

LE GAZ DE SCHISTES, une aubaine pour la France ?¹

1. Avant-propos.

Le gaz de schistes est un des hydrocarbures non conventionnels (voir annexe 1). C'est du gaz naturel, essentiellement du méthane. Le gaz, comme le pétrole, est le résultat de la maturation de la matière organique contenue dans les sédiments (la roche mère). Lorsque la température s'élève, lors de l'enfouissement des sédiments, le pétrole est expulsé du kérogène, les huiles deviennent de plus en plus légères et, in fine, le pétrole n'est plus stable et seul le gaz est stable. C'est l'expulsion primaire.

Le gaz non conventionnel est un gaz qui se trouve encore dans la roche mère. On distingue trois types de gisements de gaz non conventionnel :

- ✓ Le gaz piégé dans des formations compactes (grès) : Tight Gas (TG)
- ✓ Le gaz dans les schistes : Shale Gas (SG)
- ✓ Le Coal Bed Methane (CBM), le trop fameux grisou.

Sa composition est identique à celle du gaz « conventionnel » du point de vue de sa composition chimique et de son utilisation. Les trois sources de gaz non conventionnel sont exploitées industriellement.

L'exploitation des gaz de schiste repose sur l'association de deux technologies : la fracturation hydraulique (inventée en 1949 et utilisée dans plus d'un million de puits pour de nombreuses applications pétrolières) et le forage horizontal introduit plus récemment. On parle beaucoup de gaz de schistes depuis que des pionniers américains se sont mis à l'exploiter massivement à partir de 2000, bouleversant le marché gazier mondial à partir de 2007 (Voir annexe 2). On connaissait son existence depuis longtemps, en particulier en France depuis un forage dans le bassin Parisien, mais les majors ne s'y intéressaient pas car il n'était pas économique à exploiter par les techniques disponibles compte tenu du prix de marché. « Schistes » est au pluriel car il y en a de toutes sortes, très répandus sur le globe : ardoises, lauze, toutes roches à texture feuilletée.

Bien que des négligences majeures aient été commises dans les premiers temps, l'expérience américaine a montré que l'exploitation des gaz de schiste peut être développée de manière responsable lorsque les organisations concernées s'engagent à utiliser des méthodes appropriées et développent une communication ouverte et transparente avec toutes les parties prenantes.

« Une aubaine pour la France ? » : il n'y a pas de certitudes. L'estimation des géologues, très large, table sur un potentiel de gaz non conventionnels de dix à cent ans de consommation, hors considérations économiques. À part le bassin Parisien, relativement bien connu, les autres gisements schisteux identifiés le sont moins. Mais par la loi du 13 juillet 2011 le gouvernement français a décidé d'interdire en France la fracturation hydraulique, seule technique opérationnelle pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schistes. Cette décision, sous la pression d'associations et des médias, a été prise par le parlement sans consultation ni évaluation préalable par des experts, ceci alors que le ministère avait octroyé antérieurement 17 permis à TOTAL et à des entreprises américaines et canadiennes. La France est le seul pays au monde avec la Bulgarie à avoir pris une telle décision, alors que la Grande-Bretagne, après consultation de ses experts a pris une décision opposée².

Lors d'un congrès à Paris devant 3 000 participants, De Margerie, PDG de TOTAL, à la journaliste des « Echos » qui lui demandait ce qu'il pensait des gaz de schistes a répondu « rien ». En effet, pour un industriel, la situation française est caractérisée par deux singularités : cette interdiction de fait de l'exploration aussi bien que de l'exploitation, et des

¹ Mis en forme par A. de Tonnac et JP. Pervès sur la base de trois conférences et du rapport de l'Académie des sciences

² Les études réalisées dans le cadre de la Royal Society et de la Royal Academy of Engineering britanniques [3,6] par un comité présidé par Robert Mair, donnent des pistes concrètes. Les éléments principaux sont rassemblés ci-après sous la forme d'une suite d'observations exprimées dans le contexte britannique, mais qui peuvent tout aussi bien s'appliquer à la France :

- La fracturation hydraulique peut être développée de manière efficace au Royaume-Uni à condition que les meilleures pratiques opérationnelles soient mises en oeuvre et solidement encadrées par la réglementation.
- Une réglementation forte et des systèmes de suivi (monitoring) efficaces doivent être mis en place et les meilleures pratiques strictement observées au cas où le gouvernement donnerait le feu vert à de nouvelles explorations.
- On s'attend à ce que la sismicité induite par la fracturation hydraulique soit plus faible que celle ressentie naturellement au Royaume-Uni ou celle liée aux activités minières – elles-mêmes faibles si on les juge selon les standards mondiaux. Il faut cependant mettre en place un suivi (monitoring) robuste et efficace de la sismicité.

Les risques de contamination des aquifères à partir des fractures sont très faibles à condition que l'extraction de gaz se fasse à partir des profondeurs de plusieurs centaines de mètres en dessous des nappes phréatiques.

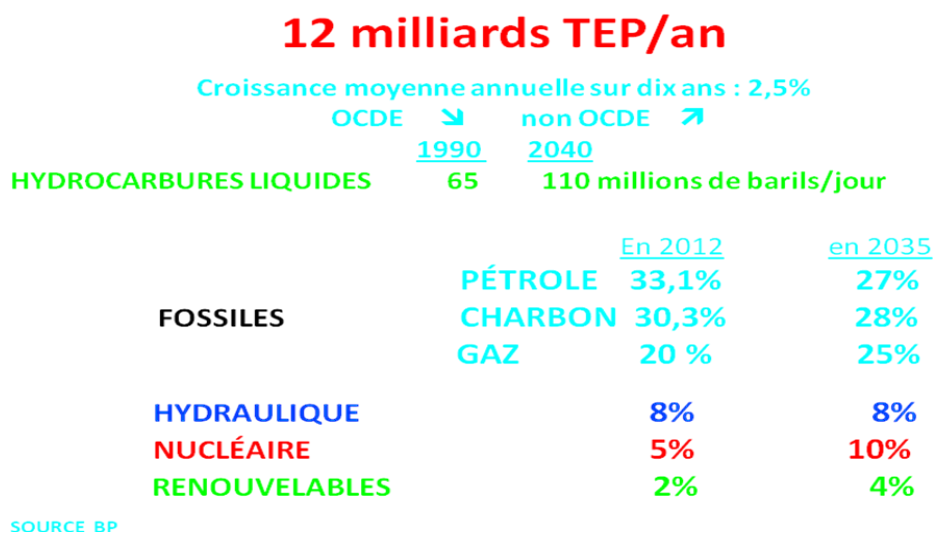
lourdeurs administratives qui interdisent toute évaluation sérieuse d'un calendrier. Depuis, de nombreuses voix se sont élevées pour souligner qu'avant de prendre une décision d'interdiction concernant une ressource nationale potentielle, il importait d'en évaluer l'importance. Ce sont les recommandations de Louis Gallois (dans son dernier rapport), de nombreux industriels, du Medef, de la commission d'experts nommée par le ministère, de l'OPECST³. Des forages d'exploration bien instrumentés et surveillés sont indispensables pour prélever des carottes, compléter les études géologiques et sismiques et définir les procédés d'exploitation optimaux pour chaque configuration géologique. C'est seulement après qu'on pourrait évaluer le potentiel économique et les performances environnementales des technologies possibles : c'est ce que le pays s'est interdit. Nous prenons un retard considérable alors que nous avons toutes les compétences nécessaires, que cette exploration ne coûtera rien aux contribuables et pourrait contribuer à un meilleur équilibre de notre balance commerciale (le gaz pèse 13 milliards dans notre déficit annuel de 65 milliards en 2012). De plus un développement important des énergies renouvelables électrogènes telles que l'éolien et le solaire vont demander un appui gaz en secours.

L'opposition au gaz de schiste s'est bâtie sur des informations « internet » sur la pollution de nappes phréatiques par des additifs chimiques utilisés dans la fracturation et des fuites de gaz, informations souvent catastrophistes et issues parfois de sources douteuses ou inconnues. D'autre part sur une affirmation : « La fracturation hydraulique, une nouvelle technique de forage », abondamment relayée par les médias sans vérification, est fausse à double titre : la fracturation ne fait que compléter un forage horizontal et a déjà été largement employée afin d'améliorer la productivité des puits de pétrole ou de gaz (depuis 1949 à Velma, Oklahoma par la société de services parapétrolière Halliburton). Elle est de plus utilisée en géothermie profonde.

2. Rappels sur le marché des combustibles fossiles et du gaz

2.1. Consommation mondiale d'énergie primaire (12 milliards TEP / an)

D'après BP, la croissance de la production, en moyenne annuelle, de fossiles sur dix ans, a été de 2,5% par an, en baisse pour l'OCDE et en croissance pour les autres pays. Le mix énergétique mondial 2012 et une prévision 2040 sont les suivants :



La consommation annuelle d'énergie primaire est de 4 Tep par habitant en France et de 7,4 aux États-Unis. D'autres évaluations, par TOTAL et SHELL par exemple sont beaucoup plus optimistes pour les énergies renouvelables, en particulier pour le solaire et la biomasse à partir de la cellulose.

Les réserves prouvées mondiales de combustibles fossiles sont en évolution continue car dépendant des découvertes offshore (Brésil, Guyane, Afrique de l'Ouest, Azerbaïdjan récemment), des techniques d'exploitation (la fracturation a accru les réserves exploitables), du prix de marché et du développement des réserves non conventionnelles. C'est ainsi que, malgré une consommation toujours croissante, les réserves exprimées en années de consommation n'ont cessé d'augmenter. En 2011 l'AIE⁴ les estimaient comme suit aux conditions économiques actuelles :

³ Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et économiques

⁴ Agence internationale de l'énergie

. Pétrole *	54 ans
. Gaz conventionnel **	65
. Charbon ***	183
. Combustibles nucléaires	200

* En 1956 , c'était 40 ans. En 2011, nombreuses découvertes dans le monde. Sans compter l'huile de schistes.

** Beaucoup plus avec les gaz de schistes : environ 200 ans.

*** Charbon: 80% réserves mondiales : USA, Chine, Inde, Russie, Australie

En 2040, d'après BP, 55% des ressources en pétrole resteront à produire et la production d'hydrocarbures liquides qui était de 65 millions de barils équivalents pétrole / jour en 1965 pourrait s'élever à 110 millions de BEP/jour en 2040. Or les océans couvrent 4/5 de la surface du globe et seuls les fonds à moins de 2000m ont été exploités en partie. Des forages d'exploration y ont atteint 3000 m. Malgré la forte croissance de la demande des pays émergents, les réserves prouvées sont suffisantes pour au moins deux générations. Mais cette énergie fossile devrait être de plus en plus chère.

