

# 1. Hydrocarbures de roche mère (ou de « schiste ») : gaz et huiles

## 1.1. Définition et géologie

Le pétrole et le gaz sont des hydrocarbures qui résultent de la transformation de la matière organique selon un processus qui dure plusieurs millions d'années. Cette matière organique provient des organismes vivants (plancton, algues...) qui, à leur mort, se sont déposés au fond des mers et se sont mélangés à des particules minérales (sables, argiles...) formant ainsi la roche mère.

Au cours des temps géologiques, d'autres sédiments se déposent sur cette roche-mère qui, sous cette accumulation, s'enfoncé de plus en plus en profondeur et se solidifie alors que la matière organique qu'elle contient se décompose en hydrocarbures sous l'effet de la pression et de la température. Les molécules d'hydrocarbures vont alors migrer d'autant plus facilement que la roche est poreuse et perméable. Si elles rencontrent une couche imperméable, les molécules s'accumulent sous cet obstacle. La roche poreuse contenant les hydrocarbures est appelée « roche réservoir ». Ces hydrocarbures sont communément connus du grand public sous le nom de « pétrole et gaz ». Dans le cas où la roche est compacte et imperméable, les molécules d'hydrocarbures restent piégées dans les pores de la roche sans pouvoir migrer. Les géologues parlent alors de « pétrole et gaz de roche-mère », communément connus du grand public sous le nom de « pétrole et gaz de schiste ». Il existe toutefois différents types d'hydrocarbures de roche mère.

### 1.1.1. Les gaz non conventionnels

Les *gaz de roche mère* (ou de schiste ou *Shale Gas*) dispersés dans une roche non poreuse – en général, du schiste argileux, d'où leur nom ;

Les *gaz de réservoir compact* ou *Tight Gas* regroupés par poches dans une roche, également non poreuse mais de nature plus compacte, où la pression est très forte ;

Le *gaz de couche de charbon* ou *Coal Bed Methan*, présents dans les veines de charbon.

### 1.1.2 Les pétroles (ou huiles) non conventionnels

Les *sables bitumineux* qui sont un mélange semi-solide de pétrole brut, de sable, d'argile et d'eau. Ils peuvent affleurer à la surface ou se trouver à quelques centaines de mètres de profondeur ;

Les *huiles lourdes et extra-lourdes* qui sont moins visqueuses et plus mobiles que les sables bitumineux ;

L'*huile de réservoir compact* ou *tight oil* qui désigne le pétrole qui a réussi à migrer depuis la roche-mère mais dans un réservoir peu perméable donc difficile d'accès ;

Le *pétrole de schiste* ou *huile de roche-mère* contenu dans des roches microporeuses et imperméables.

Chimiquement parlant, les gaz piégés dans la roche mère sont similaires aux gaz compris dans une roche réservoir. Il s'agit de méthane ( $\text{CH}_4$ ). Ce qui les différencie avant toute autre chose réside dans la nature géologique des roches qui les abritent, et, par conséquent, dans les techniques d'extractions employées (forage horizontal puis fracturation hydraulique), la durée de vie des puits, leur coût, et le débit qui en sort (Voir chapitre 3). Le langage commun se réfère pourtant désormais souvent au terme de « non conventionnel » pour désigner les hydrocarbures de roche mère, ou leur gisement, que la technique classique d'extraction ne permet pas d'atteindre. Ce qualificatif est impropre, le caractère non-conventionnel ne désignant en effet pas les hydrocarbures en tant que tels, mais bien la technique d'extraction employée.

## 1.2. Technologie d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste

Afin d'évaluer l'importance des gisements de gaz et huile de schiste, les compagnies pétro gazières mettent en œuvre une phase d'exploration avec différentes études géologiques, géophysiques et géochimiques. Cette phase, qui peut être très longue, comprend chronologiquement :

- Une campagne de relevés et d'analyses des données recueillies et existantes, obtenues à partir des coupes géologiques, de sondages, de données géophysiques. Les universités et les agences nationales peuvent fournir aux compagnies leurs propres études ;
- Une campagne d'acquisition de données géophysiques, dites « sismiques » visant à obtenir une vue topographique en 3D et en très grande profondeur, afin d'analyser les caractéristiques du sous-sol. Comprenant des camions vibreurs comme source sismique et des « géophones » disposés en surface, reliés à un système de traitement d'image, le dispositif permettant de donner des indications très précises ;
- Des forages profonds avec carottages suivis d'analyses en laboratoire pour déterminer différents paramètres tels que la teneur en matières organiques, la maturité, la viscosité... ;
- Une diaggraphie du forage qui renseignera sur la résistivité<sup>(1)</sup>, le pendage<sup>(2)</sup>, la radioactivité, la densité, la porosité et la perméabilité du gisement.

