
Les perspectives du *shale gas* dans le monde

Bruno Weymuller

Décembre 2010



Gouvernance européenne
et géopolitique de l'énergie

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 – 2010 – 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

Sommaire

INTRODUCTION	2
LES GAZ NON CONVENTIONNELS.....	4
Définitions et caractéristiques.....	4
Les progrès technologiques permettant la production des gaz non conventionnels	8
Les particularités du « business model » d'un développement de shale gas.....	12
L'EXPERIENCE SHALE GAS AUX ÉTATS-UNIS	16
Historique du shale gas aux États-Unis.....	16
Panorama des principales zones de shale gas aux États-Unis.....	17
Caractéristiques du développement des shale gas aux États-Unis.....	19
Les perspectives pour 2020-2030.....	22
LES PERSPECTIVES EN DEHORS DES ÉTATS-UNIS.....	25
Une prospective géologique mondiale	25
État des connaissances par zones.....	26
LE JEU DES ACTEURS INTERNATIONAUX	30
Les États-Unis.....	30
Les grands consommateurs émergents : Chine et Inde	32
L'Europe.....	34
Les exportateurs actuels.....	35
CONCLUSION.....	38
ANNEXES.....	41
Références	47

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.

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.

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

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.

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

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.

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.

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

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, CO₂, H₂S, 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.

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

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 géosciences, 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

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.

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	1 ^{re}	2 ^e	3 ^e	4 ^e	5 ^e	6 ^e
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 rentabilité du développement, doit lui aussi être optimisé progressivement.

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.

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. Puits à faible profondeur (moins de 10 m) près de la ville de Fredonia dans l'État de New York. Le gas a été utilisé pour l'éclairage urbain et en partie celui des maisons. Mais en 1859 moins de 40 ans après le puits de Fredonia, le forage historique du Colonel Drake à Titusville en Pennsylvanie allait modifier l'histoire, en ouvrant l'exploitation des ressources conventionnelles d'hydrocarbures. Toutefois une exploitation limitée des shales gas s'est maintenue aux États-Unis au XIX^e siècle et durant le XX^e dans des gisements peu profonds et par production naturelle : dans l'Ohio shale (gisement de Big Sandy dans le Kentucky) et plus tard, à partir des années 1930, il y a eu une exploitation modeste de la couche d'Antrim dans le Michigan, dont la production a été augmentée au début des années 1990. Mais la production globale de shale il y a 15 ans représentait à peine plus de 1 % de la production gazière domestique (de l'ordre de 10 Bcm par an).

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 (1^{re} fracturation : 1986 ; 1^{er} forage horizontal : 1992). On peut souligner le cas déterminant du gisement texan de Barnett et le rôle de pionnier qu'y a joué Mitchell Energy, société reprise au début des années 2000 par Devon. Ces petites sociétés ont travaillé avec les sociétés de services pétroliers (forage, cimentation, logging, sismique, etc.) pour optimiser les techniques de production. À 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 de Barnett.

Panorama des principales zones de shale gas aux États-Unis

Aujourd'hui une vingtaine de grands bassins shale gas focalisent l'attention. Mais seul un petit nombre sont déjà en production, les autres font encore l'objet d'évaluation. Les plus importants bassins de shale gas sont localisés à l'est des USA sur un grand arc allant du Texas aux Appalaches et jusqu'au Canada. Les horizons géologiques sont variés, souvent anciens (Mississippien au sud-est, Dévonien au nord-est) mais aussi dans le Mésozoïque. Il y a un autre axe prolifique plus à l'ouest qui suit les Rocheuses (où il y a aussi plusieurs zones d'exploitation de tight gas et de CBM).

Il faut souligner la variété des caractéristiques et des conditions d'exploitation des différents bassins américains, qui sont situés à des profondeurs allant de 1 000 m à 3 000 m, rarement 4 000 m.

Dans le Sud-Est

Au Texas, le bassin de Barnett (Mississippien) dans la région de Fort Worth, celui d'Eagle Ford (Crétacé) au sud-ouest et ceux de Bossier (Crétacé) et d'Haynesville (Jurassique), à cheval entre le Texas et le nord de la Louisiane.

Plus au nord, le bassin de Woodford (Mississippien) dans le sud-est de l'Oklahoma, celui de Fayetteville (Mississippien) dans l'Arkansas et celui de Black Warrior dans l'Alabama.

Dans le nord-est plusieurs bassins dans le Dévonien

Dans la zone des Appalaches, le bassin de Marcellus qui occupe une zone immense (près de 20 fois la surface de Barnett) allant de la Virginie de l'ouest jusqu'à l'État de New York en couvrant une partie de la Pennsylvanie et de l'Ohio, et immédiatement au sud de Marcellus : Huron et à l'est : Antrim dans le Michigan, New Albany dans l'Illinois.

Sur l'arc à l'ouest, le long des Rocheuses, on a :

- Le bassin de San Juan (sur le Colorado et le Nouveau Mexique) qui est le berceau de l'exploitation du CBM mais où en plus il y a un thème shale.
- Plusieurs bassins dans le Colorado (dont Niobrara dans le Crétacé avec les 2

thèmes gas et huile) ainsi que dans l'Utah, le Wyoming et le Montana.