2.2. Le gaz au niveau mondial

Selon l'AIE, (Agence internationale de l'énergie), en 2035, la Terre comptera 8,5 milliards d'habitants. Tous les scénarios indiquent une part du gaz qui ira croissante dans le mix énergétique (production + 50%), malgré les progrès de l'efficacité énergétique et la montée des énergies renouvelables. La part du gaz pourrait alors s'élever à 25% de la consommation (pétrole 27%).

Le marché du gaz est fortement impacté depuis 2007 car les États-Unis, ancien plus gros importateur de gaz naturel, surtout liquéfié (le GNL), ont cessé d'importer, ce qui a freiné le développement des méthaniers et des usines de liquéfaction dans le monde, sauf en Asie où la demande reste forte⁵. Certaines installations de gaz liquéfié américaines, actuellement dévolues à la gazéification, envisagent de se reconvertir en usines de liquéfaction, en ajoutant un étage de compression, pour exporter leur gaz. En 2035, 46% du gaz naturel américain sera du gaz de schistes. Les réserves prouvées, gaz conventionnel et non conventionnel sont présentées ci dessous

	<u>1985</u>		<u>2012</u>
1. RUSSIE	37 500	1. RUSSIE	44 800
2. IRAN	13 550	2. IRAN	36 600
3. USA	5 670	3. QATAR	25 370
4. QATAR	4 280	4. TURKMÉNISTAN	17 500
5. ALGÉRIE	3 087	5. USA	8 500
6. ABOU DHABI	<u>2 650</u>	6. ARABIE	<u>8 200</u>
Total mondial :	96 197		190 163

Réserves prouvées de gaz conventionnels en milliards de m³ (source CEDIGAZ)

1. CHINE	31 580 milliards de m ³
2. ARGENTINE	22 710
3. ALGÉRIE	20 020
4. ETATS-UNIS	18 830
5. CANADA	16 230
6. MEXIQUE	15 430
7. AUSTRALIE	12 380
8. AFRIQUE DU SUD	11 040
9. RUSSIE	8 070
10. BRÉSIL	6 940
POLOGNE	5 000 ?
FRANCE	3 900 ?

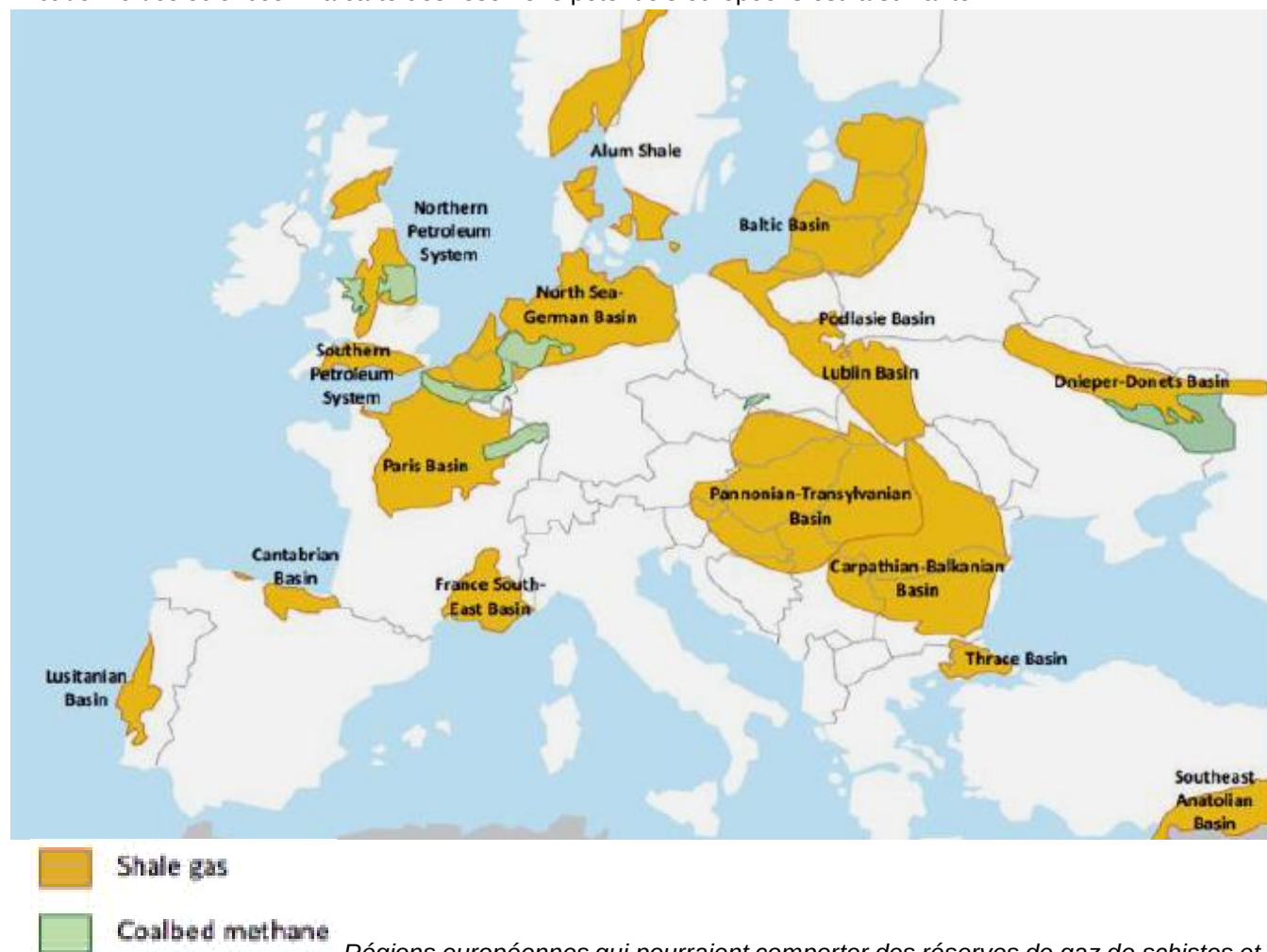
Réserves mondiales de gaz de schistes en milliards de m³ (AIE juin 2013)⁶

⁵ Le transport mondial du GNL a cru de 10,1% en 2011

⁶ On peut s'étonner de ne pas voir la Russie dans ce classement alors que le gisement de schistes en Sibérie occidentale s'étend sur 1 million de km².

Il ne faut cependant pas confondre ces volumes estimés avec des réserves prouvées techniquement et économiquement exploitables, qui ne peuvent être définies que par des forages, prises de carottes, mesures dans les puits forés (logging) et tests de production. Les incertitudes sont très fortes et, dans les meilleurs des cas, on ne récupère que 20 à 30% du volume total. Mais les projets d'exploitation se multiplient, même si les USA sont les seuls producteurs importants aujourd'hui de gaz de schistes⁷.

En Europe, les réserves de gaz de schiste sont estimées entre 3 000 et 12 000 milliards de m³ selon le rapport de l'Académie des sciences⁸. La carte des réservoirs potentiels européens est la suivante :



Régions européennes qui pourraient comporter des réserves de gaz de schistes et gaz de houille exploitables (Source : Agence internationale de l'énergie 2012)

D'après le rapport de l'Académie des sciences « les ressources de gaz de schistes en France pourraient être de 5100 milliards de m³, soit plus de 100 ans de consommation (Réf. 8) hors conditions économiques, ou 10 fois moins ! L'évaluation de ces réserves fait actuellement débat. Cependant, les conditions de formation et de migration des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires sont connues et on sait évaluer, à partir de la nature et de la teneur en matière organique des sédiments, de l'histoire de l'enfouissement, et de l'évolution thermique qui en résulte, les quantités d'hydrocarbures liquides et gazeux générés et celles qui sont encore restées en place. Les connaissances géologiques, géophysiques et géochimiques disponibles peuvent permettre d'évaluer, sur des bases scientifiques, les ressources potentielles de notre pays en gaz et huile de roches-mères. Cela permettrait de préciser les estimations proposées actuellement. En l'absence de ce type d'information, les incertitudes sont grandes ».

⁷ De nombreux pays s'y sont mis. Ils font appel aux entreprises américaines et à SHELL qui ont acquis de l'expérience et qui investissent : Exxon-Mobil en Basse-Saxe en Allemagne, Shell en Suède, en Ukraine, en Afrique du Sud, en Chine. La Suède vient d'attribuer sept permis pour la recherche du gaz non conventionnel à des conditions fiscales attractives. La Bulgarie a accordé une concession à la compagnie canadienne LNG energy pour la production de gaz de schiste dans le NO du pays. L'Espagne a accordé un permis d'exploitation du gaz de schiste à la compagnie californienne BNK petroleum au nord du pays et plusieurs permis à une compagnie canadienne.

En Grande-Bretagne une découverte importante vient de se faire dans le Lancashire par Cuadrilla Resources, société australienne, près de Blackpool : 5660 milliards de m³ de ressources potentielles. Un seul produit chimique a été utilisé, le polyacrylamide. 5500 emplois à plein temps à la clef. De 400 à 800 puits devront être forés. En Ukraine, Shell vient de conclure un accord avec Naftagaz* après celui d'Exxon/Mobil. TOTAL déjà bien implanté aux USA, a investi dans des permis de gaz de schistes pour acquérir de l'expérience et des revenus. La Nouvelle-Zélande avec son gisement EAST COAST BASIN près de Hastings, beaucoup plus important que le fameux Bakken du Nord Dakota, va devenir un fournisseur important pour la Chine.

⁸ Éléments pour éclairer le débat sur le gaz de schistes : avis de l'Académie des sciences, 15 novembre 2013

2.3. Les origines des importations de gaz de l'Europe occidentale et de la France en 2011

1. Russie	113	33%
2. Norvège	99	29%
3. Algérie	50	15%
4. Qatar	28	8%
5. Libye	9,3	3%
6. Trinité-Tobago	6	2%
7. Egypte	4	1%

25% de l'électricité vient du gaz

Origine du gaz importé par l'Europe en 2011, en milliards de m³

Un gazoduc géant est installé en mer baltique jusqu'à l'Allemagne, le North stream. Un South stream pourrait aussi traverser la mer Noire, passer par les Dardanelles et aboutir en Italie. Certains stratèges voient dans l'exploitation des hydrocarbures de schistes une opportunité pour l'occident de regagner une partie de son indépendance face au Moyen-Orient et à la Russie⁹. Gazprom pourrait s'inquiéter de l'avènement du gaz de schistes chez ses clients, en particulier (Pologne, Ukraine et Bulgarie par exemple).

