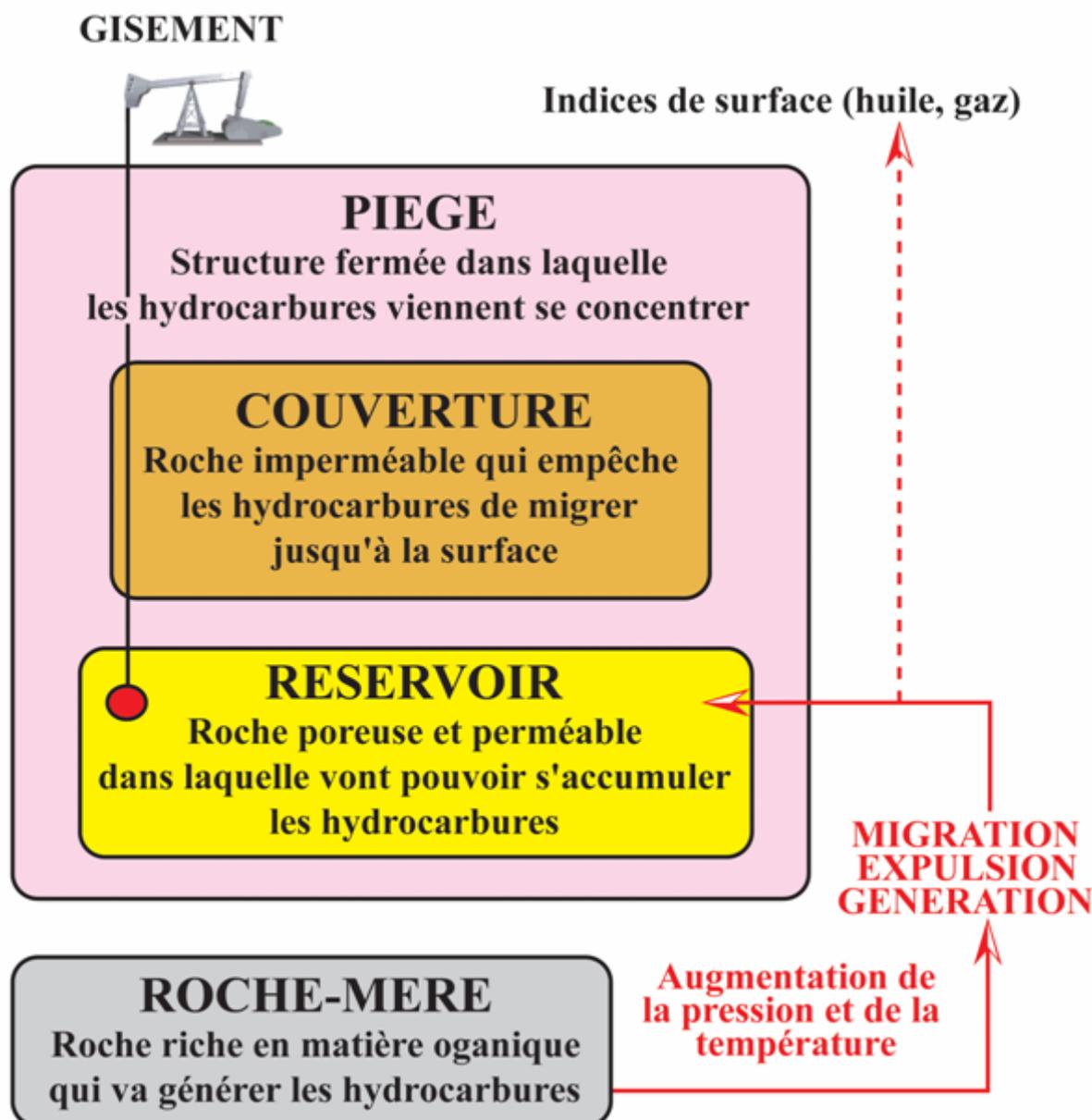


HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS

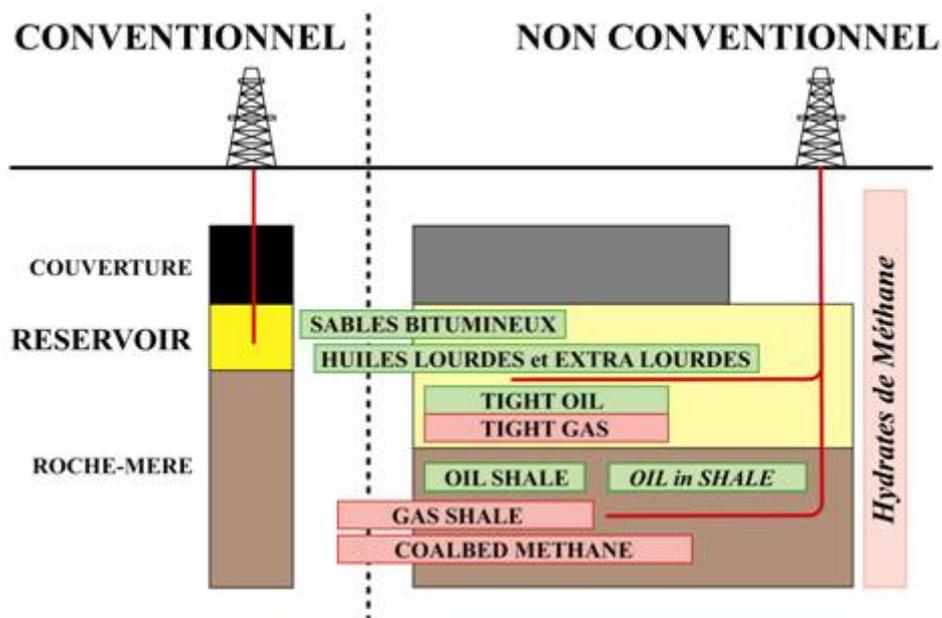
Qu'appelle t'on hydrocarbures non conventionnels ?

Que ce soit une production d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels, il s'agit des mêmes types d'hydrocarbures. Ces hydrocarbures proviennent de la transformation d'une roche riche en matière organique (la roche-mère) par augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques.

Dans le cas d'un gisement conventionnel, les hydrocarbures ainsi formés se déplacent en direction d'une roche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle ils s'accumulent. On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés. C'est dans cette couche que l'on va produire le gaz en réalisant un ou plusieurs forages.



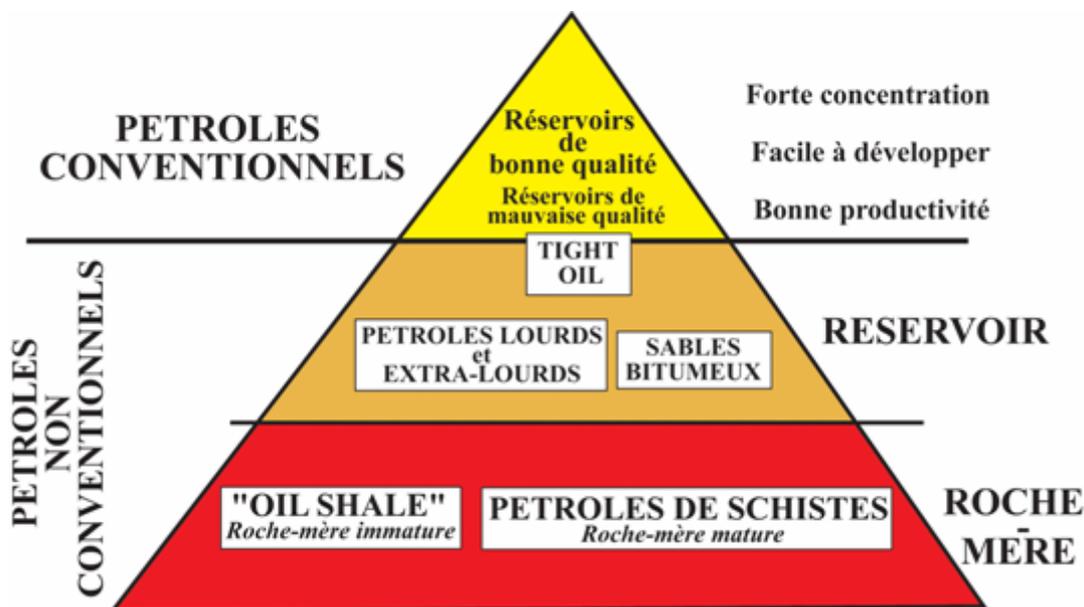
Dans le cas des gisements non conventionnels, les hydrocarbures se situent dans de très mauvais réservoirs ou même restent piégés dans la roche-mère. Les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.