Pour que la compagnie puisse se prononcer sur l'exploitabilité et la rentabilité d'un gisement d'hydrocarbures de roche-mère, elle doit opérer une ou plusieurs fracturations hydrauliques (voir chapitre 1.2.1).

*Explorer signifie fracturer*

### 1.2.1. Comment extraire le gaz de schiste ?

Le gaz de schiste est prisonnier dans les fissures de roches compactes et imperméables, situées à des profondeurs qui vont de 1000 jusqu'à parfois 5000 m, mais plus généralement localisé entre 1500 et 3000 m sous terre. Il est impossible d'extraire ce gaz par la méthode classique utilisée pour le gaz conventionnel (simple pompage après un forage vertical).

Actuellement, et malgré les recherches menées par certaines industries du secteur, seule la technique de la fracturation hydraulique permet d'extraire ces hydrocarbures extrêmes.

Contrairement à la méthode conventionnelle (Figure 1, à droite), la méthode par fracturation hydraulique consiste en un forage vertical suivi de forages déviés et plus ou moins horizontaux dans les couches de roche-mère (Figure 1, à gauche). Le forage nécessite l'utilisation très importante de tubes et de cuvelages.



Figure 1 : Forages conventionnel et non conventionnel

### 1.2.2. La fracturation hydraulique ou fracking

La fracturation hydraulique<sup>(3)</sup> est une technique utilisée depuis les années 40 pour stimuler des gisements d'hydrocarbures conventionnels afin d'en améliorer le taux de récupération. Cette technique est plus connue sous le nom de stimulation de puits ou « hydrofracking » et elle est différente de celle utilisée pour l'extraction des hydrocarbures piégés dans roche mère (Tableau 1). En effet, cette dernière, qui porte pour nom exact celui de fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF), a pour objectif de modifier la perméabilité de la roche-mère. La technique consiste à provoquer un grand nombre de micro-fractures dans cette roche non-poreuse afin de permettre la libération et l'extraction des molécules d'hydrocarbure qui s'y trouvent emprisonnées, permettant ainsi au gaz de migrer jusqu'au puits afin d'être récupéré en surface.

La fracturation (HVHF) est obtenue par l'injection dans la formation géologique d'un fluide : une quantité importante d'eau, mélangée à du sable et divers adjuvants chimiques, et à très haute pression (plus de 700 bars). On provoque ainsi des fractures autour des points d'injection, assorties de fissures. Le sable, ou des « proppants » en céramique, permet d'éviter que les fissures se referment. Le gaz libéré remonte à la surface, ainsi qu'une partie du liquide de fracturation, récupérée par pompage, le reste pouvant s'infiltrer plus loin dans la roche ou stagner dans le sous-sol.

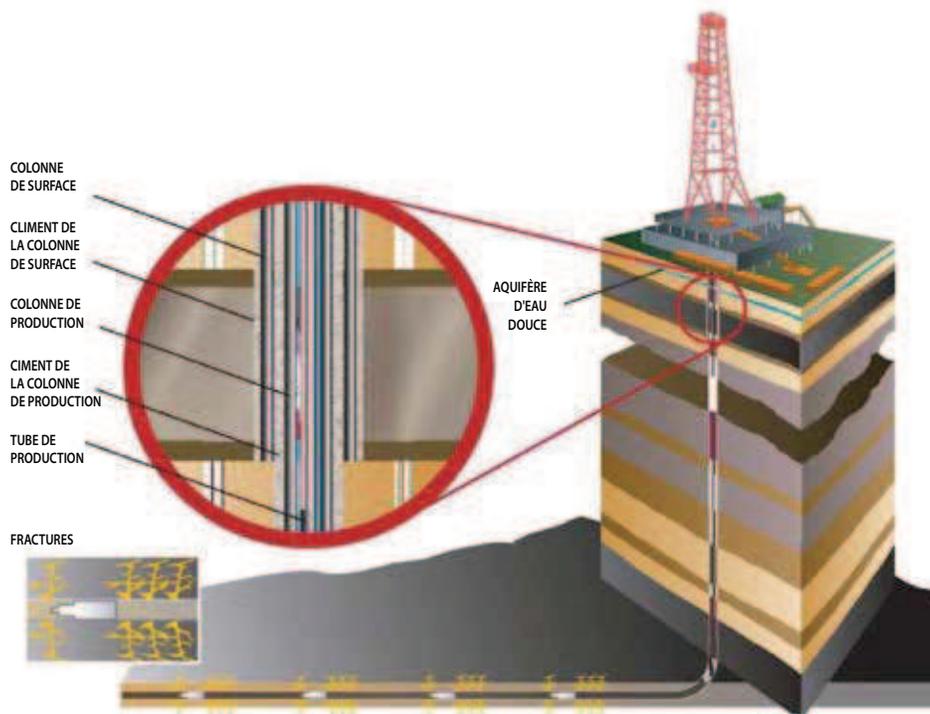
Tableau 1 : Comparaison entre la technique conventionnelle de fracturation hydraulique et celle non conventionnelle de fracturation hydraulique à haut volume