- Le bassin de Bakken (Montana, North Dakota) où il y a principalement une production de shale oils, mais qui a aussi un thème shale gas.

Le Canada s'est mis avec retard à la prospection de shale gas et les bassins y sont encore relativement peu reconnus mais ils sont de nature géologique similaire à ceux des États-Unis. Et à l'avenir l'essor accompagnera sûrement celui des États-Unis. Les premières zones étudiées ont été celles de l'ouest avec désormais deux gisements importants en production : celui de Horn River (Muskwa shale, Devonien) en Colombie Britannique et celui de Montney (Trias) dans l'Alberta. Plusieurs autres zones sont aussi repérées dans ces deux provinces (Liard, Doig, Gordondale...). Une partie de Bakken s'étend dans le Saskatchewan. À l'est dans le Québec, le bassin d'Utica (Ordovicien) qui couvre une zone considérable au sud du Saint-Laurent entre Montréal et Québec City, et dont l'exploitation commence à être envisagée. Il y a aussi des cibles dans l'Ontario.

La production de shale gas en Amérique du Nord même si elle a beaucoup augmenté ces 3 dernières années ne représente encore aujourd'hui qu'une part de la production gazière non conventionnelle inférieure à celle des tight gas. Elle a toutefois dépassé désormais celle de CBM.

Mais l'intérêt porté au shale gas vient de la taille des réserves potentielles et des perspectives de sa croissance qui devrait à l'avenir être beaucoup plus importante que celle du tight gas et du CBM. Aujourd'hui la majeure partie de la production américaine de shale gas provient de 5 gisements. Pour l'essentiel du bassin de Barnett (près de 50 % de la production globale actuelle) et dans une mesure plus limitée de Fayetteville et de Woodford. Le gisement d'Haynesville, qui devrait avoir un grand potentiel, a commencé sa production en 2007. Et la production du gigantesque gisement de Marcellus en est encore à une phase très initiale. Les productions des bassins de l'ouest des États-Unis sont aujourd'hui réduites car elles ont le double handicap d'une géologie souvent complexe et d'un prix du gaz tête de puits plus faible.

La production de shale gas de l'Amérique du Nord n'était que de 1 Bcf/d en 2000, et à peine plus de 3.5 Bcf/d en 2006, mais elle augmente à partir de 2007 pour atteindre 9.2 Bcf/d en 2009, et elle devrait être en 2010 de 11.4 Bcf/d (dont 1 Bcf/d au Canada)

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. En 2003, on comptait environ 300 sociétés US actives sur les thèmes des gaz non conventionnels ; elles sont plus de 700 aujourd'hui. Et les emplois associés sont importants. Les plus importants opérateurs indépendants se sont hissés aux premiers rangs de la production gazière aux États-Unis (XTO, Chesapeake, Devon, EOG resources...).

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. De très loin, la plus grosse opération concerne le rachat de XTO par Exxon fin 2009 pour 41 milliards de \$. Mais Shell, BP, Conoco Phillips, Statoil, Total, Eni et des sociétés asiatiques ont aussi été actives, en général sous la forme d'asset deals avec des indépendants sur une partie de leur portefeuille de gisements, la société indépendante gardant généralement la maîtrise des opérations (et donc l'essentiel du savoir faire...).

À priori, les méthodes des majors sont différentes et éloignées du pragmatisme dynamique des pionniers. On peut penser qu'apportant leurs expertises scientifiques et leur capacité à réaliser des études préalables, elles pourront faire franchir une nouvelle étape en complément des progrès initialement apportés par les petits indépendants. Mais il ne faut pas sous-estimer la différence des cultures. On peut noter qu'Exxon a choisi de maintenir l'autonomie d'organisation de XTO. Quant aux grandes sociétés de services pétroliers (Halliburton, Schlumberger...), elles ont acquis une très solide expérience sur les réservoirs non conventionnels (pour la caractérisation pétrophysique par loggings et bien sûr pour les opérations de fracturation). Vu la nature spécifique de l'exploitation du shale gas, elles sont aujourd'hui des acteurs incontournables.

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 (souvent des particuliers). 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...). À noter aussi que les spécificités américaines ont rendu possible l'attribution de permis de recherche très étendus, ce qui est

particulièrement adapté aux caractéristiques des zones à shale. Le régime minier américain permet de conserver durablement les permis si le concessionnaire maintient une activité de production. La fiscalité publique reste en général légère même si elle peut comprendre, en plus de la Corporate Tax, des taxes spécifiques (severance taxes). Enfin il ne faut pas sous-estimer le rôle des aides fiscales, mises en place dans les années 1990, qui ont contribué au départ à favoriser la recherche d'innovations technologiques.

