

Les hydrocarbures de roche-mère.



Les hydrocarbures de roche-mères font partie de la famille des hydrocarbures non conventionnels. La matière organique contenue dans cette roche va durant son enfouissement se transformer en hydrocarbures liquides (pétrole de schiste) ou gazeux (gaz de schiste). Pour produire ces hydrocarbures dans une roche peu poreuse et quasiment imperméable, il est indispensable d'utiliser massivement deux techniques déjà employées dans la production conventionnelle : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Malgré l'amélioration constante de ces techniques, la production d'un puits est relativement faible et décline rapidement impliquant un grand nombre d'installations de production pour maintenir une production commerciale. S'il est encore trop tôt pour en évaluer les ressources à l'échelle du monde, ils pourraient cependant prolonger l'approvisionnement en hydrocarbures permettant d'assurer une transition énergétique économiquement supportable .

Hydrocarbures de roche-mère

Hydrocarbon source-rock

par **Roland VIALLY**

Ingénieur de Recherche

IFP Energies nouvelles (Direction GEOSCIENCES, Rueil-Malmaison, France)

Résumé

Les hydrocarbures de roche-mères font partie de la famille des hydrocarbures non conventionnels. La matière organique contenue dans cette roche va durant son enfouissement se transformer en hydrocarbures liquides (pétrole de schiste) ou gazeux (gaz de schiste). Pour produire ces hydrocarbures dans une roche peu poreuse et quasiment imperméable, il est indispensable d'utiliser massivement deux techniques déjà employées dans la production conventionnelle : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Malgré l'amélioration constante de ces techniques, la production d'un puits est relativement faible et décline rapidement impliquant un grand nombre d'installations de production. S'il est encore trop tôt pour en évaluer les ressources à l'échelle du monde, ils pourraient cependant prolonger l'approvisionnement en hydrocarbures permettant d'assurer une transition énergétique économiquement supportable .

Abstract

Hydrocarbons source rocks are classified as unconventional hydrocarbons. Organic matter contained in this rock will be transformed during her burial over geological time into liquid hydrocarbons (shale oil, tight light oil) or gaseous hydrocarbons (shale gas). To produce these hydrocarbons in a low porous and virtually impermeable rock, it is necessary to perform 2 techniques already used in conventional production : horizontal drilling and hydraulic fracturation. Despite the constant improvement of these techniques, the production of a well is relatively low and rapidly declining; in order to have an economic production you need a great number of producing wells. While it is too early to assess the resources across the world, the could extend the supply of hydrocarbons to ensure economically viable energy transition.

Mots-clés / Keywords :

	français	anglais
Technologies impliquées	Forage horizontaux Fracturation hydraulique Evaluation des ressources	<i>Horizontal drilling Hydraulic fracturation Resources assessment</i>
Domaines d'application	Exploration et production d'hydrocarbures	<i>Hydrocarbon exploration and production</i>

Type d'article	Etat de l'art	<i>State of the art</i>
Concepts principaux	Hydrocarbures non conventionnels Pétrole et gaz de schiste	<i>Unconventional hydrocarbons Shale oil and shale gas</i>

Table des matières

1	<i>Le contexte énergétique mondial</i>	6
1.1	Une demande d'énergie croissante	6
1.2	La production d'hydrocarbures pourra-t-elle suivre la demande ?	7
2	<i>Les hydrocarbures non conventionnels</i>	10
2.1	La notion de système pétrolier	10
2.2	La classification des hydrocarbures non conventionnels	11
3	<i>Les hydrocarbures de roche-mère</i>	13
3.1	Les roche-mères : Un milieu très hétérogène	13
3.2	Les hydrocarbures dans la roche-mère	14
4	<i>L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.</i>	16
4.1	Forages horizontaux et fracturation hydraulique	16
4.2	La notion de fracabilité	17
4.3	Les courbes de production	18
5	<i>L'empreinte environnementale de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.</i>	20
5.1	L'empreinte au sol des exploitations	20
5.2	La gestion des ressources en eau	22
5.3	La composition des fluides de fracturation	23
5.4	Le retraitement des eaux de flow-back » et de production.	24
5.5	Les risques de pollution des aquifères superficiels.	25
5.6	Les risques de pollution de l'air	27
5.7	Les risques de sismicité induite	27
5.8	Les nuisances associées	29
5.9	Conclusions : Produire plus en diminuant l'empreinte environnementale.	29
5.9.1	Augmenter la productivité des puits	29
5.9.2	Trouver des alternatives à la fracturation hydraulique.	29
6	<i>Le développement des hydrocarbures de roche-mère aux USA</i>	31
6.1	Les boom des gaz de schiste	31
6.2	L'essor des pétroles de schiste	33
6.3	L'impact économique de la production des hydrocarbures de roche-mère aux USA.	33
6.4	Les facteurs favorables au développement rapide des hydrocarbures de roche-mère aux USA.	36
6.5	L'avenir des hydrocarbures de roche-mère aux USA.	37
7	<i>L'estimation des ressources mondiales en hydrocarbures de roche-mère.</i>	38
7.1	Les techniques d'estimation des ressources	38
7.2	L'évaluation des ressources mondiales en gaz de schiste	40
7.3	L'évaluation des ressources mondiales en pétrole de schiste	40
7.4	Le potentiel en hydrocarbures de roche-mère des bassins sédimentaires français.	42
7.4.1	Les bassins paléozoïques.	42
7.4.2	Les bassins mésozoïques	43
	<i>Conclusions : Les hydrocarbures de roche-mère : Evolution ou révolution ?</i>	45

Introduction

Depuis quelques années, le développement de la production d'hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) a considérablement modifié le paysage énergétique des USA.

Les hydrocarbures de roche-mère sont les hydrocarbures liquides ou gazeux qui sont restés piégés dans la couche argileuse, riche en matière organique (la roche-mère), où ils se sont formés par augmentation de pression et de température au cours de leur enfouissement durant les temps géologiques. Une partie des hydrocarbures formés dans la roche-mère est expulsée, et, si les conditions géologiques sont favorables, iront former des gisements conventionnels. La partie restante constitue les hydrocarbures de roche-mère. Ce sont donc des hydrocarbures dont le mode de formation et la composition chimique sont identiques aux hydrocarbures conventionnels mais ils sont contenus dans une roche très peu poreuse et quasiment imperméable rendant impossible leur production par des méthodes classiques. Ils sont donc classés parmi la grande famille des hydrocarbures non conventionnels au même titre que les sables bitumineux du Canada et les huiles lourdes et extra-lourde du Venezuela.

La production de ces hydrocarbures fait massivement appel à deux techniques déjà couramment employées dans le monde pétrolier : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Le forage horizontal permet de recouper sur de grandes distances (1 à 2 km) la couche contenant les hydrocarbures de roche-mère et la fracturation hydraulique a pour but de créer une fracturation artificielle qui va permettre aux hydrocarbures présents d'être drainés en direction du puits. Du fait du caractère particuliers de ces argiles, le rayon de drainage et la productivité des puits sont relativement faibles nécessitant la multiplication des installations. C'est ce nombre important de puits de production qui explique une empreinte environnementale plus forte que dans le cas d'un gisement conventionnel. Cette empreinte se marque dans l'occupation des sols, la gestion de la ressource en eau et les risques de pollutions des aquifères et de l'air. Tous les développements en cours visent à réduire cette empreinte sur l'environnement et bien évaluer les risques.

Le développement rapide et dans de grandes proportions de ces hydrocarbures de roche-mère a montré qu'il était possible de les produire à des coûts compétitifs. La production massive de gaz de schiste aux USA a permis une très sensible baisse du coût du méthane et la production de pétrole de schiste a permis aux USA de retrouver leur maximum de production atteinte au début des années 1970. Toutes les roche-mères suffisamment enfouies pour avoir générées des hydrocarbures liquides ou gazeux sont donc des objectifs potentiels pour cette production. Les ressources dans le sous-sol sont donc considérables mais il faut largement pondérer ces chiffres par un taux de récupération faible et un nombre important de sites de production. S'il est encore trop tôt pour définir l'importance des hydrocarbures de roche-mère dans le futur mix énergétique, il est cependant raisonnable de penser que dans de nombreux bassins sédimentaires, une production notable pourra être réalisée permettant d'assurer une transition énergétique économiquement supportable.

1 Le contexte énergétique mondial

1.1 Une demande d'énergie croissante

Le rapide développement de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) aux États-Unis, avec ces conséquences économiques mais aussi environnementales, a replacé la transition énergétique à la une de l'actualité ces dernières années. Si, comme on l'envisage, la demande énergétique augmente de 36% dans les vingt-cinq prochaines années, quelle sera la part des hydrocarbures non conventionnels dans le futur mix énergétique ?

La transition énergétique s'est amorcée dès la fin des années 1970 à la suite des deux chocs pétroliers. Elle s'est accélérée ces dernières années sous l'effet d'une prise de conscience mondiale des impacts sur l'environnement de l'utilisation des énergies fossiles. D'après les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) (Figure 1) dans son scénario « *New Policies Scenario* » (NPS) tenant compte des efforts des gouvernements pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), l'augmentation annuelle de la demande d'énergie devrait être de l'ordre de 1,2% jusqu'en 2035. Cette estimation s'appuie sur deux tendances lourdes à savoir l'augmentation de la population mondiale – de plus de 1% par an – et une croissance économique annuelle de l'ordre de 3%.

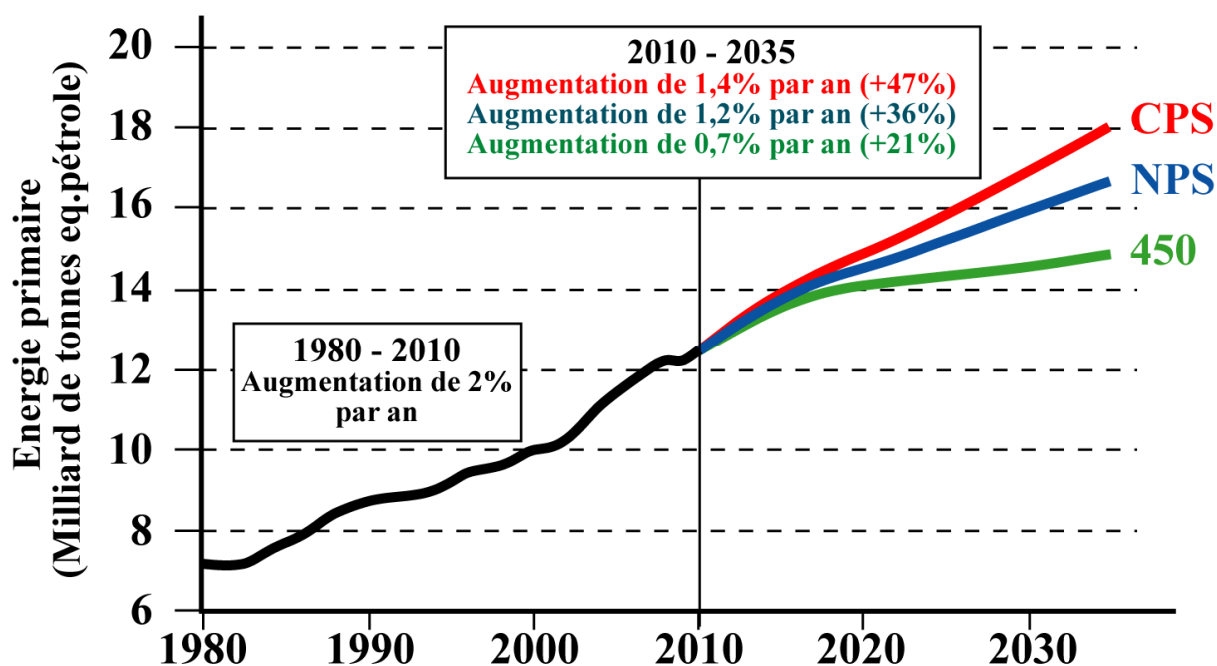


Figure 1 - Les différents scénarios de l'AIE concernant la demande mondiale d'énergie. CPS – « Current Policies scenario » - Poursuite de l'augmentation de la demande énergétique. NPS – « New Policies Scenario » : scénario retenu dans la suite de l'article - Scénario 450 – Scénario aboutissant à des émissions de CO₂ compatibles avec une augmentation de 2°C de la température mondiale en 2050 (450 ppm). [1]

Pour répondre à cette demande croissante toutes les sources d'énergies seront mises à contribution (Figure 2), avec notamment un rapide développement des énergies renouvelables (+ 7,7% par an) alors que la consommation de pétrole et

de gaz devrait augmenter beaucoup plus faiblement (+0,5% par an pour le pétrole, 1,6% par an pour le gaz)

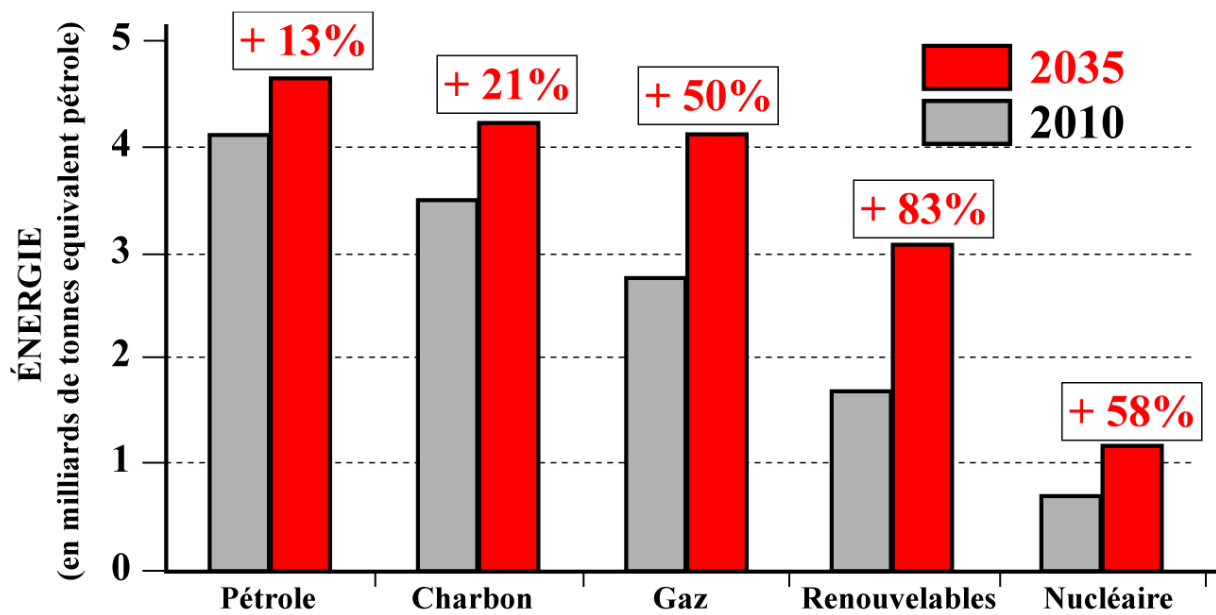


Figure 2 - L'augmentation de la demande énergétique mondiale par type d'énergie. [2] – Les chiffres représentent l'augmentation en pourcentage pour la période 2010-2035.

On peut donc indéniablement parler de transition énergétique pour qualifier la période 2010-2035, même si celle-ci se réalisera lentement. En 2035, les énergies renouvelables pourraient représenter 18% de l'énergie mondiale contre 13% en 2010. La part des hydrocarbures dans le mix énergétique mondial va donc bien légèrement diminuer jusqu'en 2035 mais la production va devoir continuer d'augmenter. Suivant le scénario NPS de l'AIE, la production de pétrole devrait augmenter de 14 millions de barils par jour pour atteindre 100 millions de barils par jour en 2035. Pour le gaz, la production devra atteindre 5 000 milliards de mètres cube contre 3 364 en 2012 [3]

1.2 La production d'hydrocarbures pourra-t-elle suivre la demande ?

Pour essayer de répondre à cette importante question, il faut revenir à une notion fondamentale la notion de « Peak oil ». En 1956 K.M. Hubbert [4] , géophysicien chez SHELL publie une théorie suivant laquelle la production d'un champ d'hydrocarbures diminue à partir du moment où la moitié des ressources ultimement récupérables a été produit. Cette notion ne s'applique pas seulement à un champ mais à une région, à un bassin sédimentaire ou à l'échelle mondiale. (Figure 3) . Cette théorie s'appuie sur une étude extrêmement minutieuse des champs d'hydrocarbures américains, elle prédit à l'échelle des USA un « pic de production » de 3 milliards de barils par an atteint en 1970, chiffres qui s'avèreront exact et qui remettront sur le devant de la scène une théorie passée pratiquement inaperçue lors de sa parution. D'autres données sur d'autres bassins sédimentaires confirmeront cette théorie même si l'interprétation de cette courbe sera toujours sujet à débat.

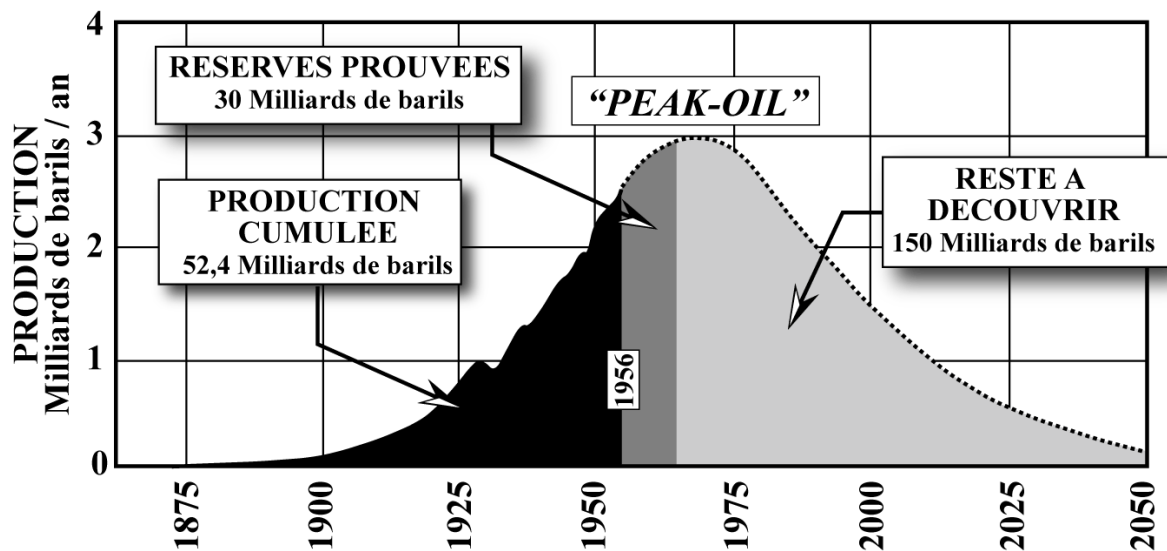


Figure 3 - Courbe théorique de production de pétrole aux USA (publié par K. Hubbert, en 1956) [4] – La production commence à diminuer lorsque le volume des hydrocarbures produits dépasse la moitié du volume des hydrocarbures récupérables.

Dans le cas du scénario retenu (NPS de l'AIE), pour suivre la demande, la production d'hydrocarbures liquides doit continuer à progresser pour atteindre les 100 millions de barils/j ce qui implique que le « peak-oil » soit au minimum atteint en 2035. La réponse à la question de savoir si la production pourra répondre à la demande dépend alors des ressources ultimes récupérables

Les ressources ultimes récupérables sont constituées

- **Des réserves prouvées** : C'est le volume d'hydrocarbures estimé dans les gisements connus et dont les installations de production sont opérationnelles ou budgétés. Cette évaluation est généralement donnée sous forme de probabilités d'occurrence
 - P1 : 90% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (PROUVEES)
 - P2 : 50% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (PROBABLE)
 - P3 : 10% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (POSSIBLE)

On retient généralement la valeur P1 ce qui est souvent une valeur sous-estimée des réserves réelles.

- **Des réserves additionnelles** : Elles sont de deux types
 - Réévaluation des champs : Au fur et à mesure de la production du champ, les réserves sont de mieux en mieux connues et généralement on se rapproche de la valeur P2.
 - Augmentation du taux de récupération : L'utilisation de techniques de récupération assistée (Enhanced Oil recovery : EOR), des

améliorations technologiques au cours de la vie du champ permettent parfois de réévaluer les réserves.

- **Des nouvelles découvertes** : Ce sont tous les nouveaux champs que l'on va découvrir dans les années à venir que ce soit dans les bassins sédimentaires déjà connus ou dans de nouvelles zones géographiques ou sur de nouveaux thèmes d'exploration.
- **Les pétroles non conventionnels** : En toute rigueur ils devraient être comptabilisés dans les nouvelles découvertes mais du fait de leur particularités, ils constituent une catégorie à part entière.

En réalisant l'exercice sur les ressources ultimes récupérables en hydrocarbures liquides nécessaires pour répondre à la demande du scénario *New Policies* de l'AIE (Figure 4) et en prenant des valeurs réalistes pour l'estimation des réserves additionnelles et des nouvelles réserves qui seront découvertes d'ici 2035, les pétroles non conventionnels devront contribuer à hauteur de 650 milliards de barils (2,4 fois les réserves prouvées de l'Arabie Saoudite).

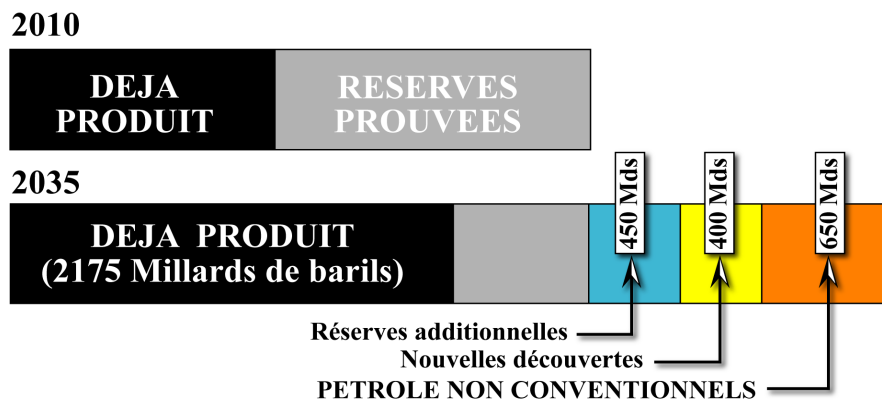


Figure 4 - Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures liquides à la réalisation du scénario *New Policies* de l'AIE.