Source	Gaz conventionnel: Stimulation de puits (ou 'Hydrofracking')	Gaz non-conventionnel: Fracturation hydraulique horizontale à haut volume (HVHF)
Pression de l'injection	206 bars	725 bars
Consommation en eau	75 000 – 300 000 litres	15 à 26 millions de litres
Quantité d'eau par unité d'énergie	1 – 5 litres par TéraJoule	2000 – 100 000 litres par TéraJoule
Longévité de la production par puits	30-40 ans	~5 ans
Déclin de production	Déclin de 5% par an	Déclin rapide: Déclin moyen par zone de production de 23% à 49% par an Déclin moyen de production après 3 ans: Entre 74% et 82%
Taux de récupération	Entre 75 et 80%	~6,5%
Produits chimiques utilisés	Aucun ou limité (300 – 1300 kg)	Usage systématique et répété de plus de 700 différents types de produits chimiques (composés volatiles organiques, perturbateurs endocriniens, neurotoxines, produits cancérigènes, mutagènes et/ou toxiques pour la reproduction) – Jusqu'à 300.000 kg par opération de HVHF (Un site classique accueillant 7 puits peut injecter jusqu'à 1.800 tonnes de produits chimiques)
Traitement de l'eau	Petits volumes d'eaux usées remontés à la surface	Souvent à peine 10% du volume d'eau injecté peut être récupéré, ce qui représente entre 1,5 et 2,6 millions de litres d'eau usée à traiter. Le reste demeure dans le sous-sol.
Circulation des camions	225 à 387 déplacements de camion	1 760 à 1 905 déplacements de camion par puits
Occupation des sols	8 000 – 12 000m <sup>2</sup> par site	16 000 – 20 000m <sup>2</sup> par site d'exploitation non-conventionnelle
Impacts cumulatifs	Limité en raison du faible nombre de puits	Menace principale compte tenu du nombre de puits nécessaire (5.000 nouveaux puits forés chaque année aux US, pour compenser le déclin des précédents puits déjà déclinants)

(Source : voir notes 4, 5 et 6)

### 1.2.3. Les tubes et les cuvelages

Les cuvelages et les tubes sans soudure, utilisés pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures de roche-mère, sont destinés à supporter de fortes pressions. Une cimentation des tubes (*casing*) est réalisée afin de prévenir une fuite du puits vers les aquifères<sup>(7)</sup> traversés par le forage. La qualité de la cimentation est primordiale : elle détermine le risque des fuites du liquide de fracturation à l'intérieur de la paroi du puits vers la surface (figure 2). Ces tubes sont encadrés par un ensemble de normes internationales (normes ISO) sur lesquelles les opérateurs pétroliers s'appuient pour établir leurs spécifications.



Source : Questerre Energy .Hydraulic Fracturing Backgrounder, septembre 2010

Figure 2 : Schéma général d'un puits d'extraction non conventionnelle d'hydrocarbures avec le détail des tubes et cuvelages cimentés

### 1.2.4. Puits avec drains multiples – Puits multilatéraux

Afin de minimiser le nombre d'implantations en surface, d'optimiser l'extraction et de réduire les coûts, certaines sociétés pétrolières utilisent des plateformes compactes, comprenant un ou plusieurs puits verticaux suivis de plusieurs drains horizontaux dans la couche de schiste. On peut forer 12 à 20 drains horizontaux (puits multilatéraux) de 1 à 4 km de longueur à partir d'un même forage. Chaque drain peut faire l'objet de plus d'une

dizaine de fracturations hydrauliques (jusqu'à 30), et l'exploitation d'un gisement suppose de nombreuses plateformes (figure 3).