En ce qui concerne la France elle consommait 47 milliards de m³ en 2011 et n'en produisait plus que 0,6 (elle en produisait environ 8 en 1979 grâce à Lacq : voir annexe 3) : l'origine de nos importations était en 2011 la suivante :

Norvège :	34 %
Pays-Bas :	16,5 %
Russie :	14 %
Algérie :	12 %
Autres :	14 % (Qatar, Egypte, Nigéria ...)

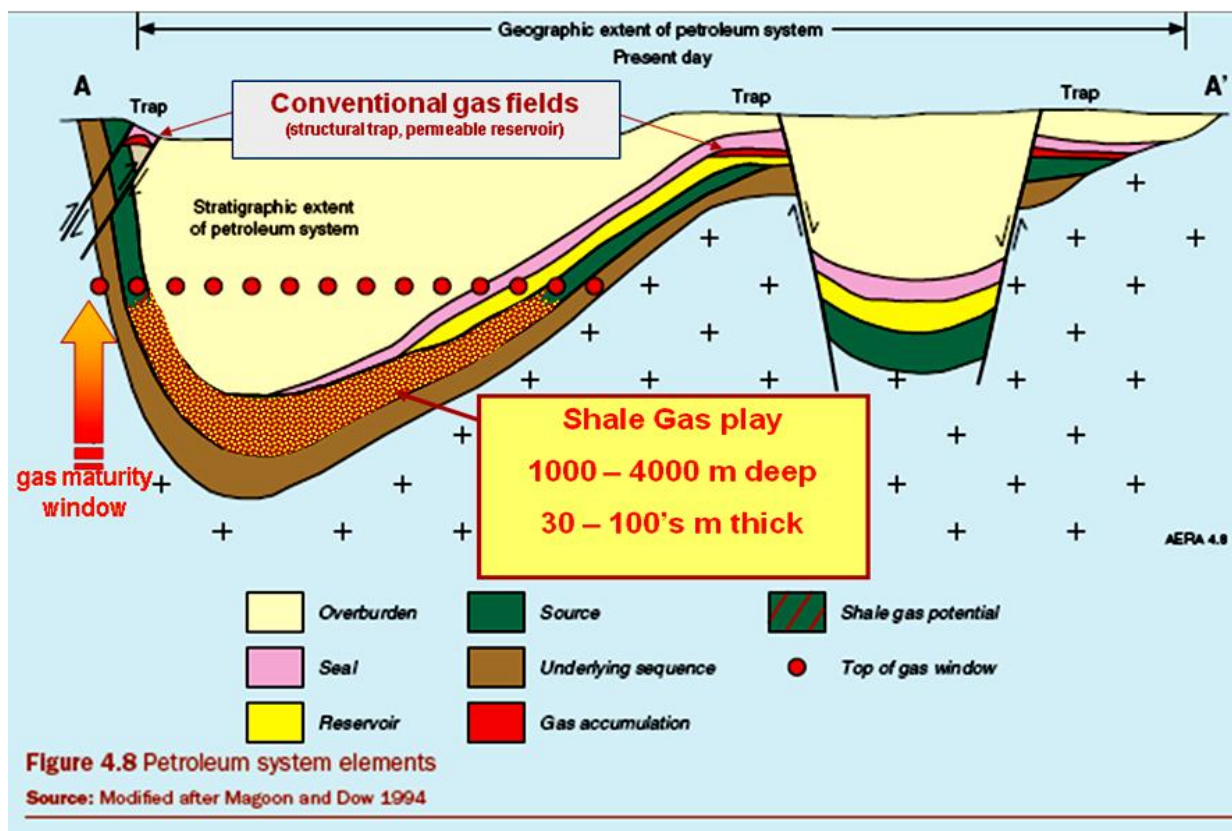
Certes l'augmentation de la température sur la surface du globe pourrait être de 2°C en 2050 ou 2100 selon des estimations, mais de nombreux pays émergents ne sont pas disposés à ralentir leur croissance pour éradiquer la pauvreté et pour augmenter le niveau de vie de leurs populations. Le gaz, plus propre que les autres énergies fossiles, contribue moins à l'effet de serre et est donc une voie de développement plus acceptable. Mais des pays comme les États-Unis, l'Inde, L'Australie et la Chine disposent de grandes réserves de charbon, n'ont pas signé le traité de Kyoto, et misent aussi sur un charbon « propre » (séquestration du CO₂ dans des réservoirs profonds).

3. Les gisements de gaz de schiste et leur exploitation

Des campagnes sismiques révèlent les pièges stratigraphiques, où les hydrocarbures ont pu migrer au cours des ères géologiques, mais seuls des **forages d'exploration** peuvent confirmer leur présence, forage réalisés selon la même technique que celle qui sera utilisée pour l'exploitation.

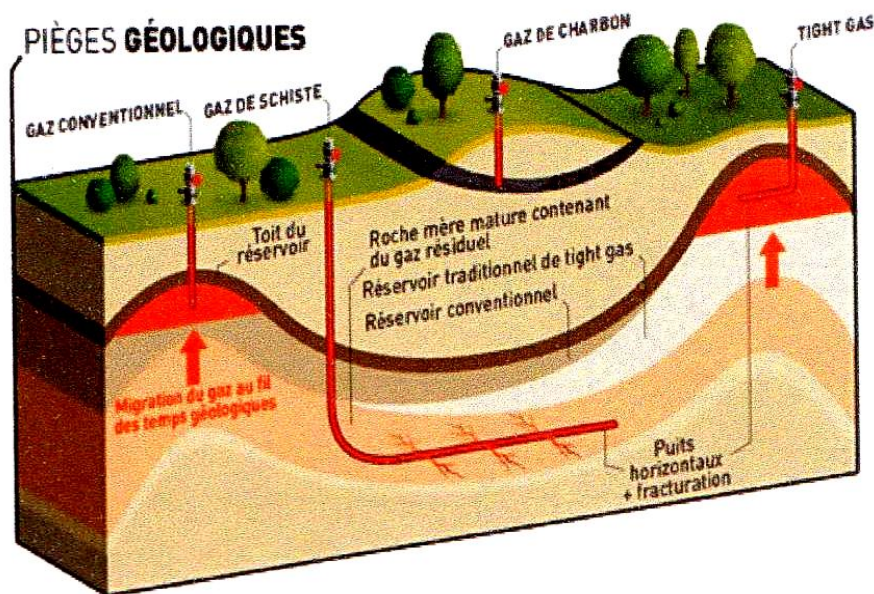
Le gaz non conventionnel est trouvé à relativement grande profondeur (2000 à 3000 m). Ce gaz est stocké à l'état libre dans les pores et dans les fissures de la roche ainsi qu'à l'état adsorbé sur la matière organique. La proportion de carbone organique dans les schistes est comprise entre 2 et 10%.

⁹ Avec l'avènement de l'indépendance énergétique des États-Unis, le détroit d'Ormuz n'aura plus autant d'importance pour les Américains et le sort de leur base navale et militaire à Bahreïn sera en suspens.



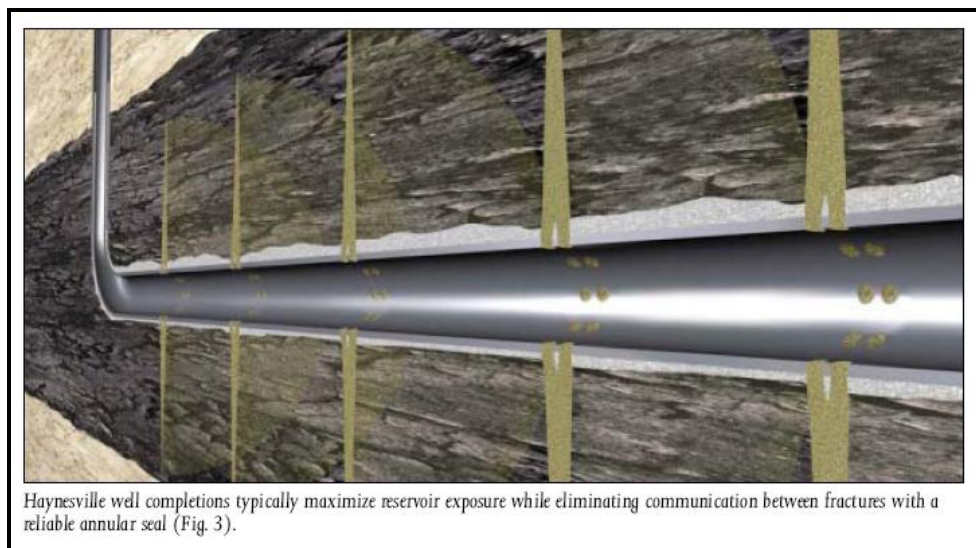
Même si sa capacité de stockage peut être élevée, le schiste ne peut être considéré comme un réservoir *stricto sensu* car il est pratiquement imperméable. Cette perméabilité peut cependant être créée grâce à la fracturation hydraulique.

On procède en premier lieu à un forage vertical qui est progressivement dévié pour devenir horizontal dans la couche mère :



On procède à la fracturation de la roche-mère dense de proche en proche (tous les 100 à 150 m en isolant des sections du forage) par injection sous très forte pression¹⁰ d'eau, mêlée à divers additifs et véhiculant un sable spécial dans les drains horizontaux.

¹⁰ Une pression de 300 bars, plus celle de la colonne d'eau, soit jusqu'à 700 bars en profondeur.



La perméabilité de la roche est le paramètre clef pour le prix de l'extraction. Elle s'exprime en « Darcy », ou en milli Darcy. Une roche affichant 1000 milli Darcy est très perméable, une roche à 1 milli Darcy est peu perméable. Or les gaz de schistes sont à quelques micro Darcy, donc très peu perméables. En revanche le gaz peut occuper jusqu'à 80% de la porosité.