Le même exercice fait avec les hydrocarbures gazeux (Figure 5) donne des résultats un peu différents du fait que les réserves prouvées sont importantes et que les principales découvertes de ces dernières années sont des champs de gaz [5].

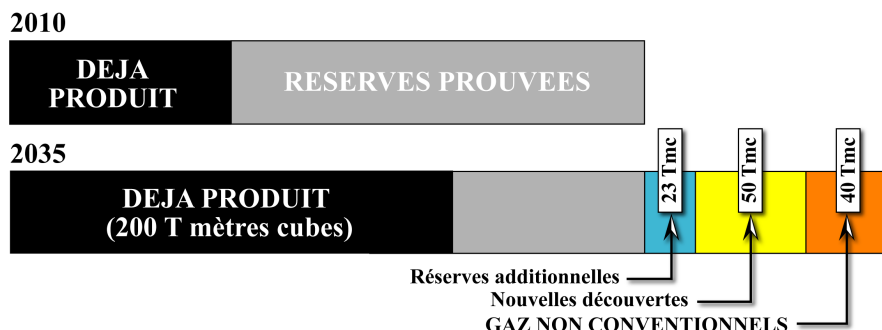


Figure 5 - Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures gazeux à la réalisation du scénario *New Policies* de l'AIE.

La part des gaz non conventionnels ne devrait donc pas être aussi importante

que pour les pétroles non conventionnels. La valeur de 40 Tcm correspond cependant à une valeur sensiblement supérieure à celle de l'Iran (33 Tcm), premier pays en terme de réserve de gaz.

2 Les hydrocarbures non conventionnels

2.1 La notion de système pétrolier

D'un point de vue strictement géologique, les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels résultent d'un seul et même processus, la transformation de la matière organique contenue dans certaines couches géologiques – la roche-mère – au cours des temps géologiques par augmentation de la température et de la pression à mesure de son enfouissement. Pour obtenir des hydrocarbures liquides (pétrole), il faut que la température de la roche-mère atteigne 70 à 80°C ce qui correspond à un enfouissement de l'ordre de 2 à 2,5 kilomètres. Pour les hydrocarbures gazeux, cette température doit atteindre 100 à 110°C. En fonction de la nature de la roche-mère (lacustre, marine ou terrestre) les hydrocarbures générés seront différents. (Figure 6)

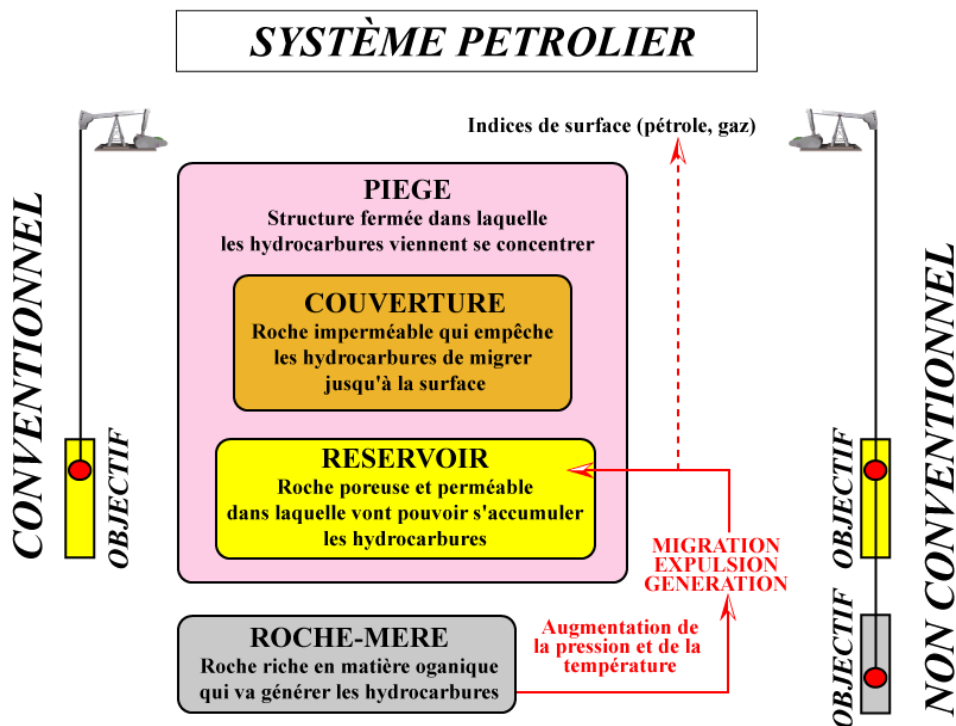


Figure 6 - Le système pétrolier

Dans le cas des **gisements dits conventionnels**, une partie plus ou moins importante des hydrocarbures générés dans la roche-mère est expulsée hors de cette roche-mère. Par simple gravité, les hydrocarbures liquides ou gazeux – plus légers que l'eau contenue dans les sédiments – se déplacent vers une roche poreuse et perméable – le réservoir – dans lequel ils vont pouvoir se stocker. Si, au-dessus de ce réservoir, il existe une couche imperméable – la couverture – qui empêche la migration de ces hydrocarbures jusqu'à la surface et qu'une structure tectonique – le piège – permet de les concentrer, on a alors un gisement conventionnel qui sera d'autant plus facile à exploiter que la qualité du réservoir sera bonne. Les gisements conventionnels nécessitent donc la réunion d'une série de

facteurs favorables dans une même partie d'un bassin sédimentaire. On peut dès lors les considérer comme des « anomalies géologiques » expliquant leur rareté.

2.2 La classification des hydrocarbures non conventionnels

Les gisements non conventionnels peuvent quant à eux être classés en deux grandes catégories (Figure 7) :

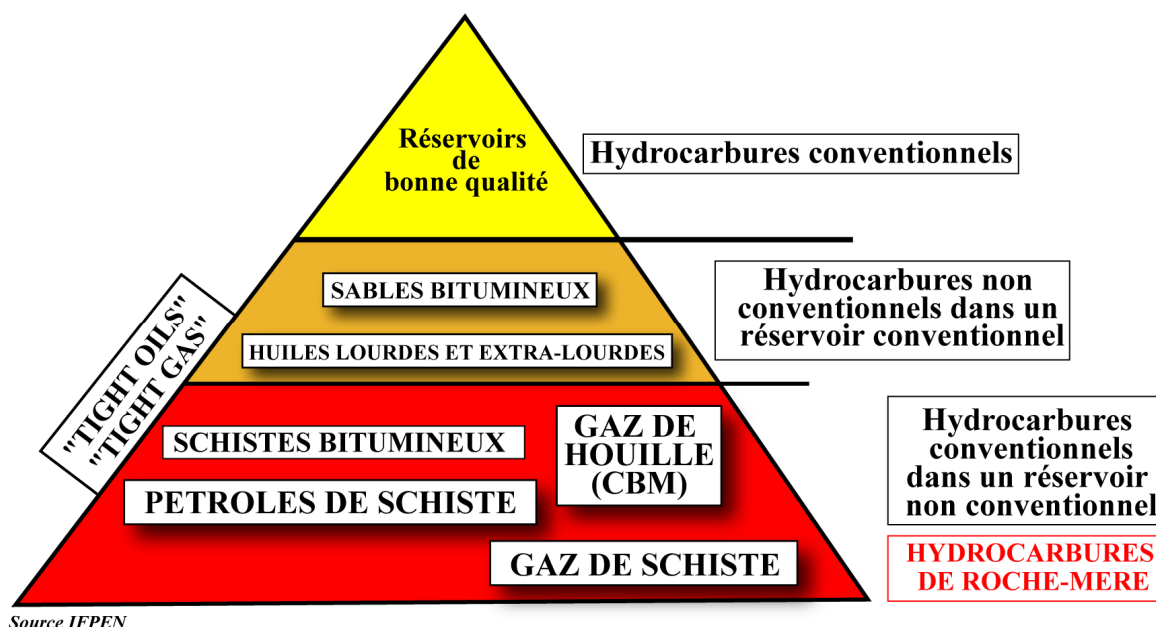


Figure 7 - La classification des hydrocarbures non conventionnels.

- Les hydrocarbures non conventionnels contenus dans des réservoirs conventionnels. Il s'agit généralement de gisements conventionnels qui ont subi d'importantes altérations du fait d'aléas géologiques. Dans le cas des sables bitumineux canadiens comme des huiles lourdes et extra-lourdes du Venezuela, ce sont des gisements conventionnels qui ont subi une forte altération bactérienne lors de leur remontée tectonique vers la surface. La partie « légère » des hydrocarbures a disparu, et ne restent dans le réservoir que des hydrocarbures « lourds » ayant une forte densité et une très forte viscosité. Ces caractéristiques physico-chimiques ne permettent pas de les produire avec des méthodes conventionnelles et ils font l'objet soit d'une exploitation minière –sables bitumineux- ou sont extraits sur place en forant des puits et en injectant de la vapeur [6]. Les réserves prouvées de pétrole lourds et extra-lourds ont permis au Venezuela de devenir le premier pays en terme des réserves (298 milliards de barils) devant l'Arabie Saoudite (266 milliards de barils) qui devance maintenant le Canada (174 milliards de barils, largement constitués par les sables bitumineux de l'Athabasca en Alberta).
- Les hydrocarbures conventionnels contenus dans des réservoirs non conventionnels. Ce sont tous ceux qui sont restés piégés dans une roche-mère argileuse non poreuse et partie ou en totalité dans la roche-mère, ce sont les fameux « hydrocarbures de roche-mère ». Leur nature dépend directement de la transformation de la matière organique au cours des temps géologiques.

- Quand l'enfouissement n'a pas été suffisant, la matière organique n'a pas été transformée en hydrocarbures, on parle alors de **schistes bitumineux** (*oil shales en anglais*) qu'il faut chauffer à plus de 450°C pour exprimer et exploiter les hydrocarbures. Le rendement faible et la forte empreinte environnementale explique que ces ressources ne sont qu'exceptionnellement exploitées
- Quand l'enfouissement est plus important et que la température a atteint 70 à 80°C correspondant généralement à un enfouissement de 2000 à 2500 mètres, les hydrocarbures liquides forment le pétrole de schiste (shale oil, light tight oil).
- Avec un enfouissement plus important encore et lorsque la température atteint 100 à 110°C (3000 à 4000 mètres d'enfouissement) on passe progressivement aux **gaz de schiste** (*shale gas*) d'abord « humides » (contenant du butane, propane, ethane) puis « sec » (méthane)

Il y a donc une parfaite continuité entre les différents hydrocarbures de roche-mère (Figure 8)

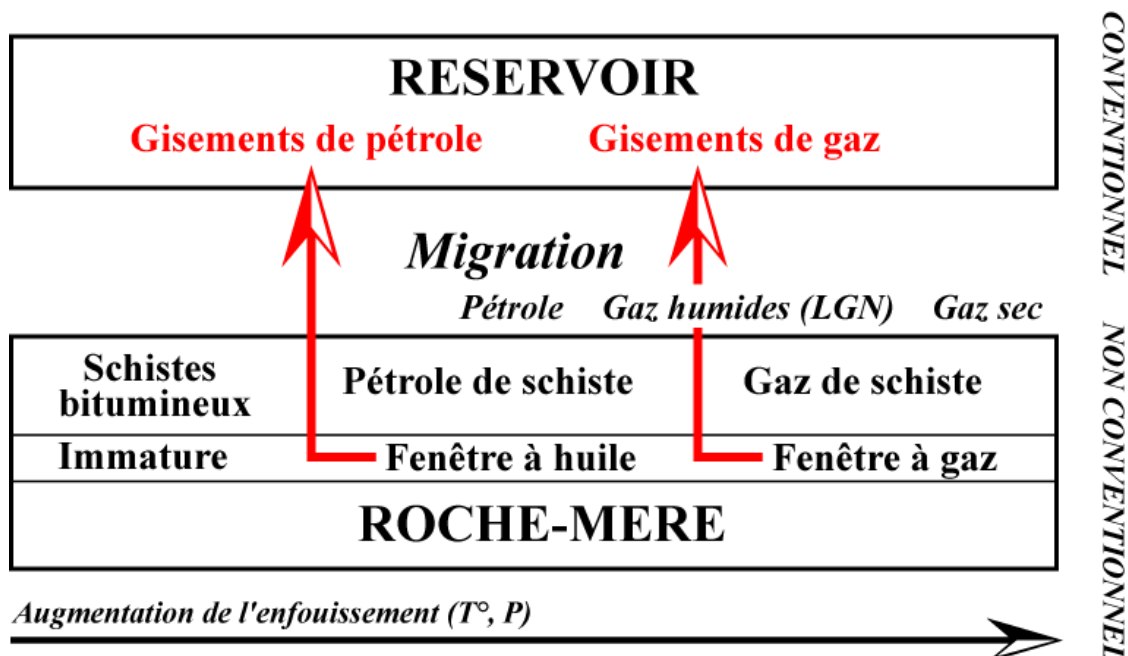


Figure 8 - La relation entre schistes bitumineux, pétrole et gaz de schiste.

Une partie des hydrocarbures a pu être expulsée de la roche-mère pour former des gisements conventionnels. Dans un même bassin sédimentaire, une roche-mère peut donc donner naissance à des gisements conventionnels et non conventionnels.

Dans le monde pétrolier et gazier les charbons sont aussi considérés comme d'excellentes roches-mères capable de générer de grande quantité de gaz. Une partie de ce gaz peut être adsorbée par le charbon pour former le gaz de houille (*Coalbed methane ou CBM*). D'est le « grisou » tant redouté des mineurs.

Dans toute la suite de l'article nous nous intéresserons exclusivement au pétrole et au gaz de schiste, les principaux hydrocarbures liquides et gazeux exploités commercialement.

3 Les hydrocarbures de roche-mère

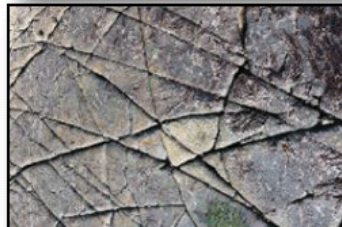
3.1 Les roche-mères : Un milieu très hétérogène

La définition d'une roche-mère diffère suivant l'échelle à laquelle on la décrit. A petite échelle (millimétrique centimétrique voir métrique) la roche-mère est le ou les niveaux qui contiennent la matière organique qui par transformation donnera les hydrocarbures. A une échelle plus grande (métrique ou décimétrique voire parfois hectométrique) on considère la roche-mère comme l'ensemble de tous les niveaux contenant de la matière organique formant une unité sédimentaire distincte : on y inclut donc des bancs qui ne contiennent pas de matière organique (Figure 9)

Affleurement des Kimmeridge Clays (roche-mère au sens large) dans le Dorset



**Niveau "Blackstone"
très riche en matière organique
(roche-mère au sens strict)**



**Petit bancs calcaires montrant une
fracturation naturelle**

Figure 9 - La roche-mère : Un milieu très hétérogène [7], [8]

Afin de calculer le volume des fluides contenus dans une roche et sa capacité à se déplacer dans cette roche, le géologue a besoin de mesurer 2 paramètres qui

ne sont pas automatiquement liés :

- La **porosité** – exprimée en pourcentage – qui mesure le volume de la roche rempli par les fluides (liquide ou gazeux). Dans le cas des réservoirs conventionnels, la porosité varie de 2 à 25%, dans le cas d'une roche-mère elle est de l'ordre de 1 à 2%.
- La **perméabilité** qui décrit la capacité qu'à un fluide à circuler dans cette roche. Pour les hydrogéologues cette perméabilité s'exprime en Darcy, pour les géologues pétroliers qui étudient des roches plus compactes, on utilise généralement le milli-Darcy (10^{-3} Darcy). Dans le cas des roche-mère, les valeurs s'expriment en micro (10^{-6}) voire en nano (10^{-9}) Darcy (Figure 10)

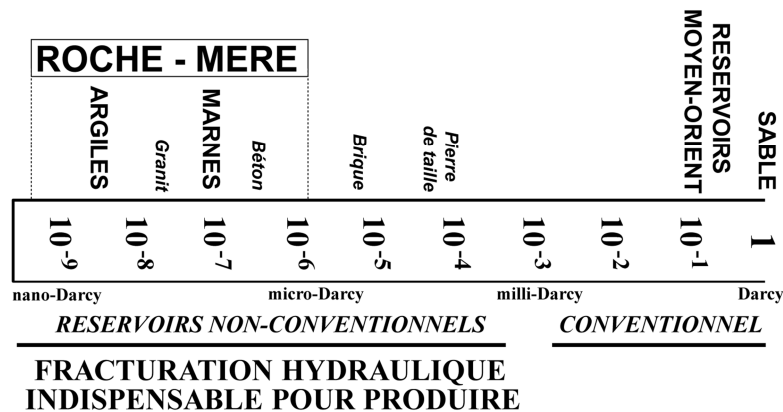


Figure 10 - Echelle de perméabilité

3.2 Les hydrocarbures dans la roche-mère

Dans la roche-mère (au sens large), les hydrocarbures peuvent se trouver piégés soit sous forme libre (porosité de fracture ou de matrice) soit sous forme adsorbés (sur la matière ou la matrice minérale argileuse).

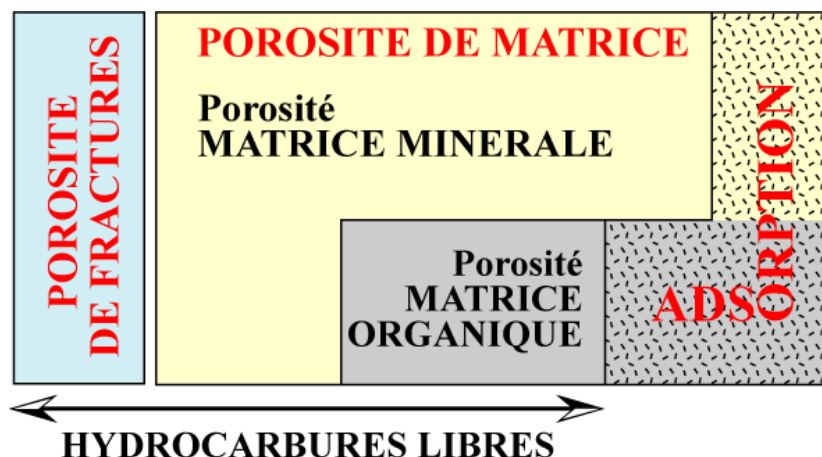


Figure 11 - Le piégeage des hydrocarbures dans la roche-mère

En fonction de la minéralogie et de la nature de la roche-mère mais aussi de l'histoire de l'enfouissement, de la genèse des hydrocarbures et de l'histoire tectonique, c'est l'une de ses formes qui va être prépondérante même si elles

participent toutes au volume d'hydrocarbures restés dans la roche-mère. (Figure 11)

- **Porosité de fractures** : cette porosité qui peut atteindre plusieurs % se situe surtout dans les interbanco plus carbonatés ou plus gréseux (Figure 9)
- **Porosité de matrice** : C'est la porosité directement lié à l'agencement des sédiments. Cette porosité de matrice diminue au fur et à mesure de la compaction des sédiments lors de l'enfouissement.
- **Porosité de la matière organique** (aussi appelée porosité secondaire). La transformation de la matière organique en hydrocarbures se fait avec une réduction de volume. Il apparaît donc à l'intérieur des grains de matière organique des « trous » (Figure 12) qui constituent une porosité secondaire qui augmente au fur et à mesure de la genèse des hydrocarbures.

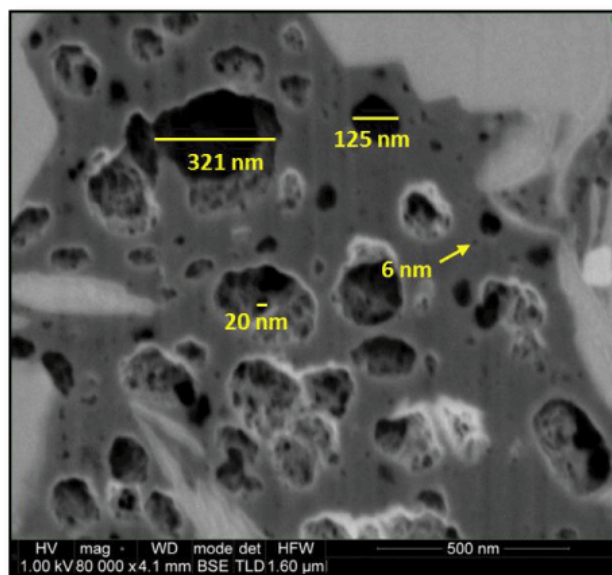


Figure 12 - Image prise au Microscope Electronique à Balayage (MEB) montrant la porosité secondaire au sein de la matière organique. [9], [10]

- **L'adsorption** est un mode de piégeage sur la surface des solides à très petite échelle. Les capacités d'adsorption d'un gaz sur un solide dépendent de la température et de la pression mais aussi très fortement de la nature du gaz et de la composition du solide lui-même. En ce qui concerne la roche-mère, c'est la matière organique qui a les plus fortes capacités d'adsorption. Le charbon, en particulier, à un énorme pouvoir d'adsorption et une très grande partie du gaz de houille est naturellement stocké dans la roche via ce processus. Les argiles, qui sont à petite échelle composées de très nombreux feuillets, présentent une grande surface spécifique et donc des capacités d'adsorption. En diminuant la température ou la pression, ces hydrocarbures piégés vont pouvoir être désorbés et produits.

La quantité d'hydrocarbures restant dans la roche-mère est un facteur

important pour la production de ces hydrocarbures de roche-mère mais il est encore plus important de connaître qu'elle est la connectivité de toutes ces porosités ainsi que l'importance des phénomènes de désorption. Les techniques de production vont donc avoir pour but d'augmenter la mobilité de ces hydrocarbures de la roche-mère en direction du puits de production.

4 L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

4.1 Forages horizontaux et fracturation hydraulique

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère se heurte à des problèmes techniques et économiques.