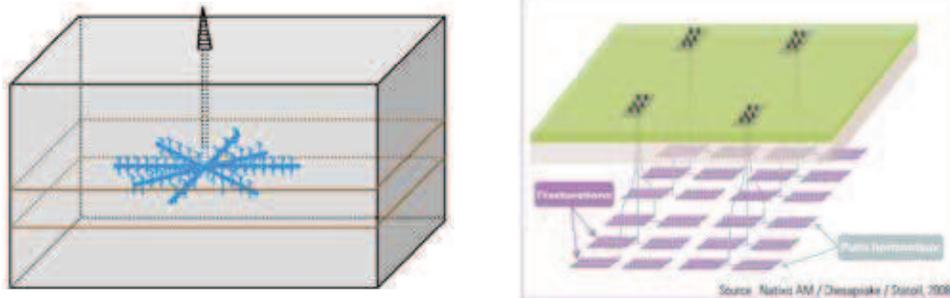


Figure 3 : Puits à drains multiples (à gauche). A partir d'un forage vertical, plusieurs forages horizontaux sont opérés. Plateformes de forage multi-puits utilisant la technique de puits multilatéraux (à droite)<sup>(8)</sup>.

### 1.2.5. Le fluide de fracturation : volumes d'eau injectés

Le fluide de fracturation est constitué essentiellement d'eau. Selon l'IFPEN <sup>(9)</sup>, la quantité d'eau nécessaire au forage et à la fracturation d'un seul puits de gaz de roche-mère serait comprise entre 10 000 et 20 000 m<sup>3</sup> (Tableau 2). Ce volume se décompose de la manière suivante : 1000 à 2000 m<sup>3</sup> d'eau sont nécessaires pour le forage d'un puits, et chaque fracturation requiert l'usage d'environ 1500 à 2000 m<sup>3</sup> d'eau. Chaque drain fait l'objet de 8 à 10 fracturations en moyenne sur la base d'un drain de 1000 m environ.

Objectifs	Volume total d'eau utilisé par puits	
<i>Barnett Shale</i>	Eau pour le forage	1 500 m <sup>3</sup>
	Eau pour le fracturation	8 600 m <sup>3</sup>
	Total	10 100 m <sup>3</sup>
<i>Fayetteville Shale</i>	Eau pour le forage*	225 m <sup>3</sup>
	Eau pour le fracturation	11 000 m <sup>3</sup>
	Total	11 225 m <sup>3</sup>
<i>Haynesville Shale</i>	Eau pour le forage	3 780 m <sup>3</sup>
	Eau pour le fracturation	10 200 m <sup>3</sup>
	Total	13 980 m <sup>3</sup>
<i>Marcellus Shale</i>	Eau pour le forage*	300 m <sup>3</sup>
	Eau pour le fracturation	14 300 m <sup>3</sup>
	Total	14 600 m <sup>3</sup>

\* Forage réalisé 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 Department of Energy (DOE), 2009

Tableau 2 : Exemples de quantités d'eau utilisées par puits dans différents gisements exploités aux Etats-Unis.

### 1.2.6. Les adjuvants chimiques utilisés dans la fracturation hydraulique

La composition chimique des fluides de fracturation varie selon de nombreux critères tels que la nature des roches à fragmenter, la profondeur du puits, ou la température géologique. Les compagnies spécialisées dans cette technique estiment entre 0,2 et 2% le volume d'adjuvants chimiques ajoutés au volume d'eau total injecté dans le puits. Les produits chimiques peuvent être des biocides limitant la croissance bactérienne, des lubrifiants, des détergents, de l'acide chlorhydrique permettant de dissoudre les morceaux de roches présents dans le tube, des polymères pour stabiliser les parois des forages, des produits permettant de réduire les pertes par frottements, de maintenir le sable en suspension dans l'eau...

D'après le toxicochimiste français André Picot <sup>(10)</sup>, qui a repris les données fournies par l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA)<sup>(11)</sup>, les fluides de fracturation contiennent 77 composés minéraux et 221 composés organiques. Selon une étude de la Chambre des représentants des Etats-Unis, 750 composés chimiques différents peuvent entrer dans la composition des adjuvants mélangés à l'eau <sup>(12)</sup>.

