

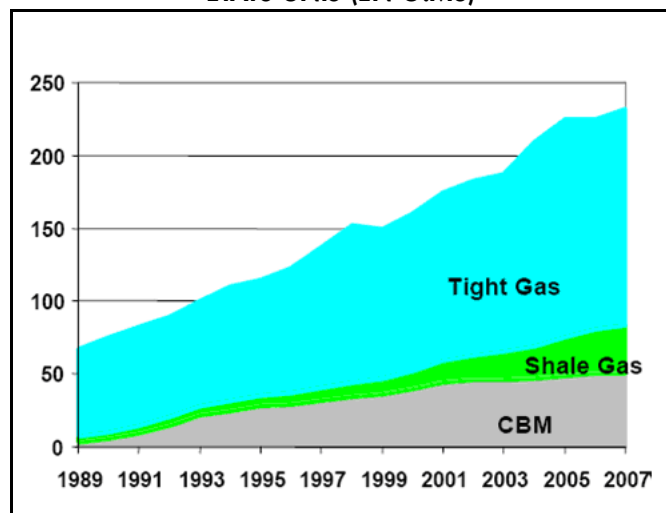


## LES GAZ NON CONVENTIONNELS, A L'ORIGINE DE LA BULLE GAZIERE

**Comme les sables bitumineux pour le pétrole, le gaz a ses outsiders : les gaz dits "non conventionnels". Gaz de schiste, gaz de houille et gaz de réservoir compact sont, notamment le premier, en plein essor aux Etats-Unis, au point de déséquilibrer le marché mondial. Et d'aggraver la surproduction.**

Pendant que le monde a les yeux rivés sur le Qatar, le Yémen et l'Australie, où les opérateurs de gaz naturel liquéfié (GNL) inaugurent usine sur usine, une filière se développe dans l'ombre : celle des gaz non conventionnels. Aux Etats-Unis, ces gaz représentent désormais plus de la moitié de la production domestique, avec 300 milliards de mètres cubes en 2008 - 40 milliards de plus qu'en 2007. Et l'avenir leur appartient : avec 3 600 G.m<sup>3</sup> de réserves prouvées, les gaz non conventionnels pourraient représenter 60 % de la production américaine en 2030, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Et 15 % à échelle mondiale, contre 12 % en 2007.

### LA PRODUCTION DE NON CONVENTIONNELS AUX ETATS-UNIS (EN G.M3)



Source : IEA/DoE - Tight gas : gaz de réservoir compact ; shale gas : gaz de schiste ; CBM : gaz de houille.

Principaux terrains de jeu : les Etats-Unis donc, le Canada, l'Australie, l'Inde, la Chine, l'Indonésie, la Birmanie. « La mise en production industrielle des

gaz non conventionnels permettrait de satisfaire la demande au-delà de 2030 », expliquait Yves Mathieu, de l'Institut Français du Pétrole (IFP), lors du dernier congrès de l'Association Française du Gaz (AFG) à Lyon. A cet horizon, certains voient même les Etats-Unis autosuffisants en gaz. Industrialisée dans les années 1990, la filière des gaz non conventionnels a profité de la hausse des cours sur le *Henry Hub*, le marché de référence outre-Atlantique, lors des beaux jours du gaz entre 2003 et 2008, sous l'effet d'une demande soutenue ayant porté les prix jusqu'à 13 dollars par million de British Thermal Units (\$/Mbtu).

Depuis, la fièvre est redescendue : 2 \$/Mbtu en septembre, entre 4 et 5 \$/Mbtu aujourd'hui. Mais la production continue, prenant de cours tous les prévisionnistes. « *Le Department of Energy prévoyait un recours important au GNL pour le marché américain, il s'est trompé* », juge Guy Maisonnier, spécialiste des marchés à l'IFP (Cf. Interview ci-après). « *Le plus déstabilisant, c'est l'effet de surprise. Contre toute attente, les importations de GNL sont passées de 22 à 9 milliards de mètres cubes de 2007 à 2008. Certains terminaux de regazéification sont à l'arrêt* », observe Anne-Sophie Corbeau, spécialiste du gaz à l'AIE.

