

Energies carbonées fossiles (pétrole, gaz, charbon...), transition énergétique, et changement climatique

Deuxième partie : perspectives d'avenir, risques pour le climat et la santé.

1 Un peu de nomenclature

1-1 Pétroles et gaz naturels conventionnels et non conventionnels (conventional and non-conventional oil and gas), pétroles et gaz synthétiques (synfuels and syngas)

1-1-1 Pétroles et gaz naturels

Tous les pétroles et les gaz recensés sur la figure 28 sont des produits naturels, en ce sens qu'ils sont tous issus de transformations naturelles ayant eu lieu dans des bassins sédimentaires.

Les pétroles naturels, à peu près inutilisables en l'état, sont ensuite raffinés pour en faire des **produits raffinés**, appelés aussi **produits pétroliers (petroleum products)** : présentés sommairement, ce sont principalement, par masse moléculaire moyenne croissante de la **coupe pétrolière** ainsi produite : le **naphta**, c'est-à-dire une **coupe de distillation** formée d'hydrocarbures liquides de faible masse moléculaire (nombre de carbones compris entre 5 et 11) , utilisé entre autres par l'industrie pétrochimique, les **carburants (fuels)**, **essence**, **kérosène***¹⁸ et **gazole**, pour les véhicules terrestres et les avions, le **fuel domestique** pour le chauffage, le **fuel lourd** pour la propulsion des navires ou pour la production d'électricité. Les résidus de distillation (le «fond du baril») sont éventuellement pyrolysés pour produire du **coke de pétrole** utilisable comme combustible industriel, mais aussi comme source de carbone pour la fabrication d'électrodes de carbone, ou même comme additif à des charbons pour la fabrication de **coke métallurgique** (voir chapitre 1-2). Les proportions de ces différents produits, pour un protocole standard de raffinage, dépendent de la composition du pétrole initial, en particulier de la masse moléculaire moyenne de ses constituants.

Un petit ouvrage de vulgarisation sur le pétrole qui permet, entre autres, de se repérer dans ces produits raffinés et les techniques de raffinage est par exemple celui de **Boy de la Tour 2004**.

**18 note : ne pas confondre le kérosène appelé aussi carburéacteur, qui est le carburant des avions, avec le kérogène, qui est la matière première de la formation du pétrole et du gaz dans les bassins sédimentaires.*

Il y a aussi le **gaz de pétrole liquéfié (GPL, Liquefied Petroleum Gas, LPG)**, qui contient essentiellement du propane et /ou des butanes liquéfiés sous pression. Il est utilisé principalement pour le chauffage et la cuisson, et secondairement comme carburant. Ce GPL est produit en grande partie à partir des liquides de gaz naturels, et plus précisément, comme on l'a vu dans la première partie (chapitre 1-2), des LUGN récupérés dans les usines de traitement du gaz naturel, et donc hors raffinage. Bien que ses constituants soient gazeux dans les conditions normales, le GPL ainsi produit est classé avec les pétroles, dans les statistiques de production. Mais du GPL est aussi

produit, pour 40% environ de la production totale mondiale, en raffinerie à partir de fractions pétrolières. Il contient alors aussi des hydrocarbures insaturés légers : éthylène, propylène et butènes.

Une raffinerie produit aussi de l'**hydrogène**, utilisé à différents stades de la fabrication des produits pétroliers, en particulier pour les désulfurer, mais aussi exporté via des gazoducs pour servir à différents usages en pétrochimie.

S'agissant du gaz naturel, il n'a pas besoin d'être raffiné puisque le gaz commercialisé à la production est un **gaz sec**, dont on a ôté les constituants non hydrocarbures (azote, gaz carbonique, hydrogène sulfuré etc...) et les hydrocarbures non-méthane, récupérés et comptabilisés avec le pétrole dans les catégories **condensats** et **liquides d'usine de gaz naturel (LUGN)** (chapitre 1-2, première partie et tableau 5). Il ne contient donc pratiquement que du méthane. Il sert essentiellement au chauffage, à la production de chaleur pour l'industrie, à la production d'électricité, à la fabrication des engrais ^{*19}, ou encore à propulser les voitures à moteur à gaz, qui l'utilisent sous forme comprimée à 200 bars, c'est ce qu'on appelle le **gaz naturel véhicule (GNV)**.