### 1.2.7. Maîtrise de la technique

Les industriels de la profession maintiennent l'amalgame entre les deux techniques pour laisser croire que la HVHF est une technique maîtrisée depuis plus de 70 ans. Or il n'en est rien puisque le premier forage horizontal a eu lieu en 1991 à Barnett Shale (Texas), et que la première HVHF a eu lieu en 1996 <sup>(13)</sup>. Cette technique reste encore expérimentale, de nombreuses variations et innovations ayant été apportées depuis sa première utilisation. Les forages directionnels qui permettent d'orienter la direction du forage, l'utilisation des réseaux de puits multiples *multi-well pads* et des regroupements de forages *cluster drilling* datent de 2007 <sup>(14)</sup>.

### 1.2.8. Occupation du sol

L'exploitation des hydrocarbures de roche-mère exige l'occupation temporaire de surfaces au sol importantes pour deux raisons. La première tient à la nécessité de forer de nombreux puits pour drainer un gisement à faible teneur. La seconde résulte des opérations de fracturation hydraulique qui imposent des équipements importants sur la plate-forme de forage : compresseur, capacité de stockage et de traitement du fluide de fracturation, bassins de rétention et de décantation, stockage du sable et des adjuvants, etc. Chaque puits de forage ne permettant d'accéder qu'à une surface limitée de la couche schisteuse, l'exploitation du gaz contenu requiert l'accumulation de puits de forage ciblés sur une même source. Le rapprochement des puits dépend de plusieurs facteurs, notamment la densité de population. Dans certains états des États-Unis, on admet jusqu'à 3,5 puits par km<sup>2</sup>. En Grande Bretagne on admet 1 ou 1,5 puits par km<sup>2</sup>. La durée des opérations de forage dépend du nombre de drains horizontaux installés et du nombre de fracturations réalisées. Compte tenu des aléas et de la durée des opérations de démontage, on peut estimer de 6 à 18 mois la durée des opérations sur une plateforme.

### 1.2.9. Techniques alternatives à la fracturation hydraulique

Plusieurs techniques sont actuellement développées par les chercheurs et pourraient, à terme, devenir des alternatives à la fracturation hydraulique. Ces techniques de fracturation de la roche font aujourd'hui l'objet de recherches intenses.

La première est la fracturation par arc électrique. Il s'agit de faire subir à la roche de violents chocs électriques pour la fracturer. Cette technique fait l'objet de plusieurs brevets internationaux et aiguise l'intérêt des compagnies pétrolières. Elle reste toutefois à l'état de prototype à l'heure actuelle.

Une autre alternative, brevetée et développée par une entreprise américaine, EcorStep<sup>(15)</sup>, consiste à remplacer l'eau par un dérivé du propane : l'heptafluoropropane. Ce gaz, injecté à haute pression peut provoquer la fracturation, sans eau et avec peu de produits chimiques. Avantage : ce gaz est ininflammable. Gros inconvénients : c'est aussi un gaz à effet de serre important (plus de 3000 fois supérieur au CO<sub>2</sub>) et la production d'heptafluoropropane coûte plus cher que ce qu'il pourrait rapporter avec l'extraction du méthane piégé dans la roche ! Quoi qu'il en soit, EcorStep présente sa technique comme « écologique » et l'appelle « stimulation de la roche » ; et, détentrice de permis d'exploration en Suisse et en France, elle espère bien convaincre les autorités là où la fracturation est interdite.

Des alternatives, plus coûteuses, imaginent l'emploi de CO<sub>2</sub> supercritique, d'azote liquide ou d'hélium. Des chercheurs ont même pensé à réhabiliter une technique par micro charges explosives à l'uranium appauvri, utilisée autrefois pour casser les bunkers ou percer des tunnels.

Une dernière formule de fracturation, dite « fracturation pneumatique », consiste à injecter, non pas de l'eau, mais de l'air comprimé dans la roche mère afin de la désintégrer. Selon Gilles Pijaudier-Cabot<sup>(16)</sup>, ces techniques demandent des « études de laboratoire, mais aussi et surtout la mise en place de moyens de validation in situ, la création de l'équivalent des laboratoires souterrains français ou suisses pour le nucléaire »<sup>(17)</sup>.

Actuellement ces techniques, présentées comme des alternatives à la fracturation hydraulique, n'en sont qu'au stade de la recherche. Il faudra compter au moins une dizaine d'années avant d'envisager leur utilisation à l'échelle industrielle. En définitive, comme le concède le directeur de Total Shale Gas Europe « La fracturation hydraulique à base d'eau est selon nous la technique fiable et éprouvée »<sup>(18)</sup>.