Le point commun de tous les hydrocarbures de roche-mère est d'être contenu dans des roches très peu perméables. Leur extraction doit donc être stimulée par rapport aux gisements conventionnels afin de drainer efficacement la roche qui les retient en augmentant artificiellement leur perméabilité.

Lors de l'exploitation de ces hydrocarbures, on ne peut espérer qu'ils migrent naturellement vers le puits. La quantité d'hydrocarbures produit sera si faible que le prix du forage ne sera même pas amorti. Pour rendre économique la production de ce type de ressource, il faut donc stimuler la production et extraire du puits plus d'hydrocarbures qu'il n'en sortirait naturellement. On cherche donc, d'une part, à augmenter la surface de contact entre le puits et la roche et, d'autre part, à créer un chemin de migration du gaz vers les parois du puits.

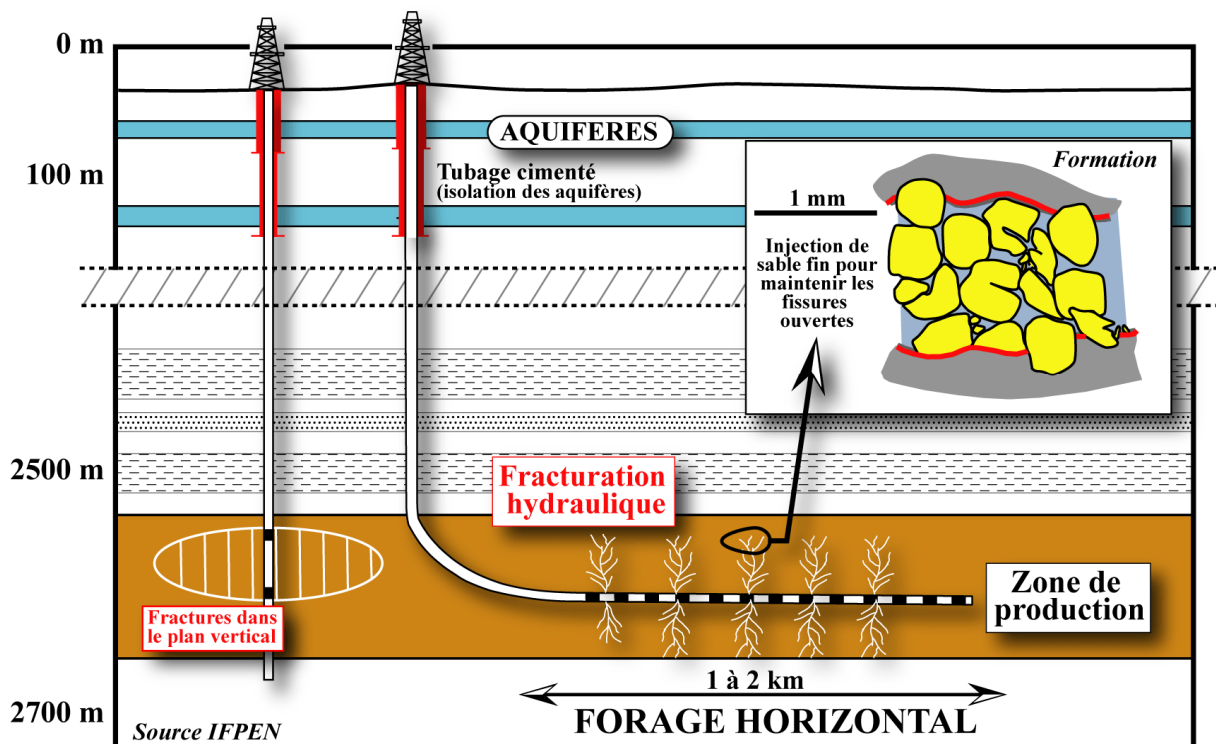


Figure 13 - La production des hydrocarbures de roche-mère. Utilisation combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique [11]

Pour augmenter la surface de contact puits/roche, on recourt à des **forages horizontaux** qui permettent de drainer au mieux les couches de roche-mère, elles-

mêmes le plus souvent horizontales. Pour créer les chemins de migration qui permettent aux hydrocarbures contenus dans la roche d'atteindre le puits, on génère ou on réactive des microfissures dans la roche en injectant un fluide – de l'eau dans l'immense majorité des cas - sous pression dans le puits: c'est la **fracturation hydraulique**. (Figure 13)

La mise en pression du fluide crée ou réactive des fissures dans la roche et, pour éviter que les fissures ne se referment quand l'injection cesse, le fluide injecté contient des agents de soutènements ("*proppant*") , en général du sable très fin. Pour réaliser cette fracturation, on procède par étape (« *multi stage fracking* ») ; on isole des petites zones du puits, on réalise la fracturation et on déplace le dispositif dans le puits. Le nombre de fracturation unitaire dépend de la longueur du puits à stimuler, chaque fracturation unitaire ne prenant que quelques heures. Enfin, pour l'efficacité de l'opération, - le mélange eau/sable se doit d'être homogène – le fluide de fracturation contient un certain nombre d'additifs chimiques, la formulation dépendant des conditions géologiques locales.

La fracturation reste limitée à une zone de quelques dizaines à quelques centaines de mètres autour du puits. Les opérateurs ajustent les paramètres de la fracturation, en particulier le volume et la pression de l'eau ainsi les directions d'injection, pour que seule la roche mère soit fissurée. Une fois la fracturation réalisée, on « nettoie » le puits en pompant l'excès de sable et de fluide de fracturation (« *phase de flow-back* ») avant que ce dernier ne soit mis en production..

Ces deux techniques, forage horizontal et fracturation hydraulique, sont couramment utilisées par l'industrie pétrolière dans l'exploitation de milliers de gisements conventionnels pour en améliorer la productivité et augmenter ainsi le taux de récupération du pétrole et du gaz. Des millions de fracturations hydrauliques ont été réalisées depuis une cinquantaine d'années et le forage horizontal est très largement utilisé dans l'industrie depuis une vingtaine d'années. Ce qui change radicalement c'est l'emploi systématique et massif de ces techniques.

4.2 La notion de fracabilité

Pour que la fracturation hydraulique soit pleinement efficace, il faut que la nature des couches géologiques soit favorable ; on va ainsi profiter de l'hétérogénéité de la roche-mère. Dans un diagramme ternaire (Figure 14) représentant la lithologie de la roche-mère, les hydrocarbures sont principalement contenus dans les niveaux argileux.

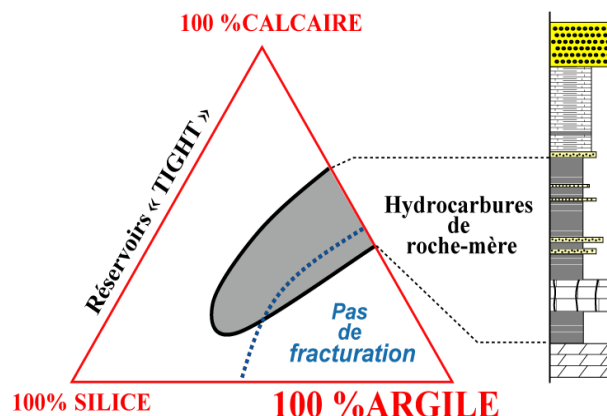


Figure 14 - La production des hydrocarbures de roche-mère. Utilisation combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique [11]

Pour que la fracturation hydraulique soit efficace il faut que la zone que l'on cherche à produire contienne des bancs plus compétents qui se fissureront lors de l'augmentation de pression.

Les zones choisies pour implanter les fracturations doivent tenir compte de deux exigences parfois contradictoires :

- Une forte teneur en argile et riche en hydrocarbures mais avec une efficacité de la fracturation réduite.
- Des niveaux plus compétents mais moins riches en hydrocarbures.

Du fait de la très grande variabilité spatiale dans la composition des roche-mère l'implantation des puits est donc souvent un compromis qui suivant la connaissance de ces hétérogénéités peuvent s'avérer plus ou moins judicieux et entraîne même sur de courtes distances une grande variabilité de la productivité des puits.

4.3 Les courbes de production

Du fait de la très faible perméabilité du milieu que l'on cherche à produire et d'un rayon de drainage faible – les fissures se concentrent dans un rayon de quelques dizaines de mètres autour du forage – les courbes de production des hydrocarbures de roche-mère sont très caractéristiques : elles ne montrent aucun palier de production, la production chute très rapidement dès la mise en service (Figure 15)

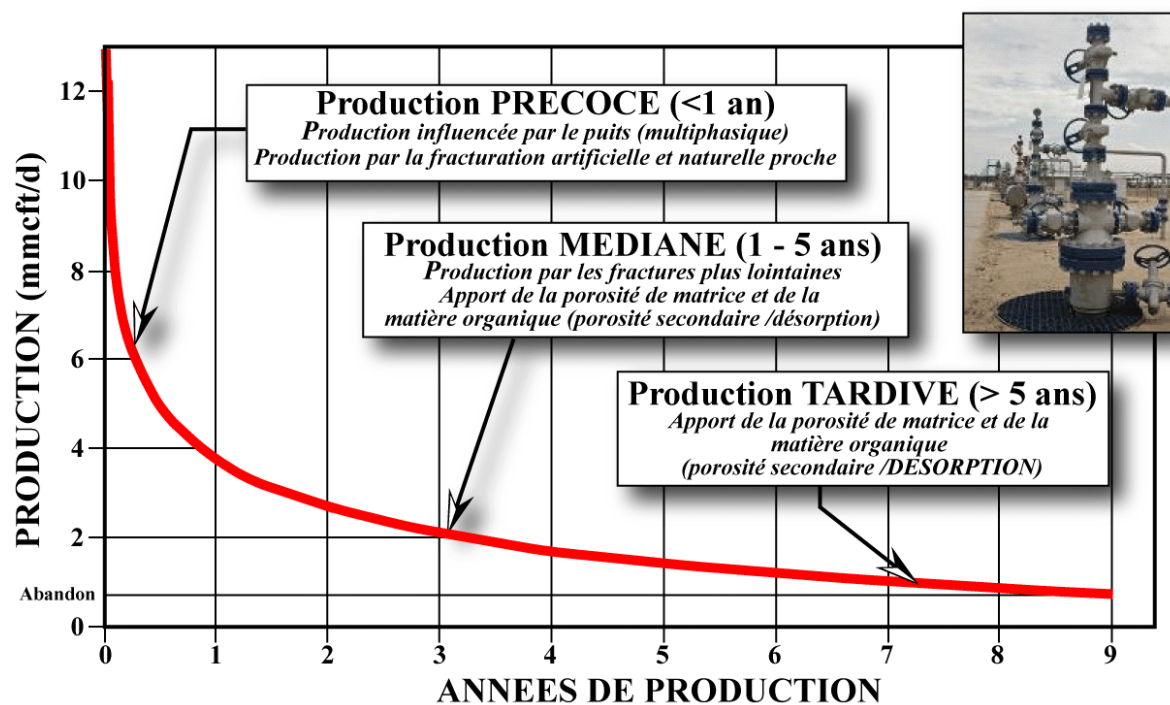


Figure 15 - Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère [12]

Durant la première phase de production –quelques mois à 1 an – il s'agit généralement d'une production multiphasique où l'on produit à la fois les hydrocarbures mais aussi un peu de fluide de fracturation et de fluide de formation. Cette production est directement en relation avec la fracturation proche du puits.

Dans un deuxième temps, ce sont les fractures plus lointaines ainsi que la mise en connexion des porosités matricielles et organiques qui fournissent les hydrocarbures produits et enfin dans une production plus tardive, les hydrocarbures proviennent essentiellement des porosités connectés mais aussi de la désorption des hydrocarbures adsorbés sur la phase minérale ou organique. Cette production se poursuit jusqu'au seuil de rentabilité du puits qui est atteint quand les frais de maintenance des installations dépassent les rentrées dues à la vente des hydrocarbures produits. Ce seuil d'abandon dépend donc tout autant du volume produit que du prix de vente des hydrocarbures.

Ce déclin très rapide de la production unitaire du puits à une conséquence majeure sur la structure des exploitations à l'échelle d'un bassin sédimentaire.

Dans l'exemple suivant (Figure 16), on a pris un profil de production typique d'un puits de pétrole de schiste aux USA. Compte-tenu des ressources récupérables estimées, 2 milliards de barils à produire durant les 25 prochaines années, il est nécessaire de mettre en production un puits par jour. La durée de forage et de mise en production d'un puits est de l'ordre d'une trentaine de jours.

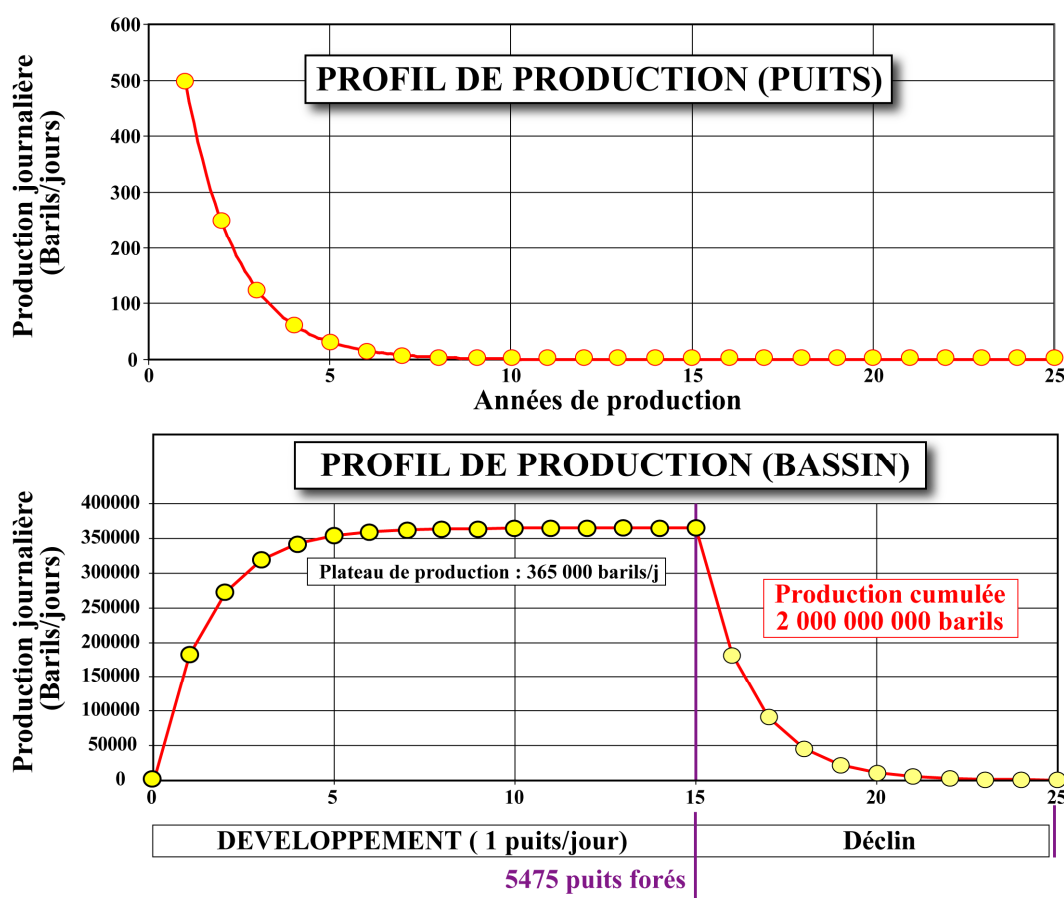


Figure 16 - Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère. [12]

Cela implique donc que pour mettre en production 1 puits par jour il y a aura donc une trentaine de chantier de forage actif, que durant les 15 ans de développement du champ 5475 puits auront été forés sur une surface de plusieurs milliers de km². C'est cette activité industrielle lourde, plus que les techniques unitaires utilisées, qui explique que l'empreinte environnementale de telles exploitations est plus importante que pour une exploitation d'hydrocarbures conventionnels.

5 L'empreinte environnementale de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

L'exploration mais surtout l'exploitation des hydrocarbures de roche-mères nécessitent une activité industrielle soutenue qui peut entraîner, de par son intensité et l'étendue de la zone d'exploitation une forte empreinte environnementale (Figure 17).

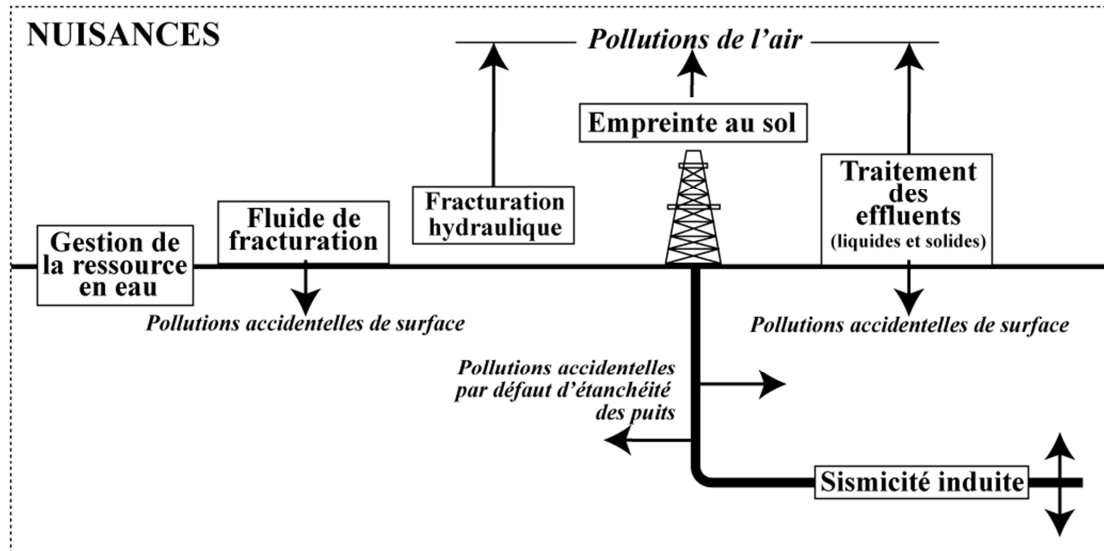


Figure 17 - Les principaux risques de pollution liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

5.1 L'empreinte au sol des exploitations

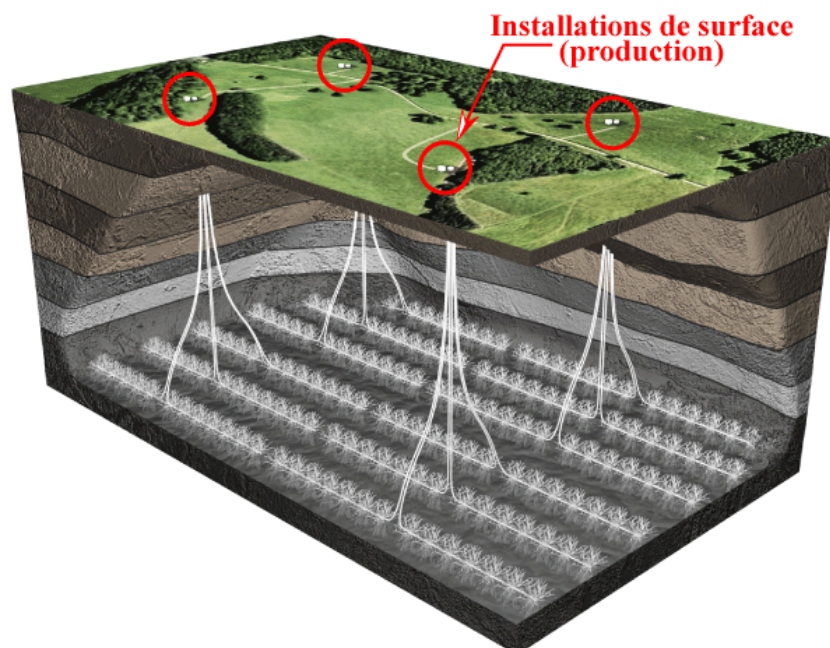


Figure 18 - L'utilisation systématique des forages horizontaux forés à partir d'une plateforme commune a considérablement réduit l'empreinte au sol des exploitations. Source STATOIL

Une des principales inquiétude à l'encontre de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère c'est l'empreinte au sol des installations de forages et de production. Si cette préoccupation était particulièrement fondée lors de la première phase d'exploitation où on employait principalement des forages verticaux dont l'espacement était de l'ordre de quelques centaines de mètres, cette empreinte au sol a été largement diminuée par l'usage quasiment systématique des forages horizontaux. A partir d'une même plateforme de forage (« cluster » ou « pad »), on peut forer une dizaine de drains horizontaux ce qui diminue d'autant les nombre des installations de surface (Figure 18). En profondeur, la surface drainée peut atteindre 3 à 5 km² et on peut espérer une augmentation rapide de la surface drainée par une augmentation significative de la longueur des drains horizontaux qui sont actuellement de l'ordre de 1000 à 1500 mètres.

