

Le texte présenté ci-dessous a été rédigé en juin 2011 pour la conférence du 09 juin 2011.

## 1. Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels - définitions

Dans les deux cas, il s'agit de pétrole (huile) ou de gaz naturel ; la distinction est basée sur la différence d'habitat des hydrocarbures qui induit des techniques d'exploration et de production différentes.

### ▪ 1-1. Hydrocarbures conventionnels

Les hydrocarbures sont formés dans des formations sédimentaires riches en matière organique, appelées **roches mères**. Au cours de l'enfouissement, sous l'effet de la température, cette matière organique est transformée en hydrocarbures liquides (maturité à huile) puis gazeux (maturité à gaz). Sous l'effet de la pression, ces hydrocarbures sont expulsés et migrent, en phase liquide ou gazeuse, à travers des roches plus poreuses et perméables, les **réservoirs**, vers des zones à plus faible pression. La présence d'un niveau imperméable, **couverture**, va bloquer cette migration et une accumulation se forme à la faveur d'un **piège**.

L'exploration consiste à rechercher des pièges et la production est assurée par des puits forés à l'aplomb du piège par des mécanismes de déplétion naturelle ou par réinjection d'eau ou de gaz. La **récupération**, c'est-à-dire le pourcentage d'hydrocarbures récupérés en surface, est de l'ordre de 30 à 50% pour l'huile et de 50 à 80% pour le gaz. Elle est en général améliorée grâce aux techniques du forage horizontal et parfois de fracturation.

### ▪ 1-2. Cas des réservoirs à faible porosité/perméabilité : **tight gas** ou **tight oil**.

Les hydrocarbures peuvent s'accumuler dans des réservoirs dont la porosité et la perméabilité sont très faibles (roches sédimentaires compactes, socle, roches volcaniques...). Pour les produire, il est nécessaire de faciliter leur mobilité dans le réservoir par des processus de fracturation ou de stimulation. Dans ce cas, toutes choses étant égales par ailleurs (profondeur, environnement), la récupération espérée est beaucoup plus faible et les coûts de production plus élevés.

### ▪ 1-3. Hydrocarbures non conventionnels

Sous ce terme, sont regroupés tous les hydrocarbures dont l'accumulation n'est pas liée à la présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles.

- Les **sables asphaltiques (tar sands ou oil sands)**. Il s'agit de réservoirs, plus ou moins consolidés, contenant du bitume, ou tout autre produit pétrolier à viscosité très élevée, qui ne peuvent être récupérés par des méthodes conventionnelles. Ils sont exploités soit en surface par des procédés miniers soit in situ par injection de vapeur dans des puits.

- Le **gaz de charbon (coal bed methane ou CBM)**. Le gaz est présent dans les niveaux de charbon soit sous forme de gaz libre dans le milieu poreux ou fracturé soit sous forme adsorbée. La production par puits se fait par réduction de la pression en produisant l'eau en place jusqu'à obtenir la libération du gaz.
- Les **schistes bitumineux (oil shale)**. Ce sont des roches mères, très riches, qui n'ont pas ou ont juste atteint la limite de maturité à huile. Comme les sables asphaltiques, deux types de production sont possibles :
  - Extraction en mines et transformation de la matière organique par pyrolyse pour aboutir un produit raffiné, s'ils affleurent
  - Transformation in situ par chauffage par l'intermédiaire de puits
- Les **gaz de schiste (shale gas)**. Le gaz formé est resté piégé dans la roche mère à très faible perméabilité, essentiellement dans la porosité créée dans le kérogène lors la transformation de la matière organique, sous forme à la fois libre et adsorbée, ou dans des bancs plus poreux et/ou fracturés. La production de gaz se fait par fracturation hydraulique de la formation afin de créer de la perméabilité.

Toutes ces productions ne sont envisagées aujourd'hui qu'à terre. En dehors des productions de type minier, la valorisation de ces hydrocarbures non conventionnels a été rendue possible par le développement des forages horizontaux et l'amélioration des performances des fracturations hydrauliques.

