

## Les Hydrocarbures... naturels – conventionnels – non conventionnels – synthétiques.

Les hydrocarbures sont des corps principalement composés de carbone et d'hydrogène qui se présentent sous forme liquide, gazeuse ou solide. Pétroles, gaz naturels, bitumes sont des **hydrocarbures naturels**, c'est-à-dire issus de la transformation de la matière organique présente dans les sédiments soit par des processus thermogéniques soit par des processus biogéniques.

Contrairement à ce que pourrait laisser penser la terminologie, **hydrocarbures conventionnels et non conventionnels définissent les mêmes types de fluides** : pétrole brut (huile), bitumes et gaz naturel. La distinction est basée sur la différence d'habitat des hydrocarbures qui induit des **techniques d'exploration et de production différentes**. On peut trouver dans une même province les deux types d'hydrocarbures.

Les **hydrocarbures de synthèse** sont fabriqués, par des processus de catalyse, à partir de charbon, de gaz ou de biomasse.

### Hydrocarbures conventionnels

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

Dans une première phase, l'exploration consiste à rechercher des pièges qui ont été chargés en hydrocarbures. Dans une deuxième phase, **la production est assurée par des puits forés à l'aplomb du piège en utilisant des mécanismes de déplétion naturelle ou de réinjection d'eau ou de gaz**. La **récupération**, c'est-à-dire le pourcentage d'hydrocarbures conventionnels récupérés en surface, est de l'ordre de 30 à 50% pour l'huile et de 50 à 80% pour le gaz. Elle peut être améliorée grâce aux techniques du forage horizontal et de stimulation.

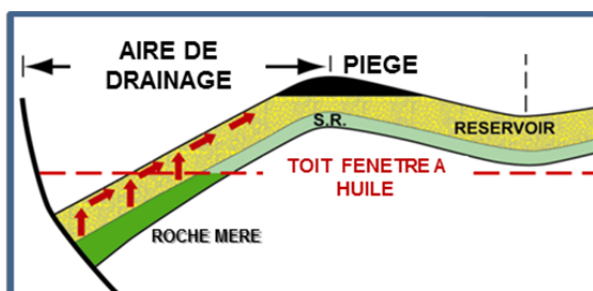


Fig.1 : Schéma d'un système pétrolier conventionnel

Cas des réservoirs à faible porosité/perméabilité : **tight gas** ou **tight oil**.

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

Fin 2011, les réserves prouvées de pétrole étaient de 1 650 Gb et celles de gaz naturel de 7 360 Tcf (bp statistical review of world energy, 2012 ; IEA 2012).

### Hydrocarbures non conventionnels

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

- **Les sables bitumineux et asphaltiques (oil sands, tar sands)**
- **Les schistes bitumineux (oil shales),**
- **Le pétrole de roche mère (shale oil).**
  
- **Le gaz de roche mère ou gaz de schiste (shale gas).**
- **Le gaz de charbon (coal bed methane).**
- **Le gaz de fond de bassin (basin centered gas)**
- **Les hydrates de méthane (methane hydrates)**

Toutes ces productions d'hydrocarbures non conventionnels n'existent aujourd'hui qu'à terre. En dehors des productions de type minier, la valorisation de ces hydrocarbures non conventionnels a été rendue possible par le développement des forages horizontaux et l'amélioration des performances de stimulation et/ou de fracturation des roches qui les renferment.

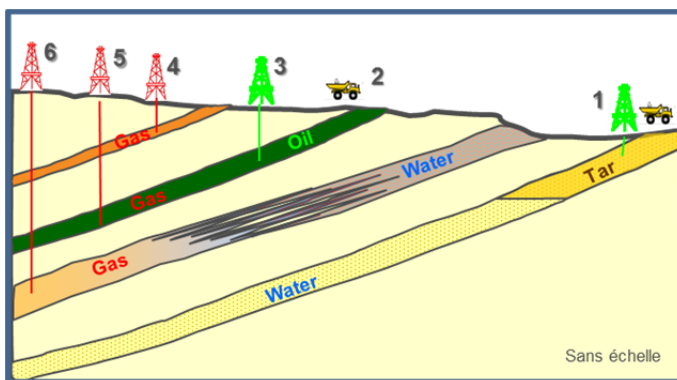


Fig.2: Hydrocarbures non conventionnels

1 sables asphaltiques ; 2 schistes bitumineux ; 3 pétrole de roche mère ; 4 gaz de charbon ; 5 gaz de roche mère ; 6 basin centered gas.