On peut donc proposer la définition suivante : "Les hydrocarbures non conventionnels se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale".

Quels sont les différents types d'hydrocarbures liquides non conventionnels ?

Sous ce terme générique, on trouve plusieurs types d'hydrocarbures :



1 - Les pétroles non conventionnels contenus dans un réservoir :

- Les "Tight oils"

Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans de très mauvais réservoirs.

- Les pétroles lourds ou extra-lourds



Pétrole très visqueux (Oilfield review, 2002)

Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas il s'agit d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. Les principales réserves d'huiles lourdes ou extra-lourdes se situent au Venezuela.

- Les sables bitumineux :

Sable bitumineux (l'Expansion, 2010)

Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux (voire solide) à température ambiante. Là encore on peut penser qu'il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par érosion ou par des mouvements tectoniques. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extra-lourds. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent au Canada.

2 - Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère :

- Les schistes bitumineux ou "Oil shales"



Schistes bitumineux (Wikipedia, 2011)

Il s'agit d'une roche-mère de très bonne qualité mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour transformer la matière organique en hydrocarbures. Pour "exprimer" ces hydrocarbures, il faut réaliser artificiellement ce que la nature n'a pas fait.

On exploite ces "oil shales" en carrières ou en mines puis on chauffe ces roches à fortes températures (450°C) et on recueille l'huile ainsi formée. Le rendement énergétique de ce type de pétrole non conventionnel n'est pas bon, une grande partie de l'énergie produite servant à chauffer la roche. De plus, l'impact environnemental tant sur le paysage (carrières, terrils de mines) que sur la consommation d'eau ou le rejet de gaz à effet de serre (CO₂) est important. La production de ce type de pétrole est extrêmement faible et n'a connu un développement notable que dans les périodes de crise, c'est le fameux "pétrole de guerre".

- Les pétroles de schiste (Oil in shales, shaly oil)

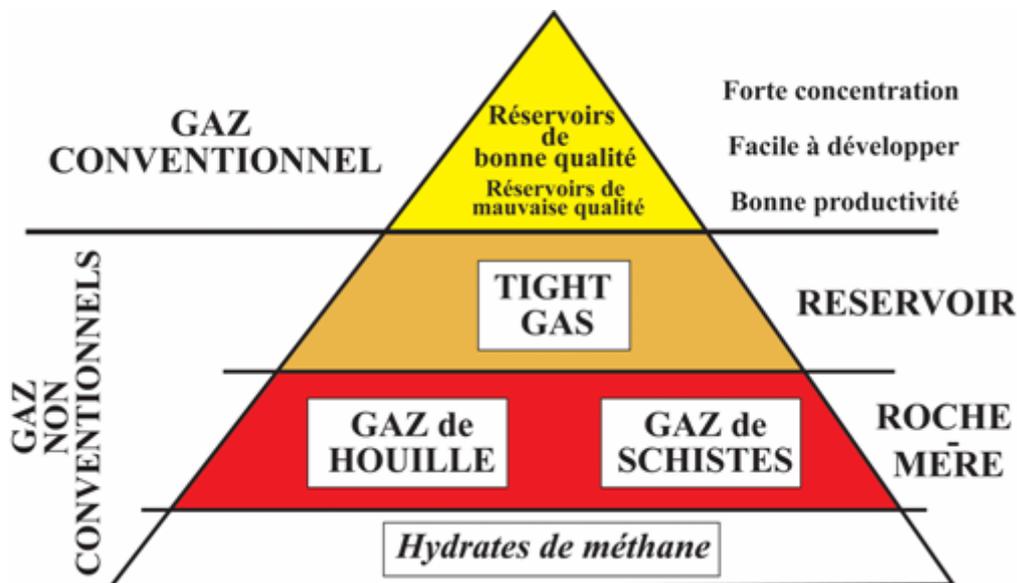
Les huiles de schiste ("oil in shales" ou "shaly oil"). Dans ce cas, l'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche-mère. L'exploitation de ces hydrocarbures liquides piégés dans un milieu non poreux et imperméable nécessite l'utilisation de forages horizontaux et de fracturation hydraulique. L'exploitation de ces huiles de schiste n'a été rendue possible que par les avancées technologiques mises au point sur les gaz de schiste. Actuellement, seul le bassin de Williston (à cheval sur les USA et le Canada) produit ce type d'hydrocarbures non conventionnels. Sa production a commencé au début des années 2000 et s'est développée très rapidement. Le succès de ce type de production a amené les compagnies pétrolières à s'intéresser à d'autres bassins sédimentaires et notamment au bassin parisien où des projets visant à forer des puits "pilotes" sont à l'étude.

Quels sont les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnels ?

Que ce soit une production de gaz conventionnel ou non conventionnel, il s'agit dans la grande majorité de méthane (CH₄). Ce méthane provient de la transformation d'une roche riche en matière organique (la roche-mère) par augmentation de la température et de la pression.

Dans le cas d'un gisement conventionnel, le gaz ainsi formé se déplace en direction d'une roche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle il s'accumule. C'est dans cette couche que l'on va produire le gaz en réalisant un ou plusieurs forages.

Dans le cas des gaz non conventionnels, le méthane est piégé dans des roches très peu poreuses et imperméables qui ne permet pas une exploitation classique.

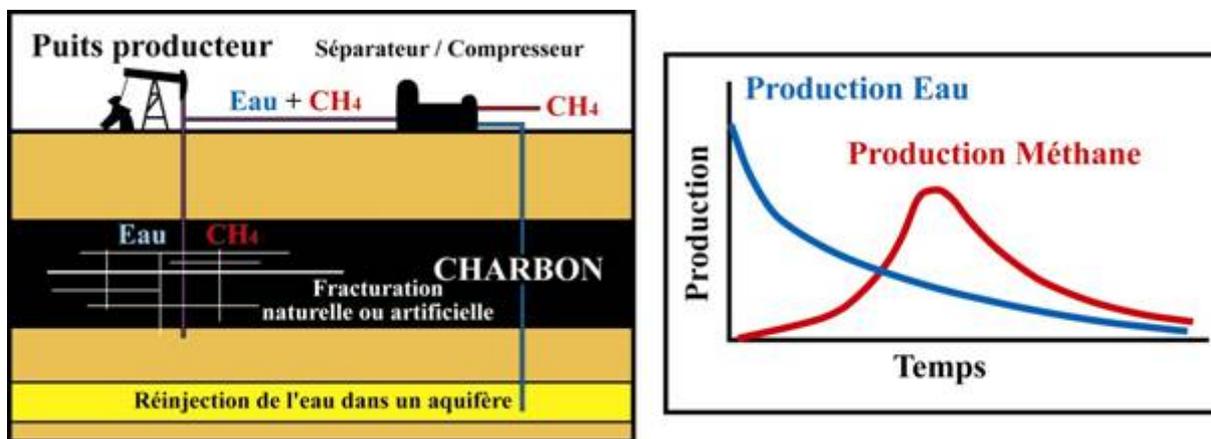


- Les "Tight Gas"

Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans de très mauvais réservoirs.