Pour être exhaustif, on ajoutera à cette liste, deux ressources en gaz qui ne sont pas classées dans les ressources conventionnelles :

- les **hydrates de gaz**. Dans ce cas le méthane est emprisonné dans des structures de glace. Ils sont présents sous les permafrosts des zones arctiques et à faible enfouissement en offshore profond. Les ressources disponibles et les méthodes de production économiques restent encore à définir.
- le **gaz biogénique**. Contrairement aux ressources précédentes, ce gaz n'a pas une origine thermogénique mais il résulte de la transformation à faible température, c'est-à-dire à faible profondeur, de la matière organique présente dans les sédiments. Il est composé uniquement de méthane et peut former des accumulations qui sont produites de manière conventionnelle.

## 2. Le contexte

L'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels existe depuis longtemps de manière très marginale (ref. utilisation des bitumes depuis des millénaires ou gaz de schistes dans les Appalaches au XIX<sup>ème</sup> siècle). L'accroissement rapide de cette activité, au cours de la dernière décennie, en particulier aux Etats Unis, est dû à plusieurs facteurs :

- le prix du brut : entre 1985 et 2000, le prix du baril de pétrole fluctue autour de 18\$. Depuis 2000, le prix moyen est de 41\$ avec un pic historique en 2008 à 132\$ par baril. A ces niveaux de prix, la mise en production de ressources non conventionnelles devient économique.
- Le peak oil : à la fin des années 90, le monde prend conscience que les ressources en hydrocarbures ne sont pas inépuisables, en constatant l'augmentation rapide de la consommation, le déclin des champs en Amérique du Nord et en Mer du Nord, le plafonnement des réserves et le déclin des nouveaux volumes découverts. Mais seuls les hydrocarbures conventionnels étaient alors pris en compte.

- Les tensions géopolitiques : les tensions dans le Golfe Persique conjuguées au déclin rapide des réserves et des résultats de l'exploration aux Etats-Unis, font prendre conscience aux américains de l'augmentation de leur dépendance énergétique.
- Le perfectionnement des technologies : dans ce contexte, des programmes de R&D et des incitations financières sont mis en place dans les années 90 aux USA. Des technologies, déjà connues, nécessaires pour le développement des hydrocarbures non conventionnelles, font l'objet de développements dynamiques aboutissant à des réductions de coûts rapides : forage horizontal et fracturation hydraulique, en particulier.
- Les spécificités du contexte pétrolier nord américain :
  - Un marché sous tension et proche des ressources,
  - Des infrastructures gazières existantes nombreuses qui réduisent les coûts de mise sur le marché du gaz découvert,
  - Le grand nombre et la vitalité des petits indépendants américains actifs sur les hydrocarbures conventionnels en déclin,
  - La législation qui permet la rémunération du propriétaire du terrain où se font les travaux ;
- Enfin, la géologie s'avère très favorable à l'Amérique du Nord avec la présence de nombreux bassins stables d'âge paléozoïque ou mésozoïque, en position d'avant pays des chaînes des Rocheuses et des Appalaches, renfermant d'énormes ressources de sables asphaltiques ou de CBM au Canada et contenant des roches mères très riches, donc favorables à la présence de shale gas et shale oil, aux Etats-Unis.

Ainsi, la part du gaz non conventionnel (tight gas inclus) est passée de 16% de la production totale des USA en 1990 à 54% en 2009. Les gaz de schistes ont connu l'explosion récente la plus spectaculaire en passant de 3% en 2006 à 22% en 2010 (7 bcf/d ou 70 Gm<sup>3</sup>/an) .

Il n'existe à ce jour aucune production de gaz de schistes en dehors de l'Amérique du Nord.

### **3. Les ressources de gaz non conventionnels**

Rappel :

Dans l'industrie pétrolière, le potentiel en hydrocarbures (HC) s'exprime soit :

- En accumulation ou en « en place » : volume d'HC présent dans le réservoir,
- En réserves : volume d'HC produit dans le cadre d'un programme de développement et une économie définis,
- En ressources : volume d'HC potentiellement récupérables dans le cadre de projets spéculatifs (non lancés, non économiques ou faisant appel à des technologies non développées à ce jour). Dans les publications, la notion de ressources est souvent floue et peut varier de l'accumulation proprement dite à des volumes développables avec des technologies reconnues.