### LES PROJETS GNL PLOMBÉS

Les gaz non conventionnels des champs de Barnett, Fayetteville ou Marcellus, pour citer les plus grands, bouleversent donc les grands marchés mondiaux, aggravant la bulle gazière qui se forme actuellement sous l'effet d'une demande encore fébrile (- 3 % probablement cette année), de surproductions locales et de stocks importants. Au point que le GNL excédentaire initialement destiné au marché américain pourrait échouer... en Europe, au mépris des engagements de long terme que le Vieux Continent a pris avec ses fournisseurs traditionnels, russes notamment.

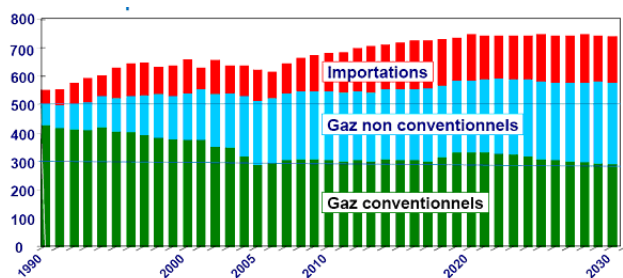
« Il y a une compétition entre le prix spot et le prix des contrats à long terme, indexés sur le prix du pétrole. Les clients européens, facturés suivant le second système, sont tentés de profiter du premier, puisque les cours sont bas », explique Armelle Sanière, à l'IFP.

« La baisse prévisible du prix du gaz dans sa mise à disposition à terme (2010-2015) sur le marché en Europe pour produire de l'électricité pourrait mettre le mégawatt-heure électrique à moins de 45 euros sur les points du territoire où les coûts de transport sont minimaux », pronostique Jean Gay, de la FNME-CGT. De quoi rivaliser avec le nucléaire !

### UN RÉSULTAT TECHNOLOGIQUE...

Comme le gaz conventionnel, les non conventionnels contiennent les mêmes molécules de méthane. C'est leur localisation en sous-sol, dans des gisements très peu perméables, qui les distinguent physiquement du gaz conventionnel. « Ces gaz ne sont pas contenus dans un volume, ils sont diffus », résume Anne-Sophie Corbeau. Les molécules de méthane épousent la couche de roche de façon intime, sous forme libre (coincées dans le réseau naturel de fractures ou dans la porosité de la matrice - silt ou grès) ou sous forme adsorbée (fixées à la surface des ions ou des molécules). La roche en question est souvent schisteuse - on parle alors de gaz de schiste, en anglais "shale gas". L'IFP prête aux gaz de schiste une part de marché de 40 % des gaz non conventionnels en 2020. Mais il peut également s'agir de bassins houillers - on parle alors de gaz de houille, en anglais "coalbed methane" (CBM), et de réservoirs sableux compacts - en anglais "tight gas".

### L'approvisionnement des Etats-Unis en gaz sur 2009-2030 : les non conventionnels au rendez-vous (en milliards de mètres cubes)



Source : IEA/DoE

Conséquence de leur état diffus : il faut forer beaucoup et à intervalles rapprochés pour avoir du débit, « tous les cent ou deux cents mètres », selon Armelle Sanière. Et comme ces forages s'épuisent très vite et affichent des taux de récupération faibles (20 % en moyenne), à peine un nouveau puits est-il en service qu'il faut forer le suivant. Cette course aux puits peut poser des

problèmes d'acceptabilité, mais avec l'avènement de la technique du forage horizontal, où le puits suit la couche géologique et rencontre davantage de fractures pour un même linéaire, ce risque est écarté. Tout du moins aux Etats-Unis, où les exploitants, souvent des acteurs indépendants comme Range Resources, Devon Energy, Irvine Energy ou Chesapeake, ont profité de cette technologie pour décupler leur productivité.