### Les sables bitumineux et asphaltiques ou (oil sands, tar sands).

Il s'agit de réservoirs, plus ou moins consolidés, contenant des hydrocarbures de viscosité supérieures à 100 centipoises voire 100 000 centipoises ( bruts lourds, extra-lourds, bitumes), qui ne peuvent être récupérés par des méthodes conventionnelles.

Trois méthodes de production sont possibles :

- l'exploitation minière : après extraction et concassage de la roche, le bitume est séparé du sable par action d'eau et de solvants et transporté vers une unité de conversion (upgrader) où il est transformé en pétrole synthétique léger. Dans ce cas, la récupération est importante.

- la production froide : jusqu'à 10 000 centipoises, l'huile reste mobile dans le réservoir ; la production est assurée par le forage de puits horizontaux associés à l'injection de diluants et à l'action de pompes performantes pour remonter le fluide visqueux jusqu'à la surface. Le brut est ensuite valorisé dans une unité de conversion comme dans le cas précédent. La récupération est de l'ordre de 10 %.

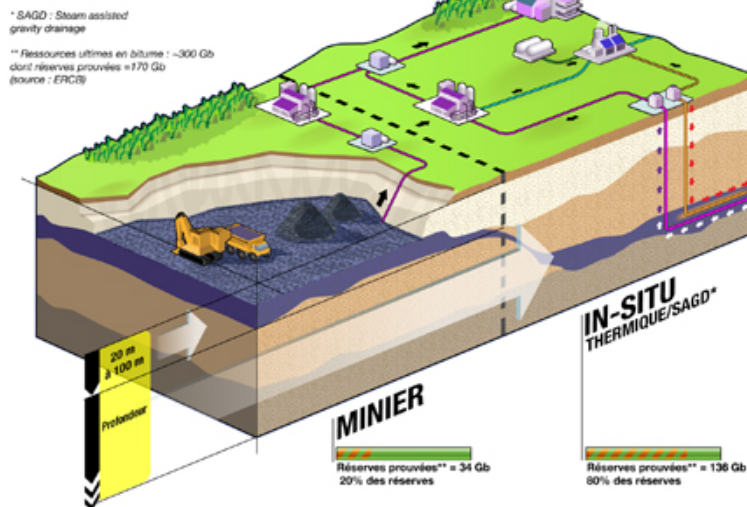
- la production chaude : dans le cas de bitumes, les procédés de récupération thermique SD (Steam Drive) et SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) sont beaucoup plus performants, avec des taux de récupération pouvant atteindre 50% pour le deuxième. Cette technologie est basée sur le forage de couples de puits verticaux ou horizontaux superposés. Dans le procédé SAGD, l'injection continue de vapeur dans le puits supérieur crée une chambre de vapeur dans laquelle le bitume est fluidifié et s'écoule par gravité jusqu'au puits inférieur producteur où il est extrait par pompage.

Ces productions soulèvent plusieurs défis économiques et environnementaux : réduire les consommations d'eau, optimiser la consommation d'énergie et les émissions de CO<sub>2</sub> des procédés thermiques, réduire l'empreinte au sol en particulier pour les projets miniers.

Les deux zones, qui renferment les plus grandes réserves, sont la province d'Alberta au Canada et la « ceinture de l'Orénoque » au Venezuela.

Les ressources présentes dans ces deux provinces représentent environ 25% des réserves conventionnelles mondiales de pétrole. Elles produisent à l'heure actuelle environ 2,5 Mb/j. Les réserves mondiales sont à préciser, Y. Mathieu (2010) propose de 381 Gb (10% de récupération) à 762 Gb (20% de récupération) pour les bruts extra-lourds.

## Méthodes d'extraction minière et in-situ des sables bitumineux



Production sables bitumineux – source Total

Le **gaz de roche mère** ou **gaz de schiste (shale gas)** - voir dossier spécifique

Dans le cas d'une roche mère ayant atteint les conditions nécessaires à la transformation de la matière organique en gaz, celui-ci peut rester piégé dans la formation si elle est caractérisée par une très faible perméabilité.

La production de gaz est stimulée par le forage de puits horizontaux et par fracturation de la formation afin de créer de la perméabilité. La valorisation de ce type d'hydrocarbures a récemment connu un essor très rapide en Amérique du Nord et représentait déjà 23 % de la production totale de gaz aux Etats Unis en 2010. Ces hydrocarbures sont produits au Canada et sont dans les autres pays au stade de l'exploration.