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. Donc même dans les zones qui n'ont pas d'histoire d'activité pétrolière, cela permet d'éviter la mise en place de lourdes infrastructures nouvelles pour assurer la mise au marché des nouvelles productions. Mais à un niveau plus local de nombreuses connexions gazières devront être réalisées. Enfin il faudra en général construire de nouvelles routes pour assurer le trafic de camions nécessaire pour l'exploitation de nombreux puits (notamment pour le développement de Marcellus dans les Appalaches, ce sera un défi à relever). Il faut souligner que les flux de transport du gaz au niveau régional et interrégional risquent d'être très profondément modifiés par l'arrivée nouvelle de productions shales importantes. Le gaz des gisements shale du sud remonte actuellement vers le nord-est. L'essor de Marcellus devrait faire reculer ces remontées en provenance du sud des États-Unis, ainsi que les apports canadiens vers le nord-est des États-Unis. Les flux gaziers entre l'Ouest et l'Est du continent devraient à terme être impactés, et cela concerne aussi les opérateurs canadiens.

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). Les modalités d'amortissement peuvent aussi être discutées en raison de la difficulté de prévoir le potentiel et la durée de production des puits. D'où une incertitude sur les coûts de production.

Mais il faut bien sûr tenir compte d'un paramètre essentiel, non mentionné jusqu'ici : le prix du gaz. Au cours des années 1990 le prix du gaz aux États-Unis a été très faible (inférieur à 3\$/MBTU) 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 (à une période où il y avait peu de possibilités d'importations LNG). Au milieu de la dernière décennie les prix ont ainsi monté (jusqu'à atteindre 13 \$/MBTU en avril 2008).

Tableau 2. Augmentation des prix du gaz

Année	1990-1999	2000	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Prix du gaz \$/MBTU (Henry Hub)	< 2.50	4.23	5.85	8.79	6.76	6.95	8.85	3.89

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. En fait il est vraisemblable que la période 2006-2008 a redistribué les cartes parmi les producteurs gaziers US. Les producteurs déjà bien engagés dans les productions shale ont sans doute des coûts qui se situent dans le bas de la courbe globale des coûts tandis qu'aujourd'hui certaines productions classiques sont dans la partie haute de cette courbe des coûts. Quant aux promoteurs de futurs développements shale ils peuvent être inquiets du niveau actuel des prix, car ils ne maîtrisent pas encore la connaissance du gisement et risquent d'avoir au début des coûts plus élevés. Toutefois dans le cas de Marcellus, les sociétés qui s'y engagent aujourd'hui ont une solide expérience acquise sur d'autres gisements. Il n'en reste pas moins qu'un niveau de prix restant durablement autour de 4 \$/MTBU ferait peser une lourde hypothèque sur le niveau futur de la production de gaz domestique.

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 (Congrès et États, notamment celui de New York préoccupé de protéger l'alimentation en eau de l'agglomération de New York) à réexaminer les réglementations et notamment à exiger de connaître avec précision la nature des additifs. À la demande du Congrès, l'Agence de Protection de l'Environnement a engagé en 2010 une étude très approfondie sur les impacts environnementaux de la fracturation hydraulique, dont les conclusions devraient être connues en 2012. La rédaction finale du rapport de l'EPA sera très importante pour le futur. Cela conduira vraisemblablement à un renchérissement des coûts mais surtout à un renforcement des contrôles sur les opérations (car en fait il n'y a pas de problèmes particulièrement difficiles si un puits est correctement réalisé mais le risque vient de la réalisation d'un très grand nombre de puits). Ces nouvelles règles pourraient aussi avoir des conséquences sur les délais dans les développements et sur les limites

géographiques des zones d'exploitation. 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

En 2009, la consommation gazière des États-Unis est d'environ 650 Bcm (22.8 Tcf). La production domestique est légèrement inférieure à 600 Bcm (20.9 Tcf). Les importations gazières viennent pour environ 90 % du Canada (par pipes).

Tableau 3. Production et consommation gazières des États-Unis

Années	2000	2005	2008	2009
Production (Bcm)	543	511	574	593
Consommation (Bcm)	661	623	658	647

Source : BP Statistical Survey

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 qu'ils avaient perdue depuis 2001 de premier producteur mondial de gaz, devant la Russie (dont la production a toutefois fortement chuté en 2009, de près de 12 %). 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.

Tableau 4. Production gazière des États-Unis en 2009 (Bcm)

non conventionnelle	Tight gas	185
	CBM	52
	Shale gas	88
Sous Total		325
conventionnelle		268
TOTAL		593

Comme la demande de gaz a chuté suite à la récession économique, l'impact de l'essor des gaz non conventionnels a été

amplifié sur le marché et on a assisté à une baisse des prix et à un net recul des importations, notamment celles par LNG. Qu'envisager pour le futur ?

À 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, beaucoup plus que pour les réserves conventionnelles, le volume qu'il sera commercial de produire est très sensible au prix du gaz.

Selon certaines estimations la production de gaz non conventionnels des États-Unis pourrait atteindre 475 Bcm en 2020, avec un doublement de la production de shale gas qui passerait annuellement d'environ 100 bcm en 2010 à 200 Bcm en 2020 (de 10 Bcf/day à 20 Bcf/day). La production canadienne de shale gas étant estimée pour 2020 à 60 Bcm/an (contre 10 Bcm/an en 2010). À cet horizon de dix ans, comme Barnett le plus grand champ actuel arrive à un plateau de production, cela dépendra beaucoup du profil de la montée en puissance de 2 grands gisements dont le développement est engagé aujourd'hui. Il s'agit d'Haynesville et de Marcellus. Il y a des éléments favorables. En effet, on peut noter qu'Haynesville a atteint en 4 ans le niveau de production qui avait nécessité près de 20 ans de travail à Barnett, ce qui indique que malgré les différences de caractéristiques, les opérateurs savent capitaliser les expériences initiales. Et sur Marcellus deux sweet spots ont été désormais repérés (le premier en Pennsylvanie, le second plus au sud en Virginie de l'ouest, permettant ainsi d'éviter dans un premier temps une activité dans l'État de New York dont les réticences sont encore fortes...). Mais bien sûr un faible prix du gaz pèsera sur le rythme et l'extension des développements.