Quelques chiffres :

D'après les données de l'Agence Internationale de l'Energie (IAE), les ressources mondiales de gaz étaient de l'ordre de 785 Tm<sup>3\*</sup>, en 2009. Il faut garder à l'esprit que ce nombre est estimé dans l'état des connaissances actuelles. Par comparaison, la consommation mondiale annuelle est de l'ordre de 3 Tm<sup>3</sup>, la consommation française est de 50 Gm<sup>3\*</sup> et le champ géant de Lacq a produit 245 Gm<sup>3</sup> (8,6 Tcf\*).

En type de ressources, la répartition est la suivante :

- Gaz conventionnel : 405 Tm<sup>3</sup>
- Gaz de schiste : 180 Tm<sup>3</sup>
- Tight Gas : 110 Tm<sup>3</sup>
- Gaz de charbon : 90 Tm<sup>3</sup>

En termes de distribution géographique :

- Europe et CEI : 233 Tm<sup>3</sup> dont 200 Tm<sup>3</sup> pour la CEI
- Afrique et Moyen Orient : 217 Tm<sup>3</sup>
- Asie : 143 Tm<sup>3</sup>
- Amérique du Nord : 126 Tm<sup>3</sup>
- Amérique du Sud : 66 Tm<sup>3</sup>

La part du gaz conventionnel est encore très élevée dans la zone Europe/CEI, du fait des énormes ressources russes de Sibérie, et dans la zone Afrique/Moyen Orient où ce type de ressources est peu exploité, alors qu'elle est minoritaire en Amérique du Nord.

(\* 1 Gm<sup>3</sup> = 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> ; 1 Tm<sup>3</sup> = 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> ; 1 cubic feet (cf) = 0,028 m<sup>3</sup>; 1 Tcf = 28 Gm<sup>3</sup>)

#### **4- Spécificités des gaz de schiste**

##### ▪ 4-1 Exploration et Production

Comme vu précédemment, il n'y pas de différence d'origine et de nature entre le gaz de schistes et le gaz naturel conventionnel. Ils proviennent tous les deux de la transformation de la matière organique contenue dans des couches sédimentaires, appelées roches mères, sous l'influence de l'élévation de température liée au phénomène d'enfouissement. La différence est liée au fait que le gaz conventionnel résulte de l'expulsion du fluide produit par la roche mère vers un réservoir alors que le gaz de schiste correspond à la partie du fluide retenue dans la roche mère. Le fait que le gaz conventionnel se présente sous la forme d'accumulations, dans des réservoirs poreux et perméables, alors que le gaz de schiste reste diffus dans l'ensemble de la couche roche mère, peu poreuse et peu perméable, explique que les méthodes d'exploration et surtout de production soient différentes. Dans le cas, du gaz conventionnel la démarche consiste à repérer un bassin sédimentaire où des hydrocarbures ont été générés, à traquer le piège par des méthodes géophysiques, le tester par un puits d'exploration, évaluer le volume poreux fermé, les volumes de gaz en place puis les réserves dans le cadre d'un projet de développement.

Dans le cas du gaz de schiste, la démarche consiste à localiser une roche mère de très bonne qualité ayant atteint des enfouissements suffisants pour générer du gaz tout en restant à des profondeurs raisonnables pour être atteinte par des puits. Il est par ailleurs préférable que cette roche mère, souvent de nature argileuse, renferme une partie non négligeable de silice ou de carbonate pour pouvoir être fracturée localement et ainsi libérer le gaz piégé. Contrairement au cas du gaz conventionnel, la localisation des zones propices à la production ne se fait pas seulement par des méthodes géophysiques mais surtout par le forage et le carottage de puits qui ont pour but de confirmer la nature, la maturité et surtout la teneur en gaz de la formation ciblée. Si les critères géologiques sont remplis, deux techniques permettent ensuite d'obtenir des productions économiquement viables :

- le forage horizontal qui augmente significativement la longueur du drain dans la formation à produire
- la fracturation hydraulique qui permet d'améliorer localement la perméabilité de la formation.

Ces deux techniques sont déjà utilisées dans les champs conventionnels depuis de très nombreuses années.

Compte tenu du rayon limité du réseau de fractures créées autour du drain, les quantités extraites par puits sont limitées, ce qui nécessite un nombre important de puits pour atteindre une production significative et un coût du mètre cube- de gaz produit économiquement viable.