- Le gaz de houille "Coalbed Methane ou CBM".

Le gaz de houille (CoalBed Methane = CBM) est le gaz naturel adsorbé sur les charbons, c'est le fameux "grisou" tant redouté des mineurs. Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbon qui sont soit trop profondes, ou de trop mauvaise qualité pour être produites en mine. La particularité du gaz de houille réside dans le fait qu'une partie du gaz peut être contenu dans les fractures du charbon mais que la majeure partie du méthane est adsorbé sur le charbon lui-même. La quantité de méthane adsorbé dépend du "rang" du charbon, ainsi que de sa nature. Pour exprimer ce méthane adsorbé sous forme gazeuse, il faut diminuer les conditions de pression. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les charbons.



Dans un premier temps, on commence donc par produire de l'eau puis au fur et à mesure de la chute de pression on produit du gaz. Le gaz de houille est produit dans plus d'une douzaine de pays répartis dans le monde.

On peut aussi produire ce gaz de houille à partir des mines de charbon actives ou abandonnées : c'est le "Coal Mine Methane ou CMM". Dans les mines actives, cette production de méthane en avant du front de taille permet de réduire le risque des "coups de grisou" tout en limitant l'émission de méthane, gaz à fort effet de serre, dans l'air.

- Le gaz de schiste "Gas Shale"

Les gaz de schiste sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique. Ces argiles (en fait souvent un mélange d'argiles, de silts ou de carbonates) ont été fortement enfouies et ont été portées dans la fenêtre à gaz. Une grande partie de ce gaz est restée piégée dans les argiles.

Le potentiel est d'autant plus important que la roche-mère est initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant pour qu'elle ait été portée dans la fenêtre à gaz et que la composition minéralogique permette une fracturation naturelle ou artificielle efficace.

Quand les couches contenant du gaz de schiste sont portées à l'affleurement, le méthane s'exprime sous forme gazeuse créant des indices de gaz qui peuvent s'enflammer spontanément.



La Fontaine Ardente du Dauphiné (commune du Gua, Isère). Cette source de gaz naturel (méthane) est déjà mentionnée au Vème siècle par Saint Augustin.

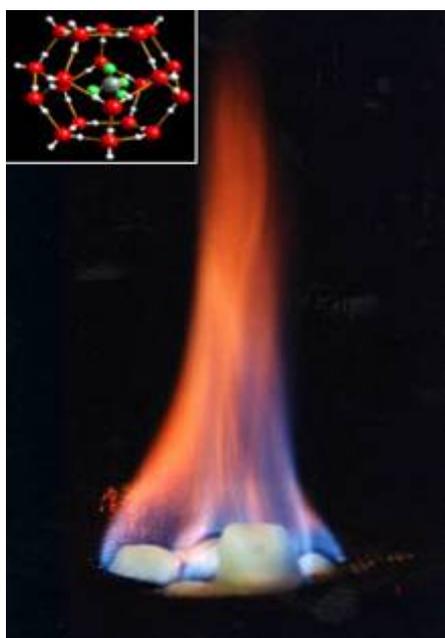
Photo Pierre Thomas

Depuis quelques années, dans les bassins sédimentaires américains, une forte activité d'exploration et de production s'est développée grâce aux améliorations techniques et à la baisse des coûts du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. Ce type de gaz non conventionnel pourrait connaître un développement dans d'autres parties du monde.

- Les hydrates de méthane (Gas hydrate)

Les hydrates de méthane sont une forme de gaz non conventionnel tout à fait différente des 3 précédentes même si là encore il s'agit de méthane. Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide.

Dans la nature, les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates, se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température – faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments du deep offshore (forte pression – température faible).



Quand les hydrates ne sont plus dans leur domaine de stabilité, ils se décomposent en eau et en méthane. Le méthane peut être enflammé, on a alors de la "glace qui brûle" (photo Wikipedia)

Les volumes de méthane en place sous forme d'hydrates dans les sédiments sont certainement considérables mais il est difficile d'en évaluer actuellement l'intérêt potentiel en termes de ressources en gaz.

Les techniques de production ont été testées lors de ces pilotes et sont au nombre de trois :

- **Dépressurisation** : on cherche à déstabiliser les hydrates de méthane en pompant l'eau aux alentours du puits. La chute locale de pression permet la dissociation des hydrates et la production d'eau et de méthane.
- **Stimulation thermique** : on injecte de la vapeur pour déstabiliser les hydrates.
- **Injection d'inhibiteurs** : on modifie la courbe de stabilité des hydrates en injectant du méthanol.

Il reste à démontrer l'intérêt économique de telles méthodes et à en mesurer l'impact sur l'environnement. Actuellement aucune production commerciale de ces hydrates n'a été entreprise.

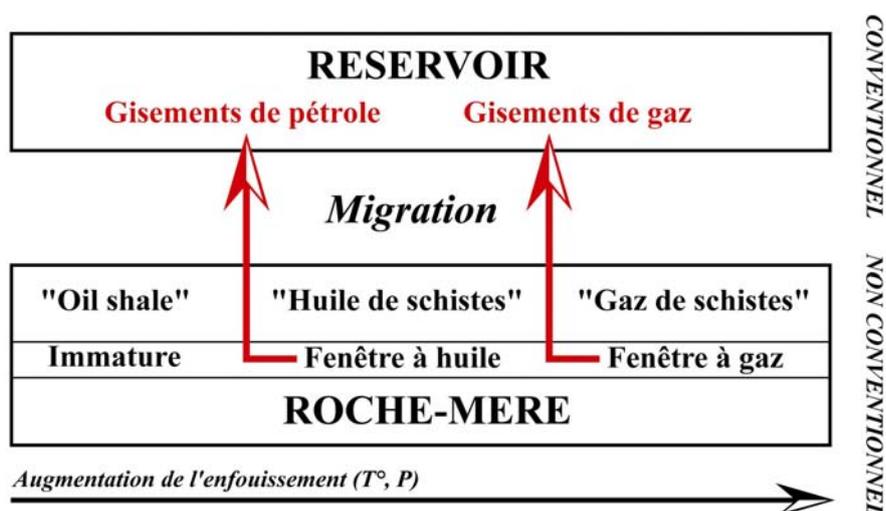
Existe-t-il une relation entre "schistes bitumineux", "huiles de schiste" et "gaz de schiste"?

Le point commun de ces trois ressources non conventionnelles est le fait que les hydrocarbures, potentiels pour les schistes bitumineux, liquides pour les huiles de schiste, gazeux pour les gaz de schiste, sont piégés dans la roche-mère. La différence entre ces 3 types ne dépend que de la maturité de la roche-mère acquise lors des temps géologiques.

Si l'enfouissement est trop faible, la matière organique ne se transforme pas en hydrocarbures, c'est le cas des schistes bitumineux (roche-mère immature).

Si l'enfouissement de la roche-mère est de l'ordre de 2000 à 3000 mètres, la roche-mère a été portée à une température suffisante pour générer du pétrole. On a alors à faire à des huiles de schiste (roche-mère dans la fenêtre à huile).

Avec un enfouissement plus important, la matière organique se transforme en pétrole puis en gaz, on a alors à faire à des gaz de schiste (roche-mère dans la fenêtre à gaz).