Avec davantage de gaz extrait pour un même linéaire foré, les coûts de production étaient condamnés à chuter, ce qui explique aussi le dynamisme de la filière en cette année de crise. « Avant le forage horizontal, le seuil de rentabilité oscillait entre 6 et 8 \$/Mbtu ; aujourd'hui, les coûts sont tombés à 2,5 ou 3 \$/Mbtu », compare Armelle Lecarpentier, chez Cedigaz. Des chiffres qui rendent toutefois sceptique Didier Holleaux, directeur exploration-production chez GDF Suez : « 2,5 ou 3 \$/Mbtu est une fourchette valable pour les puits les plus productifs. Je mettrais plutôt la moyenne à 5 ou 5,5 \$/Mbtu », avance le manager.

### ... RENTABLE

A cela il faut ajouter l'avènement d'une autre technique, celle de la fracturation hydrosiliceuse, qui augmente encore la productivité : à l'eau sous pression envoyée sous terre pour fracturer la roche et libérer le gaz, les opérateurs ajoutent du sable, ce qui fait éclater la matrice en profondeur, au-delà des fractures les plus fragiles. « Sur les gaz de schistes du Barnett, dans le Nord du Texas, cela a eu pour effet de doubler le débit, passant de 11,3 à 22,6 millions de mètres cubes par jour », affirme l'opérateur Irvine Energy. L'extraction de gaz de houille, pourtant plus coûteuse dans la mesure où le gisement est plus profond (donc mobilise davantage de tubes), en arrive même à caresser des seuils de rentabilité à 4 ou 5 \$/Mbtu avec cette technique. Technique qui demande un savant dosage : « Nous ajoutons à l'eau des billes d'alumine qui viennent se loger dans les fractures ouvertes, afin d'éviter que celles-ci ne se referment et piègent le gaz. Or ces billes ont tendance à repartir avec l'eau sous pression. Pour qu'elles restent en place, il faut ajouter un gélifiant, mais savamment dosé : ni trop, sous peine de figer le mélange, ni trop peu, sous peine de rater son coup », explique Didier Holleaux. La filière des non conventionnels a aussi pour atout de ne pas solliciter de transport. « Les zones de production sont juste à côté des zones de consommation », fait valoir Armelle Sanière.

Une exception toutefois : l'Australie, autre spécialiste de cette industrie, et ses grandes étendues désertiques. Du coup, « *les Australiens réfléchissent à transformer leur gaz de houille en GNL* », poursuit Anne-Sophie Corbeau. Dans ce pays, la seule limite à la viabilité de la filière est à chercher du côté... de la ressource en eau. « *Pour pratiquer la fracturation hydraulique, il faut de l'eau à proximité. Or ce n'est pas donné à tout le monde* », prévient l'expert de l'AIE. Didier Holleaux, chez GDF Suez, voit cependant une autre limite, plus technique : « *Le coalbed methane est un gaz qui monte très lentement en production. Un rythme a priori incompatible avec le process de liquéfaction, qui exige que l'usine fonctionne tout de suite à pleine puissance, au moins sur un train* ». L'industriel ajoute qu'un champ de CBM produit souvent autant d'eau que de méthane, du moins au début de l'extraction. « *Que faire de cette eau ? Comment la traiter ?* », s'interroge Didier Holleaux.

Aux Etats-Unis, on ne se pose pas (encore) toutes ces questions. Malgré la crise économique, qui les a obligés à suspendre la production sur plusieurs puits, les opérateurs se montrent confiants. Après le palier de septembre, le nombre de forages repart à la hausse. « *Les investissements ont été consentis en 2008, avant la crise. Aujourd'hui, il suffit juste de déplacer le matériel pour percer un peu plus loin. Il n'y a plus d'innovation technologique à amortir* », analyse Armelle Sanière, à l'IFP. « *La chute des prix du gaz en Amérique du Nord n'a pas manqué de provoquer un tassement de l'activité de forage, mais la production a remarquablement bien résisté, ce qui laisse à penser que les coûts marginaux de production ont plongé* », confirme l'AIE dans son dernier *WORLD ENERGY OUTLOOK*.