Au-delà de 2020 cela dépendra aussi de la mise en exploitation des différents autres bassins repérés. Mais les décisions de développement restent à prendre dans un contexte d'incertitude sur le niveau des prix du gaz et les taux de récupération sont difficiles à estimer.

Le Potential Gas Committee qui réunit, sous l'égide de la Colorado School of Mines, des experts de l'industrie, du gouvernement et du monde académique, publie tous les 2 ans une étude qui fait référence sur l'ensemble des réserves gazières potentielles techniquement récupérables des États-Unis (y compris une catégorie, au-delà des réserves possibles, qualifiée de spéculative). Sa dernière étude (juin 2009) a eu un fort retentissement car elle a fortement augmenté l'évaluation précédente pour avancer le chiffre global de 58.6 Tcm. (2070 Tcf), soit 90 fois la consommation domestique gazière de 2009 (650 Bcm). Le potentiel shale représente environ 30 % à 18.4 Tcm (650 Tcf). Le potentiel CBM nettement plus réduit est estimé à environ 4.8 Tcm (170 Tcf). Mais dans ce chiffre global de potentiel gazier les réserves gazières prouvées représentent seulement 6.8 Tcm (240 Tcf) avec 13 % concernant les shales (0.9 Tcm soit 31.8 Tcf).

La possibilité d'extraire une part importante du solde des réserves potentielles techniquement récupérables (probables, possibles, spéculatives) soit 51.8 Tcm (1830 Tcf) suppose, outre la fiabilité de l'estimation, que l'évolution des coûts, le niveau du prix du gaz soient favorables et que les contraintes découlant de nouvelles réglementations (deep offshore, shale) restent raisonnables. 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.

Les perspectives en dehors des États-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 sur le niveau de la production future, 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. Elles se limitent aux zones onshore car les réserves possibles en offshore seraient très coûteuses à exploiter. Très naturellement l'expérience réussie aux États-Unis conduit à tenir compte des conditions US et donc 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.

De façon à diminuer le risque géologique on est incité à privilégier les zones déjà connues pour leurs réserves conventionnelles car on sait que la « cuisine à hydrocarbures » y a fonctionné. Dans la mesure du possible on préfère des zones où la maturation a conduit à des productions purement gazières (sans production importante d'huile). Lorsque les cibles sont d'âge géologique tertiaire ou mésozoïque (Jurassique, Crétacé, Trias) cela conduit à un risque accru, car dans ces formations plus jeunes la maturation risque d'être moins complète, sauf si l'enfouissement est important mais cela renchérit les coûts de production. Par exemple en France dans l'Aquitaine, on sait ainsi que la maturité gazière dans le Jurassique ne commence que vers 4 000 m de profondeur.

Si les zones connaissent déjà des productions, on a plus de chances que des infrastructures terrestres soient déjà en place. Les zones où il y a déjà une activité CBM ne sont pas défavorables car c'est plutôt un avantage d'avoir une double option de développement.

Des informations sur la richesse en matières organiques sont absolument nécessaires pour évaluer les ressources en place. Elles sont aujourd'hui fragmentaires mais celles obtenues lors de traversées des couches shale par des forages vers des zones conventionnelles peuvent être utilisées.

Pour les estimations de ressources en place, on part souvent du travail de Rogner (1997) qui estimait le potentiel mondial à plus de 450 Tcm (16 000 Tcf) dont 170 Tcm (6 000 Tcf) en Amérique du Nord. Toutefois, il est très difficile d'avancer à partir de là des chiffres de réserves récupérables car tout gisement de shale est spécifique. Et, on l'a souligné, c'est au cours du développement, une fois qu'il est engagé, que l'on affine progressivement la connaissance du potentiel. Les taux de récupération sont donc très difficiles à prévoir.

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 :

- Les bassins du sud (Sichuan, Chongqing, nord de Guizhou, ouest du Hebei) : Les formations sont variées, mésozoïques et paléozoïques. Une première tentative de pilote shale à Chongqing devrait être lancée en 2011 par CNPC, et plusieurs évaluations des ressources régionales en shale gas sont menées, souvent avec des sociétés étrangères.
- Les bassins du nord, déjà repérés pour leur potentiel en tight gas et en CBM : bassin de l'Ordos en Mongolie Intérieure et dans la province voisine de Shanxi, le bassin de Qinshui. Il y a plusieurs roches mères (Ordovicien, Carbonifère, Triassique) avec des

Tocs souvent élevés (parfois 20 %). Le grand pipe gazier ouest-est passe à proximité (en amont de l'aiguillage entre Pékin et Shanghai). Plusieurs coopérations avec des sociétés étrangères concernent cette zone.