La densité du gaz en place est supérieure pour le Shale Gas que pour le Tight gas et la stimulation hydraulique plus efficace:

- Porosité souvent plus élevée
- Saturation en gaz plus importante
- Présence de gaz adsorbé (qui peut doubler le contenu)
 - GIP = 0.12 bcf/km²/m à Cotton Valley (Tight)
 - GIP = 0.58 bcf/km²/m à Barnett (Shale)
 - GIP = 1.08 bcf/km²/m à Haynesville (Shale), site très favorable

La micro sismique montre que le réseau de fractures créé dans un schiste, tridimensionnel, est bien plus complexe que celui créé dans un grès.

La production des puits varie énormément dans les premières années. Le débit est considérable au début (gaz libéré des pores), puis lentement décroissant (désorption). Les exploitants peuvent être conduits à renouveler les fracturations pour améliorer les performances. A titre d'exemple ci-dessous le débit constaté sur 12 mois à Haynesville (sans seconde fracturation) et des tentatives d'extrapolation de la production fonction du prix du gaz.

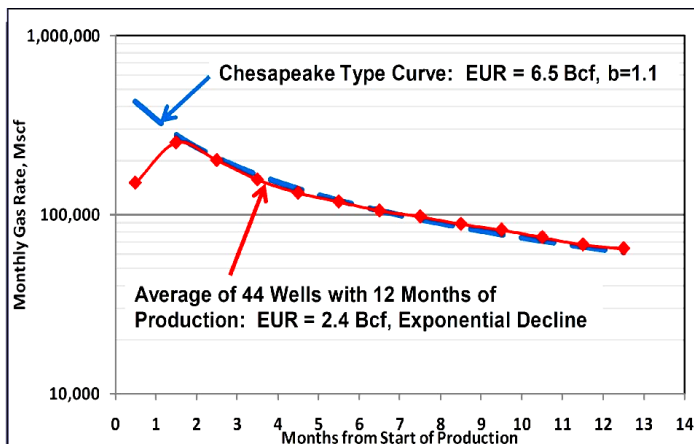


Figure 11. Chesapeake Energy type curve for Haynesville Shale and normalized production data. Data from published company files and HPDI.

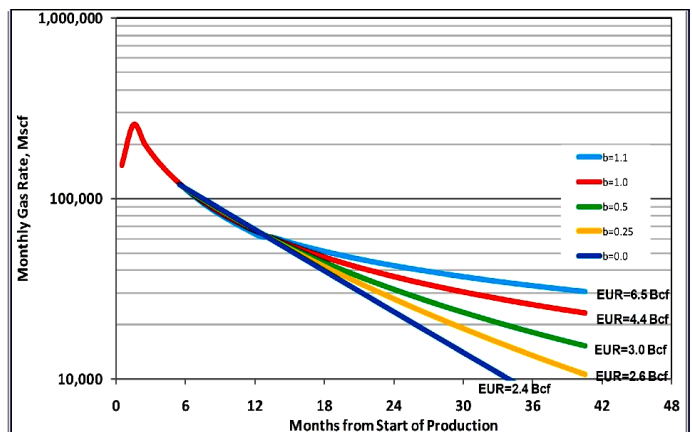


Figure 12. Normalized Haynesville Shale production rate decline based on differing hyperbolic exponents. Data from HPDI.

La sécurité du forage repose sur la qualité du tubage (tubage multiple) et de la tête de forage montée sur le tubage de surface (conductor pipe). Elle est largement inspirée de celle mise en œuvre dans les forages conventionnels. La tête de forage est surmontée d'un bloc d'obturateurs de sécurité (BOP), pièce en acier forgé pouvant peser jusqu'à 400 tonnes pour les forages offshore et comportant de puissantes mâchoires actionnées hydrauliquement. Le premier couple de mâchoires peut se refermer sur les tiges de forage, le deuxième peut obturer complètement le puits (blind rams) et le troisième cisailer les tiges de forage (shear rams) et obturer le puits complètement. Au-dessus se trouve l'obturateur sphérique pouvant se refermer sur un joint de raccord des tiges¹¹.

¹¹ Les photos montrent une installation de forage et un bloc obturateur de sécurité ainsi qu'un flexible 4 pouces de 10 000 psi de pression de service (10 cm de diamètre intérieur-750 bars de pression de service) devant le bloc. Ce flexible, de fabrication française et inventé par l'IFP a été



Tiges de forage

4. La mise en œuvre des gaz de schistes

Ce sont les progrès de trois techniques existantes non spécifiques aux gaz et huiles de schistes qui ont permis ce formidable bond en avant de leur exploitation : **turboforage**, **forage horizontal** et **fracturation hydraulique (hydraulic fracking)**. Ces techniques ont été bien améliorées depuis leur début : le **turbo-forage** depuis les années 50, le **forage horizontal** depuis 1980 et la **fracturation hydraulique** depuis 1949 (Halliburton à Velma, Oklahoma).

La technique de la **fracturation hydraulique** intervient pour rendre perméable ce réservoir de schistes. C'est une mauvaise appellation, il aurait mieux valu dire **fissuration provoquée**, car elle consiste à fissurer les strates existantes par rupture mécanique des forces de cohésion dans les plans de sédimentation naturellement fragiles (exemple les ardoises de Trélazé ou les lauzes de l'Ardèche). C'est une technique coûteuse exigeant toute une batterie de camions-pompes, de citernes, de manifolds, et d'une unité de commande. Elle consiste à injecter de l'eau sous très forte pression (300 bars au dessus de la pression au fond, et tous les équipements sont tarés à 1000 bars), additionnée de sable ou microbilles de céramique et d'additifs ou adjuvants chimiques spécifiques, bien définis selon les caractéristiques de la formation à fissurer, pour faciliter l'écoulement ultérieur du gaz. Avant injection, l'eau est traitée aux UV pour tuer les bactéries éventuelles et les empêcher de se reproduire. Le fluide (eau+sable) représente 99,5 % de ce qui est injecté, le reste étant destiné à améliorer la pénétration du sable (épaississants) et la mobilité du gaz. Le sable sert à empêcher les microfissures de se refermer sous l'effet de la pression hydrostatique des couches supérieures. Ces microfissures atteignent 150/200 m de long dans les plans stratigraphiques et quelques dizaines de mètres dans les autres plans. Elles établissent des communications entre les pores permettant ainsi au gaz de s'écouler vers le drain horizontal et de remonter à la surface jusqu'à la tête de puits sous l'effet de la pression locale, par le tubing descendu au milieu du dernier casing de 7". Typiquement on injecte 16.000 m³ d'eau et 1500 t de sable¹² dans un forage horizontal de 1000 à 1500 m, comportant jusqu'à 16 étapes de fracturation. Une grande partie de l'eau injectée est récupérée (environ les deux tiers, éjectée par le gaz).

La phase de creusement dure deux semaines, et l'injection une journée. Le processus opérationnel se fait en six phases :

- a) Forage vertical jusqu'au toit du gisement.

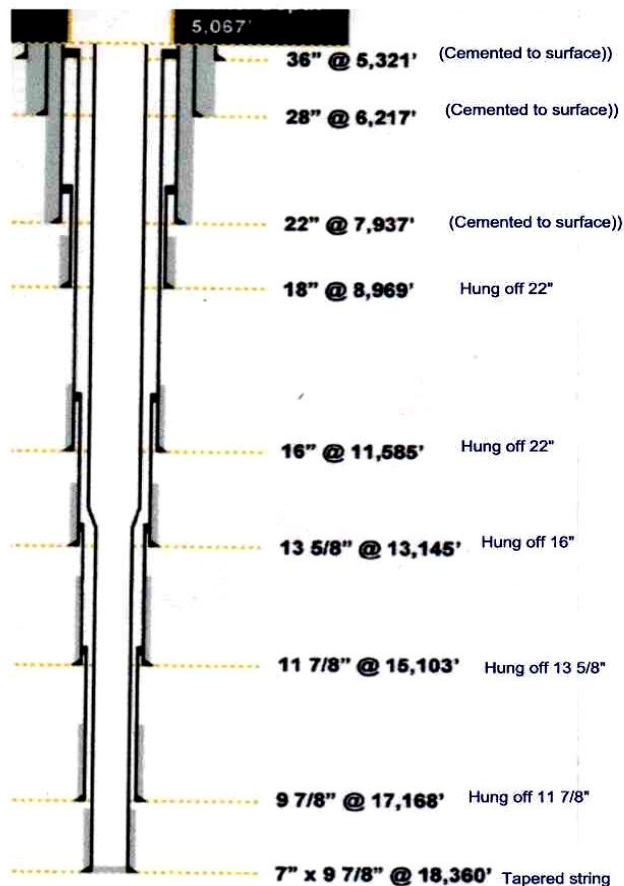


Trépan tricône et têtes de carotier

fabriqué initialement par Coflexip dans son usine du Trait à l'aval de Rouen, depuis fusionné à Technip, qui en est devenu le leader mondial. Ce flexible appelé « kill line » sert à pomper de la boue lourde dans le puits lorsque la pression hydrostatique n'est pas suffisante pour contrebalancer la pression de la formation traversée.

¹² Ce sable spécial est destiné à maintenir ouvertes les micros fractures.

- b) Afin de protéger les nappes phréatiques traversées on fait appel à un multi tubage dans les couches géologiques supérieures, avec cimentation des espaces entre tubulures



- c) Turbo-forage du drain horizontal ; seul le trépan est entraîné en rotation par une turbine placée au bout du train de tiges et actionnée par la boue de forage mise en circulation. Ce drain est le plus souvent laissé en trou ouvert, compte tenu de la dureté des schistes et de leur bonne tenue dans le temps.



- d) Injection du fluide de stimulation sous forte pression (600 bars) en plusieurs endroits bien précis, définis par les simulations et études d'ingénierie de réservoir, pour vaincre les forces de cohésion : avec des microfissures de 30 à 150 m de long environ, remplies de sable très fin, on augmente fortement la perméabilité de la roche.



- e) Grâce à la pression du gisement, le gaz peut alors s'échapper et remonter le long du puits vertical en entraînant une partie du liquide de fissuration. Pour la fracturation hydraulique, opération coûteuse, il faut une armada imposante de moyens logistiques.

Le forage horizontal coûte environ 20% de plus qu'un forage vertical. Un forage coûte environ 10 à 15 millions d'euros (40% pour le forage, 60% pour la fracturation). Le drain horizontal, généralement de 2000 m, peut atteindre 5000 m¹³. En forant plusieurs puits verticaux à partir de la même plateforme de surface avec leurs drains horizontaux, on peut ainsi drainer une large partie du gisement. C'est une procédure classique en offshore à partir d'une plateforme fixe ou flottante selon la profondeur d'eau¹⁴. Cette technique du multi forage à partir d'une tête unique, qui n'a pas été utilisée aux USA dans les premières années, avec pour conséquence un mitage du territoire par les installations de surface, sera essentielle en France pour réduire l'impact en surface compte tenu d'une densité de population très supérieure à celle des zones concernées aux USA.