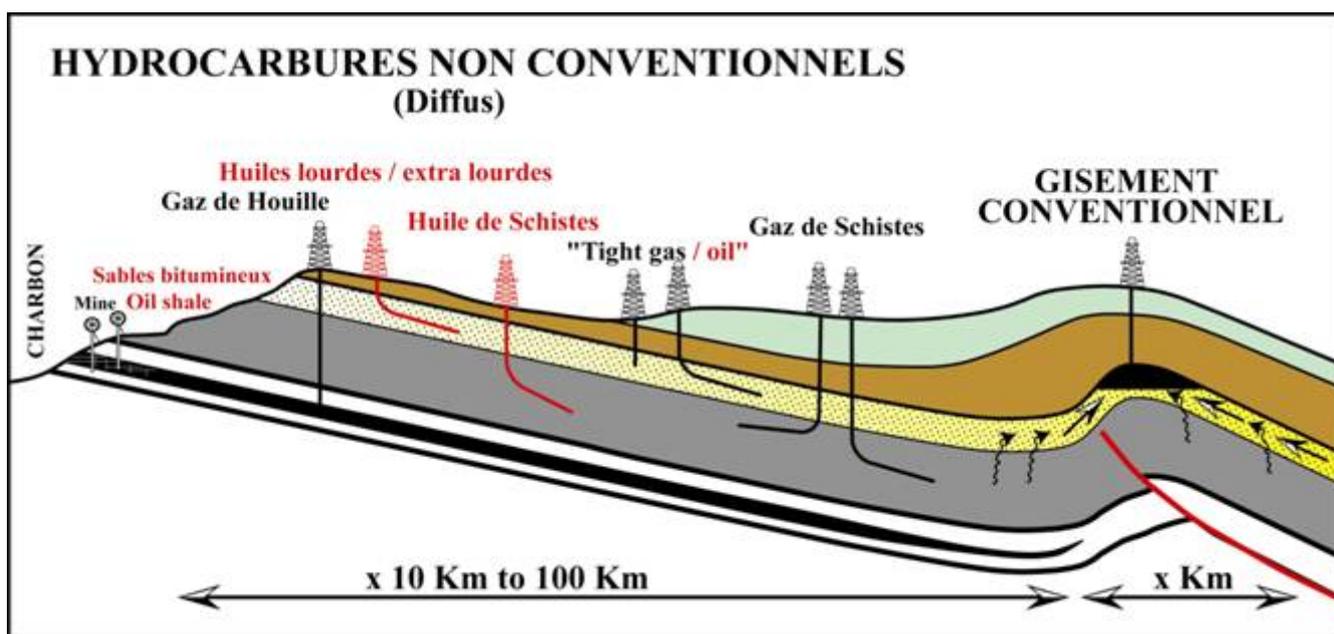


Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels peuvent-ils coexister dans un même bassin sédimentaire ?

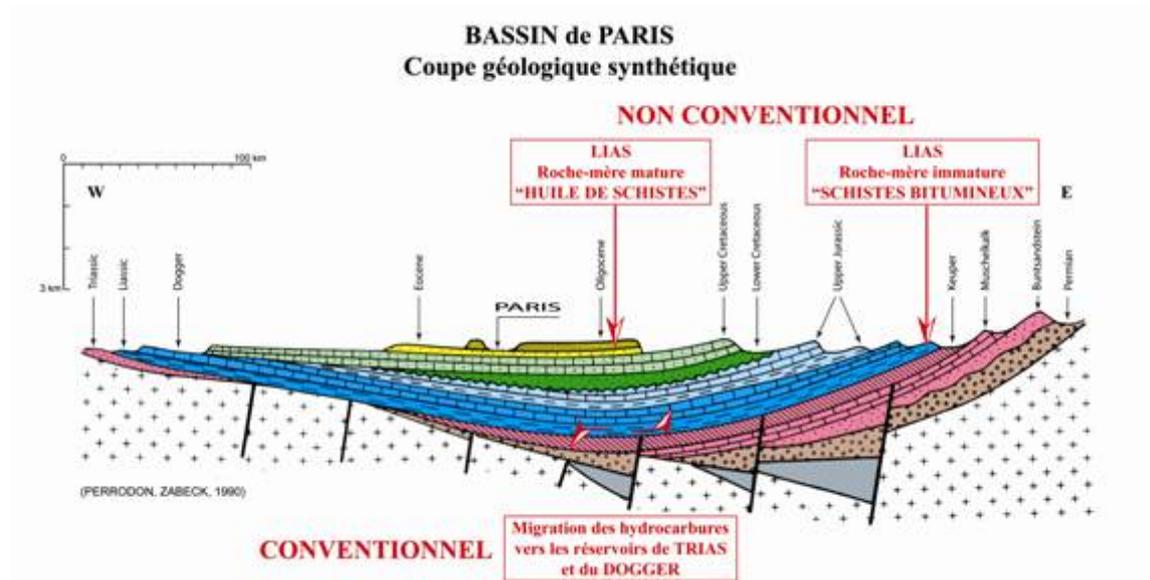
Les hydrocarbures contenus dans un bassin sédimentaire sont tous issus de la transformation de la matière organique avec l'enfouissement et l'augmentation de la température et de la pression. Le système pétrolier et gazier est donc le même sauf le mode d'exploitation qui va être différent.

Dans le cas d'hydrocarbures conventionnels, ces derniers se sont naturellement concentrés dans une roche poreuse et perméable (réservoir) et forment des gisements qu'il est possible d'exploiter avec un nombre limité de puits verticaux.

Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, les hydrocarbures sont sous forme plus diffuse dans des couches peu poreuses et peu perméables. Il faut alors stimuler la roche encaissante pour produire des hydrocarbures de manière économiquement rentable.



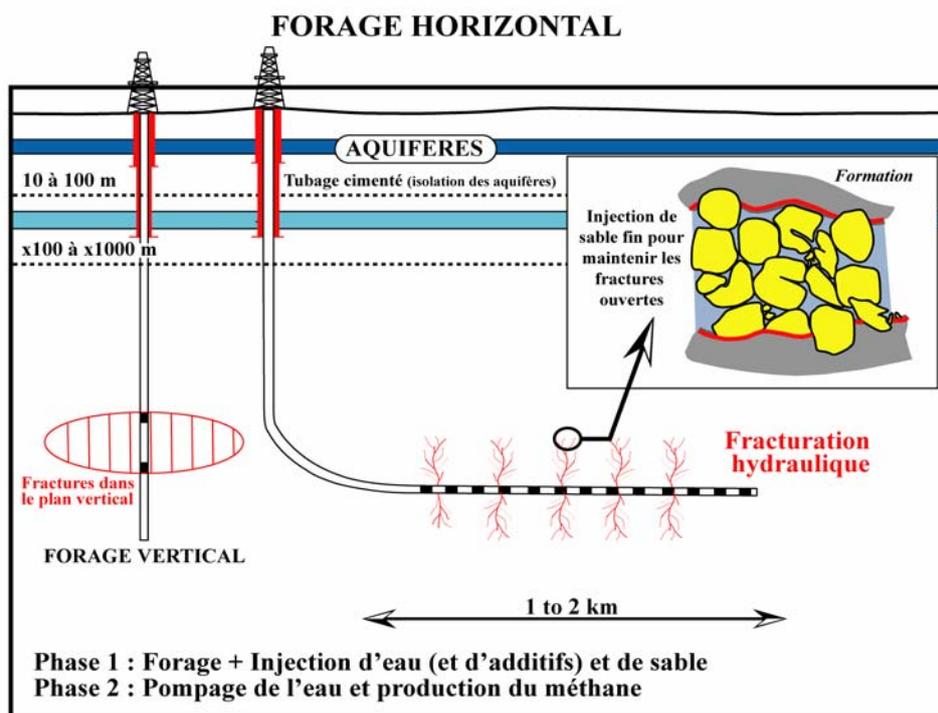
Les deux types d'hydrocarbures peuvent donc coexister dans un même bassin sédimentaire. C'est le cas du bassin de Paris où la roche-mère liasique est immature sur sa bordure orientale ("schistes bitumineux") et mature dans sa partie centrale ("huiles de schiste"). C'est cette même roche-mère qui a fourni les hydrocarbures liquides qui ont migré vers les réservoirs du Trias et du Dogger pour former les gisements conventionnels exploités depuis des dizaines d'années.