Il faut aussi garder à l'esprit que l'emprise au sol des installations de surface varie suivant les phases de l'exploitation (Figure 19) :

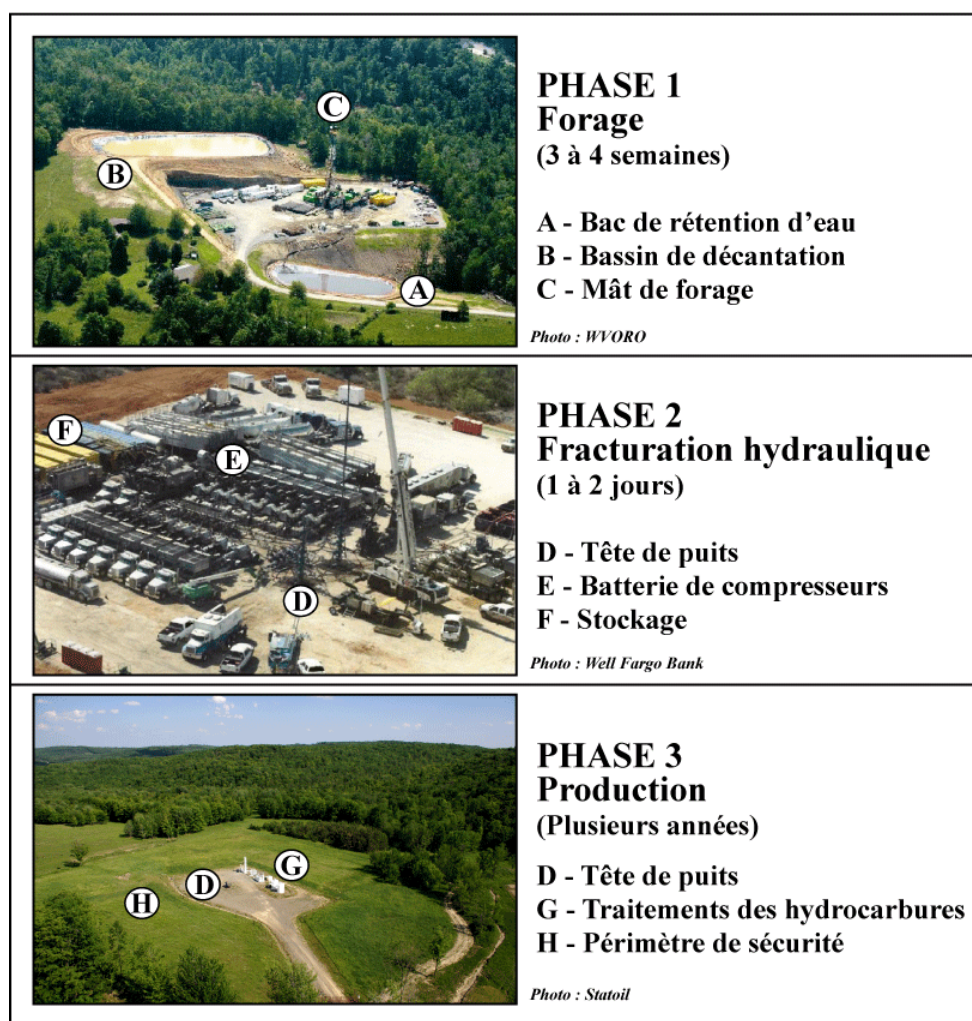


Figure 19 - Les différentes phases d'une exploitation d'hydrocarbures de roche-mère.

- Pour un puits classique d'hydrocarbures de roche-mère – longueur de la partie horizontale du forage de 1000 à 1500 mètres à 2000 mètres de profondeur, le temps de forage est de l'ordre de 3 à 4 semaines. C'est durant cette période que l'activité du chantier est la plus intense avec un mât de

forage (« *derrick* ») d'une trentaine de mètres de haut et une occupation au sol de l'ordre de 2 hectares. (Figure 19 haut). Pour un cluster de puits d'une dizaine de puits, la phase de forage durera une dizaine de mois.

- Une fois le drain horizontal réalisé, le mât de forage est démonté et les opérations de fracturation hydraulique ont lieu. Ces opérations nécessitent une batterie de compresseurs et le stockage des matériaux nécessaires à cette fracturation mais ne durent qu'un à 2 jours. (Figure 19 centre).
- Une fois le forage mis en complétion, les installations de production de surface sont constitués par une tête de puits et une petite installation de traitement des hydrocarbures qui sont généralement évacués par des tuyaux souterrains. L'emprise au sol est réduite à 0,5 hectare principalement constitué par une zone de sécurité et une petite plateforme de maintenance. (Figure 19 bas).
- Enfin quand l'exploitation est terminée, les installations de production sont démontées et le site, après réhabilitation, rendu à son utilisation antérieure.

5.2 La gestion des ressources en eau

Les besoins en eau pour réaliser un forage et la fracturation hydraulique associée (Figure 20) sont très variables suivant les conditions géologiques mais sont de l'ordre de 10 000 à 15 000 m³. (4 à 6 piscines olympiques). Ce volume important d'eau doit être acheminé jusqu'au chantier de forage et stocké, généralement dans des bacs de rétention, en vue de leur utilisation ponctuelle lors de la fracturation. Ce volume d'eau qui peut paraître très important est cependant à comparer avec d'autres besoins agricoles – l'irrigation de 10 hectares de maïs consomme 20 000 m³ d'eau par an – ou même récréatif – un terrain de golf consomme 100 000 m³ d'eau par an.

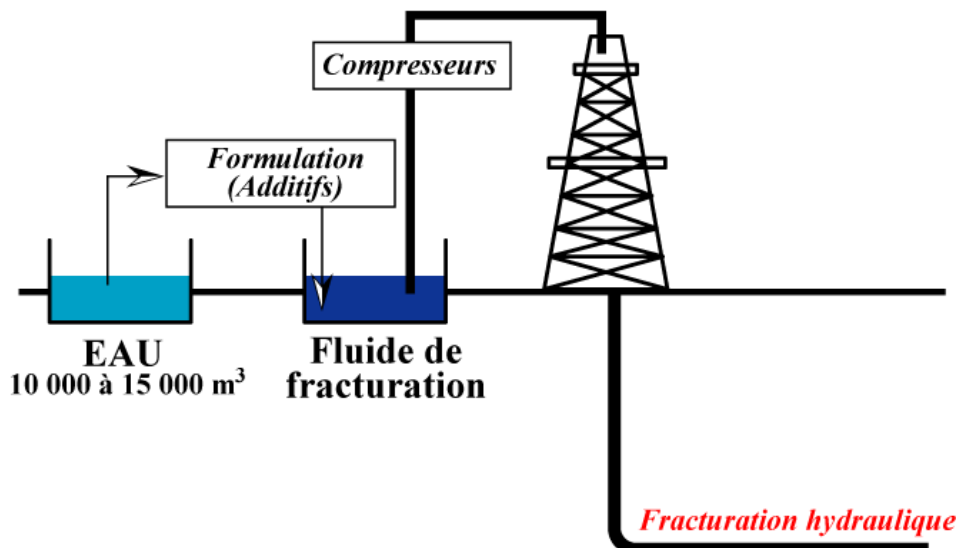


Figure 20 - Les besoins en eau pour la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique.

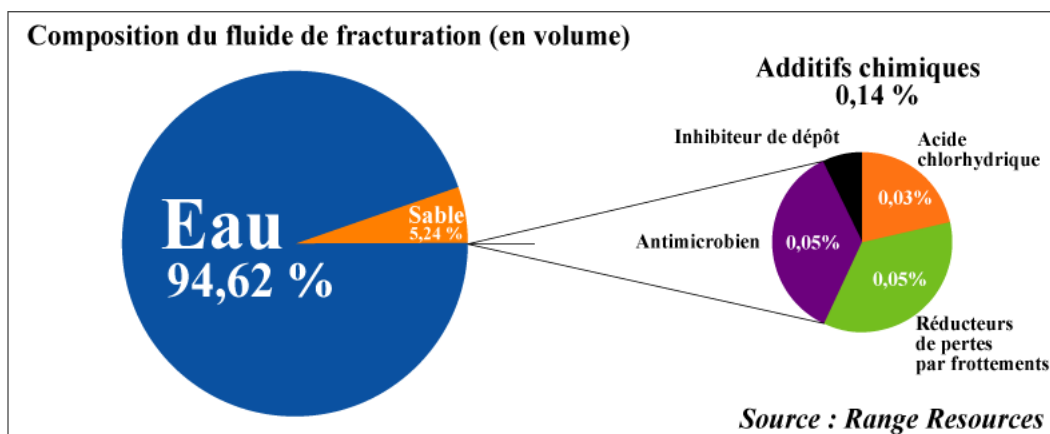
Il est évident que ces prélèvements d'eau ne doivent pas affecter les ressources fragiles et doivent s'inscrire dans le cadre d'une gestion concertée des

usages de l'eau respectant les règles édictées par la loi sur l'eau ainsi que toutes les règles du code de l'environnement.

Il faut avoir aussi à l'esprit que ce volume d'eau n'est pas synonyme d'eau potable, des ressources en eau alternatives peuvent être utilisées comme les recyclages d'effluents urbains ou industriels après traitement ou de l'eau contenue dans des aquifères profonds contenant de l'eau non probabilisables (saumure). De plus une partie de l'eau utilisée revient rapidement en surface – de 20 à 40% - et peut être traitée et réutilisée pour les puits suivants.

5.3 La composition des fluides de fracturation

La formulation du fluide de fracturation varie beaucoup suivant la nature des couches géologiques mais il y a toujours une très forte proportion d'eau – de l'ordre de 95% - des agents de soutènement – de l'ordre de 4 à 4,5% - et des additifs chimiques pour que la fracturation hydraulique soit réalisable et surtout efficace. Ces additifs chimiques sont en volume faible dans le fluide de fracturation – de l'ordre de 0,5%, ce qui pour un volume de 15 000 m³ peuvent quand même représenter jusqu'à 75 m³.



Pourcentage Usage commun

Liste des additifs employés par Range Ressources dans les Marcellus shale (USA)						
Additif	Composition	But	Dilution	Volume moyen	%	Usage commun
Eau	Eau	Créer des fractures	L'eau est le principal constituant	15 000 m ³	94,69%	L'eau est la molécule la plus abondante à la surface de la Terre
Sable	Sable	Permettre aux fractures de rester ouvertes	Le sable est le deuxième constituant	850 m ³	5,17%	Le sable sert à la filtration de l'eau potable
Acide dilué	Acide chlorhydrique	Dissoudre les ciments minéraux dans les fractures	Dilué à 1/4 litre pour 1000 litres d'eau	5 m ³	0,03%	Piscines et nettoyeurs ménagers
Réducteur de perte par frottements	Polyacrylamide	Réduire la friction	Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau	7,7 m ³	0,05%	Traitement de l'eau et des sols
Agent antimicrobien	Glutaraldehyde éthanol et méthanol	Éliminer les bactéries	Dilué à 1/2 litre pour 1000 litres d'eau	7,7 m ³	0,05%	Traitement de l'eau désinfectant stérilisation médicale
Inhibiteur de dépôts	Ethylène glycol Alcool et Hydroxyde de sodium	Empêcher les dépôts dans les tuyaux	Dilué à 1/10 litre pour 1000 litres d'eau	1,9 m ³	0,01%	Traitement de l'eau nettoyeurs ménagers agent de dégivrage

Figure 21 - Les additifs chimiques utilisés dans la formation des fluides de fracturation

Ces additifs chimiques sont indispensables pour réaliser la fracturation hydraulique. On cherche à injecter un fluide homogène d'eau et de sable. Pour réaliser ce mélange, il est nécessaire de « gélifier » cette eau pour maintenir en suspension les grains de sable, on utilise pour cela un gélifiant naturel, la farine de guar – un haricot poussant en Inde -, largement employé dans l'industrie agro-alimentaire. Mais au terme de la fracturation hydraulique, il faut injecter des « breaker » qui vont détruire cette gelée pour pouvoir pomper l'eau et le sable excédentaire et produire les hydrocarbures. D'autres familles de produits chimiques seront injectés (Figure 21)

- De l'acide chlorhydrique pour dissoudre les ciments minéraux dans les fractures réactivées ou néoformées.
- Des polyacrylamides pour réduire la friction et ainsi les pertes en charge.
- Des antibactériens – glutaraldehyde, éthanol, méthanol – pour éviter des proliférations bactériennes dans les puits.
- Afin des inhibiteurs de dépôts –éthylène glycol, alcool et hydroxyde de sodium – pour empêcher les dépôts dans les tuyaux qui diminuerait la productivité du puits.

Il faut noter que ces produits chimiques sont d'un usage assez courant et sont utilisés avec une forte dilution. Plusieurs centaines de types de produits ont été utilisés depuis qu'on réalise des fracturations hydrauliques ce nombre de produits est en constante diminution et chaque formulation n'en contient que quelques uns. Des recherches sont menées pour utiliser des produits biodégradables issus de la « chimie verte » et l'on trouve sur le marché des formulations de fluide de fracturation n'utilisant que des produits agréés par l'industrie agro-alimentaire – CleanStim™ de la société Haliburton [13] -

Il faut aussi garder à l'esprit que ces produits chimiques ne présentent une certaine toxicité ou nocivité que s'ils sont accidentellement libérés dans l'atmosphère, dans le sol ou dans les aquifères lors de leur transport, stockage ou utilisation. En Europe, l'utilisation de ces produits est soumise à la réglementation européenne REACH (*Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals*) [14], [15]

5.4 Le retraitement des eaux de flow-back » et de production.

A la fin de la fracturation hydraulique et avant la mise en production du puits, on effectue une période de nettoyage (« Flowback ») pour enlever l'excès de sable et retirez une partie du fluide de fracturation. Le volume de fluide récupéré est très variable, entre 20 et 60% du volume injecté, le volume manquant restant dans les fissures (Figure 22).

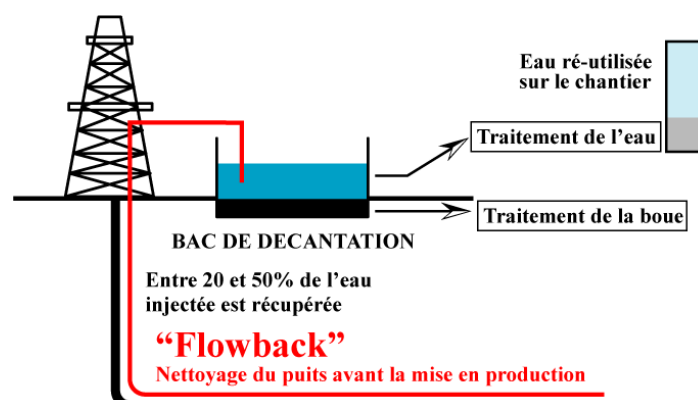


Figure 22 - La gestion des effluents.

En surface, les effluents sont généralement stockés dans des bacs de décantation. Ces effluents sont composés

- D'une phase solide (boue) qui contient beaucoup d'argile provenant de la zone de production mais aussi le sable excédentaire. De par la nature même des argiles, elles peuvent contenir des métaux lourds et parfois parmi ces métaux lourds des radionucléides. Ces éléments sont mis en solution lors de l'injection massive d'eau sous pression par des phénomènes de lixiviation.
- D'une phase liquide qui contient le fluide de fracturation mais aussi l'eau de formation généralement très salée et des hydrocarbures.

Il est donc impératif de retraiter la boue mais aussi les effluents liquides avant soit de la réutiliser pour d'autres fracturation hydraulique soit de la remettre en circulation pour des usages qui dépendront de la qualité de l'eau après traitement. Aux USA, une grande partie de ces effluents est réinjecté dans un aquifère profond mais cette solution ne pas compatible avec notre code minier et le retraitement sera donc obligatoire.

5.5 Les risques de pollution des aquifères superficiels.

Les principaux problèmes environnementaux liés aux exploitations d'hydrocarbures de roche-mère sont des pollutions – supposées ou avérées – des nappes phréatiques superficielles d'eaux potables ou pouvant être potabilisé. Deux types de pollution sont possibles (Figure 23)

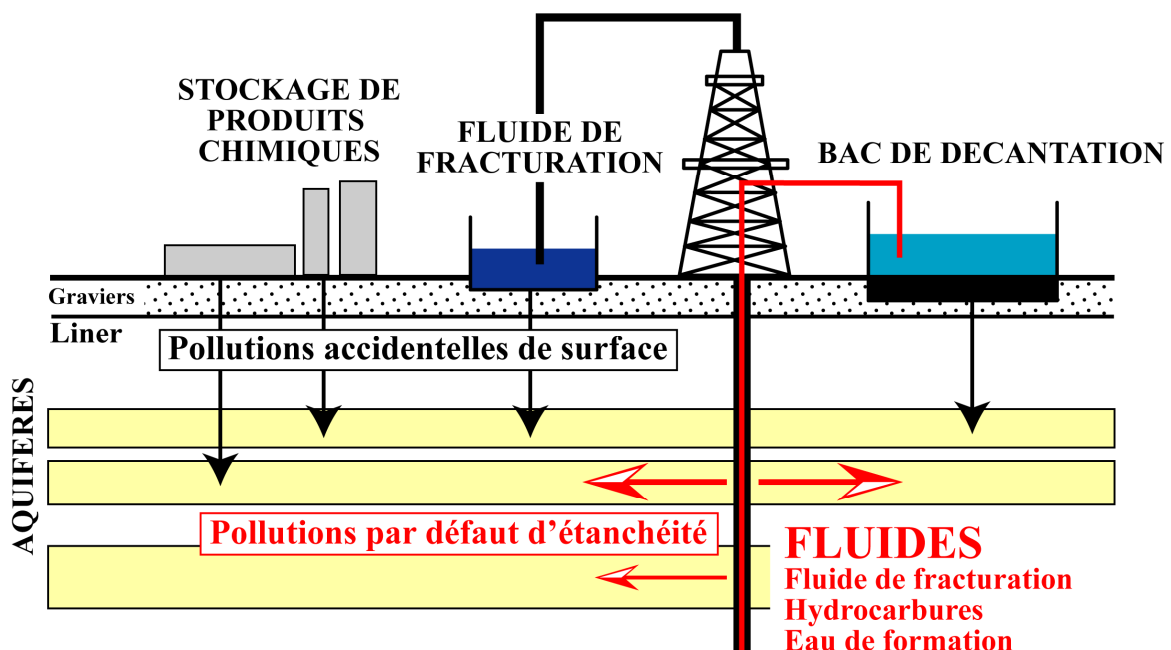


Figure 23 - Les risques de pollution des nappes phréatiques superficielles et les moyens mis en œuvre pour les réduire.

- Les pollutions accidentelles depuis la surface. D'après les retours d'expériences nord-américaines, ce sont les pollutions les plus fréquentes. Elles sont

dues à des accidents, des fuites accidentelles ou des erreurs de manipulations lors du stockage ou de la manipulation des produits chimiques. Elles peuvent aussi être dues à des fuites ou à des débordements lors de forts épisodes pluvieux des bacs de rétention ou de décantation. Dans les deux cas, la pollution des nappes phréatiques se fait depuis la surface et atteint très rapidement les nappes sous-jacentes.

Une des solutions envisageables et déjà appliquée sur de nombreux sites de forages est l'étanchéifiassions du site. Avant le début du forage et sur toute l'étendue du site, on enlève la terre arable, on pose un *liner* étanche que l'on recouvre d'une couche de gravier. Lors de la remise en état du chantier, le gravier est enlevé, dépollué si nécessaire, on retire le liner et on remet la couche de terre arable. On minimise ainsi les risques de pollutions accidentelles de surface.

○ Les défauts d'étanchéité des puits. Un puits est un ouvrage industriel dans lequel circule des fluides de fracturation pendant la phase de fracturation hydraulique mais surtout des hydrocarbures pendant la phase de production. Un défaut d'étanchéité du puits peut permettre aux fluides remontant par le forage de polluer les nappes phréatiques.

Ce problème d'étanchéité des puits n'est pas spécifique aux puits d'hydrocarbures de roche-mère. Il faut imaginer un puits comme une poupée gigogne (Figure 24), un emboîtement de tubages en acier tenus en place par une cimentation. On commence le forage dans un diamètre relativement important et dès que l'on rencontre une nappe phréatique le forage est arrêté, on pose alors un tubage que l'on cimente. On reprend le forage dans un diamètre un peu plus petit et on repose un tubage dès que les conditions géologiques l'exigent. (nappe phréatique, karst, sel..). On a ainsi plusieurs tubages d'acier noyés dans autant de manchons de ciment assurant l'étanchéité du forage. A la fin et avant la mise en production, des analyses spécifiques sont effectuées pour contrôler l'intégrité et l'étanchéité du puits. Si le forage est réalisé suivant les règles l'étanchéité est assurée

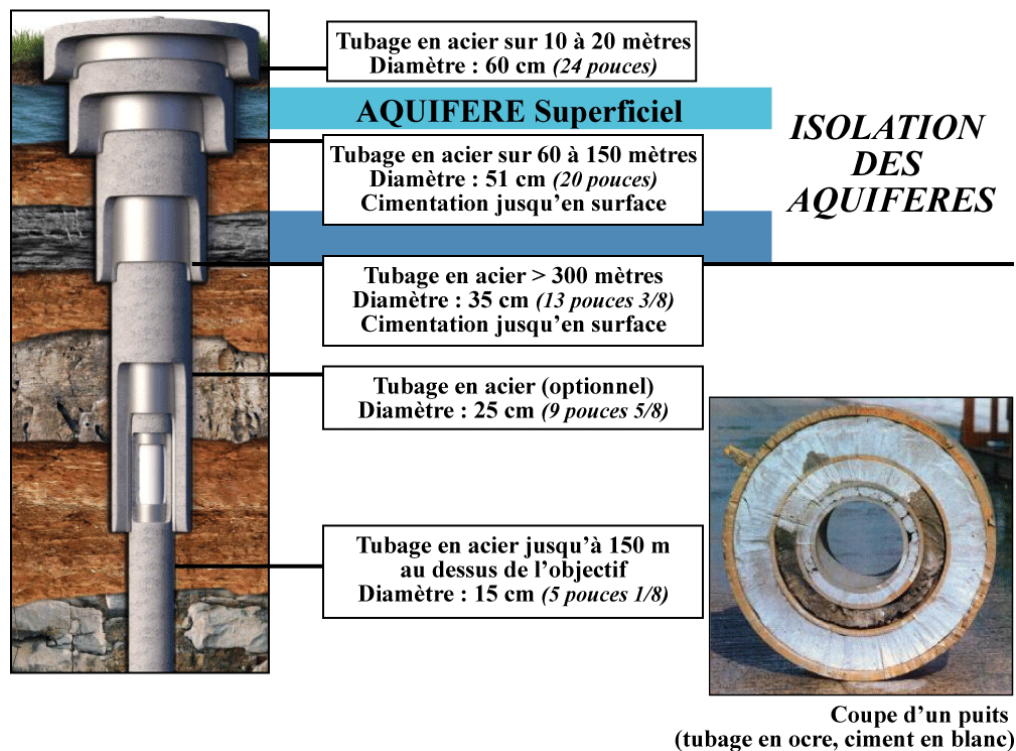


Figure 24 - L'architecture d'un puits. Les différents tubages (« casing »)

5.6 Les risques de pollution de l'air

La production des hydrocarbures de roche-mère présente un risque potentiel de pollution de l'air. Deux causes principales sont invoquées (Figure 25)

- L'utilisation massive des compresseurs diesels durant la phase de fracturation hydraulique. Cette batterie de compresseur diesel émet du CO₂ mais aussi des oxydes de soufre (Sox), des oxydes d'azote (Nox) et des particules fines. Des compresseurs moins polluants, à gaz ou même électriques peuvent être employés afin de réduire cette pollution.
- Le stockage dans des bacs de décantation à l'air libre des effluents de flow-back. Lors de la phase de nettoyage du puits, les effluents de flow-back sont généralement stockés dans des bacs de décantation à l'air libre avant d'être retraités. Ces effluents contiennent des hydrocarbures gazeux ou des hydrocarbures volatils qui peuvent être relâchés dans l'atmosphère. Pour faire disparaître cette cause de pollution il faut employer des réservoirs fermés permettant de contrôler les rejets dans l'atmosphère des effluents.