Plusieurs facteurs expliquent le succès des Américains :

- les progrès faits avec des technologies existantes.
- des entreprises parapétrolières nombreuses, très expérimentées et de classe mondiale.
- des connaissances géologiques approfondies, bien documentées.
- des lois minières favorables.
- un contexte fiscal supportable.
- une faible densité de population permettant la réalisation de nombreux puits rapprochés.

5. La sûreté et la sécurité d'exploitation et les controverses.

Un dialogue constructif avec les autorités locales ainsi que de vrais débats avec des ingénieurs du métier et des scientifiques sont nécessaires pour rétablir la confiance de l'opinion publique mal informée, mise à mal par les médias qui ont répandu la peur à partir d'informations internet parfois douteuses et par des politiciens qui se sont insuffisamment renseignés auprès de vrais experts.

5.1 Pollution des nappes phréatiques.

Les nappes phréatiques sont à faible profondeur avec un maximum de 600m dans le dogger du bassin Parisien. Compte tenu de la profondeur des gisements, des nombreuses couches rocheuses imperméables intermédiaires, soit



des millions de tonnes de roche, le risque vient seulement du fait que tous les puits traversent les aquifères. Le risque de fuite est très improbable si les règles de l'art sont appliquées correctement. Tous les puits sont en effet tubés (tubes en acier spécial épais sans soudure concentriques, dont l'espace annulaire est cimenté). Le premier tubage (conductor pipe), de 30" ou 36", traverse les nappes phréatiques de surface. Tout l'espace annulaire est cimenté. L'embase de la tête de puits de forage est soudée sur ce premier tubage. Sur cette embase, la tête de forage, sera boulonnée le bloc de sécurité en acier forgé (BOP) puis la tête de puits quand le forage sera terminé. La tête de puits est un bloc d'acier forgé comportant plusieurs vannes tarées à 1500 bars de pression de service.

La cimentation autour des tubages (casings) se fait avec un laitier spécial à prise lente. Le profil du trou foré est déterminé par une mesure de son diamètre sur toute la hauteur à cimenter (caliper logging) afin de déterminer le volume du laitier à injecter. La cimentation est ensuite contrôlée pour vérifier qu'il n'y a pas de vides et que l'adhérence du ciment est correcte (cement bond logging). La séquence des casings de diamètre décroissant pour un puits profond est par exemple la suivante : 36", 28", 22", 18", 16", 13"5/8, 11"7/8, 9"7/8 et 7" (environ 50 kg/m).

Aux USA une quarantaine de cas de pollution auraient été signalés, en particulier à Pavilion au Wyoming où le gisement est à 600 m seulement. Le film de propagande intitulé « Gasland », projeté en son temps par TF1, a fortement inquiété l'opinion (voir photo ci-dessus : on « allume le robinet d'eau »). Cet incident aurait en fait eu lieu dans un forage d'eau dans le Colorado qui a traversé quatre veines de charbon d'où du méthane s'est échappé. Ce n'était pas du gaz de schiste ! Le méthane est en fait très peu soluble dans l'eau.

¹³ Le record du monde est détenu par la jack-up CSF 127 de Transocean Drilling Co au large du Qatar avec une longueur totale de 12 289 m et un déport horizontal de 10 902 m, foré en 36 jours.

¹⁴ En mer du Nord, une plateforme coûte de 3 à 4 milliards de dollars. On ne peut plus se permettre de multiplier les plateformes comme au début du golfe du Mexique ou en mer Caspienne.

Dans ce pays plus de 450 000 forages gaziers ont été forés dont 80 000 pour le gaz de schistes. Plus de 1 700 appareils de forage sont en activité mais certains appartiennent à de tous petits entrepreneurs non affiliés à la puissante International Association of Drilling Contractors (IADC). Ils n'ont pas toujours les compétences techniques nécessaires et à plus forte raison les moyens financiers. Les petits propriétaires de ces petits gisements n'étaient parfois pas très respectueux des règles officielles et cherchaient à minimiser leurs coûts. L'expérience aidant, des mesures plus drastiques de l'EPA (environmental protection agency) et du DOE (department of energy) sont maintenant appliquées en suivant les règles et les normes de l'API (American Petroleum Institute), les rares cas de pollution devraient bien diminuer encore. Dans d'autres cas de pollution, il s'est avéré qu'ils étaient dus au gaz biogénique, appelé gaz des marais et non à du gaz de schistes.

Une pollution pourrait aussi provenir des **fuites de gaz** à travers le ciment du puits vertical ou de la rupture des tubages. C'est très improbable si la cimentation entre des tubes d'acier allié très épais, sans soudure, concentriques, est faite selon les règles.¹⁵

5.2. Les forages profonds sont la cause de la pollution.

Les forages pétroliers à 3000 ou 4000 m ne sont pas "profonds" mais très courants. Le record du monde à terre au Texas est de 10 000 m. Certains puits à Lacq ont dépassé 6 000 m. Les tubages concentriques sont des tubes sans soudure, d'acier allié trempé épais, parfois en inox, ou en fibres de verre dans les cas sévères de corrosion, terminés par des filetages mâles, raboutés par raccord femelle-femelle vissé, assurant une étanchéité métal-métal parfaite.

Toute fuite est immédiatement détectée par mesure de la pression, et colmatée. Une jeune entreprise française « SALTEL industries » est spécialisée dans ces opérations de colmatage, entre autres avec son procédé breveté « expandable steel patch ».

Cependant on a pu déplorer des éruptions accidentelles qui n'ont pas été maîtrisées à temps avant explosion dans des exploitations de gaz conventionnel¹⁶. Elles sont rares mais, en conséquence, la qualité des procédures en cas d'incidents et la rigueur de la réglementation à appliquer sont essentielles. Les débits des puits de gaz de schiste sont de plus très inférieurs à ceux des réservoirs traditionnels.



Tête de puits (fabrication française et tubages supérieurs

5.3. Les risques de la fracturation hydraulique et des injections de produits chimiques

Plus de deux millions de fracturations hydrauliques ont été exécutées dans le monde (plus de 1000 en Hollande/Groningue dans une zone très peuplée, et plus d'un million aux seuls États-Unis). Des milliers d'opérations analogues ont lieu chaque année dans le monde. C'est une technologie essentielle qui a beaucoup progressé. Des agents de stimulation pour remplacer l'eau - en particulier dans les cas où l'utilisation de l'eau risque de faire gonfler l'argile et obturer les microporosités - ont été essayés : gels de polymères, fluides à base pétrolière, gaz carbonique, mousse, azote, propane. Ils ne sont pas sans risques¹⁷ et onéreux. On a aussi essayé sans succès des arcs électriques (Schlumberger).

¹⁵ En France depuis Pechelbronn en Alsace en 1879, 6000 forages pétroliers ou gaziers ont été effectués dont 4000 dans le bassin Parisien depuis 1958. Tous ces forages ont traversé des aquifères. Seuls deux cas de pollution par suite de mauvaises cimentations, ont été rapportés par le BRGM et réparés. Des centaines de milliers de puits dans le monde traversent des aquifères sans problème. Les grandes compagnies pétrolières maîtrisent de longue date la technique nécessaire pour réaliser des puits parfaitement étanches.

¹⁶ Ce fut le cas de la plateforme IXTOC 1 le 3 juin 1974 dans le golfe du Mexique (des fautes opérationnelles ont été commises dont en dernier lieu la non-fermeture des mâchoires du BOP de 450 tonnes posé au fond de la mer à 1500m de profondeur), de la plateforme Petrobras P-36 le 20 mars 2001, PIPER ALPHA d'Occidental en mer du Nord, du puits MACONDO de BP dans le golfe du Mexique avec la plateforme « Deepwater Horizon » de Transocean Drilling qui a explosé le 20 avril 2010 après une fuite de gaz non détecté, qui a atteint la salle des machines, d'où l'explosion qui a tué 11 foreurs. En revanche, sur la plateforme de TOTAL Elgin, en mer du Nord, où les règles strictes de la procédure d'urgence ont été bien appliquées, la fuite de gaz a été maîtrisée et il n'y a eu aucune perte humaine ni dommage matériel si ce n'est la perte de six mois de revenus et la chute du cours de l'action.

¹⁷ Il semble peu envisageable dans des zones peuplées comme la France de faire appel au propane, très explosif et qu'il faudrait mobiliser en très grandes quantités

Les trois fonctions essentielles sont la fracturation par injection d'eau pour étendre la zone d'extraction du gaz, l'injection de sable le plus loin possible pour maintenir les fissures ouvertes (lubrifiants et gélifiants) et la maîtrise chimique (pour améliorer la désorption du gaz) et bactériologique. Injectés en faibles quantités les additifs ont fait partie au départ, aux USA, de tours de main des opérateurs avec des contrôles encore insuffisants. Dans le cas de la France ils devraient être contrôlés étroitement dans le cadre du code minier (en cours de révision) et par les Directions régionales de l'industrie et de l'environnement. La tendance va vers des produits biodégradables : par exemple le « CLEAN STIM » un fluide de stimulation de Halliburton composé d'ingrédients issus de l'industrie de l'alimentation, inoffensifs pour l'environnement.