- La zone du nord-est (Songliao Basin dans la province de Heilongjiang et Bohai Bay Basin dans sa partie onshore, au sud de Beijing).
- Au nord-ouest dans le Xinjiang le bassin du Tarim et de celui de Zhungaer. Il y a plusieurs roches mères, souvent anciennes (Ordovicien, Cambrien) Il y a déjà une production conventionnelle, mais l'éloignement à l'ouest du pays loin des zones de consommation devrait conduire la Chine à placer cette zone en seconde priorité, pour une exploitation shale.

Inde

L'évaluation des ressources de shale gas a été engagée mais avec retard par rapport à la Chine. Des évaluations sont menées sur le bassin de Cambay dans le Gujarat, celui d'Assam-Arakan dans le nord-est et celui de Gondwana dans le centre. Il y a d'autres bassins mais leurs profondeurs importantes rendent problématiques leur caractère commercial.

Australie

Il y a des bassins de shales étendus et prometteurs, principalement dans les provinces de Northern Territory (Amadeus Basin, Georgina Basin), et du Queensland (Cooper Basin et l'Eromonga basin qui s'étend sur les Galles du sud). 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.

L'Indonésie, et peut-être la Birmanie, pourraient aussi recéler des ressources shale exploitables.

Dans l'ancienne Union Soviétique

Il y a sans doute un grand potentiel shale gas mais avec beaucoup d'inconnues. Il y a surtout en Russie d'énormes ressources conventionnelles, et un fort potentiel CBM. De grandes étendues de shales existent aussi mais de types différents de ceux des US et mal reconnus :

- Plateforme du nord du Caucase (Russie, Ukraine) avec des roches mères tertiaires

- Bassin pré-caspien (Russie, Kazakhstan)
- Bassin d'Amu Darya (Ouzbékistan, Turkménistan, avec une prolongation sur une partie de l'Iran)
- Sibérie de l'ouest

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.

- Nord : Suède et Danemark (Alum Shale), nord-ouest de l'Angleterre.
- Allemagne au nord-ouest et au nord-est (Jurassique), Pologne (Silurien), et Ukraine.
- Centre : Autriche (Mikulov shale qui est malheureusement très enfoui), Hongrie, Bulgarie, Roumanie
- Sud : France dans le sud-est (Jurassique) et en Aquitaine (Silurien), Espagne (bassin de l'Ebre, Jurassique).

Le potentiel en place est sans doute 10 fois moins important qu'aux États-Unis. Les estimations préliminaires des réserves techniquement récupérables sont comprises entre 2 Tcm et 4 Tcm (70 Tcf à 140 Tcf), principalement en Pologne et dans une moindre mesure en Suède. Un consortium européen de recherche scientifique (GASH) a été constitué en 2009 et s'est donné six ans pour préparer une base de données géologiques sur les shales en Europe. 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.

Afrique et Moyen-Orient

L'Algérie qui exploite déjà des gisements de tight gas, a sans doute un riche potentiel de shale gas :

- Illezi Basin (Roches mères : carbonifère, Devonien, Silurien)
- Tirlhemt Basin

Par contre on voit peu d'espoir en Afrique subsaharienne, sauf peut-être au Botswana et en Afrique du Sud. Au Moyen-Orient les réserves potentielles de shale sont sans doute importantes, mais le thème huile très présent est à priori plutôt un handicap.

Amérique latine

La prospection est encore à un stade très préliminaire mais le potentiel semble prometteur (Argentine, Chili...).

Aspects autres que géologiques

Ils sont importants pour évaluer la possibilité d'exploiter les shale gas et sont variés :

- Nature des permis : taille – régime minier - fiscalité
- Règles concernant l'environnement
- Tissu industriel
- Infrastructures
- Situation géographique par rapport aux zones de consommation

L'importance du potentiel géologique global ne sera sans doute pas le facteur décisif qui déclenchera l'exploitation. 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 (contrairement à la Russie, à l'Algérie). L'Australie est un cas à part, en ayant une stratégie active de développement de gaz non conventionnels en vue de l'exportation. À 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).

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. Mais l'existence de terminaux de regazéification déjà installés introduira un cap à la hausse des prix domestiques du gaz (favorisant le développement de la consommation gazière mais faisant peser un risque sur les productions domestiques les plus coûteuses...). Une possibilité, si la production gazière américaine augmentait fortement selon un scénario optimiste, serait de transformer certains sites de regazéification en usines d'exportation de LNG, mais il n'est pas sûr que les autorités souhaitent encourager cette option.

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 perçues comme hostiles, en tout cas instables politiquement améliore la sécurité énergétique des États-Unis (il s'agit d'importations par LNG car les importations canadiennes sont vues différemment...).
- 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 (il représente actuellement 50 %), ce qui serait très favorable à une politique de lutte contre le réchauffement

climatique (le gaz émet environ moitié moins de CO₂ que le charbon).