L'évaluation actuelle des ressources mondiales est proche du volume de réserves prouvées de gaz naturel conventionnel.

Compte tenu de la place prise par ce type d'hydrocarbures dans l'actualité, il fait l'objet d'un dossier spécifique.

### Le pétrole de roche mère (shale oil)

Comme pour le gaz, mais dans le cas d'enfouissement moins important de la roche mère, le pétrole formé peut rester piégé dans la formation, qui la génère, si elle présente une très faible perméabilité. Dans une même province, on peut passer latéralement d'une zone à gaz dans les parties profondes du bassin à des zones à hydrocarbures liquides sur les bordures moins enfouies. Les processus de production sont similaires.

Aux Etats Unis, le succès rapide des projets de développements de gaz de roche mère a entraîné le passage du prix du gaz naturel de 9 à 3 \$/Mbtu. Pour faire face à cette nouvelle donne qui mettait à mal la rentabilité de leurs projets gaz, les opérateurs se sont orientés vers des sites où la roche mère est plus riche en liquides assurant ainsi une meilleure rentabilité des projets compte tenu du prix élevé du baril.

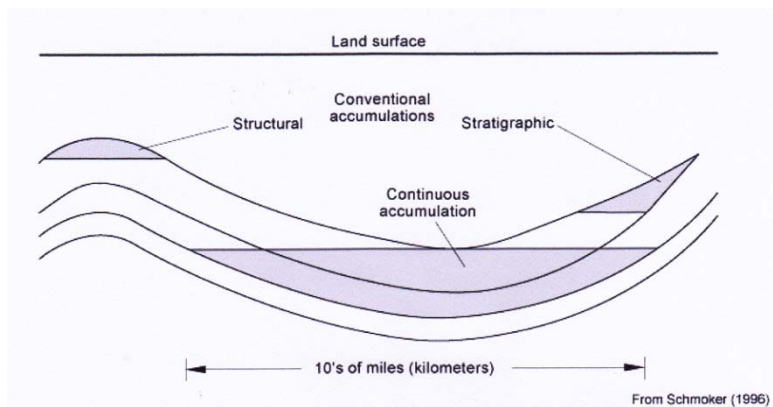
Du fait de ce développement récent, les ressources en pétrole de roche mère sont encore mal évaluées mais on sait déjà qu'elles représentent un potentiel important aux Etats Unis.

Les challenges technologiques et les impacts environnementaux sont similaires à ceux associés à la production de gaz de roche mère.

### Le gaz de fond de bassin (basin centered gas)

Dans certains bassins où de grandes quantités de gaz ont été générés par processus thermogénique, des accumulations plus ou moins continues peuvent avoir été piégées dans des réservoirs à très faible perméabilité (tight gas) dans la partie profonde de ces bassins, on parle alors de « basin centered gas ».

La production de ces accumulations nécessite un grand nombre de puits relativement proches les uns des autres et l'utilisation de stimulation par fracturation afin de créer la perméabilité nécessaire aux écoulements. Développée depuis les années 80 aux Etats unis, la production de tight gas, que l'on peut assimiler en majeure partie à celle des « basin centered gas », représentait 25 % de la production totale du pays en 2012.



Source : USGS, Report 03 – 354, 2003

### Le gaz de charbon (coal bed methane) – voir dossier spécifique

Le terme gaz de charbon est utilisé pour définir le gaz présent à l'état naturel dans les veines de charbon et composé en majeure partie de méthane. Le gaz de charbon a comme origine la transformation de la matière organique de la couche de charbon soit par l'action microbienne à faible profondeur soit par processus thermique lors de l'enfouissement. Le gaz s'accumule dans les couches de charbon sous forme libre dans les fractures naturelles ou sous forme adsorbé en surface de la matière organique qui constitue le charbon.

La technologie de production du gaz de charbon consiste à réduire la pression de la formation, ce qui a pour effet de stimuler la désorption du méthane. Pour ce faire, on pompe l'eau contenue dans la formation. La première exploitation industrielle connue date des années 1980 dans le bassin de San Juan (New Mexico, USA). En 2010, les Etats Unis produisaient 2,1 Tcf, c'est-à-dire 8 % de leur production totale de gaz. D'autres pays ont commencé à produire ce type de gaz, en particulier le Canada, l'Australie, la Chine et l'Inde.