**19 note : Il s'agit là essentiellement des engrais azotés tels que le nitrate d'ammonium et l'urée. La synthèse de leur matière première, l'ammoniac (NH₃), à partir de l'azote demande de l'hydrogène qui est fourni par le méthane. Le méthane fournit également l'énergie nécessaire aux réactions.*

On fait souvent la distinction entre pétrole et gaz **conventionnels** et **non conventionnels** :

Les pétroles et gaz non conventionnels désignaient à l'origine les pétroles et gaz naturels qui nécessitaient, par rapport aux pétroles et gaz dits conventionnels, des techniques plus complexes de production du fait d'une difficulté d'accès, offshore profond ou zones polaires, ou de caractéristiques défavorables du gisement, forte viscosité du pétrole, profondeur et/ou pression élevées, forte teneur en hydrogène sulfuré etc.... Cette frontière assez floue a varié au cours du temps en fonction des évolutions technologiques. On a aussi défini le pétrole conventionnel comme celui pour lequel on n'utilisait pas d'autres techniques de stimulation de la production que les procédés que l'on appelle de récupération secondaire : injection d'eau dans l'aquifère pour maintenir la pression, et/ou de gaz miscible dans le pétrole pour en diminuer la viscosité et donc faciliter son écoulement, ou encore comme celui des gisements pour lesquels on pouvait définir un plan d'eau, c'est-à-dire l'existence d'un contact net entre un aquifère et une phase huile ou gaz.

Nous appellerons ici, comme c'est maintenant l'usage le plus courant, pétroles conventionnels ceux qui peuvent être produits à partir de forages classiques, fussent-ils déviés ou même horizontaux, mais sans utiliser systématiquement une technologie lourde de stimulation de la production, telle que la fracturation hydraulique ou le SAGD (voir plus loin).

Sur la figure 28 les gisements de pétrole qui correspondent à cette catégorie sont ceux des types 1 et 2. Le pétrole extrait des gisements des types 6 et 7, qui ne peut être produit que grâce à l'emploi de la fracturation hydraulique, est non conventionnel.

Les huiles extra-lourdes (4 a) et les bitumes (4 b) sont des catégories de transition. Les principaux gisements mondiaux sont de très loin les gisements de bitumes des sables bitumineux (tar sands) trouvés en surface et à faible profondeur, moins de 400 mètres pour les exploitations actuelles, en Athabasca au Canada, et ceux des huiles extra-lourdes de la ceinture bitumineuse de l'Orénoque (Faja Bituminosa) au Venezuela.

Ces dernières sont classées dans les huiles extra-lourdes et non dans les bitumes (cf chapitre 1) : elles sont en effet beaucoup moins visqueuses que les bitumes canadiens car, étant plus profondes, entre 350 et 700 mètres de profondeur environ, et situées dans un pays où la température moyenne au sol est bien plus élevée que dans le Nord canadien, la température de leur réservoir est plus élevée. Elles sont aussi moins altérées par les eaux de surface. Au Canada, les exploitations se font pour l'essentiel soit en carrière pour les profondeurs inférieures à 100 mètres, soit aux profondeurs plus élevées par un doublet de forages horizontaux situés l'un au-dessus de l'autre, avec injection de vapeur d'eau à des températures de l'ordre de 350 °C dans le forage supérieur et écoulement du bitume dans le forage inférieur suite à la réduction de viscosité provoquée par son échauffement (**Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD**) *20. Les bitumes canadiens sont classés dans le pétrole non conventionnel. Les huiles extra-lourdes vénézuéliennes sont produites aussi par forages horizontaux, après injection de vapeur mais souvent aussi après injection d'hydrocarbures légers, pour en diminuer la viscosité, et parfois par SAGD. Elles seront également classées ici dans les pétroles non conventionnels. A noter aussi que bitumes et huiles extra-lourdes nécessitent un pré-raffinage sur le site de leur extraction, pour pouvoir les acheminer vers les raffineries (voir plus loin le chapitre 1-1-2).