- dans un scénario révolutionnaire, qui a été popularisé par les propositions récentes de T. B. Pickens, il pourrait y avoir une introduction volontariste du gaz dans le secteur des transports, essentiellement pour les camions, et donc un transfert pétrole → gaz (le gaz émet 30 % de moins de CO₂ que le pétrole).
- Il a aussi été avancé que la production de shale gas permettrait de donner plus de temps pour la montée des ressources énergétiques non carbonées (renouvelables et nucléaire). En fait un choix essentiel pour l'avenir concerne le mode de fabrication de l'électricité. Comme les énergies renouvelables (solaire, éolien) sont intermittentes et difficilement stockables, il faut un fuel assurant la production de base. Si le gaz s'imposait, et si le lobby charbonnier parvient à défendre sa position, c'est le nucléaire qui risquerait de voir son essor retardé.

Les États-Unis ont l'intention d'utiliser le shale gas dans leur diplomatie internationale concernant l'énergie. Ils 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. D'où la proposition de coopération sur tous les aspects concernant l'exploitation des shale gas (Shale Gas Resources Cooperation Initiative) faite à la Chine lors de la visite d'Obama en novembre 2009 et étendue à l'Inde. Un accès large aux technologies US est envisagé mais dans le cadre de joint-ventures avec des groupes US qui auraient ainsi accès à des réserves domestiques chinoises ou indiennes. Alors que jusqu'ici le nationalisme des autorités et des compagnies nationales a gêné l'activité des groupes internationaux dans ces deux pays. Une réunion sur le sujet shale organisée à Washington en avril 2010, sous la présidence du conseiller spécial d'Hillary Clinton pour l'énergie David Goldwyn, réunissait une vingtaine de pays (il est intéressant d'en citer la liste : Chine, Inde, Indonésie, Pakistan, Arménie, Bulgarie, Estonie, Géorgie, Lituanie, Pologne, Roumanie, Ukraine, Chili, Colombie, Pérou, Uruguay, Jordanie, Maroc, Afrique du Sud).

Les grands consommateurs émergents : Chine et Inde

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 contre environ 21 % en moyenne dans le monde (le système énergétique chinois recourt pour environ 70 % au charbon et 20 % au pétrole).

Augmenter à l'avenir la part du gaz est souhaité par les autorités chinoises. Les objectifs de 8 % en 2015 et de 10 % pour 2020 ont été indiqués. À partir d'un niveau d'environ 90 Bcm en 2009, la consommation gazière chinoise augmenterait ainsi à un rythme annuel extrêmement élevé, de l'ordre de 8 %. L'objectif est principalement de réduire la consommation de produits pétroliers dans l'industrie et le chauffage (car les importations pétrolières sont perçues par les autorités chinoises comme un élément de fragilité stratégique à maîtriser prioritairement), beaucoup plus que de déplacer le charbon dans la production électrique comme le pensent souvent un peu naïvement les experts européens. 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. Le potentiel des shales chinois, que certaines évaluations américaines situent à peu près au niveau US, leur ouvre cette possibilité, même si c'est sans doute le potentiel CBM qui sera d'abord privilégié. Mais bien sûr les autorités sont conscientes que la Chine ne dispose pas des technologies nécessaires et qu'il sera impossible de reproduire directement le schéma US en l'absence d'un tissu équivalent de sociétés spécialisées. D'où l'acceptation du partenariat proposé par le président Obama et l'évolution des coopérations engagées entre des sociétés étrangères principalement anglo-saxonnes et les grandes sociétés chinoises, qui concernaient ces dernières années le tight gas et le CBM (notamment dans le bassin de l'Ordos) et qui se tournent désormais aussi vers le shale gas, avec une forte activité dans les bassins du sud :

- Conoco avec Petrochina (zone de Chengdu dans le Sichuan)
- Shell (plusieurs collaborations avec Petrochina, dans le Sichuan)
- BP (avec Sinopec dans la province de Guizhou et à l'est sur un bloc dans le nord de la province de Jiangsu)

- mais aussi une coopération entre Petrochina et un petit indépendant US, Newfield Exploration, dans le Sichuan.

Les sociétés chinoises ayant passé des accords à l'étranger ont clairement l'objectif d'améliorer leurs connaissances technologiques. En Amérique du nord, elles cherchent souvent à privilégier les opérations au Canada (CNPC et Encana pour la Colombie-Britannique) mais CNOOC a récemment conclu un accord aux États-Unis avec Chesapeake sur Eagle Ford. Elles sont aussi actives en Australie. Cette politique prendra du temps mais les autorités chinoises ont fixé des objectifs ambitieux sur la contribution future des gaz non conventionnels, le tight gas et le CBM mais aussi le shale gas (pour ce dernier la fourchette 15-30 Bcm a été indiquée comme objectif en 2020).

On peut supposer que les contraintes environnementales seront moins fortes dans les régions chinoises de l'intérieur où sont localisées les ressources. Toutefois la disponibilité en eau pourra être, dans certaines zones, une contrainte très forte.

Les autorités ont décidé récemment d'augmenter de 25 % le prix du gaz (à 4.8 \$/MBTU) ce qui facilitera le développement des ressources domestiques. Cela devrait conduire à une inflexion de la stratégie chinoise mise en place jusqu'ici pour assurer les importations gazières :

- Terminaux de regazéification
- Pipes à partir de l'Asie Centrale et de la Sibérie

À terme ces voies d'approvisionnement risquent d'être moins sollicitées que ce qu'on prévoyait précédemment. À court terme toutefois, il y a sans doute encore une fenêtre pour des contrats long terme de LNG et les exportateurs intéressés, notamment en Australie et au Moyen-Orient, vont sans doute se dépêcher d'en profiter.