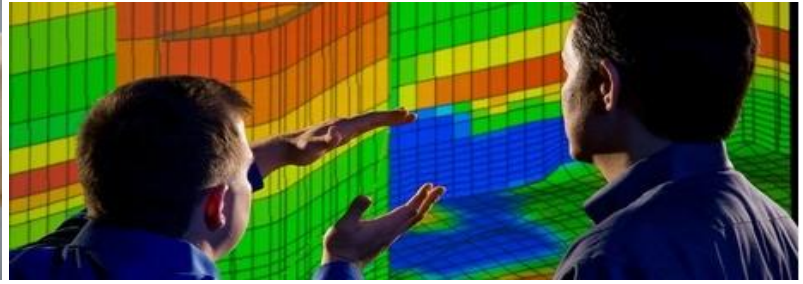


Un chantier aux USA lors de la phase de fracturation

Les additifs chimiques sont utilisés en quantités minimales (0,5%), soit environ une centaine de m³ pour une injection de 20.000 m³. Ils sont injectés au nombre de trois ou quatre choisis dans la panoplie des possibilités :

- acide chlorhydrique et acide muriatique pour dissoudre certains minéraux de la roche-mère,
- inhibiteurs de corrosion (éthylène glycol, propylène glycol, hydroxyde de soude),
- agents antibactériens ou biocides (éthanol, méthanol, glutaraldéhyde pour éviter d'engendrer de l'H₂S),
- correcteurs d'acidité pour le pH (carbonates de soude et de potassium)
- agents antirouille (acide citrique),
- agents de fractionnement : persulfate d'ammonium, oxydants comme l'eau de javel, enzymes,
- polymères réticulés (titane, zirconium, sels de bore) pour améliorer la viscosité du fluide de fissuration,
- agents antitartre,
- gélifiants de lubrification tels que la cellulose hydroxyethyl, et la graine de guar,
- surfactant pour réduire la tension superficielle du fluide de stimulation et améliorer le retour de ce fluide,
- réducteur de frottement comme l'iso-propanol, un polyacrylamide,

Tous ces adjuvants sont courants et utilisés comme détergents, shampoings et cosmétiques. Ce qui est du domaine du savoir-faire de chaque opérateur est le choix de ces adjuvants compte tenu de la nature du schiste (déterminés en laboratoire sur les carottes prélevées pendant le forage) : dosage, détermination des paramètres et utilisation de mesures sismiques sophistiquées pour obtenir la productivité optimale. Avec cette technique bien améliorée et maîtrisée, des anciens puits ne produisant plus sont repris et de nouveau productifs. Les spécialistes de micro-sismique, peuvent surveiller exactement l'étendue des fissures créées et ainsi valider que les résultats obtenus sont conformes aux prévisions calculées. La cartographie par **micro-sismique** autour du puits fournit une image des fissures par détection des micro-secousses sismiques par des récepteurs disposés dans des puits voisins et permet la maîtrise du risque sismique (très généralement faible) par arrêt des injections. Cette technique mise en œuvre par la société Pinnacle, filiale de Halliburton, a grandement amélioré la fracturation hydraulique.

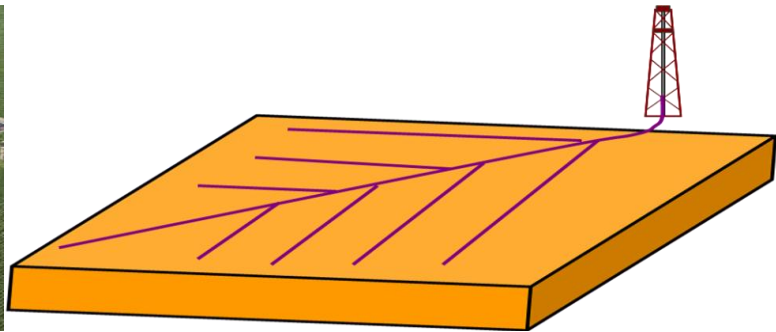


Ces méthodes ont confirmé la sécurité de ces opérations de stimulation vis-à-vis des aquifères grâce à la grande hauteur qui sépare l'aquifère le plus bas de la fissure la plus haute. Ces modélisations permettent d'effectuer dans le même drain et en une seule descente plusieurs fracturations aux bons endroits, l'objectif étant de maximiser la productivité du puits.

Quant à la boue de forage, c'est la même que celle utilisée pour les milliers de trous forés dans le monde chaque année. Sa composition, sa fabrication, son traitement sont complexes et demandent la présence d'un spécialiste boue (mud engineer). Ces produits sont remontés peu à peu avec l'eau et le gaz produit. Ils peuvent contenir des matériaux naturellement radioactifs et du benzène. L'eau et ces additifs sont séparés du gaz en surface. La teneur de radioactivité est mesurée à la sortie de la tête de puits et ne dépasse pas le plus souvent le niveau de la radioactivité naturelle de la Bretagne. L'eau est traitée avant réutilisation ou évacuation.

5.4. Emprise au sol. Dégradation des sites.

L'emprise au sol est considérablement réduite par les multi-forages à partir du même site : ils couvrent une quinzaine de km².



Des progrès pour minimiser l'emprise au sol ont été faits. Une installation complète de forage terminée occupe une surface de 30 m X 50 m. Comme sur une plate-forme en mer, on translate la sonde de quelques mètres pour forer les puits suivants. Les têtes de puits sont rassemblées dans une enceinte (cluster) d'emprise au sol réduite. Certes des voies d'accès à ces chantiers de forage et de mise en production sont nécessaires quelques mois. Il faut beaucoup de matériel et d'équipement pour la fracturation, sur une courte période : plusieurs camions de pompage de grande capacité, des mélangeurs (mixers), des camions de transport du sable (700 tonnes pour 20 000 m³), une unité de commandement, en tout une quarantaine de véhicules gros porteurs. L'emprise au sol peut atteindre 100 m X 100 m, y compris les bassins de décantation des eaux usées et les bassins à boue. En phase exploitation, il ne reste sur place que quelques têtes de puits distantes de 3 m dans un enclos grillagé. A la fin du chantier, les opérateurs sont dans l'obligation contractuelle de remettre le site dans son état initial. Les canalisations doivent être ensouillées à au moins trois mètres de profondeur. Compte tenu de la densité de population, seuls des puits multiples seront possibles en France.

Les photos suivantes montrent une station de départ du gazoduc pour 4 puits au Texas. Un seul puits est alors connecté.



5.5 La consommation d'eau

Elle est de 10 000 à 20 000 m³ au maximum pour la fracturation hydraulique (soit six piscines olympiques) et peut être reproduite plusieurs fois sur la vie de l'exploitation¹⁸. Il faut y ajouter celle pour la boue de forage (1000/2000 m³). L'eau saumâtre et même les eaux usées sont adéquates pour la fracturation hydraulique. On peut ainsi utiliser dans le bassin Parisien les eaux salées du Dogger, peu profond¹⁹.

L'eau injectée est en grande partie éjectée par la production de gaz et récupérée. Ces eaux sont séparées et traitées avant d'être évacuées, ou réinjectées pour maintenir la pression du gisement ou réutilisées pour de nouvelles fracturations. L'intérêt des compagnies est de réduire cette consommation. Nous bénéficions en France de sociétés particulièrement compétentes dans ce domaine : Veolia, Suez, Saur.

5.6. Pollution par une fuite de gazoducs

Celle-ci ne peut être que minime car toute baisse de pression est automatiquement détectée et commande la fermeture automatique des vannes de sectionnement. Ces vannes à boisseau sphérique sont construites entre autres à Béziers par l'usine CAMERON (600 millions d'euros de C.A. 600 employés). De nombreux gazoducs sillonnent l'Europe depuis des années. Le dernier en date est le Nord Stream de 1224 km qui livre le gaz russe à travers la mer Baltique à Lubmin en Allemagne. 27,5 milliards de m³ de gaz russe par an, vont ainsi alimenter le réseau européen.

5.7. Le risque sismique.

Deux cas auraient été constatés en Grande-Bretagne avec des secousses très faibles (2 à 3 sur l'échelle de Richter, soit les tremblements causés par un poids lourd sur un dos d'âne), et en Suisse. On peut aussi citer des secousses auprès d'un puits de géothermie profonde (5.000m) à Saultz-les-Sources en France dans les Vosges, suite à des fracturations hydrauliques (non interdites pour cette application !). Les études sismiques préalables permettent de détecter les failles. Les emplacements de forage sont sélectionnés en connaissance de cause. A Lacq où la pression a chuté de 635 bars à 25 bars depuis 1969, 2 000 secousses sismiques de faible amplitude ont été enregistrées dont une demi-douzaine d'amplitude 4, sans conséquences notables.

5.8. Inconvénients sonores

Les forages avec des inclinaisons de 45°, record d'Europe à l'époque, effectués au cap Ferret, station estivale réputée, ont été réalisés avec des appareils entièrement insonorisés. Les habitants de Lacq et de Parentis dans les Landes ne se sont jamais plaints. Le trafic des camions peut être limité à la journée. L'activité la plus intense a lieu pendant la phase de forage, qui dure de 6 à 8 semaines, et la phase de stimulation, qui dure quelques jours, même si l'opération proprement dite ne dure que quelques heures. Ensuite une fois que les têtes de puits sont installées, il n'y a plus aucun bruit pendant les 20 ou 30 ans de l'exploitation à part les quelques jours de maintenance des puits.

5.9. Risques pour la santé.

On a reproché au gaz de schiste d'être la cause de traces de benzène toxique dans le sang (il se serait agi de fumeurs). Une augmentation du nombre de cancers n'a pas été confirmée. La présence de benzène cancérigène dans certains gaz naturels conventionnels ou non conventionnels oblige à pratiquer un traitement spécifique pour éliminer en même temps tous les composés organiques volatiles et le soufre. Aucun des additifs chimiques pour la fissuration n'est cancérigène.

5.10 Le permis d'exploration et de production

Le préfet statue par arrêté après consultation du CODERST, conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques après enquêtes publiques. Le permis d'exploration nécessite sept étapes administratives successives.

5.12. Pollution de l'air et climat

Ceci n'est pas spécifique au gaz de schistes mais à tous les hydrocarbures quand des tests de mise en production sont effectués et que le gaz est brûlé à la torchère. Ces essais sont nécessaires pour évaluer la capacité du réservoir. C'est une procédure classique, courante, de courte durée, pratiquée depuis plus de cent ans.

Quant aux émissions de méthane dans l'atmosphère, elles représentent 10% de l'ensemble des gaz à effet de serre (la plus importante étant la vapeur d'eau) et 3% proviendraient des puits de gaz, des gazoducs et des fuites de réservoirs de stockage.