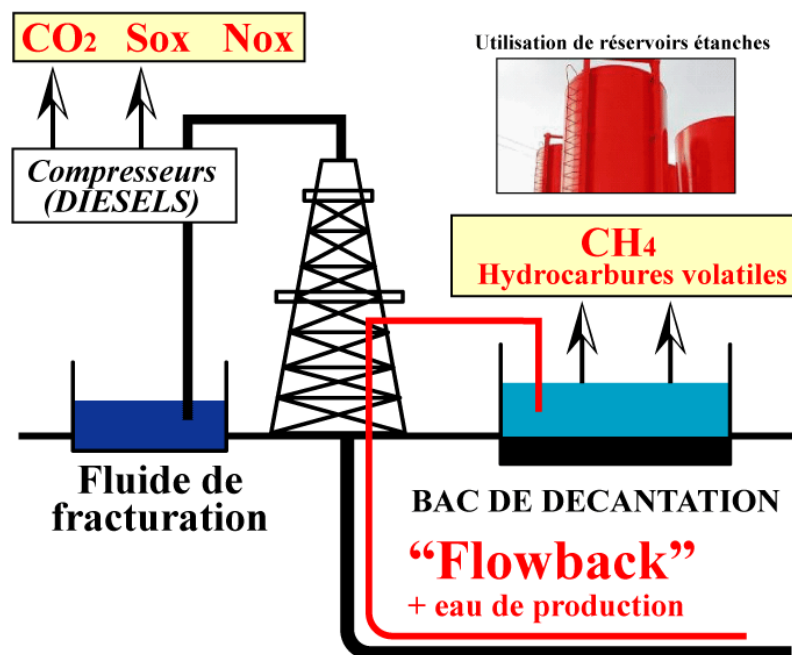


Figure 25 - Les risques potentiels de pollution de l'air et les moyens mis en œuvre pour réduire les émissions d'hydrocarbures dans l'atmosphère.

5.7 Les risques de sismicité induite

Il faut distinguer la sismicité directement induite par la propagation des fissures lors de la fracturation hydraulique et la sismicité liée aux mouvements de failles tectoniques existantes en relation avec l'activité d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère qui modifie les contraintes tectoniques locales.

- La micro sismicité induite par la fracturation hydraulique (Figure 26). L'injection d'eau sous pression ré ouvre des fractures existantes ou crée de nouvelles fractures dans la zone à produire en générant plusieurs centaines de microséismes qui accompagne la progression des fractures. Ces séismes sont d'une amplitude très faible sur l'échelle de Richter [16] – de l'ordre de 10^{-3} à 10^{-1} – ne sont pas ressentis en surface et doivent être enregistrés par des sismographes placés dans les puits voisins ou en surface. Cette micro sismicité permet de suivre, quasiment en temps réel, la progression des fractures et ainsi de contrôler leur extension.

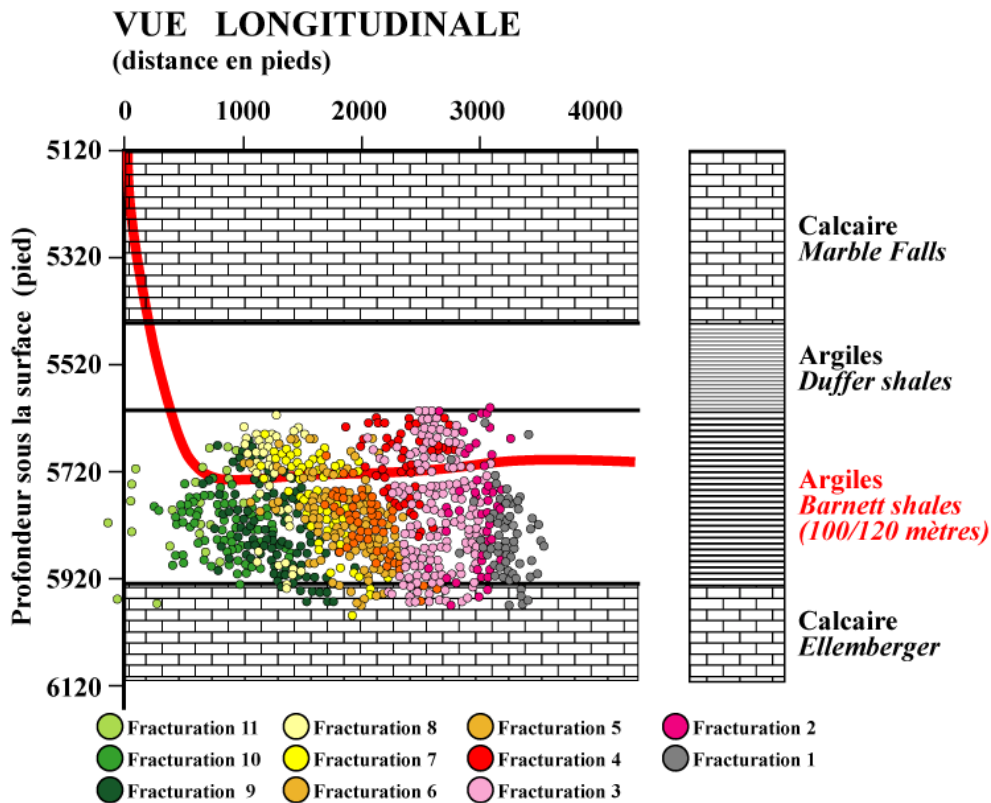


Figure 26 - La micro sismicité induite par la fracturation hydraulique.

- L'injection d'eau sous forte pression peut modifier localement l'état des contraintes tectoniques et si on se trouve à proximité d'une faille géologique cette variation locale peut être suffisante pour faire rejouer cette faille et alors entraîner des séismes dont l'intensité est suffisante pour être ressentis en surface. Dans de cas très rares ils peuvent provoquer quelques dégâts matériels, c'est le cas du forage de Preese Hall dans la région de Blackpool. Les retours d'expérience des cas aux USA ont montré que la majorité des séismes induits par l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère étaient en relation avec la ré injection des eaux industrielles dans des réservoirs superficiels, méthode qui serait interdite en France. En Angleterre, suite à 2 faibles séismes – 1,9 et 2,3 sur l'échelle de Richter – en relation directe cette fois avec l'opération de fracturation hydraulique, un moratoire a été décrété qui n'a été levé que lorsque de nouvelles directives concernant les modes opératoires et la surveillance de ces fracturation aient été édictées [17].

5.8 Les nuisances associées

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures de roche-mères est une activité industrielle et comme toute activité elle crée des nuisances. Ces nuisances sont liées au fait que le nombre de chantier sera important et se poursuivra pendant une grande partie de l'exploitation à des degrés plus ou moins élevés. Les principales nuisances sont liées au transport des matériaux nécessaires à la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique ainsi qu'à l'activité du chantier qui est forte durant la phase de forage et de fracturation hydraulique puis très réduite durant la phase de production proprement dite. Tout doit être mis en œuvre pour minimiser ces nuisances et privilégiant les transports en canalisation (eau, effluents) plutôt qu'un transport terrestre. Les nuisances du chantier proprement dites peuvent être largement atténuées par le choix de l'emplacement de la plateforme de forage et par l'utilisation de structures anti-bruit et des éclairages directionnels limitant les nuisances sonores et lumineuses. [18].

5.9 Conclusions : Produire plus en diminuant l'empreinte environnementale.

5.9.1 Augmenter la productivité des puits

Une des grandes causes des risques de pollution et des nuisances engendrées par l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère est le fait de la multiplication des installations de surface. De nombreuses voies d'améliorations sont mises en œuvre pour réduire l'impact environnemental de ces exploitations et notamment toutes les méthodes qui permettent d'accroître la productivité des puits et donc de réduire le nombre d'installations de surface. Dans les paragraphes précédents nous avons vu toutes les solutions techniques qui ont pour but de réduire les risques de pollutions et les nuisances, l'augmentation de la productivité des puits passe par une meilleure adéquation entre les installations (notamment le forage) et la nature du sous-sol. De nombreuses études menées par le BRGM, l'INERIS et l'IFPEN [19], l'ANCRE (*Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie*) [20], l'OPECST (*Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques*) [21] ont recensées les pistes d'améliorations de toutes ces techniques afin d'en réduire l'empreinte environnementale et les risques associés.

Une meilleure connaissance du sous-sol tant en terme de richesse en hydrocarbures (« *sweet spot* ») qu'en terme de nature et de variations lithologiques permettra d'optimiser l'architecture des drains afin de recouper les zones les plus prospectives, d'adapter la fracturation aux conditions exactes du milieu et ainsi de minimiser les risques. Cette exigence passe par des puits de plus en plus complexes, de plus en plus technologiques et donc de plus en plus chers mais dont le surcoût est largement compensé par les gains de productivité et la diminution de l'impact environnemental.

5.9.2 Trouver des alternatives à la fracturation hydraulique.

Une grande partie des risques de pollution sont en relation avec l'utilisation intensive de la fracturation hydraulique. Existe-t-il des alternatives à cette technique ? (Figure 27)

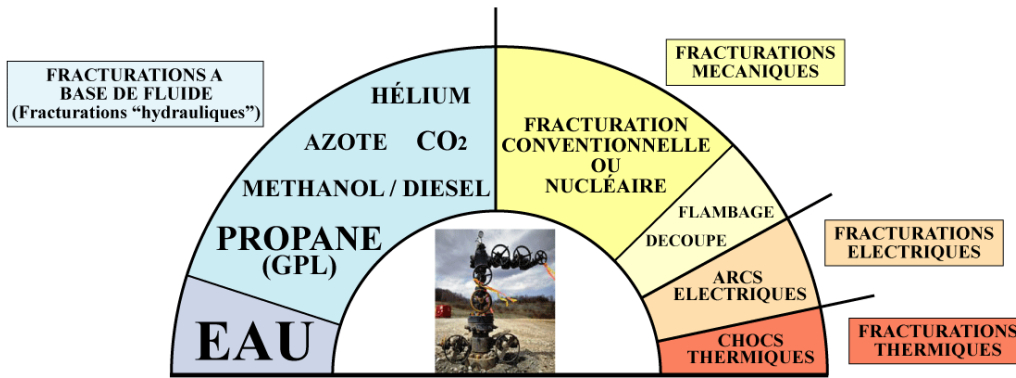


Figure 27 - Les alternatives à la fracturation hydraulique.

Depuis le début de la fracturation hydraulique (fin des années 1940) d'autres méthodes ont été proposées pour « stimuler » les réservoirs ne présentant pas de bonnes qualités pétrophysiques. On peut les classer suivant 4 grandes familles

1. Les fracturations à base de fluides sous pression – fracturations hydrauliques au sens large – C'est dans cette grande famille que l'on trouve toutes les applications commerciales de la fracturation. La quasi-totalité des centaines de milliers de fracturations hydrauliques l'ont été avec de l'eau du fait de sa facilité de mise en œuvre, du faible coût de cette matière première et de sa grande répartition à la surface du globe. Dans cette famille on trouve aussi la fracturation au propane qui a déjà été effectuées à plusieurs milliers d'exemplaires notamment en Amérique du Nord. C'est la société GASFRAC qui commercialise une fracturation au propane gélifié [22] où l'eau est remplacée par du propane mais où on a toujours besoins d'additifs chimiques. Une autre solution, qui n'est encore commercialisée est la fracturation à l'heptafluoropropane (Figure 28)

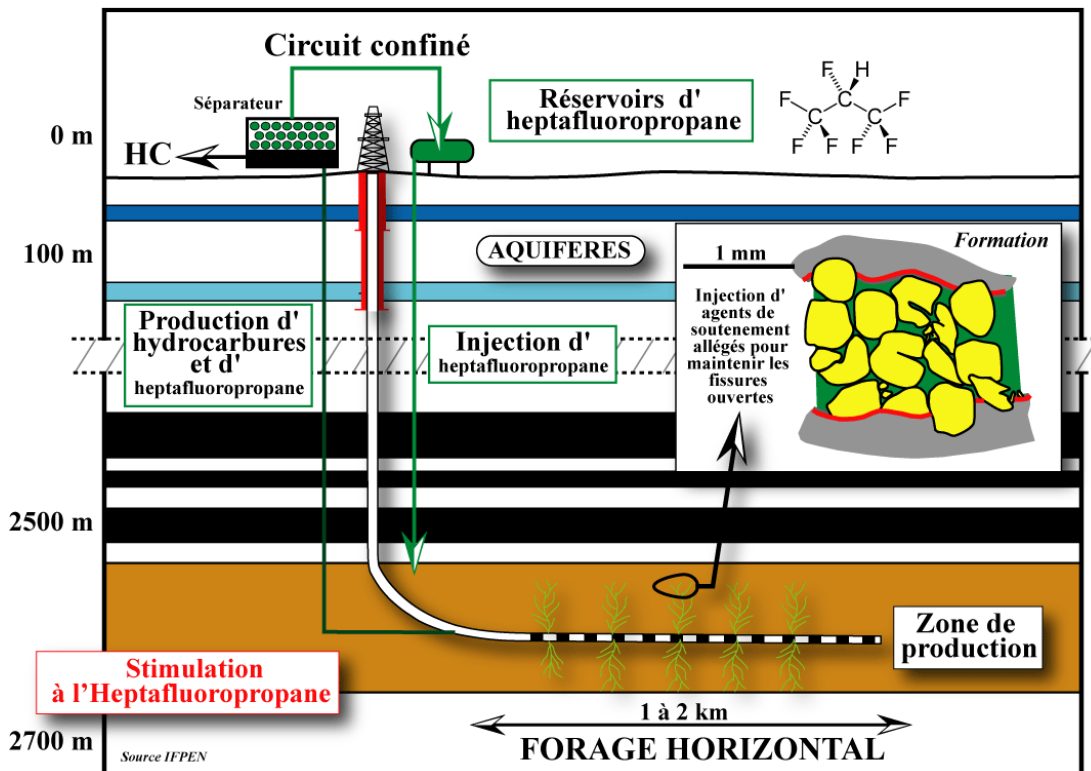


Figure 28 - La fracturation à l'heptafluoropropane.

L'utilisation du fluoropropane présente tous les avantages de la fracturation au propane

- 1- Plus d'utilisation d'eau et surtout plus d'endommagements des argiles (« water blocking ») par l'eau sous pression permettant une efficacité plus grande de la fracturation sans risque de remobiliser des métaux lourds ou des radionucléides.
- 2- Le propane est miscible dans les hydrocarbures. Lors de la production de pétrole de schiste le propane permet de diminuer la viscosité et la densité des hydrocarbures en place et donc de favoriser leur déplacement.
- 3- L'utilisation d'un circuit confiné permet de récupérer la quasi-totalité du propane qui peut être réutilisé pour une autre fracturation.

Sans en avoir les inconvénients, l'heptafluoropropane n'étant pas inflammable et servant même de gaz propulseur dans les extincteurs et certains « sprays » médicaux, les sites de forage ne seraient plus classés comme des installations SEVESO.

Si cette solution apparaît comme prometteuse, il faut cependant attendre des travaux complémentaires pour vraiment juger de son applicabilité.

D'autres fluides peuvent être envisagés comme vecteur de pression (méthanol-diesel, CO₂, hélium) mais aucun n'a encore fait l'objet d'une utilisation commerciale.

- 2- Les fracturations mécaniques – Par des méthodes mécaniques conventionnelles (flambage, découpe, explosifs) on peut créer artificiellement des fissures. Dans les années 60 et 70, des explosifs nucléaires –jusqu'à 100 kilotonnes, 6 fois la bombe d'Hiroshima – ont été testés dans le sous-sol de l'ouest américain dans le cadre du programme d'utilisation à des fins pacifiques des explosifs nucléaires [23], [24]
- 3- Les fracturations électriques – La création d'arcs électriques permet d'avoir une succession d'ondes de chocs qui provoquent une fissuration à proximité du puits. Cette méthode n'a pour le moment été testé qu'en laboratoire.
- 4- Les fracturations thermiques – On utilise des chocs thermiques (positifs ou négatifs) en injectant des fluides ayant une forte différence de température avec le milieu ambiant. Ces perturbations thermiques engendrent des fissures.

6 Le développement des hydrocarbures de roche-mère aux USA

6.1 Les boom des gaz de schiste

La première exploitation de gaz naturel aux USA en 1821 – 38 ans avant le fameux puits du « colonel » Drake en Pennsylvanie – a été une exploitation de gaz de schiste. D'une profondeur de 9 mètres dans ce qui allait devenir les Marcellus Shale sur la commune de Fredonia dans l'état de New York, il fut creusé à la pelle et

alimentait en gaz d'éclairage 2 magasins, 2 entrepôt et un moulin à farine.

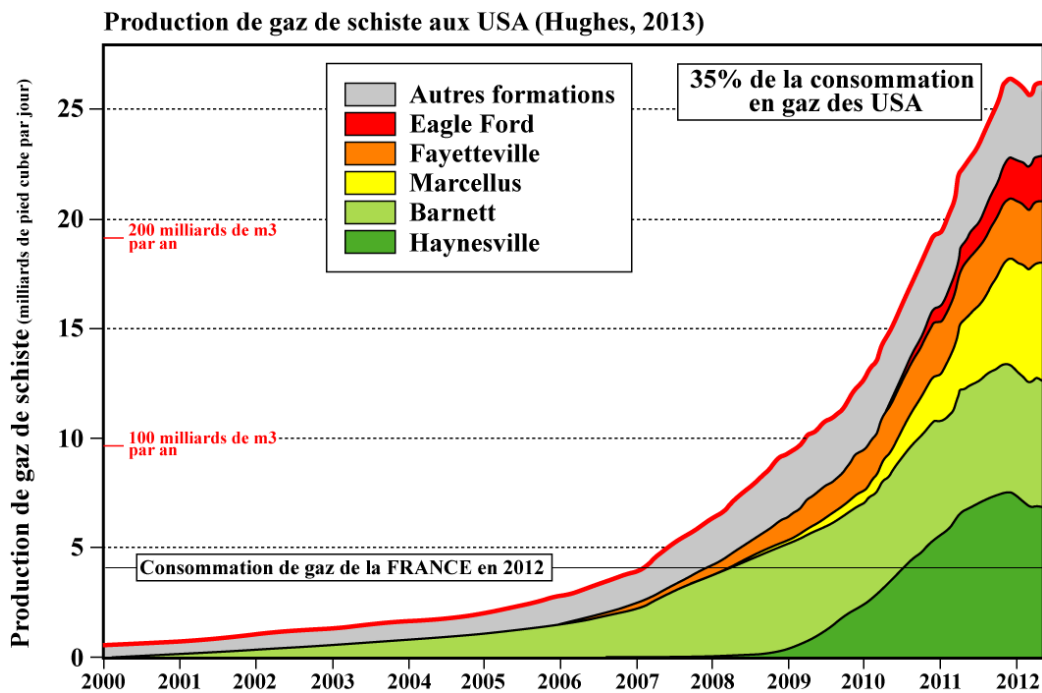


Figure 29 - L'évolution de la production de gaz de schiste aux USA (Hughes, 2013).

Mais le véritable essor de la production de gaz de schiste ne date que du milieu des années 2000 avec l'utilisation systématique de la fracturation hydraulique (Figure 29)[12]. Les gaz de schiste représente maintenant 35% de la production de gaz naturel des USA, premier producteur mondial devant la Russie et l'Iran.

A partir de 2009, la production de gaz de schiste se développe et se généralise dans plusieurs bassins sédimentaires. Le volume produit est tel que le prix du gaz en Amérique du nord qui était jusqu'alors comparable au prix du gaz en Europe ou en Asie, « décroche ».

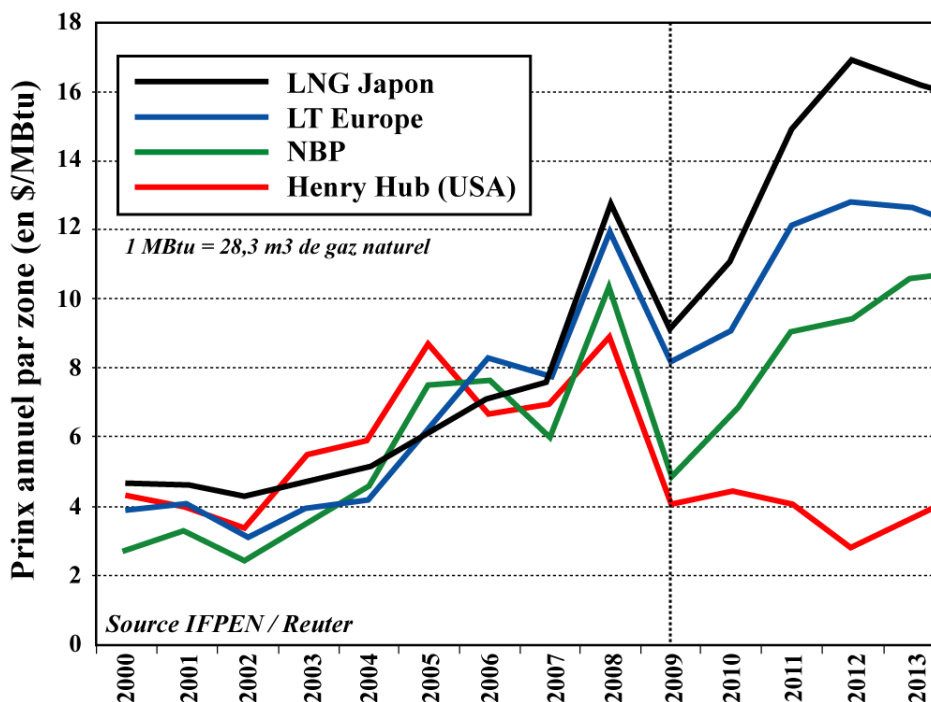


Figure 30 - L'évolution des prix du gaz naturel aux USA (période 2000-2013)

Alors que les prix européen et asiatique atteignent ou dépassent les 10 \$ /Million de BTU – la BTU ou British Thermal Unit correspond à l'énergie nécessaire pour augmenter la température d'une livre d'eau (0,454 kg) de 1°fahrenheit (0,56°C) le MBtu correspond approximativement à 27,9 m³ de méthane) - ce prix reste aux alentours de 4\$/MBtu avec de brèves périodes à moins de 3\$/MBtu. (Figure 30)

6.2 L'essor des pétroles de schiste

Le développement des pétroles de schiste est encore plus récent (Figure 31), la production ne dépassant les 200 000 barils/j qu'à partir de 2008 pour atteindre les 2 millions de barils – à comparer avec les 7 millions de barils/j de la production globale américaine – leur permettant dès 2013 de dépasser leur plus haut niveau historique datant de 1971. Cette production qui était essentiellement réalisée à partir des séries de la formation Bakken (Dakota du Nord essentiellement) ou Eagleford (Texas) se développe dans d'autres bassins. Cette production représente 29% de la production totale des USA.