Inde

Comme on l'a dit précédemment les incertitudes géologiques restent fortes pour l'Inde : existence d'importants bassins de shales mais souvent trop profonds pour être commercialisables. En sens inverse l'environnement indien peut apparaître plus propice à l'éclosion de petits entrepreneurs pétroliers, fort utiles dans ce type de production. L'Inde, dont les ressources conventionnelles de gaz sont réduites (malgré de récentes découvertes), devrait en tout cas répondre favorablement à la proposition de coopération américaine. Mais la crainte du nationalisme des opérateurs indiens, et les perspectives géologiques moyennement favorables font hésiter les sociétés étrangères. Et les sociétés indiennes sont actives à l'étranger. Notamment Reliance qui a concrétisé en 2010 trois importants

accords aux États-Unis avec des sociétés US actives dans les shales (avec Pioneer sur Eagle Ford, accords avec Atlas puis Carrizo sur Marcellus).

L'Europe

Dans un premier temps on a pu penser que l'expérience américaine serait d'abord transposée en Europe qui 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. Les ressources potentielles ne sont pas négligeables quoique nettement moins abondantes qu'aux États-Unis (sans doute 10 fois moins de réserves en place). Mais les handicaps européens pour promouvoir une production de shale gas apparaissent importants :

- Absence d'un tissu industriel adapté : Bien sûr on peut chercher à attirer des compétences US mais il y a un problème « d'œuf et de poule ». Celles-ci ne viendront que s'il y a une perspective concrète d'activité suffisante et durable. La disponibilité des équipements adaptés (rigs de forage, équipements spécifiques pour la complétion et la fracturation) sera aussi un goulot très sérieux. Actuellement on estime qu'il y a seulement une cinquantaine de rigs onshore actifs sur le gaz en Europe contre près de 2000 aux États-Unis. 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. Le développement du shale nécessite des règles spécifiques mais il est difficile de les établir avant la connaissance des paramètres précis de l'exploitation qui ne pourront être connus qu'après les premières phases de développement - là encore, un problème de « la poule et de l'œuf ». Enfin pour des raisons propres à l'Europe, il est souvent difficile d'accorder des permis avec de grandes surfaces.
- Sensibilité écologique exacerbée et à 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 à cet égard les conclusions du rapport de l'EPA américaine mentionné plus haut seront scrutées attentivement) et il y a surtout le problème de la densité de population plus forte en Europe (avec le risque d'un syndrome NIMBY qui ne sera pas atténué par des retombées financières directes aux agents gênés par les nuisances).

- Absence de véritable stratégie énergétique au niveau de l'Union européenne, rendant problématique un soutien politique fort à la promotion d'une mutation énergétique innovante mais complexe.

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. La Pologne a accordé une cinquantaine de permis de recherche pour le shale gas, principalement sur 3 zones (bassin de la Baltique au nord, bassin de Podlasie à l'est de Varsovie et bassin de Lublin au sud-est jusqu'à la frontière avec l'Ukraine). De nombreuses sociétés étrangères sont ainsi impliquées en Pologne : des majors américains (Exxon, Conoco Phillips, Chevron) ainsi que plusieurs petits indépendants anglo-saxons. TNK-BP a récemment marqué son intérêt pour le shale gas en Ukraine. Mais il faudra quelques années pour juger de l'intérêt du shale gas dans ces deux pays.

Pour le développement futur des shale gas en Europe, le mieux serait que des exploitations pilotes soient prochainement lancées dans des sites favorables, permettant de lever les interrogations qui restent posées et d'apporter, après un certain temps, la preuve que des solutions existent, avant une plus grande généralisation.

Les exportateurs actuels

Russie

En premier lieu la Russie qui détient 20 % des réserves prouvées de gaz dans le monde et qui est de loin le 1er exportateur mondial. C'est peu dire que le succès de l'expérience américaine, suscite une forte inquiétude de Gazprom et des autorités. Les Russes sont préoccupés par la concurrence sur leurs exportations gazières :

- Disparition du débouché US pour les exportations de LNG
- Réduction à terme du potentiel du débouché chinois

- Arrivée sur la zone européenne de la concurrence des exportations LNG antérieurement prévues pour les États-Unis.

Ils ont dès maintenant à affronter la déconnexion entre le prix spot du gaz en baisse et les prix de leurs contrats à terme, fortement indexés sur le pétrole. Les clients font pression pour une révision à la baisse des prix des contrats (à la suite du concurrent norvégien, Gazprom semble avoir accepté de transiger). 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. Pour le valoriser, l'Australie envisage des solutions innovantes (petites centrales électriques, alimentation par du CSG d'usines LNG). Plusieurs sociétés étrangères, dont des chinoises, investissent en Australie attirées par le potentiel de ce pays et son dynamisme technologique.