- 4-2 Les technologies

### - Les forages pétroliers

Environ 3000 appareils de forages pétroliers sont actifs dans le monde depuis plusieurs décennies. Les techniques utilisées sont donc éprouvées mais la réalisation de chaque puits doit toujours faire l'objet d'une architecture adaptée aux problèmes attendus : nature, structure, pression et température des formations traversées, profondeur ... Deux éléments garantissent la sécurité d'un puits en cours et post forage: le fluide de forage qui assure une barrière hydrostatique dans le découvert du puits pendant le forage et les tubages qui pérennisent une barrière mécanique entre le puits et les formations traversées. Les tubages qui sont cimentés dans le puits, permettent en particulier d'isoler le puits des aquifères d'eau douce localisés dans les premières centaines de mètres traversées.

La technologie des **forages horizontaux** a été développée dans les années 80 et a maintenant atteint une maturité qui assure une intégrité reconnue et des performances impressionnantes. Alors que les premiers drains horizontaux étaient de l'ordre de la centaine de mètres, ils peuvent maintenant atteindre dix kilomètres. Cette technique de déviation de la trajectoire du puits amène deux avantages importants dans le cas des gaz de schiste :

- la longueur des drains horizontaux permet d'augmenter très significativement l'interface entre le puits et la couche renfermant l'hydrocarbure, donc la productivité du puits ;
- le contrôle de la déviation permet de forer un certain nombre de puits à partir d'un même site de surface tout en drainant un rayon de plusieurs kilomètres. Cela permet de minimiser fortement l'impact en surface, en diminuant le nombre de sites de forages.

On perçoit la prouesse technique de ce type d'ouvrage quand on réalise que le drain doit être foré dans une couche dont l'épaisseur est de l'ordre de la centaine de mètres, à une profondeur de 2000 à 3000 mètres.

### - La fracturation hydraulique

Comme la roche à produire a une faible perméabilité, il faut créer artificiellement un réseau de fractures pour libérer le gaz. Pour ce faire, on perce localement le tubage et le ciment qui isolent le puits et on injecte à forte pression un mélange d'eau, de sable et d'additifs dans la formation. Ce fluide crée ou agrandit des fissures qui se propagent latéralement sur quelques centaines de mètres, aux profondeurs habituelles de ce type d'opérations (2000 à 3000m). Le fluide correspond à un mélange d'eau (90%), de sable (9 à 10%) dont les grains ont pour objectif d'empêcher les fractures de se refermer en créant des ponts, et de produits additifs (moins de 1%). Ces derniers ont plusieurs objectifs : faciliter le transport des grains de sable dans les fissures, faciliter l'évacuation de l'eau de la formation tout en aidant la rétention du sable dans les fractures lors de cette évacuation et éviter l'activité bactérienne dans la couche et le puits.

L'ordre de grandeur des volumes mis en œuvre est de l'ordre de 10 000 à 20 000 m<sup>3</sup> d'eau et 1000 à 2000 t de sables pour un puits. Une partie de ces volumes remontent en surface lors de la production et peut être réutilisée.

## **5- Le potentiel des gaz de schiste en France et en Europe**

La vision du potentiel des gaz de schiste dans le monde est donnée par les estimations de gaz « en place » données par l'IAE (2009):

- Amérique du Nord : 107 Tm<sup>3</sup>
- Asie continentale : 98 Tm<sup>3</sup>
- Asie Pacifique : 73 Tm<sup>3</sup>
- Moyen Orient /Afrique du N. : 70 Tm<sup>3</sup>
- Amérique Latine : 59 Tm<sup>3</sup>
- CEI : 18 Tm<sup>3</sup>
- Europe occidentale : 16 Tm<sup>3</sup>
- Afrique sub saharienne : 8 Tm<sup>3</sup>
- Total Monde : 449 Tm<sup>3</sup>

Ces chiffres peuvent évoluer avec l'augmentation des connaissances dans certains bassins sédimentaires.

