	3 017	3 842	8 228
Chine[3]	353	1 215	3 528	5 094
Moyen-Orient et Afrique du Nord	823	0	2 548	3 370
Australie et Asie OCDE	705	470	2 313	3 487
Amérique Latine	1 293	39	2 117	3 448
Ex URSS	901	3 957	627	5 485
Europe	431	275	549	1 244
Autres Asie	745	39	314	1 097
Afrique subsaharienne	784	39	274	1 097
Total	7 406	9 051	16 112	32 560

Le chiffre concernant le potentiel shale de l'ex URSS est surprenant et a été révisé à la hausse dans beaucoup d'études ultérieures. Comme on l'a déjà souligné le passage à des réserves techniquement récupérables est délicat. L'AIE a dans son outlook 2009 retenu les valeurs de Rogner et a utilisé un taux de récupération de 40 % qui apparaît très élevé.

[3] Ainsi que les pays proches à économie centralisée (Mongolie extérieure, Corée du Nord, Vietnam…)

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org

Références

Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook*, novembre 2009.

O. Appert, « Unconventional Gas; General Views », IFP Énergies nouvelles, rencontre de la SFAF, Paris, 7 octobre 2010.

BP Statistical Survey of World Energy, juin 2010.

Conseil mondial de l'énergie, *Survey of Energy Resources: Focus on Gas Shales,* Londres, novembre 2010.

Ernst & Young, *The Global Gas Challenge*, New York, 2010.

P. Hartley et Mc Medlock, *Potential World-Wide Effects of Shale Gas*, Houston (TX), Rice University, 2010.

Y. Kawata and K. Fuyita, « Some Predictions of Possible Unconventional Hydrocarbons Availability until 2100 », Oil and Gas Conference, Djakarta, avril 2010.

E. Monitz, *The Future of Natural Gas. An Interdisciplinary MIT Study. Interim Report*, Cambridg (MA), MIT, juin 2010.

National Petroleum Council, « Facing the Hard Truth about Energy. Global Oil and Gas Study », *Unconventional Gas*, *Topic Paper,* n° 29, juillet 2007.

Potential Gas Committee, *Rapport 2009*, juin 2009.

T. B. Pickens, *Pickens Plan*, août 2010.

H. H. Rogner, *An Assessment of World Hydrocarbons Ressources. Annual Review of Energy and Environment*, Victoria (CB), Institute for Integrated Energy Systems, université de Victoria, 1997.

P. Stevens *The Shale Gas Revolution: Hype and Reality,* Londres, Chatham House, septembre 2010.

US Department of Energy, *Annual Energy Outlook to 2035*, Washington, D.C., décembre 2007.

US Department of Energy, *Modern Shale Gas Development in the US: A Primer*; Washington, D.C., avril 2009.

World Wide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, Advanced Resources International, Copenhague, décembre 2009.

© Tous droits réservés – www.ifri.org – www.connaissancedesenergies.org