Afrique du Nord et Moyen-Orient

- Algérie : Pour les prochaines années c'est le thème tight gas qui devrait être développé. Et les difficultés opérationnelles qui seraient liées à des développements shales dans ce pays devraient durablement retarder d'éventuels projets.
- Qatar : Les perspectives envisagées il y a quelques années sont bouleversées. Mais une certaine protection est assurée aux exportations gazières par le bas coût de production des ressources.
- Iran : Compte tenu de ses choix politiques, ce pays n'est pas parvenu ces dernières années à mettre en place une politique d'exportations gazières. Le développement de son potentiel shale est très peu vraisemblable dans un horizon de moyen terme.
- Beaucoup de pays du Moyen-Orient n'ont principalement que du gaz associé au

pétrole dont la production est étroitement liée à celle du pétrole et ils voient augmenter rapidement leur consommation gazière (usages industriels et besoin de gaz pour réinjection dans les gisements d'huile). Ils vont devoir importer du gaz dans le futur.

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

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

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.

ANNEXES

The Magnificent Seven

La profession pétrolière américaine a pris l'habitude d'appeler ainsi les 7 principaux gisements de shale gas exploités aujourd'hui en Amérique du Nord : Barnett, Fayetteville, Woodford, Haynesville aux États-Unis, Montney et Horn River dans l'ouest canadien. Ils représentent plus de 90 % de la production actuelle de shale gas en Amérique du Nord. Le gisement texan de Barnett, dont la production a commencé à la fin des années 1990 est actuellement le plus important avec près de 45 % de la production des Magnificent seven.

Tableau I. Production de Shale Gas en Amérique du Nord (en Bcf/d)¹

CHAMPS	2000	2009	2010(estimé)
Barnett	0.2	4.6	4.8
Fayetteville		1.4	1.8
Woodford		0.5	0.7
Haynesville		0.9	1.6
Marcellus		0.2	0.7
Autres Champs	0.9	0.8	0.8
Sous Total US	1.1	8.5	10.4
Horn River		0.1	0.2
Montney		0.5	0.8
TOTAL	1.1	9.2	11.4

¹ Nota : 1 Bcf/d = 10.3 Bcm/y

Tableau II. Les caractéristiques de ces différents gisements sont variées

	Barnett	Haynesville	Marcellus	Montney
Formation	Mississippien	Jurassique	Devonien	Trias
Profondeur (m)	1800-2600	3200-4100	2500	1000-3900
Épaisseur (m)	120	60-75	40	50-300
TOC (%)	4.5	3-5	2-8	1.5-6
Coût des puits (M\$)	2-3	7-10	3-6	
EUR/puits (Bcf)	1-3	4,5-8,5	3-4	

Tableau III. Que peut-on dire de leurs réserves ?

CHAMPS	Estimations Gas in place (Tcm)²	Estimations Réserves Récupérables (Tcm)
Barnett	7	1.6
Fayetteville	9.1	1.5
Woodford	8.5	1
Haynesville	22.4	3.7
Marcellus	59.5	5.7
Sous-total	106.5	13.5
Horn River	21.5	3.6
Montney	17.6	3.1
Total	145.6	20.2

L'estimation du taux de récupération (technique) est en moyenne de 14 % (mais il varie de 9.6 % pour Marcellus et 11.7 % pour Woodford à 22.8 % pour Barnett, les autres ayant un taux voisin de 17 %). Bien sûr le taux réel de récupération dépendra des conditions économiques et de la surface effectivement exploitée.

Rappel :

Consommation gazière US en 2009 : 650 Bcm = 0.65 Tcm

Les 5 champs US auraient des réserves techniquement récupérables de 21 fois ce chiffre.

² Nota : 1 Tcm = 35,3 Tcf

La dernière estimation du Potentiel Gas Committee pour les réserves techniquement récupérables de shale gas pour l'ensemble des États-Unis est de 18.5 Tcm.

Tableau IV. Principales sociétés opératrices sur ces champs

Barnett	Devon, Chesapeake, XTO, EOG resources, Burlington
Woodford	Newfield Exploration, Devon, XTO, Petroquest, St-Mary, BP, Antero
Fayetteville	Southwest Energy, Chesapeake, XTO, Petroquest, Petrohawk
Haynesville	Chesapeake, Encana, Shell, Petrohawk, Plains Petroleum
Marcellus	Markwest, Range resources, Chesapeake, Ultrapetroleum, EOG resources, Anadarko
Horn River	Encana, Apache, Exxon et Imperial, Devon, EOG resources, Nexen
Montney	Encana, ARC energy trust, Murphy Canada energy, Talisman, Duvernay (Shell)

Nota : XTO a été acheté par Exxon

Stratigraphie géologique

Tableau V. Stratigraphie géologique

Quaternaire	
Tertiaire	
Mésosoïque	Crétacé Jurassique Trias
Paléozoïque	Permien Carbonifère Devonien Silurien Ordovicien Cambrien
Précambrien	

 { Pennsylvanien
 Mississippien

Panorama gazier 2009

Tableau VI. Production mondiale (Bcm)

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

Tableau VII. Consommation mondiale (Bcm)

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

Tableau VIII. 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

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 :

Tableau IX. 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
Chine³	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...)

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*, Cambridge (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 Resources. 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.