En ce qui concerne le gaz, le gaz conventionnel est celui produit à partir des gisements des types 2 et 3. Les gaz non conventionnels sont ceux extraits des gisements des types 8 et 9, pour lesquels on utilise la fracturation hydraulique. On y classe également les gaz produits à partir des veines de charbon, gaz de veine de charbon (CBM) ou gaz de mine de charbon (CMM) ainsi que les hydrates de gaz et le gaz dissous dans les aquifères profonds.

**20 note : Cet écoulement vers le bas n'est possible que parce que la densité des pétroles extralourds est légèrement supérieure à celle de l'eau.*

Le tableau 5 récapitule toutes ces catégories de produits naturels, avec leur appellation anglo-saxonne.

Pétroles naturels

Pétrole conventionnel (Conventional Oil , Crude)

Liquides de gaz naturel (LGN) (Natural Gas Liquids, NGL) :

- *Condensats (Condensates)*
- *Liquides d'usine de gaz naturel (LUGN) (Natural Gas Plant Liquids, NGPL)*

Pétrole extra-lourd (EL) (Extra-Heavy Oil, XH) :

- *Bitumes (Tar, Bitumen)*.
- *Huiles extra-lourdes (Extra-Heavy Oils)*

Pétrole de roches-mères (de schistes) (Shale Oil)

Pétrole de réservoir compact (Tight Oil).

Les Anglo-Saxons réunissent maintenant la Shale Oil (7 sur la figure 28) et le pétrole de réservoir compact (6 sur la figure 28) dans une seule catégorie Light Tight Oil (LTO). En effet, le pétrole extrait des roches-mères se trouve en réalité dans des réservoirs compacts, qui sont situés à l'intérieur ou au contact de la roche-mère sensu stricto, c'est-à-dire des niveaux contenant le kérogène. Il s'agit essentiellement de Shale Oil, le Tight Oil étant peu représenté.

Gaz naturels

Gaz conventionnel (Conventional Gas)

Gaz de roche-mère (de schistes) (Shale Gas)

Gaz de réservoir compact (Tight Gas)

Gaz de veine de charbon (Coal Bed Methane, CBM, Coal Seam Methane, CSM, Coal Seam Gas, CSG)

Gaz de mine de charbon (Coal Mine Methane, CMM)

Hydrates de méthane (Methane Hydrates)

Gaz dissous dans les aquifères profonds (Gas from Geopressured Aquifers)

Tableau 5 : Récapitulatif des variétés de pétroles et de gaz naturels, avec leur appellation anglo-saxonne. Les couleurs sont les couleurs conventionnelles pour le pétrole et le gaz dans les professions pétrolières et gazières.

1-1-2 Pétroles et gaz synthétiques (synfuels et syngas)

L'industrie est capable de produire des **pétroles synthétiques** et des **gaz synthétiques**, c'est-à-dire des produits artificiels liquides ou gazeux de substitution aux pétroles et gaz naturels: il est important d'en dire deux mots, car dans les discussions actuelles sur l'avenir de la production mondiale de pétrole et de gaz, la distinction n'est généralement pas faite entre les pétroles et gaz naturels, et entre les pétroles et gaz artificiels. Si cela n'a guère d'importance pour l'utilisateur, en vertu de l'adage « à cheval donné on ne regarde pas les dents », cela en a beaucoup pour les perspectives d'avenir, et c'est très fréquemment une source de confusion dans les discussions sur l'évolution de la production pétrolière mondiale.