L'exploitation des gaz de schiste a bénéficié d'avancées technologiques importantes concernant les techniques de forages et de mises en production. Quelles sont ces techniques ?

Pour produire du gaz dans des couches non poreuses et imperméables, il est nécessaire que le forage traverse la formation riche en gaz sur de longues distances. C'est pourquoi on réalise des forages horizontaux sur des distances pouvant atteindre 2 kilomètres.

Mais ce n'est pas suffisant, il faut aussi réaliser une fracturation hydraulique pour créer des fractures artificielles au travers desquelles le gaz va pouvoir se déplacer en direction du puits d'exploitation.



Une fracturation hydraulique c'est quoi ?

Pour réaliser cette fracturation hydraulique on va injecter de l'eau sous forte pression. C'est cette pression qui va "fracturer" les roches. Cette pression provoque l'apparition de fissures de quelques millimètres de large et qui vont se propager sur quelques dizaines de mètres.

Le forage recoupant la roche riche en gaz sur une grande longueur, ces petites fissures sont suffisantes pour produire des quantités de gaz importantes.

De combien d'eau a-t-on besoin pour réaliser une fracturation hydraulique ?

Le volume d'eau nécessaire à la mise en production d'un puits de gaz de schiste ou d'huiles de schiste dépend de la longueur du puits mais les valeurs sont de l'ordre de 15 000 m³.

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
Barnett Shale	Eau pour le forage	1 500 m ³
	Eau pour la fracturation	8 600 m ³
	TOTAL	10 100 m³
Fayetteville Shale	Eau pour le forage *	225 m ³
	Eau pour la fracturation	11 000 m ³
	TOTAL	11 225 m³
Haynesville Shale	Eau pour le forage	3 780 m ³
	Eau pour la fracturation	10 200 m ³
	TOTAL	13 980 m³
Marcellus Shale	Eau pour le forage*	300 m ³
	Eau pour la fracturation	14 300 m ³
	TOTAL	14 600 m³
* Forages réalisés à l'air ou avec une boue à base d'huile. Note: Ces valeurs sont des moyennes qui peuvent varier d'un forage à l'autre. Source: All Consulting, 2008 in DOE, 2009		

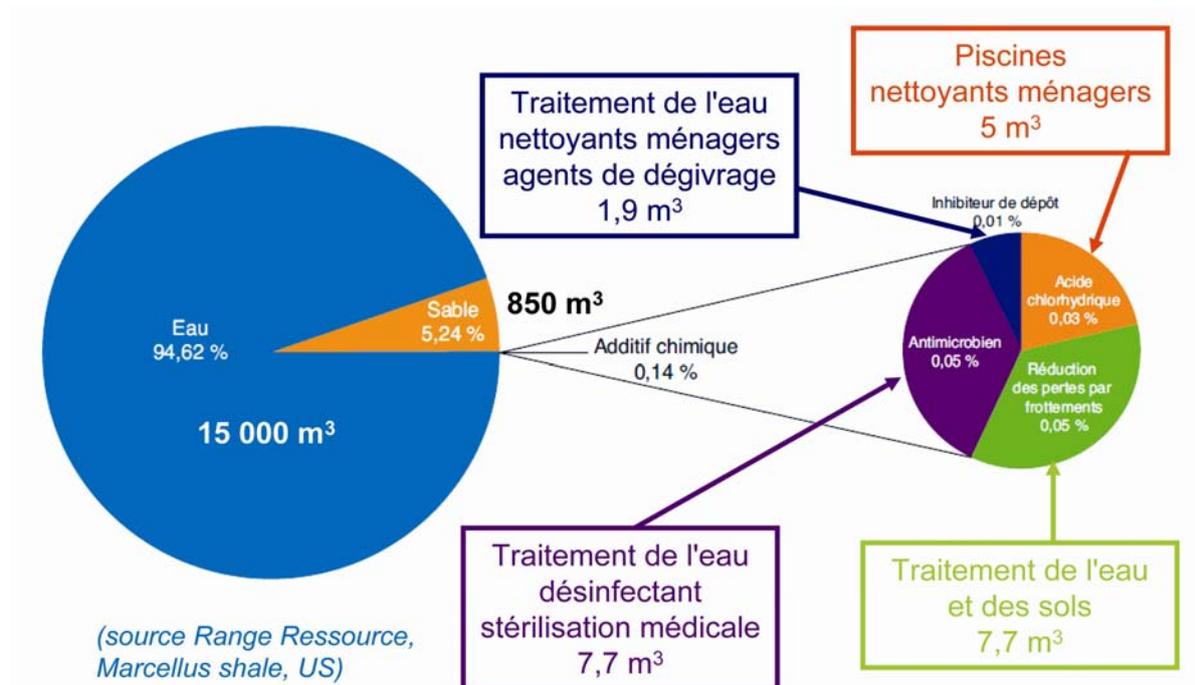
Il faut cependant distinguer l'eau nécessaire pour le forage du puits (1/3 de l'eau) et l'eau nécessaire à la fracturation hydraulique (2/3).

Cette valeur peut paraître importante (4 à 6 piscines olympiques) mais, comparée à l'usage domestique, ne représente que 3 à 4 jours d'irrigation d'un golf. De plus, cette fracturation a lieu lors du forage et la production de ce puits se poursuivra durant de nombreuses années sans usage important d'eau.

Qu'appelle t'on "fluide de fracturation"?

Afin d'obtenir des pressions suffisantes pour fracturer la roche, on injecte de l'eau (95%) mais aussi du sable fin (4%) qui va empêcher les fractures de se refermer une fois la fracturation hydraulique terminée et permettre au gaz de "migrer" vers le puits de production. On ajoute aussi des additifs chimiques qui vont permettre à la fracturation hydraulique d'être plus efficace, de produire plus de gaz et donc de diminuer le nombre de puits nécessaires.

Pourquoi a-t-on besoin d'additifs chimiques?



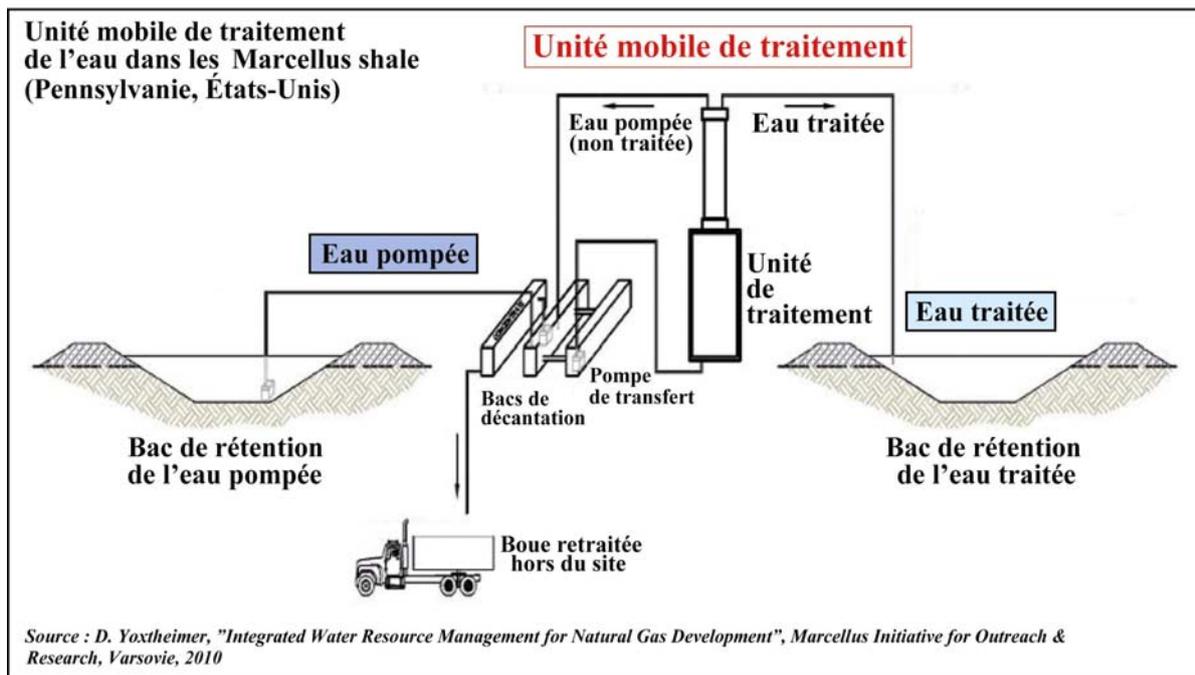
Les additifs chimiques servent à rendre la fracturation plus efficace. Ainsi, pour éviter la prolifération de bactéries pouvant produire des composés acides attaquant le puits, on utilise les mêmes désinfectants que ceux utilisés dans l'eau des piscines. Pour éviter la précipitation de dépôts sur les parois du puits, ce qui altérerait sa productivité, on injecte de l'alcool, de la soude et du glycol mais leur dilution reste très faible.