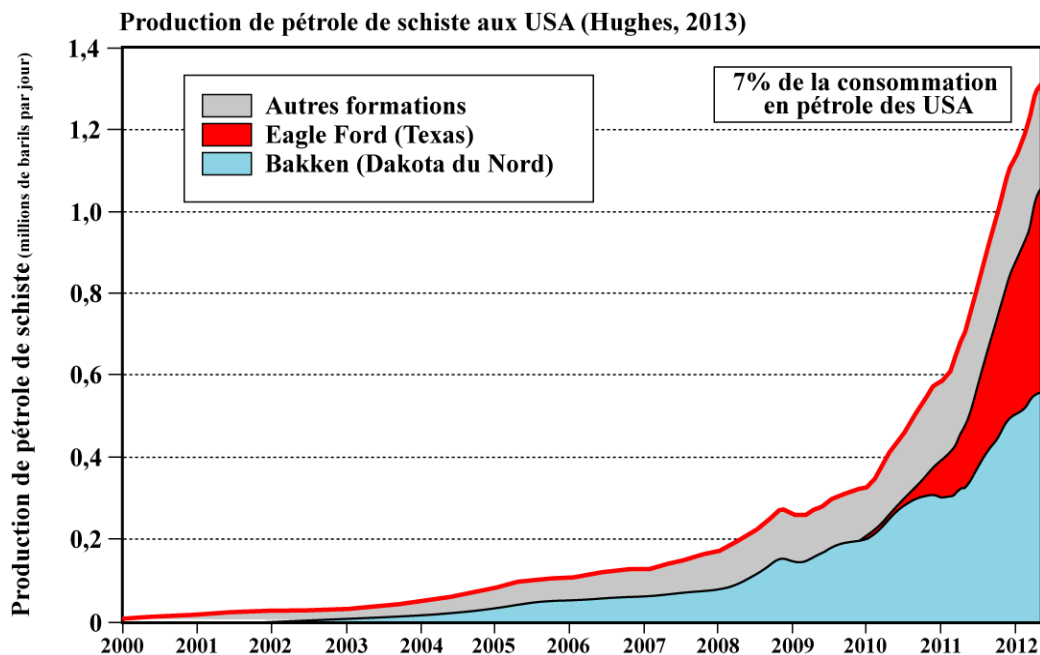


Figure 31 - L'évolution de la production des pétrole de schiste aux USA (Hughes, 2013).

6.3 L'impact économique de la production des hydrocarbures de roche-mère aux USA.

La révolution des gaz et des pétroles de schiste aux États-Unis est souvent appréhendée dans sa seule dimension énergétique. Or les pétroles et les gaz de schiste fournissent aussi des matières premières (éthane, butane, propane) donnant un avantage compétitif important à des secteurs entiers de la pétrochimie.

La révolution des gaz de schiste a fait chuter les prix de l'énergie, réduisant significativement le coût de la matière première utilisée par la pétrochimie

américaine. Le prix du gaz américain a été divisé par trois entre 2008 et 2012. L'éthane, issu des liquides de gaz naturel (LGN) contenus dans les gaz de schiste mais aussi de la fraction légère des pétroles de schiste, et utilisé par la pétrochimie américaine comme matière première pour la fabrication d'éthylène, a vu son prix chuter de 55 % entre 2008 et 2012. Ces baisses entraînent un avantage de compétitivité significatif pour l'industrie pétrochimique américaine, dont les marges explosent. Les États-Unis sont devenus la deuxième région offrant des coûts en énergie et matières premières les plus bas au monde, juste après le Moyen-Orient. [25]

Ce gain de compétitivité entraîne une renaissance de la pétrochimie américaine, alors que le secteur stagnait et avait même connu des vagues de fermetures de sites au milieu de la décennie passée. D'ici 2017, environ 15 milliards de dollars vont être investis dans le pays pour accroître de 40 % la capacité de production d'éthylène, produit phare de la pétrochimie. L'avantage compétitif se répercute en aval de la filière. Notamment les plastiques issus de la transformation des bases pétrochimiques sont utilisés par l'industrie manufacturière dans trois grands secteurs de consommation : emballage, bâtiment, automobile. D'ici à 2017, les capacités de production de polyéthylène, polymère le plus utilisé pour la production de plastiques, devraient également s'accroître de 40 %.

Les retombées économiques de ces investissements sont significatives. L'*American Chemistry Council* (ACC) [26] a réalisé une étude portant sur une centaine de projets d'investissement recensés à fin mars 2013 dans la chimie américaine (hors produits pharmaceutiques). Ces projets représentent un investissement total de 72 milliards de dollars d'ici à 2020. Ils augmenteraient le chiffre d'affaires de l'industrie chimique de 67 milliards de dollars (dollars 2012) en 2020 et créeraient 1,2 million d'emplois pendant la période de construction.

Dans une étude de 2012, IHS-CERA [27] a calculé les emplois dans l'ensemble des industries bénéficiant de la production des gaz non conventionnels (emplois directs, indirects, induits). Ce chiffre devrait être de 1,5 millions d'emplois créés en 2015 pour atteindre les 2,4 millions en 2035. Pour la seule activité concernant les gaz de schiste.

Cependant, d'autres études récentes (IDDRI, 2014) [28] remettent en cause l'importance économique de cette production d'hydrocarbure de roche-mère dans l'économie américaine en terme de facteur de croissance. D'après leurs calculs, cette activité ne devrait être responsable que d'une augmentation à court terme de 0,88% de PIB entre 2007 et 2012 et d'une augmentation encore plus faible à moyen terme de 0,84% pour toute la période comprise entre 2012 et 2035. Si on la compare avec la prévision de croissance américaine de 1,4% annuel jusqu'en 2035, l'effet de la « révolution des gaz de schiste, serait donc minime.

Il existe cependant un secteur où la production massive de gaz de schiste a eu des conséquences visibles, le marché du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Alors que les prévisions de la consommation de gaz naturel montraient une demande toujours plus importante, on constatait un déclin de la production des champs de gaz conventionnels. Jusqu'au milieu des années 2000 l'importation massive de GNL a été la solution retenue pour assurer l'approvisionnement gazier des USA. (Figure 32). Alors qu'en 2007, les estimations du volume importé était supérieur à 120 milliard de m³ par an à l'horizon 2030, cette valeur a rapidement diminué au fur et à mesure que la production de gaz de schiste se développait sur le territoire américain. Dès 2011, les importations de GNL étaient remplacées dans les prévisions d'approvisionnement par une production « domestique » de gaz de schiste.

Prévision du volume annuel de GNL devant être importé aux USA (2011).

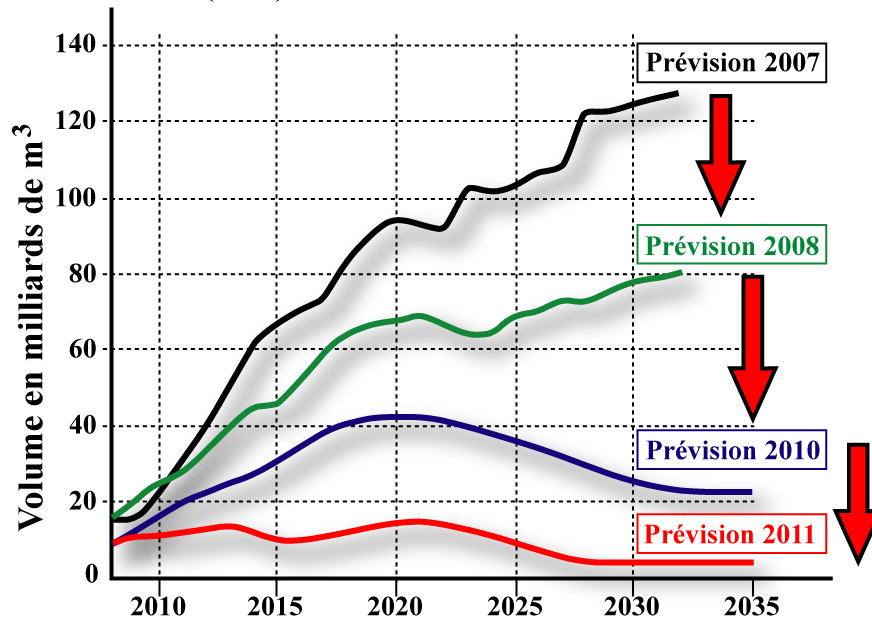


Figure 32 - Variation des estimations du volume de gaz importé sous forme de GNL entre 2007 et 2011.

Avec l'augmentation prévisible de la production de gaz non conventionnels aux USA, le pays pourrait devenir rapidement exportateur de GNL. Actuellement, seul de terminal de Kenai (Alaska) est opérationnel mais 4 projets d'une capacité totale de 67 milliards de m³ par an sont approuvés et 29 autres projets totalisant une capacité de 388 milliards de m³ sont à l'étude (Figure 33).

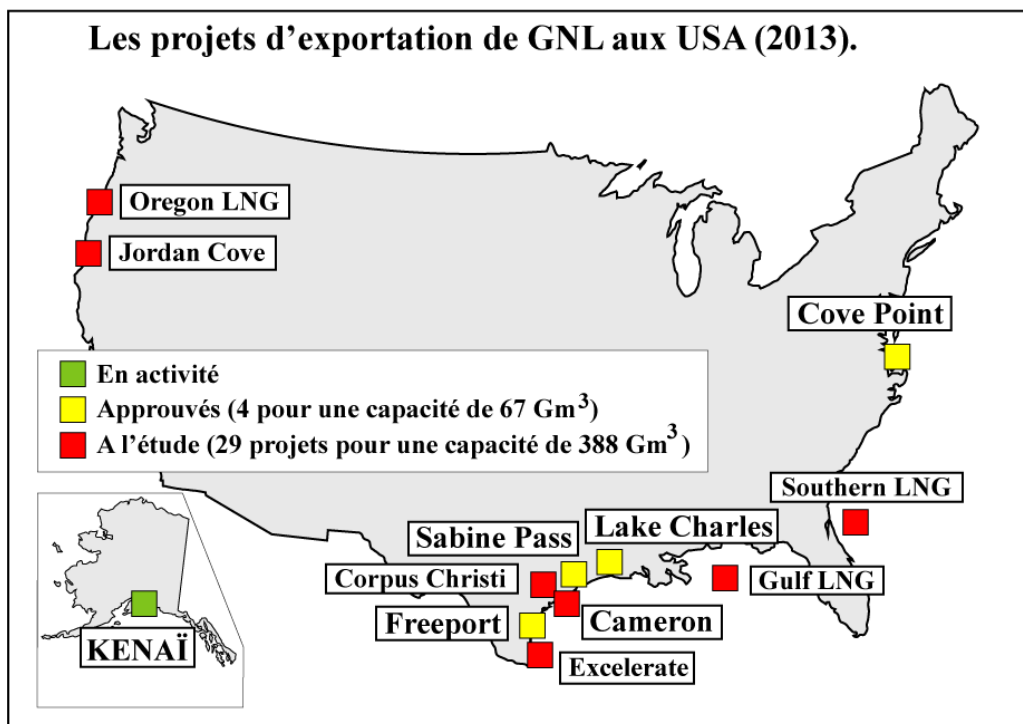


Figure 33 - Les projets d'exportation de GNL aux USA.

6.4 Les facteurs favorables au développement rapide des hydrocarbures de roche-mère aux USA.

Ces facteurs sont multiples mais parmi les principales il faut citer :

- La connaissance des bassins sédimentaires

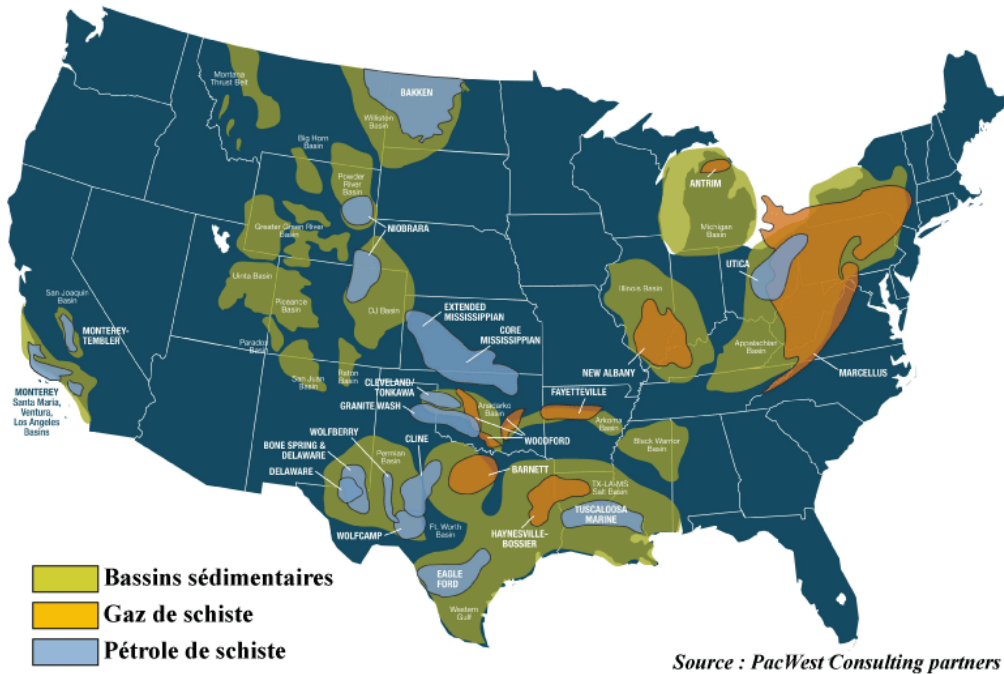


Figure 34 - Carte des bassins sédimentaires des USA contenant des hydrocarbures de roche-mère.

Depuis le début du développement de l'utilisation des hydrocarbures dans l'industrie au début du XX^e siècle, les USA ont toujours été un grand pays pétrolier et gazier. De ce fait, la plupart des bassins sédimentaires ont fait l'objet d'étude d'exploration qui ont souvent aboutit à des découvertes importantes d'hydrocarbures. La connaissance géologique de ces bassins est donc très bonne et les systèmes pétroliers parfaitement reconnus (Figure 34). Le développement rapide des hydrocarbures non conventionnels doit beaucoup à ces premières phases de l'exploration ; la quasi-totalité des bassins produisant des hydrocarbures de roche-mère ayant déjà montré un potentiel important en hydrocarbures classique. La phase d'exploration s'en est trouvée considérablement réduite et dès que les conditions économiques ont été favorables à la production de gaz sur le territoire américain, les avancées technologiques concernant le forage horizontal et la fracturation hydraulique ont pu être mises en œuvre avec succès.

- Coût de production faible : Du fait d'une industrie pétrolière et parapétrolière très développée et très réactive et concurrentielle, les coûts de production sont restés faibles (de l'ordre de 3 à 8 \$/MBtu). Ce coût de production a été rendu possible par une très forte augmentation de la productivité moyenne des puits passant de 30 millions de m³ en 2007 à 70 à 180 millions de m³ en 2012 et ce malgré une augmentation du coût de la complétion du forage passant de 4 millions de dollars en 2008 à 8 à 10 millions de dollars en 2012.

- Marché gazier déjà développé : Le marché du gaz était déjà très actif et les prévisions de consommation montrait une augmentation de la demande alors que la production conventionnelle commençait à décliner. Les infrastructures de transport et de transformation existaient déjà.

- Droit minier favorable : Le droit minier américain est très favorable à la production d'hydrocarbures sur le sol national compte-tenu des importantes retombées économiques pour le propriétaire du sol ainsi que pour l'économie locale.

- Volonté politique d'indépendance énergétique et prix bas de l'énergie : Les autorités américaines ont depuis toujours favorisées une énergie peu chère pour accroître la compétitivité de leur économie vis-à-vis de leurs partenaires commerciaux. De plus l'indépendance énergétique (au moins partielle) est aussi une constante dans la position américaine. Les incitations fiscales favorisant le développement des hydrocarbures non conventionnels sur le sol américain ont été le déclencheur de cette nouvelle production.

6.5 L'avenir des hydrocarbures de roche-mère aux USA.

Les dernières estimations (Figure 35) confirment l'importance que devraient prendre ces hydrocarbures de roche-mère dans la production américaine

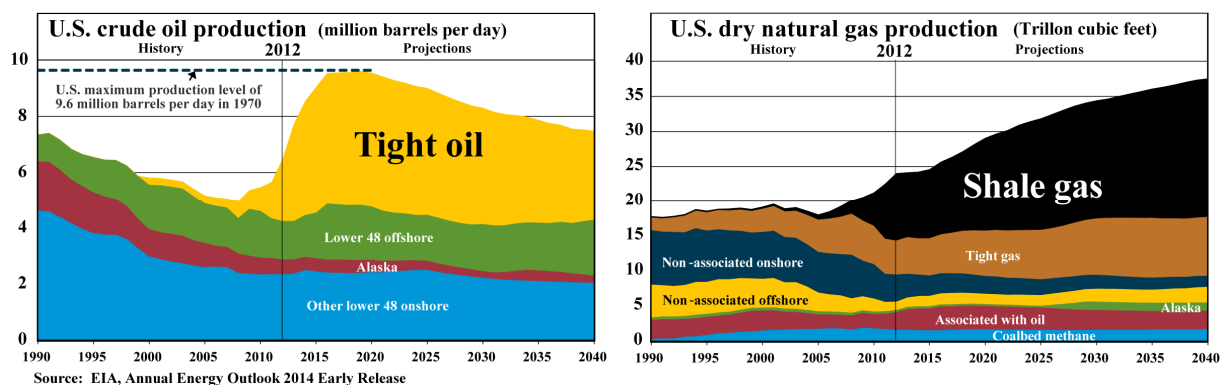


Figure 35 - Estimation des production de pétrole (gauche) et de gaz (droite) de schiste jusqu'en 2040 [30]

Le développement des hydrocarbures de roche-mère est très récent notamment pour les pétroles de schiste, il est encore difficile de vraiment cerner l'importance de cette production dans les 25 prochaines années. Toutes ces estimations de l'évolution de la production reposent sur les estimations du volume des ressources récupérables.

Ces estimations peuvent cependant être assez différentes d'une publication à l'autre. Ainsi pour le volume récupérable en gaz de schiste, l'USEIA dans une étude commune avec l'ARI (*Advanced Resources International, Inc.*) [31] propose une valeur de 1161 Tcf rapidement revue à la baisse à 665 Tcf – 19 000 milliards de m³ - par l'USEIA. C'est avec cette valeur que sont calculées les estimations de la production jusqu'en 2040 (Figure 24 gauche) . L'USGS (*United States Geological Survey*) estime quant à lui les ressources récupérables de gaz de schiste aux USA à seulement 425 Tcf [32] soit 1/3 de moins.

Comment expliquer de telles différences dans des bassins dont la production repose déjà sur plusieurs dizaines de milliers de puits ?

Dans le cas des hydrocarbures de roche-mère et pour les bassins qui sont déjà en production on utilise généralement une formule très simple:

$RR = \text{Volume moyen produit par 1 puits} \times \text{Nombre de puits pouvant encore être forés}$
où RR sont les ressources récupérables pouvant encore être découvertes

Mais même une formule aussi simple peut faire l'objet d'incertitudes notamment quand on cherche à quantifier l'évolution du volume moyen produit par un puits dans les décennies à venir. Deux logiques s'affrontent :

- Celles des producteurs : Pour calculer la production moyenne d'un futur puits de gaz de schiste, ils tiennent compte des futures avancées technologiques en se basant sur les augmentations de productivité des puits de la dernière décennie. Le volume moyen de la production des futurs puits est alors généralement supérieur au volume constaté sur les puits existants. Dans cette logique, la technologie prime sur la nature du sous-sol c'est notamment la position de l'ARI expliquant ainsi des ressources récupérables de plus 1161 Tcf.

- Celles des géologues : Les géologues examinent la nature du sous-sol et constatent généralement que les zones actuellement en production sont les meilleures (« *sweetspot* ») soient les plus accessibles et que les futures zones de production ne présenteront pas les mêmes qualités. Le volume moyen de la production des futurs puits est alors généralement inférieur au volume constaté sur les puits existants. L'USGS obtient donc la valeur beaucoup plus faible de 425 Tcf.

Les estimations de l'USEIA reprises par l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) ont opté pour une estimation médiane (665 Tcf) assez basse sur laquelle les prévisions de production ont été bâties.

Ces estimations vont donc s'affiner d'années en années permettant dans quelques années d'avoir une vision plus claire de l'importance que prendront les hydrocarbures de roche-mère dans l'industrie américaine.