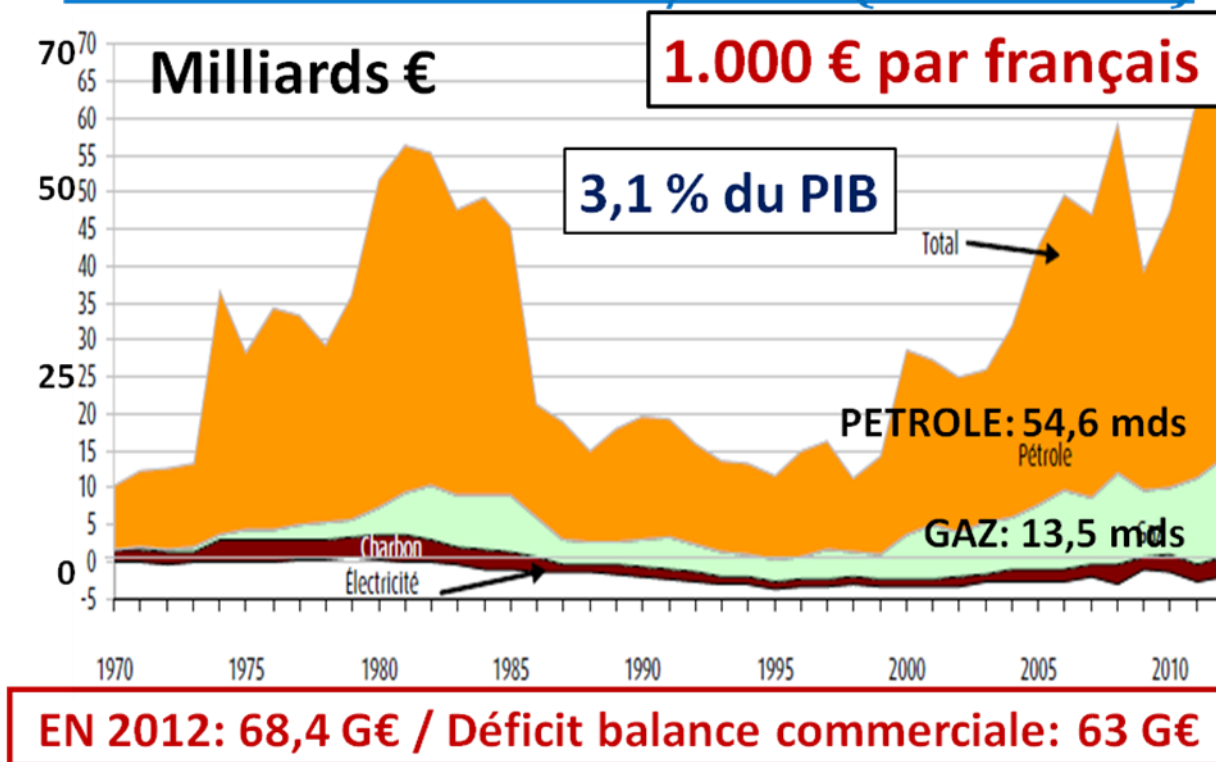
¹⁸ Par comparaison, il faut 30 000 m³/an pour arroser un terrain de football et l'Académie de technologie indique, dans son rapport sur le gaz de schiste, qu'il faut 50 fois plus d'eau pour une même production d'énergie avec un biocarburant en France

¹⁹ Il n'est pas nécessaire d'utiliser de l'eau potable que par ailleurs on utilise abondamment en France (35 milliards de m³/an prélevés, dont 6 consommés et 29 récupérés) pour le lavage des voitures et les jardins, contrairement aux États-Unis où pour ces usages on utilise de l'eau non traitée

6. La situation en France : quel avenir ?

La production actuelle d'hydrocarbures ne couvre qu'1 % de notre consommation de pétrole de près de 2 millions de barils/jour. En 2011, la France a importé 64 millions de tonnes de brut. La production française de gaz couvre moins de 2% de notre consommation et la production de Lacq devrait s'arrêter en fin 2014/2015. La facture énergétique a représenté plus de 68,4 milliards d'euros en 2012 dont 13,5 milliards pour le gaz (notre déficit commercial était de 63 milliards).

FRANCE: FACTURE ENERGETIQUE PAR TYPE D'ENERGIE 1970/2012 (Milliards €)



Une soixantaine de permis d'exploration d'hydrocarbures, dont 17 pour le gaz de schistes avaient été octroyés par le gouvernement (ministère Borloo). Ils ont été suspendus puis interdits de fait par la loi malgré un rapport préliminaire des experts du comité ministériel nommé par les ministres Besson et Koscusko-Morizet qui préconisait :

1. de lancer un programme de recherche scientifique sur les techniques de fracturation hydraulique dans un cadre national ou européen.
2. de promouvoir la réalisation d'un nombre limité de forages expérimentaux d'exploration sur-instrumentés, en particulier dans les bassins du sud-est moins connus que le bassin Parisien.
3. de réviser le code minier et la fiscalité pétrolière de sorte que les collectivités locales trouvent un intérêt à une exploitation sur leur territoire.
4. d'effectuer une mission aux USA pour visiter des sites opérationnels.
5. d'avoir un encadrement strict pour ces opérations.

La mission reconnaissait qu'il serait dommageable pour l'économie nationale et pour l'emploi que notre pays s'interdise de disposer d'une évaluation approfondie, y compris économique, de cette richesse potentielle.

Tous les permis ont été annulés par le gouvernement suivant, malgré les recommandations du rapport Gallois et la fracturation hydraulique, seule applicable aujourd'hui industriellement reste interdite, même pour l'exploration. L'UFIP recommande d'en débattre dans le cadre de la transition énergétique. En interdisant la fracturation hydraulique, la loi a introduit un facteur de blocage qui pèse désormais sur l'ensemble des investissements de l'industrie pétrolière en France et décourage les acteurs économiques prêts à investir de manière importante sur le sol national.

Compte tenu d'une industrie française et européenne parapétrolière moins développée qu'aux États-Unis, le manque de maîtres-sondeurs français, le plus petit nombre de puits, une beaucoup plus forte densité démographique et des conditions de travail plus difficiles, le coût des puits sera vraisemblablement plus élevé. Actuellement seulement six appareils de forage sont en activité en France. Un seul appareil est français (société COFOR, filiale d'Entrepose). Les deux appareils opérant dans le bassin Parisien appartiennent à DEUTAG, contractant allemand.

La société Vermilion a déjà fracturé hydrauliquement deux puits verticaux dans son permis du bassin Parisien sans aucune réaction publique à l'époque.

Or, au cours de la période 1973-2011, la structure de la consommation d'énergie primaire a fortement évolué chez nous. La part du charbon (centrales thermiques) est passée de 15% à moins de 4%, celle du pétrole de 68% à 31% alors que la part du gaz était multiplié par deux (de 7% à 15%) et celle de l'électricité par dix (de 4% à 44%). Et le développement à marche forcée des énergies renouvelables électrogènes, associé à une Règle technique de conception du bâtiment (RT 2012) qui favorise le gaz devrait amplifier cette tendance.

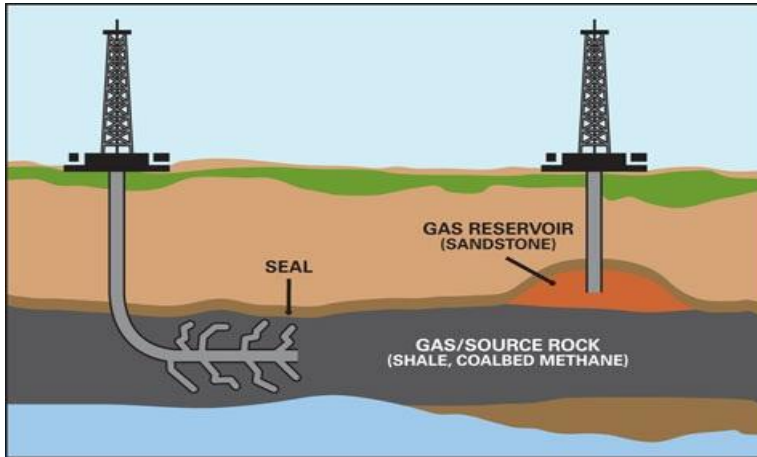
8. Conclusion

Il faut constater malheureusement le rôle négatif du personnel politique et des médias qui ont failli dans leur rôle non seulement d'information objective, mais aussi de pédagogie, et distillé la peur dans l'opinion publique. Faut-il exploiter le gaz de schiste maintenant ou plus tard ? La question mérite d'être débattue, en particulier si un retrait du nucléaire était confirmé. Mais il est peu compréhensible qu'un pays dont l'économie est fragile et dont la dépendance aux combustibles fossiles reste forte se prive d'une évaluation sérieuse de son potentiel. En effet, un pays doit « **savoir** » pour mieux maîtriser son futur et prendre en temps utile les décisions indispensables. Et n'y aurait-il pas aussi une certaine hypocrisie à accepter, dans le futur, les importations de gaz de schiste, tout en nous interdisant son exploitation pour des motifs (prétextes ?) environnementaux ?

Comme les pionniers pétroliers américains, soyons les « risk-takers » de la fameuse harangue du président Théodore Roosevelt et, comme le disait MARIE CURIE pour la recherche sur la radioactivité : « **le véritable risque est de ne pas comprendre** ». « **Dans la vie, rien n'est à craindre, tout est à comprendre** ». Et Einstein disait : « **Il est plus facile de briser l'atome que de briser des préjugés** ».

Avant de prendre toute décision concernant cette ressource nationale potentielle, il aurait été sage d'en bien évaluer l'ampleur et de déterminer les meilleurs moyens de l'exploiter économiquement et sans risques pour l'environnement. Des forages d'exploration bien instrumentés seront indispensables pour compléter les études géologiques et sismiques et les données antérieures. La « transition énergétique » doit intégrer l'ensemble de nos forces et veiller à choisir le chemin de la compétitivité en même temps que celui de la qualité environnementale et sociale.