Les ressources mondiales sont mal connues. En 2004, l'AAPG proposait une évaluation entre 164 et 685 Tm<sup>3</sup> ce qui signifierait, en terme de volume récupéré, de 15 à 50% des réserves prouvées actuelles de gaz. La localisation de ces ressources est directement liée à la présence de grands bassins houillers ; elles se situent donc préférentiellement en Chine, Etats Unis, Inde, Australie, Russie, Indonésie, Pologne...

Compte tenu de la place prise par ce type d'hydrocarbures dans l'actualité, ce sujet fait l'objet d'un dossier spécifique.

### **Les hydrates de méthane (methane hydrates) – voir dossier spécifique**

Le méthane formé par processus thermique ou biogénique peut, en présence d'eau et dans des conditions de basse température et haute pression, être piégé sous forme d'hydrates. Les hydrates de méthane sont constitués par des molécules de méthane piégées dans un réseau (cages) de molécules d'eau, sous forme solide. Compte tenu des conditions de stabilité (pression et température), les accumulations sont fréquentes à terre dans les zones où se développe un pergélisol et en mer dans les parties profondes des marges continentales situées sous des latitudes basses à moyennes. La formation de ces hydrates peut créer un écran qui peut à son tour piéger des accumulations de gaz libre.

L'exploitation est complexe et quatre méthodes ont été testées :

- dissociation des hydrates par injection de vapeur ou d'eau chaude,
- dépressurisation par pompage du méthane piégé sous la couche d'hydrates,
- injection d'un inhibiteur (méthanol, glycol) pour déstabiliser les hydrates,
- substitution du méthane par du CO<sub>2</sub>.

Les deux premières méthodes ont été testées en 2002 au Canada par un consortium international. La troisième a été utilisée en Sibérie dans les années 1970. Les injections de chaleur ou d'inhibiteurs sont des procédés chers et pour le second agressif vis-à-vis de l'environnement. Le processus de dépressurisation paraît le plus économique. En 2012, une nouvelle méthode, consistant à libérer le méthane par substitution par du CO<sub>2</sub>, a été testée avec succès en Alaska. Cette méthode alliant production de méthane et stockage stable de CO<sub>2</sub> pourrait présenter un intérêt dans les zones arctiques industrialisées.

Les évaluations de ressources de méthane associées aux hydrates sont encore incertaines mais elles sont supposées représenter entre la moitié et le double des réserves connues de charbon, pétrole et gaz cumulées. Les hydrates de méthane sont connus surtout dans les zones arctiques nord-américaine et russe, sur les marges de l'Atlantique Nord et du Pacifique Nord, sur les marges de l'Inde, en Méditerranée orientale et en Mer Noire. Cependant, les hydrates sont souvent dispersés, seules les zones montrant des concentrations importantes ont un intérêt économique.

En mer, les difficultés sont nombreuses : forages en eau profondes, stabilité des pentes lors de la libération du méthane. L'impact climatique est équivalent à celui du gaz naturel conventionnel mais ce bilan s'améliore dans le cas de production couplée à l'injection de CO<sub>2</sub>. L'essor des gaz non conventionnels en Amérique du Nord n'incite pas à développer ces ressources dans cette zone mais des pays comme le Japon, la Corée du Sud ou l'Inde soucieux d'assurer leur approvisionnement énergétique pourraient favoriser de tels développements.

### **Le gaz biogénique**

Contrairement aux ressources précédentes, ce gaz n'a pas une origine thermogénique mais il résulte de la transformation à faible température, c'est-à-dire à faible profondeur, de la matière organique présente dans les sédiments par une action microbienne anaérobie. Il est composé presque uniquement de méthane et peut former des accumulations qui sont produites de manière conventionnelle. Sa présence en grand volumes dans certains bassins est favorisée par la présence de gradients géothermiques faibles, ce qui a pour effet d'augmenter la profondeur limite de l'action microbienne. Ces accumulations sont bien connues dans les grands deltas comme le delta du Mississippi, du Nil, du Niger. Des découvertes significatives de ce type de gaz ont été faites récemment dans l'offshore israélien (35 Tcf environ).

## Les schistes bitumineux (oil shales)

Il s'agit en fait de formations sédimentaires (et non de schistes) de granulométrie fine, contenant de la matière organique, qui n'ont en général pas atteint les températures permettant la transformation du kérogène en hydrocarbures liquides (début de la fenêtre à huile).