Depuis 2009, la législation américaine impose aux compagnies réalisant les opérations de publier la liste de leurs additifs chimiques. Les produits utilisés sont très dilués et certains sont d'usage courant. La toxicité des produits injectés dans les conditions opérationnelles devra faire l'objet d'une évaluation.

Que devient l'eau de fracturation ?

Une fois la fracturation hydraulique terminée, et dans la première phase de production du puits, une grande partie de cette eau revient en surface durant les premiers jours de production. Une partie de cette eau reste dans la formation géologique fracturée, l'autre partie (entre 20 et 50%) remonte en surface dans les premiers jours d'exploitation.

Ensuite on ne produit plus que du gaz. En profondeur cette eau s'est chargée en sel mais aussi en divers éléments contenus dans la roche fracturée, elle est stockée dans des bassins de décantation puis retraitée et peut ainsi servir au forage de nouveaux puits ou à de nouvelles fracturations hydrauliques. Les boues résiduelles sont elles-mêmes traitées conformément aux règlements en vigueur.



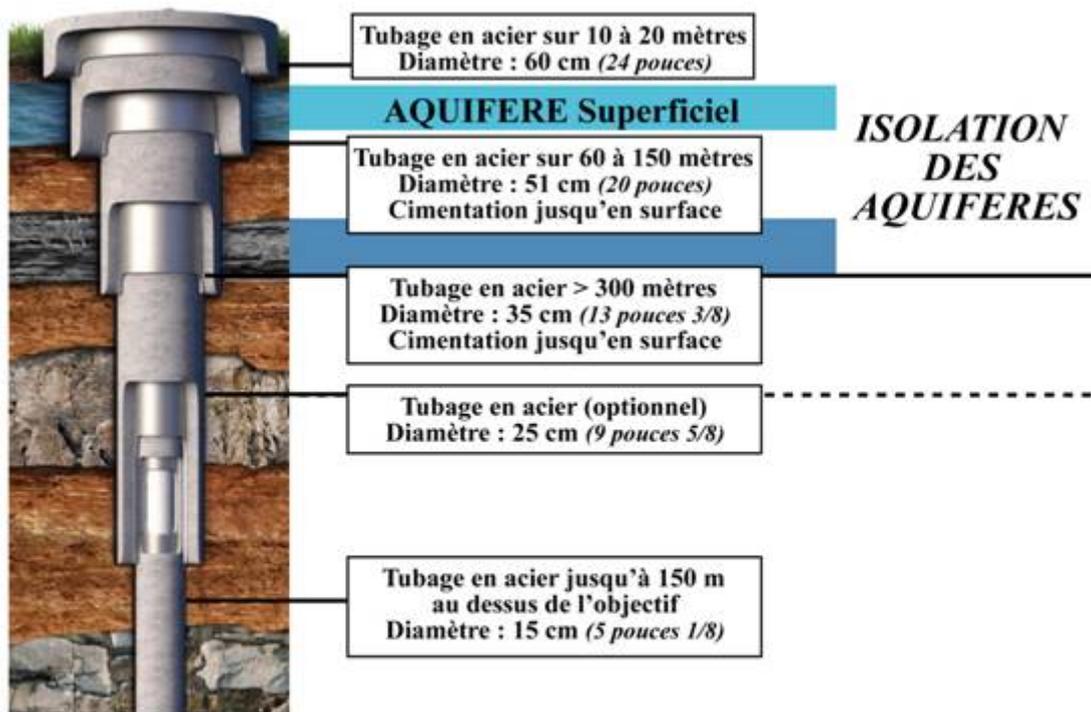
Cette eau qui a circulé en profondeur peut-elle être radioactive ?

Une des caractéristiques des argiles, outre le fait d'être imperméable, est sa capacité à retenir la matière organique, les minéraux lourds et les éléments radioactifs. Cette radioactivité naturelle est connue depuis longtemps. Certaines argiles ont même servi de minerais d'uranium. Quand on fait circuler de l'eau dans ces formations, elle peut remonter avec une certaine radioactivité. Conformément aux législations en vigueur, cette eau ne peut être remise dans le milieu naturel qu'après un traitement approprié.

En France les argiles du Lias supérieur qui sont la cible de l'exploration pour les huiles de schiste dans le bassin parisien et les gaz de schiste dans le bassin du Sud-Est ne présentent pas de radioactivité.

Existe-t-il un risque de pollution des nappes phréatiques par les fluides de fracturation ?

Les forages pétroliers ou gaziers, même conventionnels, traversent les nappes phréatiques qui se situent généralement dans les premières centaines de mètres les plus proches de la surface. Une fois ces zones traversées et avant de poursuivre le forage, on met en place un tubage "casing" métallique qui isole totalement le puits. Cette structure est cimentée afin de rendre toute fuite impossible. On poursuit ensuite le forage jusqu'à l'objectif. Le forage se présente donc comme un emboîtement de tubage d'acier cimenté isolant totalement les parties supérieures du puits des zones de production situées plusieurs kilomètres plus bas. Dans un puits Marcellus shale (Pennsylvanie, USA), le tubage et la cimentation représentent un poids de plus de 1500 tonnes !



**Architecture type d'un puits de "Gas Shale" dans les Marcellus Shale (USA)
(source Range Resources)**

Les risques de pollution sont donc extrêmement minimes si les opérations de forage et de cimentation sont faites suivant les règles de l'art.

La fracturation hydraulique est-elle dangereuse ?

Les roches formant les bassins sédimentaires ont subi au cours des temps géologiques des forces tectoniques importantes. Les reliefs, tels que nous les connaissons, sont la résultante de toutes ces forces qui se sont succédé durant des dizaines de millions d'années. Les roches ont donc subi des déformations qui se traduisent par une fracturation naturelle complexe qui est bien visible sur les affleurements (voir photo ci-dessous). En profondeur, on retrouve cette fracturation qui n'est pas en elle-même un danger.