En Europe de l'Ouest, une revue rapide de la carte géologique permet deux constatations :

- L'existence de provinces pétrolières et gazières exploitées démontre la présence de roches mères d'âge paléozoïque à cénozoïque : citons par exemple le Silurien de Pologne, le Carbonifère des Pays bas, le Toarcien du Bassin de Paris, le Kimméridgien de Mer du Nord, le Barrémien d'Aquitaine ou l'Oligo – Miocène du Bassin de Vienne...
- Contrairement à l'Amérique du Nord qui présente dans sa partie centrale un vaste craton peu déformé depuis des centaines de millions d'années, l'Europe occidentale est largement affectée par les déformations hercyniennes et alpines. Les roches mères concernées sont donc souvent impliquées dans ces orogènes ce qui leur a fait atteindre des degrés de déformation et de maturité trop élevés et limite de ce fait le périmètre des zones prospectives. Ainsi, la recherche de zones d'intérêt pour la roche mère d'âge silurien se fera en dehors des zones affectées par les déformations hercyniennes, de même les zones favorables au niveau des roches mères mésozoïques seront situées en périphérie des chaînes alpines.

En France, comme dans les autres pays européens, des études plus détaillées sont nécessaires pour préciser le potentiel réel des bassins placés en position favorable :

- Evaluation des secteurs où les teneurs en matière organique sont les plus élevées ;
- Définition des périmètres dans lesquelles ces roches mères sont dans des intervalles de maturité favorables à la présence de gaz ;
- Analyse des variations de faciès des roches mères pour localiser les zones où les minéraux favorables à la fracturation sont les plus développés.

Ces travaux sont d'autant plus nécessaires que pendant la période d'exploration des hydrocarbures conventionnels, les efforts se sont surtout focalisés sur la compréhension des roches réservoirs et pas sur les roches-mères, très peu carottées et analysées.

## **6- Les enjeux environnementaux**

Les projets de production de gaz de schiste comme tous les projets industriels comportent des risques qui doivent être identifiés et maîtrisés et ont un impact sur l'environnement qu'il faut minimiser. Nous complétons cette revue en listant les principaux enjeux environnementaux associés à cette activité bien que certains sortent du domaine de compétences des géologues.

- L'empreinte carbone : Elle est a priori du même ordre que celle de la production de gaz conventionnel, c'est-à-dire beaucoup moins que le pétrole et surtout le charbon.

- L'eau : Plusieurs points sont à considérer :

- L'origine : des études hydrogéologiques doivent être réalisées pour définir la meilleure solution dans le contexte de chaque projet
- Les volumes : comme indiqué précédemment 10 000 à 20 000 m<sup>3</sup> d'eau sont nécessaires à la fracturation d'un puits. Un à deux tiers de cette eau est récupéré lors de la mise en production du puits. Ces volumes peuvent être comparés au débit moyen du Rhône (1700 m<sup>3</sup>/s) ou comme le rappelle l'IFPEN sur son site à la consommation en eau de la ville de Paris (500 000m<sup>3</sup>/j).
- Le traitement : l'eau récupérée est traitée, afin d'éliminer les éléments remontés de la roche sédimentaire où elle a circulé (sels solubles et éléments en suspension), avant d'être réutilisée dans les opérations suivantes.
- Les aquifères : la protection des aquifères est un sujet quotidiennement géré par les opérations pétrolières. La pose de tubages successifs et leurs cimentations dans les puits ont pour objectif d'assurer l'étanchéité du puits sur toute sa hauteur. Des opérations spécifiques sont réalisées pour tester la qualité des cimentations. Pour ce qui est de la contamination par les fractures créées, gardons en mémoire que les schistes sont localisés à des profondeurs de 2000 à 3000 m donc très loin des aquifères d'eau douce présents généralement dans les premières centaines de mètres et que les effets de la fracturation hydraulique se font sentir dans un rayon de quelques centaines de mètres, surtout latéralement compte tenu de la charge sédimentaire.