Les hydrocarbures non conventionnels



non conventionnel conventionnel

L'appellation hydrocarbures non conventionnels est trompeuse. Le **gaz et le pétrole de schiste** ou de **roche-mère** sont les mêmes que les hydrocarbures produits précédemment. Ce qui est non-conventionnel n'est pas la nature de l'hydrocarbure mais la roche dans laquelle on le trouve, plus difficile à détecter par la sismique, et les techniques utilisées pour le produire. Ces gisements étant beaucoup plus étendus, l'exploitation nécessite un grand nombre de forages. Les autres hydrocarbures non conventionnels sont : les **sables bitumineux** (Athabasca tar sands de l'Alberta, Vénézuéla, Iran, Inde et Chine) et les **hydrates de méthane** des grands fonds marins (Golfe du Mexique, fosse sous-marine du Japon). Ce méthane est produit dans les sédiments soit par fermentation bactérienne, soit par décomposition thermique des matériaux organiques complexes. À basse température et forte pression, ce méthane s'allie à des molécules d'eau pour former des composés

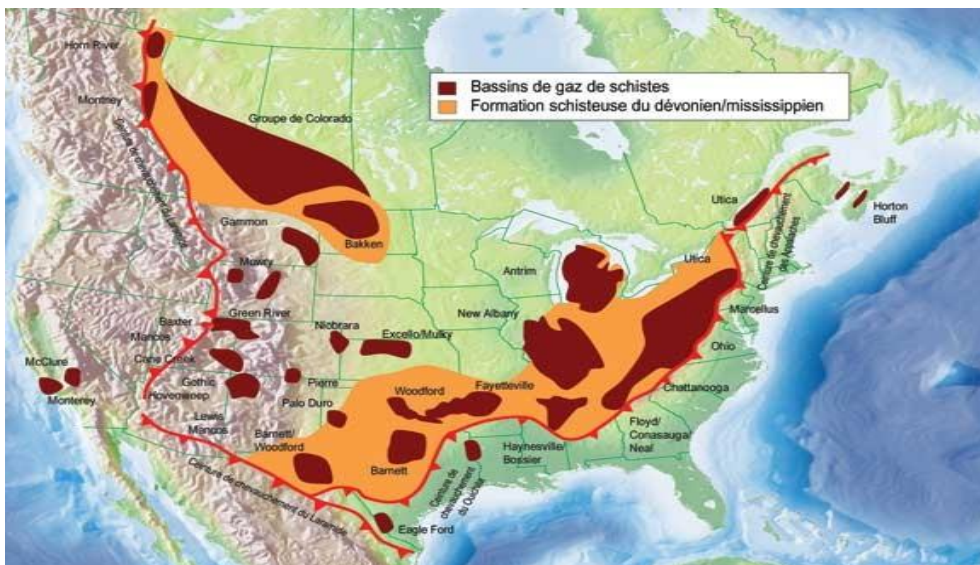
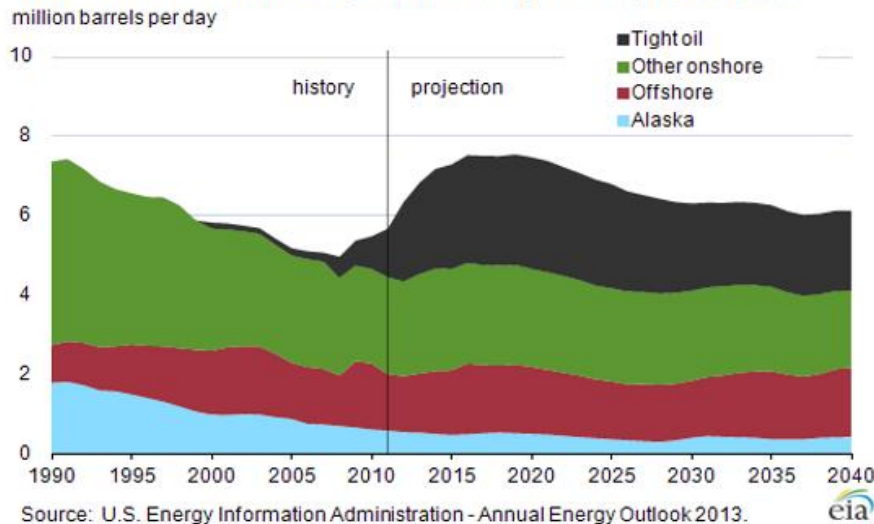
solides, appelés clathrates. (Le gaz naturel conventionnel se trouve dans des pièges stratigraphiques poreux et perméables formés par les mouvements tectoniques au cours des ères géologiques. Ces grands mouvements tectoniques des plaques continentales ont perturbé ces migrations en créant diverses formes de gisements, anticlinaux, dômes, pièges stratigraphiques etc. pour constituer des gisements de roches-éponges conventionnels, sables, calcaires, grès. La pression dans ces gisements était suffisante pour faire remonter à la surface le pétrole ou le gaz par les puits forés atteignant ces pièges).

Annexe 2

Cas des USA.

Depuis 2005, avec le formidable développement du gaz de schistes (shale gas), du gaz de charbon (coalbed méthane), du gaz des gisements compacts (tight gas) aux États-Unis grâce aux progrès techniques, au grand nombre de puits identiques à forer et à la proximité des lieux de consommation, le prix du gaz est à la baisse, trois à quatre fois moins cher qu'en Europe et cinq fois moins cher que le gaz liquéfié importé par le Japon, soit 2,50 / 2,70 \$ le million de BTU (28 m³). Les réserves prouvées de gaz aux USA sont passées de 4700 milliards de m³ en 1991 à 8200 milliards de m³ en 2010 et sont toujours en augmentation. L'attrait du charbon abondant mais plus polluant, y est donc moindre, ce qui fait que les États-Unis en exportent davantage en Europe et surtout en Allemagne.

U.S. domestic crude oil production by source, 1990-2040



Il y a une **différence essentielle** entre la pratique américaine et le code minier français. Aux USA, le sous-sol appartient au propriétaire du sol alors que chez nous, il appartient à l'État et aucune intervention ne peut s'y faire sans son autorisation et sans le contrôle d'organismes d'État comme le BRGM d'Orléans, le service des mines, l'IFP, le BRP, etc. Aux USA aussi, les réglementations deviennent plus contraignantes. Le DOE (Department of Energy) et l'EPA (Environment Protection Agency) exercent des contrôles stricts sur place par leurs agences locales dans chaque État. L'API, American Petroleum Institute, définit toutes les normes et codes de la profession. Tout produit chimique qui entre dans l'enceinte du chantier de forage doit être déclaré et ses caractéristiques et dangers clairement affichés. Les start-up se font racheter par les majors plus compétents et responsables.

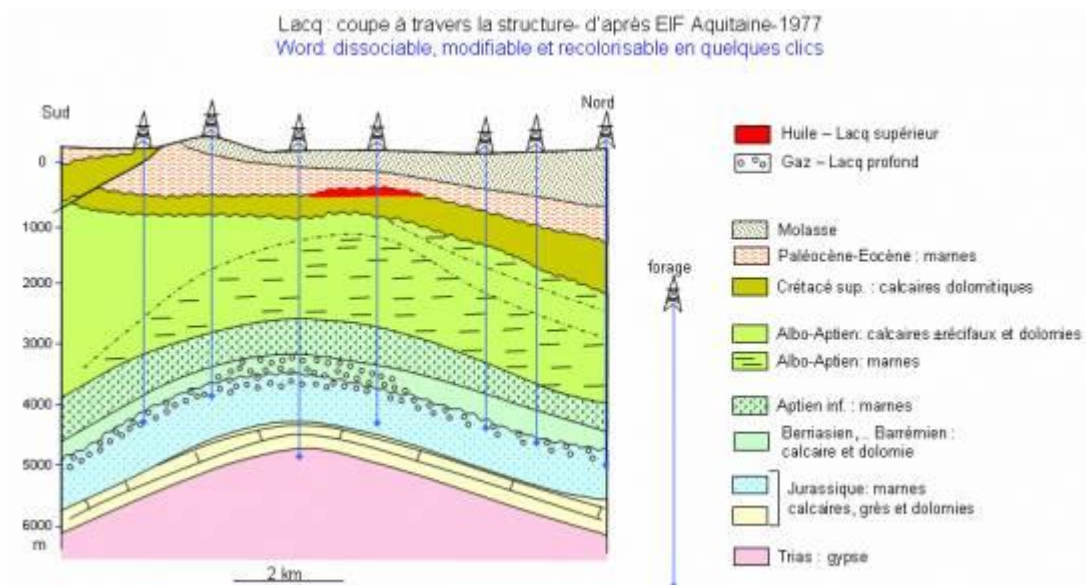
Les États-Unis sont devenus les premiers producteurs de gaz depuis 2010 devant la Russie. Ils sont aussi premier consommateur avec 682 milliards de m³ en 2010 devant la Russie avec 460 milliards de m³ et la Chine avec 112 milliards. Une énergie moins chère est un atout considérable pour l'industrie américaine. De nos jours ils construisent plus de centrales électriques au gaz qu'au charbon plus polluantes, réduisant d'autant leurs rejets de gaz à effet de serre.

Une inquiétude cependant : la rentabilité des nouveaux investissements est incertaine avec un prix trop bas du gaz

Annexe 3

Le gaz de Lacq.

Dans les années 50, alors que les « verts » n'existaient pas, les gouvernements de l'époque, puis le général De Gaulle et le président Pompidou ainsi que des grands chefs de l'industrie pétrolière française avaient vivement encouragé la SNPA, ancêtre de ELF, à exploiter le gisement de pétrole qui venait d'être découvert à faible profondeur.



On l'a appelé « Lacq supérieur » car à plus grande profondeur (4000 m), on a découvert le gaz de Lacq. Ce gisement de 260 milliards de m³ de gaz présentait de grandes difficultés : pression 635 bars, température 150°C. Les pétroliers américains jugeaient alors inexploitable cette découverte, à cause de sa très forte teneur en H₂S (15%) et SO₂. Le dioxyde de soufre SO₂, est un gaz lourd très toxique et mortel qui a exigé des règles très strictes de sécurité. Le défi à relever était alors autrement plus difficile que celui du gaz de schistes de nos jours où toute la technique et l'expérience nécessaires existent. Grâce à la ténacité des ingénieurs de la SNPA, de grands progrès ont été réalisés en métallurgie (les aciers étaient fragilisés), en techniques de forage à grande profondeur (6000 m), en méthodes de production et en traitement du gaz pour en extraire tout le soufre et les autres gaz toxiques, et le rendre commercialisable. L'usine de traitement du gaz de Lacq, inaugurée en 1957, était à l'époque la plus importante d'Europe.



Elle a traité 4 milliards de m³/an. Elle produit de l'essence, du butane et du propane en plus du gaz qui a alimenté tous les foyers français pendant des années à partir de 1965. Le soufre récupéré a été exporté en grande quantité (5 000 tonnes/jour). La région Aquitaine a connu un développement économique et social remarquable. La balance commerciale de la France était largement positive. C'était les trente glorieuses. De nos jours nous importons le gaz essentiellement de Russie, de Norvège, des Pays-Bas, d'Algérie, du Nigéria et un peu du Qatar et d'Egypte. A Pau, TOTAL a établi son centre scientifique de recherche qui emploie 2600 personnes de 35 nationalités. Son centre de calcul de très forte puissance traite toutes les données sismiques et de caractérisations des réservoirs en 4D.