Deux autres raisons encouragent le dynamisme de la filière aux Etats-Unis : un régime fiscal avantageux et une tendance à privilégier les productions domestiques, au détriment du gaz importé, au nom de l'indépendance énergétique. « *Les Américains n'ont plus que cette ressource à portée de main. C'est ça ou l'offshore profond, plus gourmand en capitaux* », explique Armelle Sanière. Il est vrai que le méthane des Appalaches ou du Texas s'affranchit des turpitudes géopolitiques que peut rencontrer un GNL qatari ou yéménite. Et il s'affranchit aussi du coût de transport. « *Le GNL qatari ne coûte quasiment rien à produire. C'est son transport qui pèse dans la facture* », rappelle Anne-Sophie Corbeau.

## LA QUESTION DU PRIX

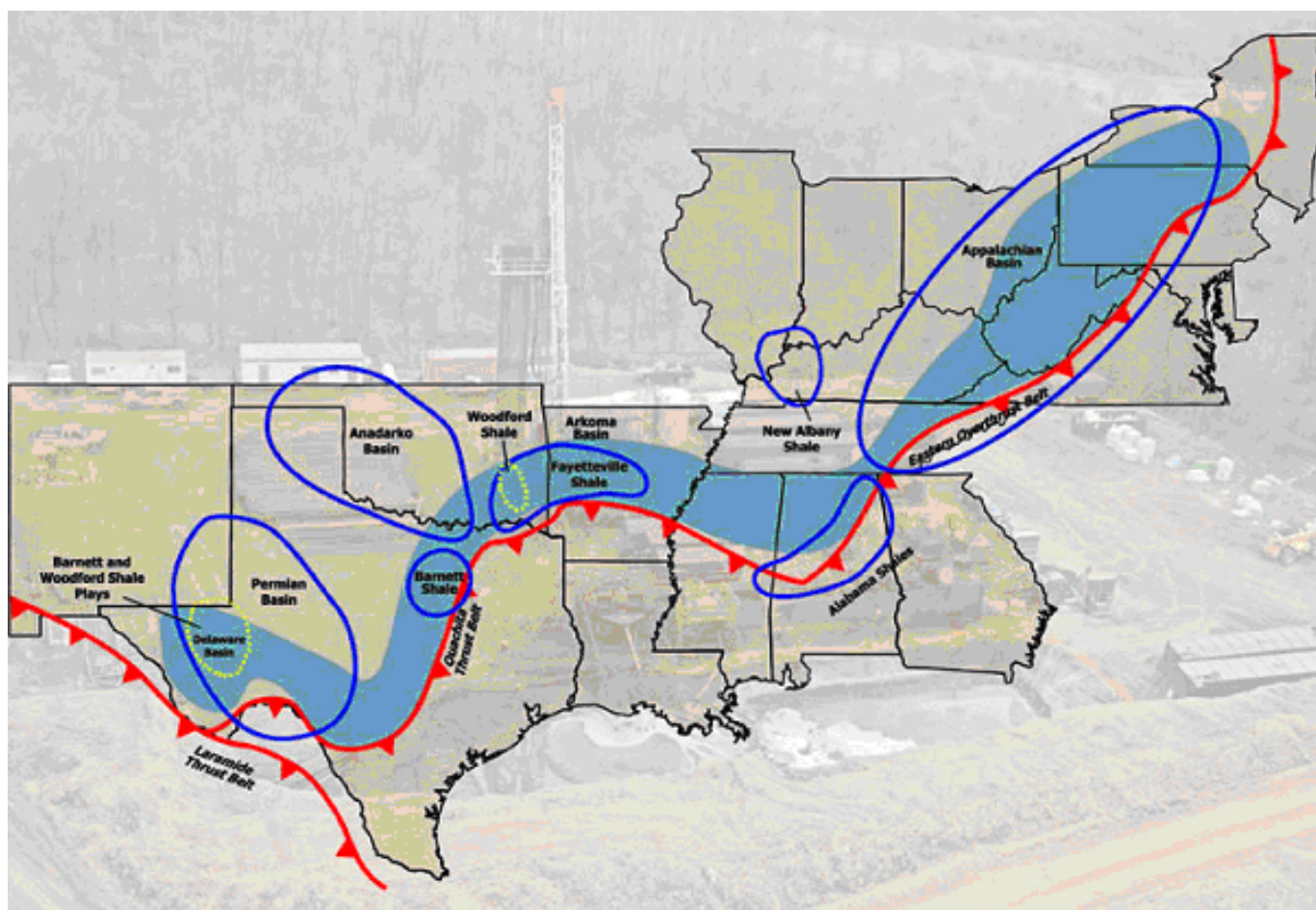
Toutefois, il ne faudrait pas que les cours du gaz américain persistent dans trop de volatilité. D'après Yves Mathieu, de l'IFP, le scénario de production américaine s'élèverait à 13 000 milliards de mètres cubes entre 2009 et 2030. « *A 6 \$/Mbtu, les réserves économiquement exploitables atteignent 20 000 milliards de mètres cubes. Mais à 4 \$/Mbtu, il n'y en a plus que 2 800 milliards !* », avertit l'expert. Pour les compagnies américaines et leurs fournisseurs, c'est tout vu : crise de la demande ou pas, il va falloir forer. « *L'industrie du gaz naturel investira plus de 150 milliards de dollars rien que pour développer les shale gas de Barnett* », affirme par exemple Terry Ruder, de la compagnie Devon Energy, qui y a elle-même investi 10 milliards.