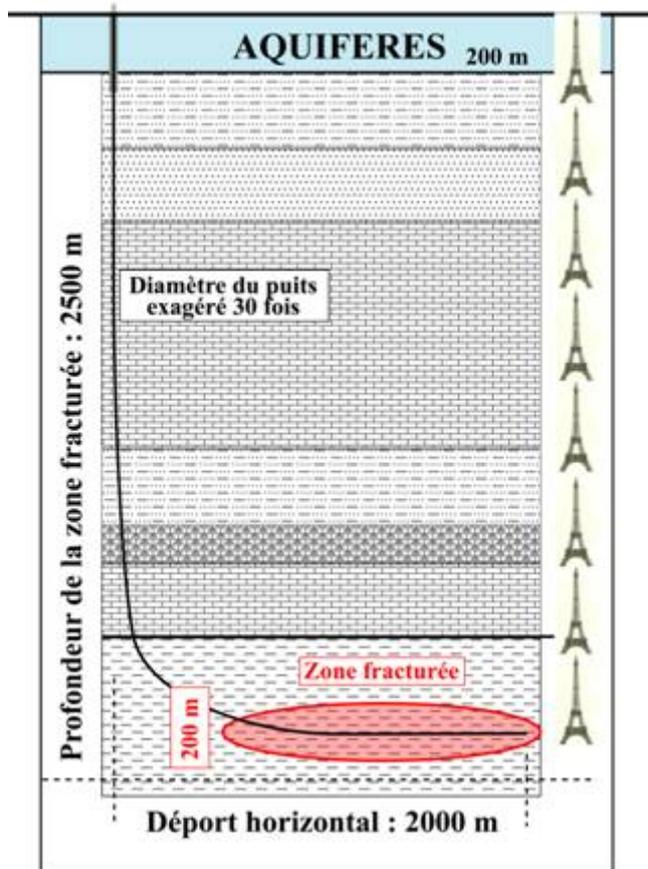
Quant à la fracturation hydraulique, elle se situe loin de la surface et des aquifères.



Fracturation naturelle dans des bancs de calcaires argileux (Ardèche, France)
Photos Jean-Luc FAURE, IFPEN



Derrick



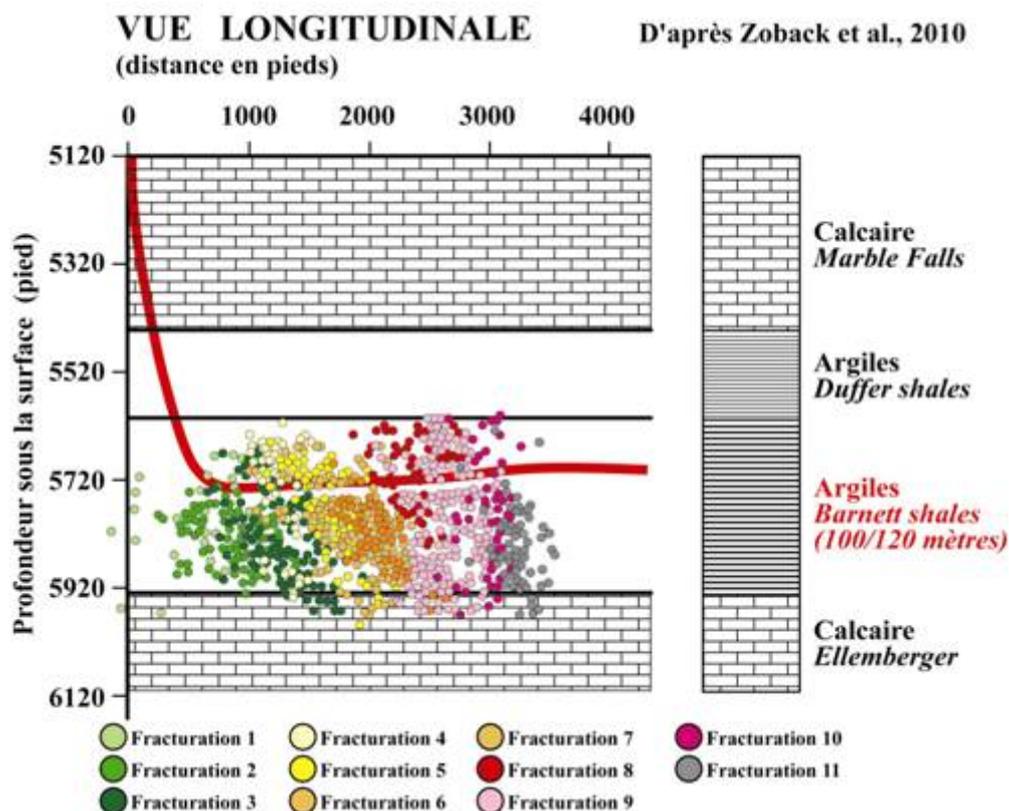
Cette figure montre la localisation de la zone affectée par la fracturation hydraulique dans un forage horizontal de 2000 mètres de long. La zone fracturée se situe à 2500 mètres de profondeur.

Cette zone reste confinée dans les argiles contenant les gaz de schiste. L'épaisseur des sédiments compacts entre la zone fracturée et la surface correspond à peu près à 8 fois la hauteur de la Tour Eiffel.

C'est à des profondeurs comprises entre 2000 et 3000 mètres que se situent les gaz de schiste dans le bassin du Sud-Est ainsi que les huiles de schiste dans le bassin parisien.

La propagation de ces fractures artificielles jusqu'au aquifères ou jusqu'à la surface est impossible lorsque la fracturation hydraulique a lieu à de telles profondeurs.

L'injection d'eau sous pression a pour but de créer de nouvelles fractures et d'en réactiver d'anciennes. Cela se traduit par des vibrations à proximité immédiate du puits dont l'intensité est extrêmement faible (très inférieure au passage d'un camion dans une rue).



La localisation de ces vibrations durant la fracturation est d'ailleurs un outil performant qui permet de suivre, en temps réel, la propagation des fractures. La fracturation hydraulique reste cantonnée dans la couche dans laquelle on veut produire le gaz. Les vibrations ne sont pas ressenties en surface.

Pour le moment, seule la production des Bakken Shales dans le bassin de Williston (USA/Canada) atteste de la rentabilité économique de la production d'huile de schiste. La transposition au bassin de Paris est-elle pertinente ?

C'est tout l'enjeu de l'exploration qui commence dans le bassin parisien. Les études géologiques entreprises par les compagnies opératrices dans le bassin de Paris ont montré une très grande analogie entre les argiles de la formation Bakken et les argiles du Lias supérieur du bassin de Paris. La réalisation de plusieurs puits pilotes dans le bassin de Paris a pour but, en appliquant le savoir-faire acquis en Amérique du Nord et des techniques éprouvées, de tester la faisabilité d'une telle production dans le bassin de Paris.

Quelles pourraient être les conséquences de tests positifs lors des puits pilotes dans le bassin de Paris ?

Les conséquences d'une production économique d'huiles de schiste dans le bassin parisien serait de deux types :

Depuis de nombreuses années, la production nationale française décroît et ne représente plus que 1 % de nos besoins (1 million de tonnes). Une production significative, représentant quelques pourcents de notre consommation, serait bénéfique tant à notre indépendance énergétique qu'à notre balance commerciale.

La transition énergétique ne pourra se faire que sur des décennies durant lesquelles il est indispensable d'assurer l'approvisionnement en hydrocarbures. Par exemple à l'heure actuelle la production des sables bitumineux de l'Athabasca est comparable à la production de la Libye.