A noter que le film documentaire Gasland montre des images spectaculaires de contamination des aquifères par du méthane dans l'Etat du Colorado, directement reliées par les auteurs à la production des gaz de schiste. Un rapport du « Département of Natural Resources of Colorado » rappelle que la présence de gaz d'origine biogénique, issu de niveaux de charbons proches des aquifères, est un phénomène connu dans cette zone et que chaque contamination déclarée fait l'objet d'une enquête dont l'objectif est de définir l'origine du gaz. Selon leur rapport, une origine biogénique a été prouvée dans la plupart des cas; dans les cas d'origine thermogénique ou mixte, il a été demandé aux compagnies de revoir l'intégrité de leurs puits (l'origine est en général une cimentation défectueuse) et de dédommager les propriétaires.

- Les additifs des fluides de fracturation :

Ces additifs représentent moins de 1% du volume total injecté. La composition est établie en fonction des propriétés de la roche à fracturer en particulier de sa perméabilité. La liste exacte des additifs utilisés est, dans certains, cas jugée confidentielle par les sociétés de services ou les opérateurs pour préserver un avantage concurrentiel. Certains ont cependant choisi de rendre public la composition de leurs produits. A partir de ces informations, on peut considérer que, de manière générale, les produits utilisés sont :

- des gélifiants d'origine végétale (utilisés dans l'agro-alimentaire ou l'industrie du papier),
- des surfactants (composants organiques aptes à réduire les tensions à la surface des solides, présents dans les détergents ménagers)

- des produits biocides (présents dans les désinfectants ménagers).
- des inhibiteurs de corrosion et de dépôts, utilisés par l'industrie pour prévenir ces phénomènes dans les puits de pétrole ou de gaz.

Certains de ces produits sont utilisés couramment dans l'industrie pétrolière et gazière depuis des décennies. Pour provoquer une prise de conscience des risques et définir les responsabilités, le Sénat américain a voté en 2009 le FRAC Act (Fracturing Responsibility & Awareness of Chemicals Act). Il est souhaitable qu'en France une liste de produits autorisés soit définie par un Comité Scientifique et une réglementation mise en place.

- Les nuisances de surface :

La minimisation de l'empreinte au sol d'un site de production de gaz (conventionnel ou non) est un défi important en termes d'altération du paysage, atteinte à la biodiversité, impact sur la vie des populations avoisinantes... Les grands opérateurs pétroliers intègrent dans leurs processus et dans les couts des projets des actions spécifiques : études d'impact, associées à des inventaires préalables aux travaux, réalisés par des organismes tiers en amont ; concertation avec les populations locales pendant la durée du projet et réhabilitation des sites en fin de cycle. La spécificité des projets de gaz de schistes est que du fait de l'absence de piège et de la faible perméabilité de la roche, il est nécessaire de forer un grand nombre de puits, contrairement à ce qui se passe dans le cas des pièges conventionnels. Ce problème peut être résolu par des techniques maîtrisées de forages déviés à partir d'un site unique (cluster) de taille réduite. Le surcout initial par rapport à la multiplication de puits verticaux moins chers est compensé par la réduction des indemnités et une remise en état des sites plus facile donc moins couteuse.

## **7. Avenir des gaz de schistes en France**

Les gaz de schiste constituent une ressource potentielle dans le panorama énergétique, dont l'exploration et l'exploitation demandent comme toute activité industrielle, une maîtrise des risques associés.

Dans le contexte actuel, il nous apparaît indispensable de procéder à des études approfondies avant d'accepter ou de refuser une mise en exploitation en France. Trois points nous semblent totalement incontournables :

- 1) procéder à une analyse critique des expériences antérieures, en particulier nord - américaines, en soulignant les difficultés rencontrées, notamment en matière d'impacts sur l'environnement et en précisant les causes auxquelles les imputer ;
- 2) réaliser, par des explorations adaptées, les études géologiques et techniques pertinentes qui permettront de préciser le potentiel réel du territoire national et sa localisation;
- 3) mener à bien une opération-pilote sur un (ou plusieurs) site à sélectionner ; cette opération, accompagnée de toutes les expérimentations nécessaires, permettra d'évaluer le plus clairement possible la valeur de ce type de projets en France en termes d'économie et les effets éventuels des travaux sur l'environnement. Il s'agit en priorité de préserver les sites de surface, d'optimiser l'utilisation de l'eau et de protéger la qualité des eaux souterraines.

**JJ Jarrige Vice Président UFG**

**Le texte présenté ci-dessous a été rédigé en juin 2011 pour la conférence du 09 juin 2011.**