7 L'estimation des ressources mondiales en hydrocarbures de roche-mère.

L'évaluation des ressources récupérables pour des gisements d'hydrocarbures de roche-mère est complexe même dans le cas de bassins en cours de production comme les bassins américains. Cependant dans de nombreux bassins sédimentaires une exploration classique a été entreprise et des systèmes pétroliers ont pu alors être mis en évidence même si aucune accumulation commerciale d'hydrocarbures n'a été faite.

7.1 Les techniques d'estimation des ressources

Dans de très nombreux bassins sédimentaires, des roches-mères ont été mises en évidence et ont pu être étudiées tant en terme de contenu en matière organique ou en hydrocarbures, qu'en épaisseur ou en extension régionale. Ces

données permettent de faire une première évaluation des zones potentiellement prospectives en terme d'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère. Cette approche est une approche semi-quantitative qui est d'autant plus précise que la connaissance du bassin sédimentaire est bonne. En se fixant quelques hypothèses concernant l'histoire de la genèse et de la migration des hydrocarbures au cours du temps, il est alors possibles de calculer le volume des hydrocarbures en place dans les niveaux de roche-mère. En se fixant un taux de récupération, souvent par analogie avec un autre bassin quand la production n'a pas commencé, on peut avoir une estimation des ressources techniquement récupérables. (Figure 36)

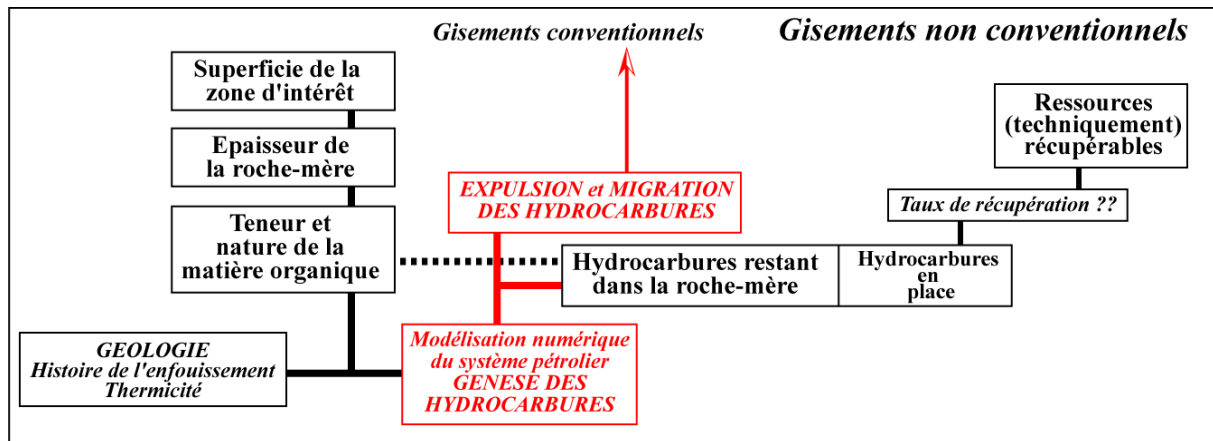


Figure 36 - Calcul des ressources techniquement récupérables.

Ce schéma théorique s'adapte à la qualité et à la quantité des données disponibles. Dans les bassins mal connus il s'agit d'un calcul très simple en utilisant les données disponibles.

$$RR = (S \times Ep \times (TOC \times TR)) \times \text{Taux de récupération}$$

Où **RR** = Ressources récupérables, **S** la surface de la zone d'intérêt, **Ep** l'épaisseur de la roche-mère, **TOC** la teneur en matière organique, **TR** le taux de transformation de cette matière organique en hydrocarbures

Dans des bassins où le système pétrolier a été déjà étudié du fait notamment du succès des premières phases d'exploration, des calculs sophistiqués utilisant des modélisations numériques 2D ou 3D s'appuyant sur des données nombreuses et précises peuvent être utilisées pour calculer le volume des hydrocarbures restés en place dans la ou les roche-mères. Le taux de récupération quant à lui ne peut être estimé qu'après une phase d'exploration spécifique incluant de nombreux puits d'exploration en condition de production (forages horizontaux, fracturation hydraulique et test de production de longue durée).

La validité de l'estimation des ressources d'un bassin sédimentaire dépendent donc de la disponibilité et de la qualité des données qui ont pu être utilisées pour réaliser ce calcul.

Les données publiées sur les ressources mondiales sont donc sujettes à de nombreuses incertitudes. L'USEIA [31] en Juin 2013 a publié une deuxième version de son estimation mondiale des ressources en pétrole et gaz de schiste. Ces estimations, portant sur 41 pays et 137 bassins sédimentaires, peuvent être sujettes à discussion mais la méthode d'évaluation est la même sur l'ensemble des bassins sédimentaires et les données retenues pour le calcul sont clairement précisées.

7.2 L'évaluation des ressources mondiales en gaz de schiste

Les estimations de ressources récupérables mondiales de gaz de schiste « humides » (incluant l'éthane et le propane) sont de de l'ordre de 250 000 milliards de m³ ce qui est plus élevé que les réserves prouvées de gaz naturel estimées par BP [3] à 187 000 milliards de m³. Même si toutes ces ressources récupérables ne se transformeront pas en réserves cette valeur est cependant considérable.(Figure 37)

Les pays qui auraient les ressources récupérables les plus importantes sont :

- La **Chine** (39 400 milliards de m³) notamment les bassins paléozoïques du Tarim, du Sichuan et de l'Ordos.
- **L'Argentine** (28 300 milliards de m³) avec le bassin du Neuquen et le bassin de Magellan en Patagonie.
- **L'Algérie** (25 000 milliards de m³) avec de très importantes ressources dans les bassins paléozoïques de Ghadames/Berkine, D'Illizi, de Timimoun et d'Ahnet.
- Les **USA** avec plus 23 500 milliards de m³ n'arriveraient qu'en quatrième position.

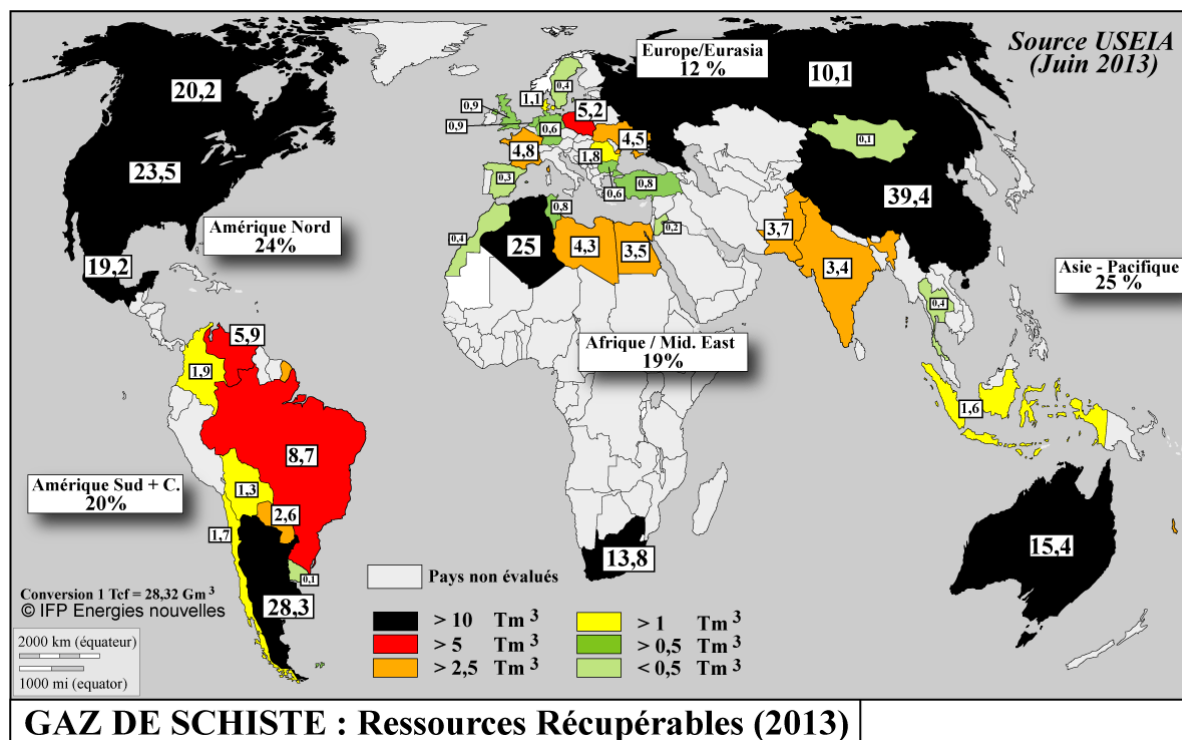


Figure 37 - Carte des ressources récupérables en gaz de schiste (USEIA,2013). Avec 1 Tcf = 10¹² cubic feet et 1 Tm³ = 10¹² m³ – 1 Gm³ = 10⁹ m³

7.3 L'évaluation des ressources mondiales en pétrole de schiste

L'estimation des ressources de pétrole de schiste est encore plus récente que celle pour les gaz de schiste, de nombreux bassins sédimentaires et de nombreux pays n'ont pas encore été évalués. Cela explique que l'estimation des ressources récupérables de pétrole de schiste soit encore relativement modeste avec une valeur de 345 milliards de barils ce qui ne représente que 21% des réserves prouvées. Parmi les pays présentant le potentiel le plus prometteur on trouve

- La **Russie** où le gigantesque bassin de Sibérie occidentale déjà très prolifique en hydrocarbures conventionnels pourraient receler plus de 75 milliards de barils de pétrole de schiste dans une roche-mère de très grande qualité, la formation Bazhenof. Ce bassin pourrait à lui seul permettre à la Russie d'être le pays le plus prometteur pour le pétrole de schiste.
- Les **USA** arrivent en seconde position avec 58 milliards de barils notamment dans le bassin de Williston dans le Dakota du nord et le Montana et au Texas.
- La **Chine** avec les bordures des bassins paléozoïques du Tarim et du Jungar mais aussi les bassins mésozoïques du Songliao détiendrait plus de 32 milliards de barils de ressources récupérables.
- L'**Argentine**, grâce aux bassins du Neuquen et de Magellan, possède d'excellentes roche-mères dont la maturité est compatible avec toute la gamme des hydrocarbures de roche-mère depuis le gaz de schiste dans les zones les plus enfouies jusqu'au pétrole de schiste dans les zones moins matures. Les ressources sont estimées à 27 milliards de barils et d'importantes découvertes ont déjà été réalisées dans le bassin du Neuquen.

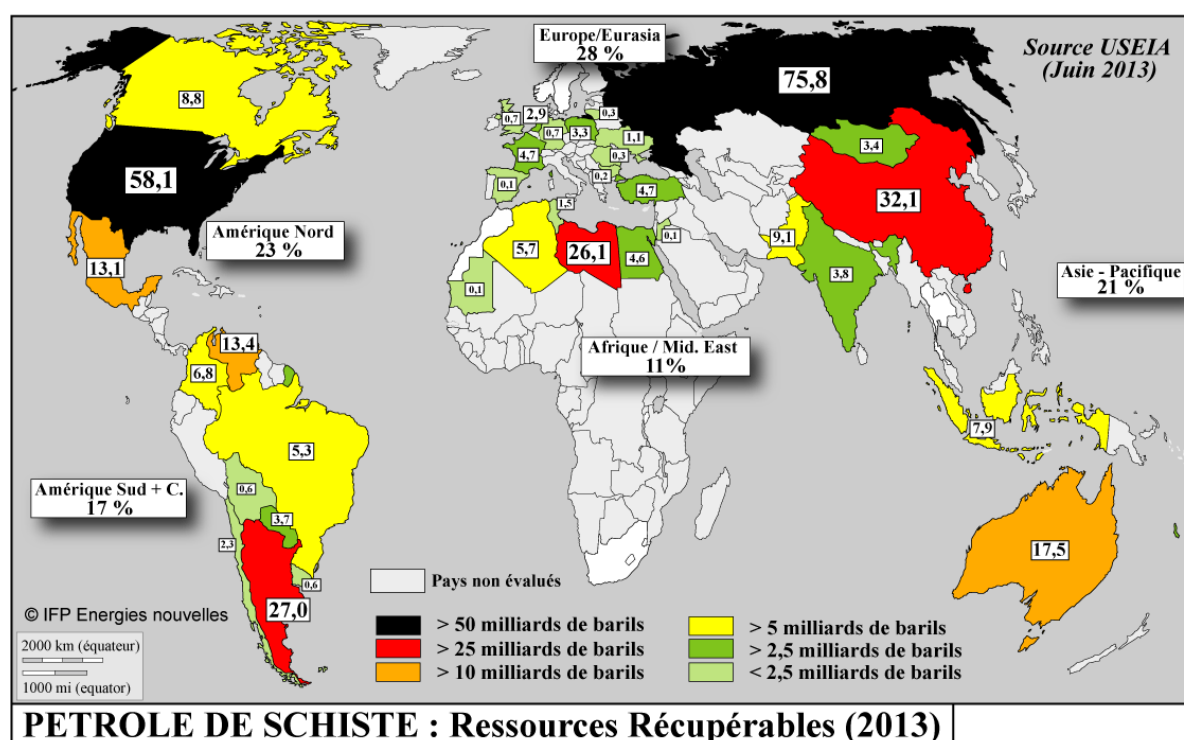


Figure 38 - Carte des ressources récupérables en pétrole de schiste (USEIA, 2013)

Ces cartes montrent une répartition des ressources en hydrocarbures de roche-mère différentes de celles des réserves de pétrole « conventionnels » même si la distinction entre les deux types de ressources devient de plus en plus floue puisque c'est le Venezuela (avec ses huiles lourdes et extra-lourdes considérées toujours comme des hydrocarbures non conventionnels) qui possède les premières réserves mondiales devant l'Arabie Saoudite et le Canada et ses sables bitumineux eux aussi non conventionnels.

Il faut garder à l'esprit que ce sont tout d'abord les pays qui n'avaient pas de ressources conventionnelles ou dont les ressources conventionnelles étaient sur le déclin (comme les USA ou l'Argentine) qui se sont les premiers intéressés aux hydrocarbures de roche-mère. Ce n'est que très récemment que la Russie a commencé à évaluer son potentiel et nombre de bassins russes n'ont pas été encore

évalués. Des zones entières, comme le Moyen Orient, pourtant une des zones les plus riches en hydrocarbures n'ont pas commencé leur évaluation. Ce n'est que dans quelques années que la carte des ressources récupérables sera réellement représentative de la réalité géologique.

7.4 Le potentiel en hydrocarbures de roche-mère des bassins sédimentaires français.

La France n'a jamais été un pays pétrolier ou gazier même si le gisement de pétrole de Pechelbronn en Alsace fut l'un des premiers dans le monde à être exploité dès 1740 et si le gisement de gaz de Lacq découvert en 1951 fut considéré à l'époque comme un géant. Avec une production totale de près de 250 milliards de m³ jusqu'en 2013, il a contribué à l'essor de l'utilisation du gaz en France. La production d'hydrocarbures sur le sol français se poursuit encore mais ne représente que 1 à 2% de notre consommation. [33]

Dans les bassins sédimentaires français de nombreux systèmes pétroliers et gaziers ont été mis en évidence au cours des différentes phases d'exploration, plusieurs bassins sédimentaires français présentent des roche-mères susceptibles de devenir des cibles d'exploration pour les hydrocarbures de roche-mère (Figure 39)

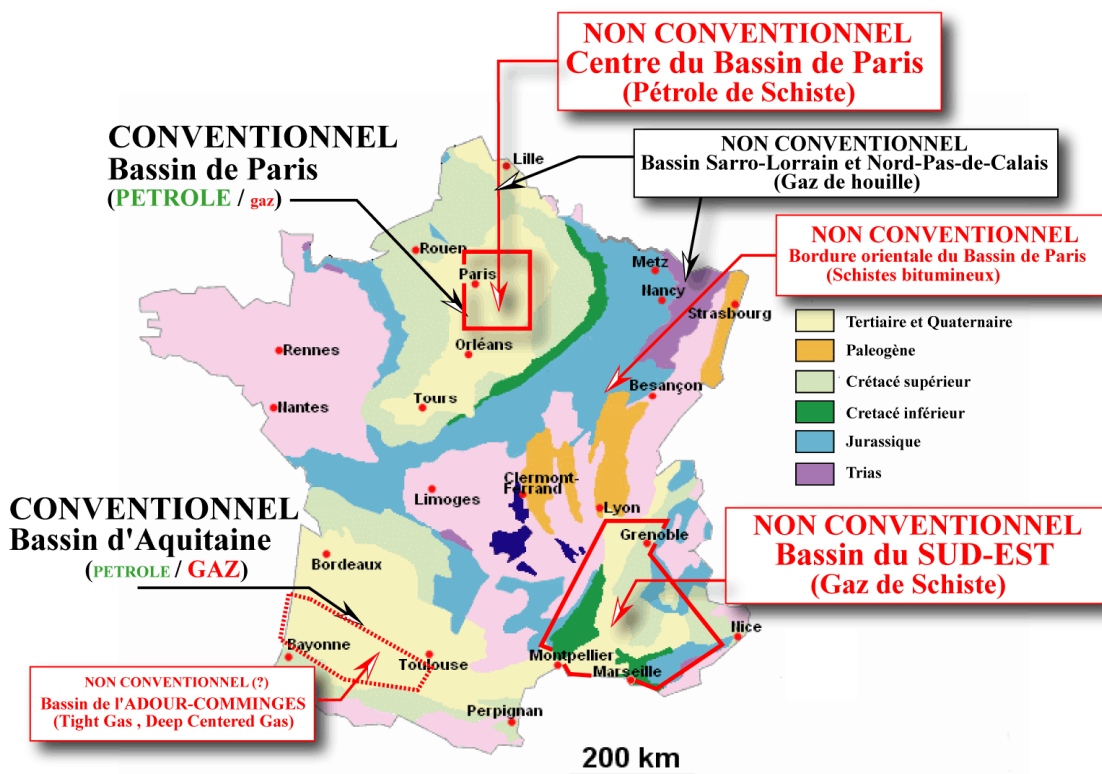


Figure 39 - Les hydrocarbures de roche-mère dans les bassins sédimentaires français.

7.4.1 Les bassins paléozoïques.

Dans les bassins du Paléozoïque riches en charbons le gaz de houille peut faire l'objet d'une production à partir des mines abandonnées (c'est le cas du bassin

du Nord-Pas-de-Calais où il est exploité depuis les années 1970). Il est possible d'envisager une exploitation du gaz de houille (Coalbed Methane) à partir des zones où les charbons n'ont pas été exploités en galeries par des forages horizontaux recoupant sur de grandes distances les veines de charbons. Plusieurs permis d'exploration sont en cours dans le bassin sarro-lorrain ainsi que dans le bassin Nord-Pas-de-Calais.

7.4.2 Les bassins mésozoïques

Les premières phases d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures conventionnels depuis les années 1950 ont permis de mettre en évidence d'excellents niveaux de roche-mères dans les séries du Lias supérieur (« schistes cartons ») notamment dans le bassin de Paris et le bassin du Sud-Est.

- Le bassin de Paris : Dans le Lias supérieur 3 niveaux de roche-mères ont été reconnues et les données acquises sur ses niveaux ont permis de jeter les bases de la géochimie pétrolière moderne. [34]. Ces roche-mères ont produits les hydrocarbures liquides qui sont actuellement produits dans les réservoirs du Jurassique moyen et du Trias (Figure 40).

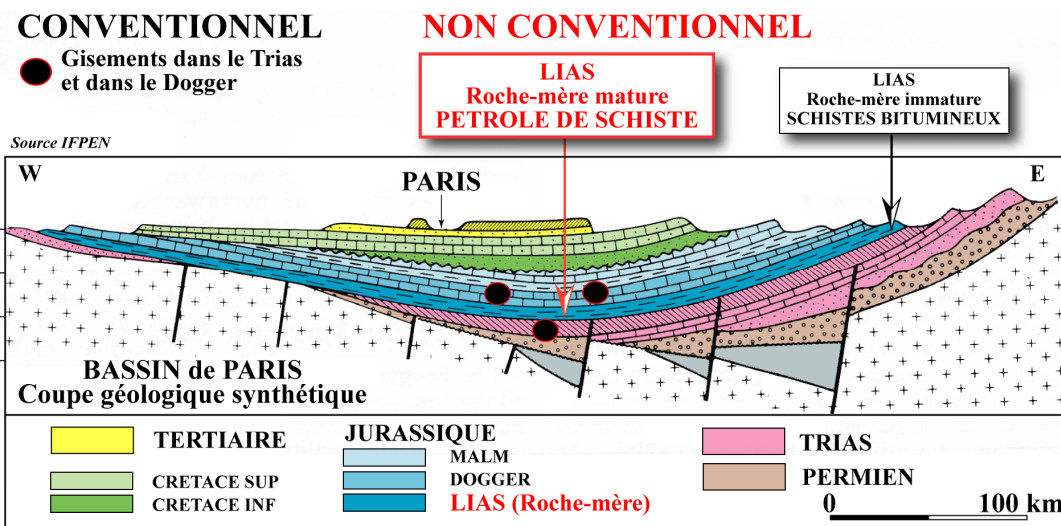


Figure 40 - Coupe schématique au travers du bassin de Paris . Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.

Les niveaux de roche-mères liasiques sont dans la fenêtre à huile et une partie des hydrocarbures générés est restée piégé dans ces roches-mères. A partir d'une modélisation numérique à l'échelle du bassin de Paris reprenant toutes les données disponibles sur la zone, Monticone et al. [35] estiment que le volume de ce pétrole de schiste est de 16 milliards de barils. Pour connaître la part de ces hydrocarbures pouvant être techniquement et économiquement récupérés, il serait indispensable de réaliser des forages d'exploration dans des conditions identiques à celles de la production.

- Le bassin du Sud-Est : Le bassin du Sud-Est est un bassin intracratonique complexe qui est héritée de plusieurs phases tectoniques distensives puis compressives. La distension mésozoïque aboutit à l'élaboration d'une marge

passive (marge ardéchoise et cévenole) qui s'ouvre en direction du domaine franchement marin de la mer alpine. Sur cette marge et dans le bassin vocontien se déposent d'épaisses séries sédimentaires pouvant atteindre plus de 8 kilomètres dans le centre du bassin vocontien. (Figure 41).