La production consiste à fabriquer du pétrole à partir de la biomasse fossile contenue dans la roche. Deux processus sont possibles :

- Extraction en mines et transformation, ex situ, du kérogène par pyrolyse en milieu confiné dans des fours ou fosses fermées, pour produire des hydrocarbures qui sont envoyés vers une unité de conversion pour obtenir un brut raffiné. Le coût de production est élevé (80-100\$/b). L'impact environnemental est minimisé par le peu de consommation d'eau, une restitution rapide des sites et une consommation énergétique minimisée.

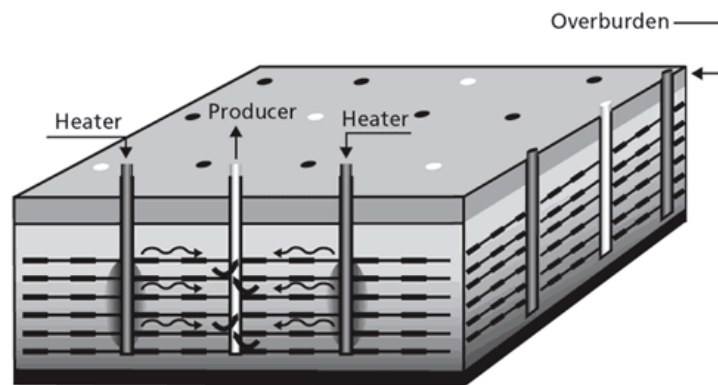
- Transformation in situ par chauffage par l'intermédiaire de puits ; plusieurs compagnies, en particulier Shell, conduisent depuis plusieurs années des projets pilotes dans le bassin de Piceance (Colorado, USA). Les challenges technologiques sont de plusieurs types : types de chauffage, efficacité des transferts thermiques, intégrité des puits à haute température.

Certains auteurs comme A. Perrodon et P.R. Bauquis (2012) proposent de classer ces schistes bitumineux dans les hydrocarbures synthétiques et proposent le nom de « shales to oil » (STL) par analogie aux CTL, GTL, BTL (voir chapitre suivant).

Le bilan énergétique de la production in situ est à optimiser.

Les enjeux environnementaux concernent les émissions de CO<sub>2</sub> et surtout la protection des aquifères dans le cas de la production in situ.

**Figure 3.2**  
**The Shell In-Situ Conversion Process**



SOURCE: Adapted from material provided by Shell Exploration and Production Company.

RAND MG414-3.2

Source: US Oil Shale and Tar Sands Programmatic EIS (2012)

Les schistes bitumineux ont été exploités ex situ depuis les années 1930 dans 13 pays (Y. Mathieu, Ed Technip, 2010) dont l'Estonie, la Suède, l'Allemagne, le Canada, l'Australie, la Russie, la Chine, dans des fours mécaniques de relativement petites capacités. En France, les schistes bitumineux de la région d'Autun ont été exploités de façon intermittente pendant plus d'un siècle. Le pic de production a été atteint, autour de 45 Mt, dans les années 1980.

Compte tenu du fait que les taux de récupération varient de 90% pour les carrières à 10% pour la production par forages, il est difficile d'avancer un chiffre de réserves mais on peut estimer qu'elles pourraient atteindre 2

à 3 fois les réserves de pétrole prouvées actuelles. Elles sont principalement localisées en Amérique du Nord, Brésil, Chine, Russie et Australie.

On voit que les hydrocarbures non conventionnels se présentent sous des formes diverses. Les exploitations ont atteints des degrés de maturité différents. Le développement de ces filières est fortement lié à l'évolution du prix des ressources conventionnelles. Les impacts environnementaux sont spécifiques à chaque type de ressources, sachant qu'il s'agit dans tous les cas de produits carbonés. En termes de ressources énergétiques, les incertitudes sont encore grandes mais cette revue rapide montre que l'ensemble des hydrocarbures non conventionnels liquides pourraient représenter de 3 à 6 fois les réserves prouvées de pétrole et leurs équivalents gazeux de 4 à 6 fois les réserves de gaz.

### **Hydrocarbures synthétiques**

Ces produits, bien que représentant des volumes marginaux à l'échelle mondiale, complètent la revue des ressources en hydrocarbures.