La récente OPA d'ExxonMobil sur XTO et l'accord annoncé lundi entre Total et Chesapeake Energy (Cf. encadré ci-dessous) illustrent l'intérêt des majors pour cette ressource d'avenir. Et les industriels peuvent compter sur la révision, sans cesse à la hausse, des réserves de gaz de schiste. Les "shale gas" en viendront sans doute à concurrencer le charbon dans les centrales thermiques produisant de l'électricité. D'autant que les engagements du gouvernement américain sur les émissions de CO<sub>2</sub> devraient jouer en défaveur de la houille.

### Les Majors investissent des milliards

●●● « *Les petits acteurs trouvent les gisements, les Majors les achètent et les développent* », observait en mai dernier Glenn Darden, *chief executive* de Quicksilver Resources, en signant une alliance stratégique avec le groupe italien Eni pour le développement et l'exploitation des gaz non conventionnels dans le bassin de Fort Worth, au Texas. Depuis, ExxonMobil a annoncé l'acquisition de la compagnie texane XTO Energy, spécialiste des gaz non conventionnels aux Etats-Unis, pour 41 milliards de dollars (28,25 milliards d'euros) et Total son accord avec Chesapeake (Cf. BIP DU 5.01). Avec cette acquisition, ExxonMobil, première capitalisation pétrolière de la planète, a renforcé sa présence dans le gaz, qui plus est domestique, après les aventures qatariennes et australiennes de ces derniers temps. Le méthane représentera ainsi 45 % de sa production. Pour Total, il s'agit d'une première dans le shale gas, le groupe ayant notamment des actifs non conventionnels de type tight gas à travers le monde (Chine, Algérie, etc.).