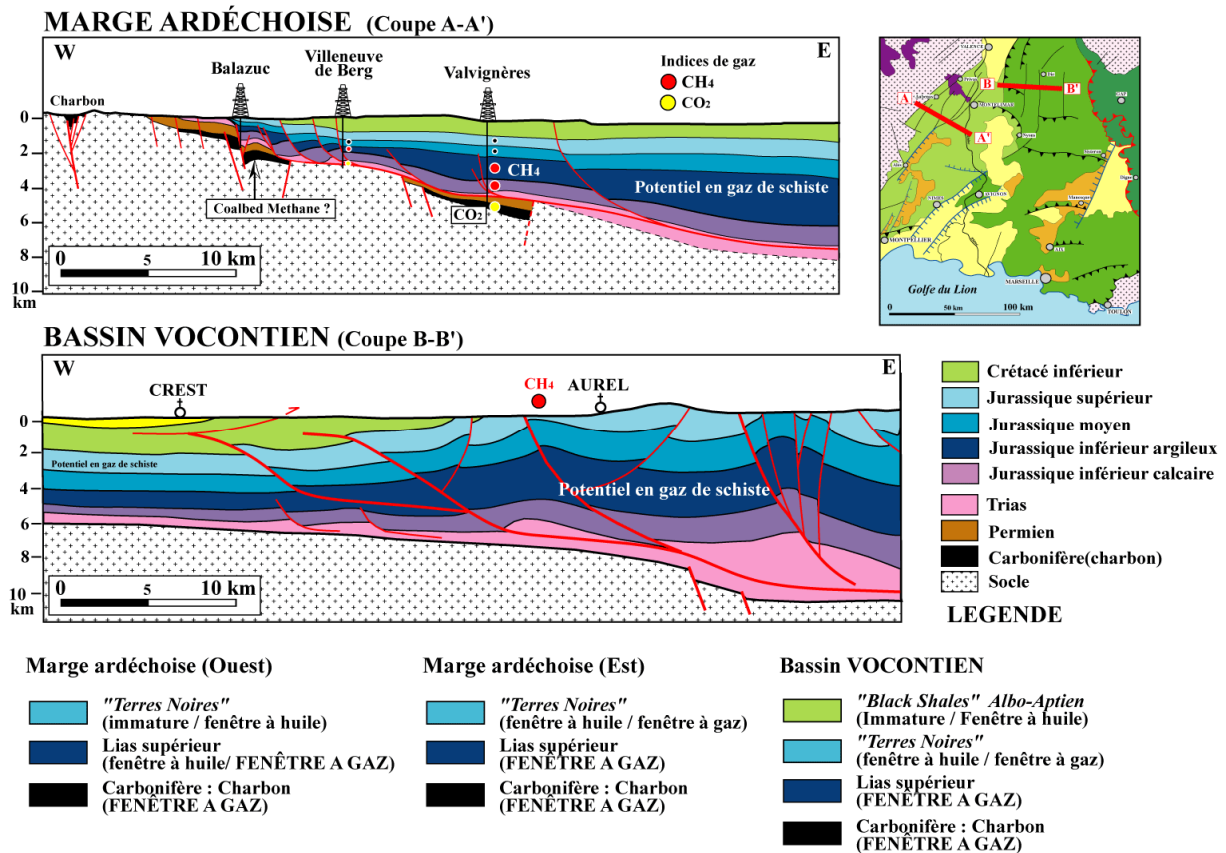


Figure 41 - Coupe schématique au travers du bassin du Sud-Est.

Dans les séries du Jurassique, 2 niveaux de roche-mères ont été mises en évidence :

- ✓ Des niveaux riches en matière organique dans le Lias supérieur correspondant aux « schistes cartons » du bassin de Paris. Du fait de l'importance de l'enfouissement de ces roche-mères, elle est dans la fenêtre à gaz et pourrait constituer un objectif pour l'exploration de gaz de schiste.
- ✓ Des niveaux dans le Jurassique supérieur (« Terres Noires ») qui moins enfouies se situent suivant la localisation dans le bassin dans la fenêtre à huile ou la fenêtre à gaz.

Ces séries sont affectées par les phases tectoniques pyrénéennes puis alpines. Contrairement au bassin de Paris ou au bassin d'Aquitaine, les premières phases d'exploration pétrolières n'ont pas mis en évidence de gisements d'hydrocarbures, le nombre de puits est donc réduit (une cinquantaine) et les connaissances acquises sur les systèmes pétroliers beaucoup moins fines.

La célèbre « Fontaine Ardente » du Gua dans les Terres Noires (Figure 42) est l'illustration de la présence pérenne de venues de gaz elle est déjà décrite par Saint Augustin au IV^e siècle dans son « Traité de la Cité de Dieu » comme la manifestation de la toute-puissance du Seigneur.



Figure 42 - La Fontaine Ardente du Gua (sud de Grenoble).

Les données dont nous disposons permettent d'affirmer que les roche-mères liasiques et dans une moindre part, les argiles du Jurassique supérieur pourraient être des objectifs d'exploration pour les gaz de schistes. Cependant une évaluation de ces ressources potentielles ne pourra être faite qu'après une longue phase d'exploration incluant des puits réalisés en condition de production.

Conclusions : Les hydrocarbures de roche-mère : Evolution ou révolution ?

L'irruption sur le devant de la scène des hydrocarbures non conventionnels et plus particulièrement des hydrocarbures de roche-mère a fait que ce sujet a largement dépassé le simple cadre technique ou même énergétique pour devenir un véritable sujet de société. S'agit-il d'une évolution ou d'une révolution ?

Evolution

Depuis que la notion de système pétrolier a été développée mais surtout popularisée dans le monde de l'exploration pétrolière par la parution de l'ouvrage de Leslie B. Magoon « *The Petroleum System : From Source to Trap* » [36], au début des années 1980, la nature et la qualité de la roche-mère apparaissent comme des facteurs clé dans la valeur d'un système pétrolier. Mais la roche-mère n'est considérée que comme un des « ingrédients » nécessaire à la réalisation de la recette qui aboutit à un gisement.

Dans le cas des hydrocarbures de roche-mère, cette dernière est placée au centre du système pétrolier, elle devient l'objectif de l'exploration puis de la production. Dans certains cas même, la roche-mère constitue un système pétrolier à elle seule. C'est tout à la fois la roche qui génère les hydrocarbures, celle qui les contient (jouant le rôle de « réservoir ») et qui par son imperméabilité joue le rôle d'une couverture. Les hydrocarbures étant diffus dans la roche-mère et non plus concentrés comme dans le cas des gisements conventionnels, la notion de « pièges » n'a plus de raison d'être. Tous les cas de figures intermédiaires peuvent exister entre des hydrocarbures de roche-mères au sens strict et des gisements plus conventionnels – c'est notamment le cas quand des niveaux contenant une certaine porosité (« *tight reservoirs* ») qui sont interstratifiés avec la roche-mère. Il s'agit donc plus, pour l'explorateur, d'une évolution que d'une véritable révolution.

La production de ces hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) résulte de l'amélioration de techniques déjà existantes depuis de très nombreuses

années : les premières fracturations hydrauliques datent de la fin des années 1940 et les forages déviés ou horizontaux sont des techniques employées systématiquement dans les gisements de l'offshore profond où le nombre de plate-forme de production sont limitées. Du fait du nombre très important de forages à réaliser pour une production significative d'hydrocarbures de roche-mères, les évolutions de ces techniques (et notamment celle de la fracturation hydraulique) ont été particulièrement rapides ces dernières années. Cette évolution s'est traduite par des architectures de puits et de complétions de plus en plus sophistiquées mais aussi par une caractérisation de plus en plus fine de la nature du sous-sol par l'utilisation plus systématique de mesures sismiques de plus en plus sophistiquées permettant de définir les zones présentant le potentiel le plus important. Cette « course technologique » se traduit par des coûts opérationnels plus importants qui ont été largement compensés par une très forte augmentation de la productivité des puits. Pour le producteur aussi, la production en grande quantité des hydrocarbures de roche-mère représente plus une évolution rapide qu'une véritable révolution.

Révolution

Alors comment expliquer que la production des hydrocarbures de roche-mères soient ressenties par la majorité de l'opinion comme une véritable révolution ? Si les causes sont certainement multiples et complexes, on peut cependant proposer quelques pistes de réflexion.

- Depuis le début des années 1990, les questions énergétiques sont abordées dans nos pays principalement sous un aspect environnemental et plus particulièrement sous l'aspect du changement climatique. Le changement climatique, avéré depuis de nombreuses années, apparaît alors comme un problème qui ne peut être résolu qu'en diminuant les rejets de CO₂ dans l'atmosphère provenant de la combustion des énergies fossiles. Ce déclin des énergies fossiles est donc acté dans les esprits et d'autant plus facilement admis qu'il est censé coïncider avec un épuisement rapide de la ressource (le fameux « peak-oil »). L'irruption d'une « nouvelle » ressource fossile alors que la transition énergétique vers des énergies décarbonées est affichée comme un objectif prioritaire apparaît dès lors au mieux comme un combat d'arrière-garde au pire comme un non-sens.
- Alors que l'énergie occupe une place centrale dans notre civilisation et que son libre accès constitue un des marqueurs des pays développés, son mode de production est souvent mal connu. C'est aussi vrai pour les hydrocarbures que l'on produit pourtant de façon massive depuis plus de 60 ans. Les techniques d'extraction, les mesures de sécurité et la prise en compte des risques associés ne sont pas connues du grand public. L'apparition des hydrocarbures de roche-mère et la mise sur le devant de la scène de techniques pourtant utilisées depuis fort longtemps dans l'extraction du pétrole conventionnel apparaissent alors comme une source de risques.
- Les deux premiers items auraient dû inciter les opérateurs pétroliers à expliquer la nature des travaux qu'ils allaient entreprendre avant même que les permis d'exploration n'aient été demandés. Ce manque d'explication avant même que le public ne s'empare de ce sujet aurait peut-être permis d'avoir une réflexion plus sereine où les problèmes avérés de l'exploitation massive des hydrocarbures de roche-mère auraient pu être spontanément abordés au même titre que les avantages qu'on pouvait attendre d'une telle production. Faute de cette indispensable étape, l'attribution de permis d'exploration (qui n'implique nullement une découverte !) a été très négativement ressentie par

la population locale. Très rapidement l'aspect passionnel et émotionnel a pris le pas sur une analyse rationnelle des avantages et des risques à explorer et éventuellement produire ce type de ressources.

Si on peut regretter que le débat sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère n'ait finalement jamais eu lieu en France, il a cependant permis de remettre sur le devant de la scène la question centrale de l'énergie. Tout le monde s'accorde à penser que la demande en énergie mondiale va croître au moins durant les 25 prochaines années du fait de l'augmentation de la population mondiale et du développement des pays émergents. Chaque pays a cependant une vision particulière de l'énergie suivant des critères qui lui sont propres mais qu'on peut classer en 3 grandes catégories :

- Pour la plupart des pays émergents une énergie abondante, disponible et peu chère est synonyme de développement économique
- Pour d'autres pays, l'accès à une énergie extraite ou produite dans le pays est un gage d'indépendance énergétique et si cette énergie n'est pas chère un atout pour la compétitivité économique, c'est notamment le cas des USA.

Pour ces deux premières catégories de pays, une énergie produite localement, peu chère est donc un atout certain, la prospection et le développement éventuel des hydrocarbures de roche-mère s'intègre bien dans leur mix énergétique.

- Enfin pour de nombreux pays notamment les pays européens, le mix énergétique doit répondre aux critères de transition énergétique compatibles avec une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Or dans ces pays, il est communément admis que cette transition énergétique est incompatible avec la production d'énergies fossiles et donc le développement de nouveaux gisements d'hydrocarbures. Or, même dans les scénarios les plus ambitieux en terme de réduction de la consommation d'énergie fossiles comme en France le scénario Négawatt [37], la consommation de gaz à l'horizon 2030 est identique à celle de 2010. Ce gaz, nécessairement consommé il faudra l'importer ou le produire sur place. Il n'existe donc pas d'incompatibilité entre la production d'hydrocarbures quels qu'en soit la nature et le mode de production et la réussite de la transition énergétique.

La production d'énergie sera certainement le défi majeur du XXI^{ème} siècle, c'est le dénominateur commun de toutes les activités humaines. Si le mix énergétique mondial reste à définir, il est évident que les modes de consommation et les modes de production devront être très différents de ce que nous avons connu durant ces dernières décennies.

Glossaire

Système pétrolier (*petroleum system*) : On appelle système pétrolier l'ensemble des conditions géologiques qu'il faut réunir pour que l'existence d'un gisement d'hydrocarbures (liquides ou gazeux) soit possible. Dans le cas d'un gisement conventionnel, il faut réunir dans une même partie d'un bassin sédimentaire une roche riche en matière organique (la roche-mère), une roche poreuse et perméable

dans laquelle les hydrocarbures vont se stocker (le réservoir), une roche imperméable (la couverture) qui empêche les hydrocarbures de migrer jusqu'à la surface et un piège structural dans lesquels les hydrocarbures se concentrent pour former le gisement. Cette nécessaire conjonction de facteurs favorables explique la rareté des gisements.

Dans le cas des hydrocarbures de roche-mère, la roche-mère est un système pétrolier à elle toute seule.

Pétrole et gaz de schiste (*shale oil, tight light oil shale gas*) Ce sont tous les hydrocarbures générés dans la roche-mère qui n'ont pas été expulsés au cours des temps géologiques. Cette valeur est très variable suivant l'histoire géologique

Carbone Organique Total (*Total Organic Carbon*) : C'est le pourcentage (exprimé en poids) de matière organique mesuré dans la roche. Plus cette valeur est élevée, plus la roche-mère pourra générer des hydrocarbures. On considère une roche comme roche-mère si cette valeur est supérieure à 1%. Au-delà de 3% il s'agit d'une bonne roche-mère et de 5% une excellente roche-mère.

Fracturation hydraulique (*Hydraulic fracturation or « fracking »*) : Cette technique consiste à injecter sous forte pression un fluide (généralement de l'eau mais cela peut être aussi un autre fluide comme le CO₂ ou le propane) pour rouvrir des fractures existantes ou en créer de nouvelles afin de permettre l'écoulement des hydrocarbures depuis la roche-mère vers le puits de production

Ressources et réserves

Hydrocarbures en place (*oil or gas in place*) : C'est la quantité totale d'hydrocarbures qui est dans la roche considérée. Cette valeur est fournie par le géologue suite à une découverte.

Ressources techniquement récupérables (*Technically Recoverable Resource*) : C'est le volume des hydrocarbures qu'il est techniquement possible de récupérer. En toute rigueur il faudrait préciser les techniques utilisées pour les produire. Cette valeur, contrairement aux hydrocarbures en place dépend des avancées technologiques

Ressources économiquement récupérables : Ce sont les ressources techniquement récupérables à un coût compatible avec le prix de vente des produits extraits. Cette valeur fluctue donc en fonction du prix des hydrocarbures. Plus le prix de vente est élevé, plus le volume économiquement récupérable est important.

Réserves prouvées (*proved reserves*) : Ce sont les volumes d'hydrocarbures économiquement récupérables dans les gisements exploités ou en passe de l'être (investissements de développement et autorisation de production acquis).

Bien que la définition des ressources et des réserves fassent l'objet de définitions précises [38], il existe un certain flou dans les chiffres publiés.

Hydrocarbures de roche-mère

Hydrocarbon source-rock

par **Roland VIALLY**

Ingénieur de Recherche

IFP Energies nouvelles (Direction GEOSCIENCES, Rueil-Malmaison, France)

Sources bibliographiques

- [1] - World Energy Outlook (2010), International Energy Agency
- [2] - World Energy Outlook (2012), International Energy Agency
- [3] - BP Statistical Review of World Energy (June 2013) - http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- [4] - M.King HUBBERT (1956) - Nuclear Energy and the Fossil Fuels – Drilling and Production Practice (American Petroleum Institute, 1956).
- [5] - G. HUREAU et R. VIALLY (2014) – Le renouvellement GUA (des réserves de pétrole et de gaz – Fiche Panorama 2013 – <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2014>
- [6] - R. VIALLY (2012) – Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ? – Fiche Panorama 2012 – <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2014>
- [7] – I. WEST (2013) – Kimmeridge Bay – Geology of the Wessex Coast . Geological field guide. www.southampton.ac.uk/~imw/Kimmeridge-Bay.html
- [8] – I. WEST (2013) – Kimmeridge – The Blackstone – Oil Shale at Clavell’s Hard, Kimmeridge, Dorset. www.southampton.ac.uk/~imw/Kimmeridge-Oil-Shale.html
- [9] – M. CURTIS, R.AMBROSE, C.SANDERGELD, C.RAI (2011) – Investigation the Microstructure of Gas Shales by FIB/SEM Tomography & STEM Imaging. <http://www.ogs.ou.edu/MEETINGS/Presentations/ShalesMoving2011/CurtisMicro.pdf>
- [10] – M. CURTIS (2013) – Influence of Thermal Maturity on Organic Shale Microstructure - <http://www.ogs.ou.edu/MEETINGS/Presentations/2013Shale/2013ShaleCurtis.pdf>
- [11] – R. VIALLY, G. MAISONNIER, T. ROUAUD (2013) - Hydrocarbures de roche-mère – Etat des lieux. <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/etudes-disponibles>
- [12] – J.D. HUGHES (2013) – Drill, baby, drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance ? – Post Carbon Institute. <http://www.postcarbon.org/drill-baby-drill/>
- [13] – Site internet de la société Halliburton http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/CleanSuite_Technologies.html
- [14] – La réglementation REACH http://fr.wikipedia.org/wiki/Enregistrement,_%C3%A9valuation_et_autorisation_des_produits_chimiques
- [15] – Réglementation REACH sur le site du ministère de l’Ecologie, du Développement Durable et de l’Energie. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/REACH,30375.html>

- [16] – M. ZOBACK, S.KITASEI, B.COPITHORNE (2010). Addressing the Environmental Risks from shale Gas Development. Worldwatch Institute. Natural gas and sustainable energy initiative. <http://www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf>
- [17] – Shale gas extraction in the UK : A review of hydraulic fracturing – The Royal society and Royal Academy of engineering. http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Shale_Gas.pdf
- [18]. – Modern Shale Gas Development in the United States : A primer (2009). U.S. Department of energy. Office of Fossil Energy National energy Technology Laboratory. <http://energy.gov/fe/downloads/modern-shale-gas-development-united-states-primer>
- [19]. – BRGM – IFPEN – INERIS (2011) – Maîtrise des impacts et risques liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Note_GHRM_Maitrise_des_risques_et_impacts.pdf
- [20]. – ANCRE (2012) – Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches-mères. http://www.allianceenergie.fr/iso_album/ancre_rapport_ghrm_%5B2012-07-20%5D.pdf
- [21]. – OPESCT (2013) – Rapport final sur le gaz de schiste. http://www.senat.fr/fileadmin/Fichiers/Images/opepst/Rapport_final_gaz_schiste.pdf
- [22]. – Site de la compagnie GASFRAC - <http://www.gasfrac.com/>
- [23]. – Operation Plowshare - http://en.wikipedia.org/wiki/Operation_Plowshare
- [24]. – Project Gasbuggy –Gas stimulation production with nuclear weapon - http://en.wikipedia.org/wiki/Project_Gasbuggy
- [25]. – IFRI (2013) – Sylvie Cornot-Gandolphe - Impact du développement des gaz de schistes aux Etats-Unis sur la pétrochimie européenne. <http://www.ifri.org/?page=detail-contribution&id=7874>
- [26]. – American Chemistry Council (ACC) (2013). Shale gas, competitiveness and new US chemical industry investment: an analysis based on announced projects, May 2013. <http://chemistrytoenergy.com/sites/chemistrytoenergy.com/files/shale-gas-full-study.pdf>
- [27]. – IHS (2012) – The Economic and employment Contributions of Unconventional Gas Development in State Economies http://www.anga.us/media/content/F7D4500D-DD3A-1073-DA3480BE3CA41595/files/state_unconv_gas_economic_contribution.pdf
- [28]. – IDDRI (2014) - Unconventional wisdom: an economic analysis of US shale gas and implications for the EU – Homas Spencer, Oliver Sartor, Mathilde Mathieu.. <http://www.iddri.org/Publications/Unconventional-wisdom-an-economic-analysis-of-US-shale-gas-and-implications-for-the-EU>
- [29]. – IFPEN (2014) – Panorama énergétique mondial 2013 : Analyses et impacts – O.APPERT - <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/actualites/evenements/nous-organisons/panorama-2014>
- [30]. – USEIA (2014) – Annual Energy Outlook 2014 : Early Release reference Case – H. Gruenspecht - http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/energy/AEO2014%20Early%20Release%20Presentation_CGEP%2812-18-13%29.pdf
- [31]. – USEIA/ARI (2013) - EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment http://www.adv-res.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf
- [32]. – USGS (2012) – Map of Assessed Shale Gas in the United States, 2012 - http://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-z/DDS-69-Z_pamphlet.pdf
- [33]. – Les publications et les statistiques du BEPH (Bureau exploration-production des hydrocarbures). Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-publications-et-les.html>
- [34]. – Géochimie organique du bassin de Paris (1987). Espitalié, J., Marquis, F., Sage, L., et Barsony, I. Oil & Gas Science and Technology – Volume 42, Numéro 3, Mai-Juin 1987.

- [35]. – Shale Oil Potential of the Paris Basin, France . Monticone B., Duval, M., Knispel, R., Wojciak,P.,(2012).http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/10384monticone/ndx_monticone.pdf
- [36] – The Petroleum System : From Source to Trap – L.B.Magoon . American Association of Petroleum geologists (AAPG) Memoir 60.
- [37] – Scénario négaWatt 2011 (mise à jour juillet 2013)
http://www.negawatt.org/telechargement/SnW11/Scenario-negaWatt-2011_Dossier-de-synthese.pdf
- [38] – Petroleum Resources Classification System and Définitions – Society of Petroleum engineers (SPE) (2000). <http://www.world-petroleum.org/docs/docs/Petroleum%20Resources%20Classification%20System%20and%20Definitionsdoc2.doc>