Des carburants de synthèse peuvent être produits à partir de toute matière contenant du carbone et de l'hydrogène. Le premier procédé de transformation catalytique a été développé par Fischer et Tropsch en Allemagne dans les années 30 pour produire des carburants à partir de gaz issu de la gazéification du charbon. Trois filières existent : transformation à partir du charbon (coal to liquids – CTL), à partir de gaz (gas to liquids – GTL) et à partir de biomasse (biomass to liquids – BTL).

#### **CTL – GTL :**

Avant 2000, de tels projets ont été en général lancés pour favoriser l'indépendance énergétique des pays concernés, compte tenu des coûts de production. Mais ces dernières années, l'augmentation significative du prix du pétrole, la chute du prix du charbon et celle du gaz en Amérique du Nord ont été favorable à la multiplication des projets qui doivent être implantés près des grands gisements de ressources. La filière GTL entre en concurrence directe avec celle du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) avec des coûts de production comparables mais fournissant des carburants pétroliers plus recherchés. Actuellement, la capacité de production de GTL dépasse les 200 000 b/j avec des unités au Qatar, en Malaisie et en Afrique du Sud. Celle du CTL est du même ordre de grandeur, avec des unités en Afrique du Sud et en Chine.

#### **BTL – voir dossier biomasse**

La production de biocarburants a été multipliée par 10 en 10 ans pour atteindre 100 milliards de litres en 2011 (IEA statistics). Brésil et Etats Unis sont de gros producteurs de bio-ethanol ; l'Allemagne est le premier producteur de bio-diesel.

#### **STL :**

Récemment A. Perrodon et P.R. Bauquis ont considéré que les liquides extraits des schistes bitumineux par traitement thermique sont à classer dans les pétroles synthétiques et ont suggéré le nom de STL (shale to oil) pour nommer ce processus.

A ces productions de produits liquides, il faut ajouter la filière en développement du biométhane utilisé pour la production d'électricité, pour le chauffage mais aussi pour fournir des carburants. Ce gaz est produit à partir de la transformation de matières organiques (bois, végétaux, déchets...). Ses avantages sont de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'augmenter le poids des ressources renouvelables dans le mix énergétique.

Cette revue rapide illustre la diversité des ressources en hydrocarbures conventionnels, non conventionnels et synthétiques. Bien que très incomplète, elle montre que le volume global des ressources ne semble pas être le critère fondamental qui va guider les stratégies d'utilisation des hydrocarbures dans les décennies à venir, mais

plutôt les critères économiques, environnementaux et les contraintes liées à la distribution géographique des ressources qui entraineront des choix différents d'un pays à l'autre.

Jean-Jacques Jarrige  
SGF – Affaires Professionnelles

*Références :*

- A. Perrodon – Géodynamique pétrolière, ed. Masson – Elf Aquitaine, 1980  
ENSG – Les géosciences au service de l'homme, ed. HIRLE, 2007  
BP - Statistical review of world energy, 2012  
IEA - Key world energy statistics, 2012  
Y. Mathieu – Le dernier siècle du pétrole? La vérité sur les réserves mondiales, ed. Technip, 2011  
Roland Vially - Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution ?, Panorama 2012, IFP Energies Nouvelles  
P.R. Bauquis, E. Bauquis – Pétrole et gaz naturel, comprendre l'avenir, ed. HIRLE, 2006  
Total – Bruts extra lourds et sables bitumineux, plaquette secteurs de croissance, 2011  
Conférence SGF-UGF-MHM « les gaz de schiste ou de roche mère », Paris, 9 juin 2011  
Roland Vially - Les gaz non conventionnels et l'eau, Panorama 2011, IFP Energies Nouvelles  
T.R. Klett, R.R. Charpentier – USGS report 03-354, 2003  
G. Maisonnier – CBM : bilan et perspectives, IFP Energies Nouvelles, 2008  
A. Pissart – Les hydrates de méthane : réserve énorme d'énergie et danger climatique potentiel, Bull. Soc. Géographique de Liège, 48, 2006  
US Environmental Impact Statement Oil Shale and Tar Sands, 2012  
A. Perrodon, PR Bauquis - Shale Oil, shale gas et autres hydrocarbures non conventionnels dans une perspective géologique, Géochronique, 124, 2012  
Confédération suisse, DETEC – OFEN, gas to liquids, coal to liquids, biomass to liquids, 2012

Note : l'auteur remercie les géologues des compagnies Total et Gdf-Suez qui ont relu le texte.