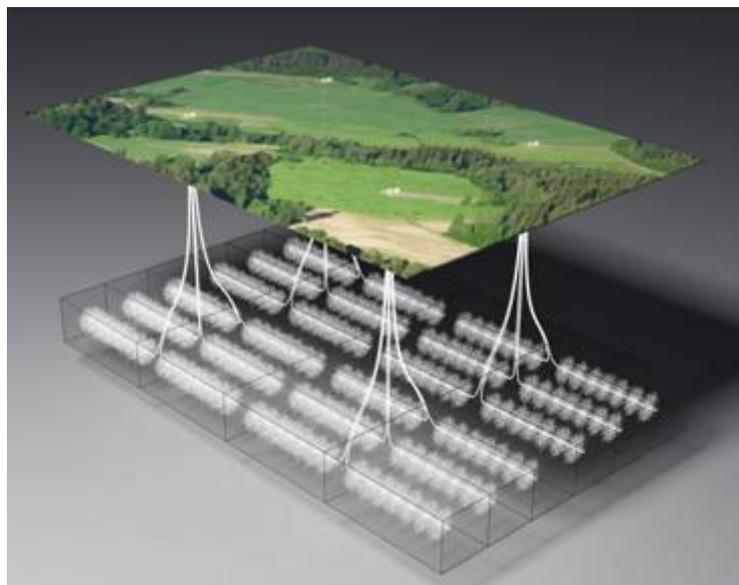
Les pétroles non conventionnels sont appelés à jouer un rôle de plus en plus important dans nos approvisionnements. Le succès de la production d'huiles de schiste dans le bassin de Paris confirmerait la pertinence de l'exploration des hydrocarbures liquides dans les roches-mères repoussant la date du "peak-oil" et permettant à la transition énergétique de se mettre en place dans de bonnes conditions économiques.

L'exploitation à grande échelle aux USA des gaz de schiste a montré que l'impact environnemental d'une telle production était une préoccupation sociétale forte. Qu'en sera-t-il de l'éventuelle exploitation des huiles et des gaz de schiste en France ?

Les techniques de production sont en effet les mêmes, mais on va bénéficier des innovations techniques ainsi que des connaissances acquises aux USA. Les problèmes environnementaux concernent principalement des exploitations mises en service il y a plusieurs années. Depuis de nombreuses améliorations ont été apportées, notamment en termes de prévention de gestion de la ressource en eau. Tant pour la phase d'exploration que pour l'éventuelle production ne seront utilisées que des techniques éprouvées.

L'empreinte au sol des installations de production

La production de pétrole à partir d'une couche non poreuse et imperméable nécessite un nombre de forages importants. Mais il ne faut pas confondre le nombre de forages avec le nombre d'installations de surface. A partir d'une même plateforme de forage, on peut maintenant forer 10 à 20 drains limitant ainsi l'emprise au sol. A partir d'une seule installation on peut donc drainer jusqu'à 6/7 km². Les nouveaux développements visent à augmenter la longueur des drains horizontaux et donc à réduire encore le nombre d'installations au sol tout en augmentant la surface de drainage.



Source : Statoil

De plus, il faut bien distinguer dans la vie du forage 2 périodes d'inégales longueurs.

La phase de forage et de fracturation hydraulique. C'est durant cette période, qui dure de 2 à 4/5 semaines, que l'activité est la plus importante. Le forage nécessite un derrick et l'activité sur le chantier est continue. Tout est fait pour que les nuisances engendrées par toute activité industrielle soient minimisées (protection antibruit par exemple). Durant cette phase, l'espace au sol utilisé est de l'ordre d'un hectare.

Dès que les opérations de forage et de mise en production (fracturation hydraulique) sont effectuées, le derrick est démonté et ne reste en surface qu'une tête de puits permettant de contrôler la production, l'évacuation de la production se faisant par un tuyau généralement enterré. Durant la phase de production, la surface utilisée se réduit considérablement pour n'occuper plus que 0,2 hectare.



Source : Chesapeake – Statoil. Tête de puits et installation de surface durant la phase d'exploitation

Enfin, et conformément au code minier en vigueur, lorsque la production cesse, le puits est sécurisé et le site est remis en état.

La gestion de la ressource en eau

La ressource en eau est un bien commun à tous et tout risque de conflit d'usage se doit d'être évité. La réglementation française est stricte et tout usage de l'eau pour une activité quelle qu'elle soit doit faire l'objet d'une autorisation qui n'est accordée qu'après une enquête prenant en compte le besoin de tous les utilisateurs.

Les besoins en eau pour le forage et la fracturation hydraulique d'un puits sont certes importants (de l'ordre de 15 000 m³ pour le forage et la fracturation hydraulique) mais ne représentent par exemple que quelques jours d'irrigation d'un golf. De plus, cette fracturation a lieu lors du forage et la production de ce puits se poursuivra durant de très nombreuses années sans usage important d'eau. Une partie de cette eau revient en surface lors de la première phase d'exploitation et est recyclée.

Le recyclage de l'eau de production associé à une gestion raisonnée de la ressource en eau doit permettre une utilisation durable de cette ressource et éviter des conflits d'usage.

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels est-elle indispensable à l'approvisionnement énergétique mondial ?

La transition énergétique vers des énergies moins émettrices de CO₂ est amorcée depuis maintenant quelques années. Cependant cette transition demandera des dizaines d'années et durant cette période les énergies fossiles et particulièrement les hydrocarbures joueront encore un rôle déterminant même si leur part dans le "mix énergétique" est appelé à diminuer. Afin d'assurer cette transition dans de bonnes conditions économiques, il faut que l'approvisionnement en hydrocarbures réponde à une demande qui est en constante augmentation du fait de l'augmentation de la population mondiale (de l'ordre de 1% par an, nous devrions être 8,5 milliards en 2035) et de l'augmentation du niveau de vie notamment dans les pays émergents.

Pour répondre à cette demande, et compte tenu du déclin de nombreux champs ou régions pétrolières, il est nécessaire d'optimiser la production des champs découverts, de découvrir de nouveaux champs dans des zones peu ou pas explorées et de produire des hydrocarbures non conventionnels.

Actuellement, les hydrocarbures liquides non conventionnels (principalement les sables bitumineux de l'Athabasca au Canada et les huiles lourdes et extra-lourdes du Venezuela) fournissent déjà autant de pétrole que la Libye. Quant au gaz non conventionnels, ils représentent plus de la moitié de la production des USA.

La part de ces hydrocarbures non conventionnels devrait donc augmenter dans les années à venir jusqu'à fournir une part significative dans notre approvisionnement en hydrocarbures.

Quel est l'intérêt de produire des hydrocarbures non conventionnels en France?

La question ne se limite pas aux hydrocarbures non conventionnels mais à toute la production d'hydrocarbures française.

Bien que la France n'ait jamais été un grand pays pétrolier, la production nationale est une constante depuis plus de soixante ans mais elle a amorcé depuis de nombreuses années son déclin.

La production sur le territoire a donc plusieurs intérêts :

- Réduire les importations et donc réduire le déficit du commerce extérieur français,
- Réduire la dépendance énergétique de la France,
- Créer une compétence dans le domaine pétrolier et parapétrolier français qui pourra créer des emplois qualifiés et contribuer aux exportations.

Un permis d'exploration aboutit-il toujours à l'attribution d'une concession ?

Non, loin de là ! Les compagnies demandant un permis d'exploration le font pour évaluer le potentiel pétrolier ou gazier de la zone demandée. En échange de l'attribution d'un permis de recherche la compagnie s'engage à conduire des travaux qui vont contribuer à la connaissance du sous-sol français. Dans un premier temps, les équipes chargées de cette évaluation reprennent les documents existants puis s'ils le jugent nécessaire acquièrent de nouvelles données (acquisition sismique, campagne d'échantillonnage, etc.). Généralement, cette phase se termine par un puits d'exploration, seul le puits permet de valider les hypothèses émises par les explorateurs.

Dans la majorité des cas, soit le puits ne montre pas d'hydrocarbures, soit en quantité très faible (indices). Dans le cas où les hydrocarbures sont présents, on teste la production pour savoir si celle-ci est économiquement rentable.

Ce n'est que dans ce dernier cas qu'une demande de concession est faite par la compagnie. Cette concession peut être accordée ou refusée par l'État. Si elle est accordée, c'est toujours pour une durée limitée.