## Les gisements de "shale gas" aux Etats-Unis



Source : Junex

### Un Australien fore en France

●●● La France possède du gaz de houille, et certains entendent bien le valoriser. A commencer par la compagnie australienne EGL (European Gas Limited). Cette entreprise est implantée dans l'Hexagone depuis son rachat, il y a deux ans, de Gazonor, l'ex-filiale de feu Charbonnages de France spécialisée dans la valorisation du grisou. Dans les anciennes houillères du Nord-Pas-de-Calais, EGL extrait 360 GWh/an de gaz de mine, qu'elle distingue du gaz de houille en ceci qu'il provient de cavités charbonnières déjà exploitées. « Ces vides miniers ne sont pas ennoyés, le potentiel est important », indique Corinne de Conti, porte-parole de l'entreprise. Sur son site d'Avion (Pas-de-Calais), EGL injecte le gaz dans le réseau de GRT Gaz, tandis que sur ses sites de Divion et Désirée, elle le vend à des industriels locaux.

« Le gaz injecté en réseau est du gaz à fort PCI. Nous aimerions transformer le gaz pauvre, celui qu'on ne peut pas injecter, en électricité », poursuit Corinne de Conti. EGL a également repéré du gaz de houille, en plus du gaz de mine, dans le Valenciennois, sur le bassin dit de "sud-midi". Pour ce gisement, estimé à 65 milliards de mètres cubes, elle vient d'obtenir un permis d'exploration. Ce permis s'ajoute à cinq autres : deux en Lorraine, un dans le Jura, un près de Saint-Etienne (Loire) et un à Gardanne (Bouches-du-Rhône). La phase d'exploration s'achève sur l'un des puits lorrains, avec le retrait, début décembre, de la pompe à eau. Nuance de taille par rapport au shale gas américain : « En France, le gaz de houille est plus profond. A Gardanne, il va falloir forer à plus de 1 300 mètres », indique Corinne de Conti. Le gaz de houille français intéresse aussi le Canadien Vermilion, déjà présent dans l'Hexagone sur du gaz conventionnel.

---

**INTERVIEW - Trois questions à...**

---

**Guy MAISONNIER**  
**Analyste chez CEDIGAZ**

*« Le développement n'a pas été anticipé »*

---

**L'essor des gaz non conventionnels aux Etats-Unis déséquilibre-t-il les grands marchés mondiaux ?**

Oui. La filière a été lancée sur le gaz de houille dans les années 90, mais son développement n'a pas été anticipé. Le Département de l'Energie (DoE) prévoyait un recours important au GNL pour le marché américain, et certainement pas une exploitation domestique de non conventionnels de taille à mettre au chômage technique certaines installations de regazéification de GNL importé. Le DoE prévoyait 100 milliards de mètres cubes de GNL importé en 2030 ; il a réduit cette prévision de moitié.

**Les exploitants de gaz non conventionnel ne souffrent-ils pas tout autant de la crise de la demande et des prix bas ?**

Si, certaines sociétés ont réduit la voilure voire coupé la production cet été, au pire des cours, à 2 \$/Mbtu. Mais aujourd'hui, la demande repart et les investissements sont faits. Le défi pour les exploitants de gaz non conventionnel est maintenant de résister à la concurrence du GNL, que sa surproduction relative rend très compétitif. A bas prix, par exemple 4,5 \$/Mbtu, le GNL qatari sauve sa peau tandis que le gaz non conventionnel américain atteint tout juste son seuil de rentabilité.

A moins que les clients européens se mettent à acheter du GNL en masse au prix spot, en lieu et place du gaz acheté en contrats de long terme, par exemple pour fabriquer de l'électricité, ce qui créerait un appel d'air. Car on n'est plus dans la situation de 2008 où la demande asiatique avait fait monter les prix spot au dessus des prix de long terme.

**L'Europe peut-elle monter sa propre filière de gaz non conventionnel ?**

A la différence des Etats-Unis, l'Europe est habituée à être dépendante de l'étranger pour son gaz, elle a une culture de l'importation. Qatar, Russie, Egypte, Trinidad & Tobago sont des fournisseurs réguliers et bien connus. Certes, elle veut réduire sa dépendance, notamment à l'égard de la Russie, mais pas au point de lancer sa propre filière. D'autant que les réserves sur son sol sont mal connues. En matière de gaz, l'Europe n'a pas encore fait sa révolution culturelle.

---