Les produits liquides artificiels de substitution au pétrole naturel ou à ses produits raffinés sont appelés en anglais **synfuels** : Il s'agit essentiellement pour l'instant de carburants. Ce sont d'une part les **biocarburants** (biofuels) appelés aussi agrocarburants parce qu'ils sont dérivés de produits agricoles, et d'autre part les **X-to-Liquids** (XTL), produits à partir de substances carbonées naturelles par des procédés lourds industriels. X désigne la substance carbonée servant de matière première.

- Biocarburants :

Il s'agit du **biodiesel**^{*21} produit surtout en Europe à partir des **triglycérides** contenus dans les huiles végétales (**colza, tournesol, huile de palme importée...**), et de l'**éthanol**^{*21} produit surtout au Brésil et aux Etats-Unis à partir de sucres végétaux (**sucre de canne** à sucre au Brésil, **amidon de maïs** aux Etats-Unis), (**Ballerini, 2006**).

Il est souvent question de produire des biocarburants à partir de cultures d'algues microscopiques unicellulaires riches en **lipides**. Mais les procédés n'ont pas dépassé à l'heure actuelle le stade du pilote.

- X-to-Liquids (XTL) :

- Les **Gas-to-Liquids** (GTL), c'est-à dire des carburants synthétisés à partir des gaz naturels par **synthèse Fischer-Tropsch** après leur transformation en **gaz de synthèse**^{*22}.

- Les **Coal-to-Liquids** (CTL), c'est-à-dire des carburants synthétisés à partir des charbons par **synthèse Fischer-Tropsch** après leur transformation en gaz de synthèse, ou par le **procédé Bergius**^{* 22}.

****21 note :** - Le biodiesel, parfois appelé diester, est produit par estérification des triglycérides, principaux constituants des huiles végétales, par un alcool, le méthanol (CH_3OH). Il n'est donc pas entièrement tiré de la biomasse. On produit en même temps de la glycérine.*

- L'éthanol ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) est l'alcool produit par fermentation alcoolique des sucres. On le produit aussi à partir de l'amidon des céréales, principalement le maïs. L'amidon, qui est un polymère du glucose, est préalablement transformé tout d'abord en glucose avec des enzymes.

****22 note :***

- Pour produire du gaz de synthèse, qui est composé essentiellement d'oxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2), à partir de gaz naturel, de charbon, de biomasse ou d'autres substances carbonées, on les fait réagir à des températures de l'ordre de 1000°C avec un mélange adapté de vapeur d'eau et d'oxygène en présence d'un catalyseur au nickel.

- La synthèse Fischer-Tropsch, méthode utilisée pour produire des carburants, consiste à faire ensuite réagir à 300°C sur un catalyseur au fer ou au cobalt l'hydrogène et le monoxyde de carbone contenus dans le gaz de synthèse. Se forment ainsi des n-alcanes (paraffines), que l'on isomérisé ensuite, c'est-à-dire que l'on transforme en isoalcanes (voir annexe 1), mieux adaptés aux moteurs, dans des unités dites d'isomérisation. On peut orienter les réactions pour faire toute une gamme d'autres produits que les carburants.

- Le procédé Bergius consiste à faire réagir ensemble du charbon et de l'hydrogène à quelques centaines de degrés sous pression, pour produire un simili pétrole qu'il faut ensuite raffiner.

- Les **Biomass-to-Liquids (BTL)** : il s'agit de carburants produits par transformation de biomasse en gaz de synthèse, puis synthèse Fischer-Tropsch. On utilise pour cela la partie lignocellulosique des plantes, beaucoup plus abondante que les huiles végétales et les sucres utilisés pour faire des biocarburants. Malgré les espoirs que cela suscite, il ne s'agit là pour l'instant que de productions pilotes.

- Les **Shale-to-liquids (STL)**, c'est-à-dire l'**huile de schistes** (shale oil, kerogen oil), produite par pyrolyse à des températures de l'ordre de 500°C des schistes dits bitumineux (catégorie 10 sur la figure 28), dont on a vu dans la première partie qu'en réalité ce n'étaient pas des schistes, qui sont des roches métamorphiques, et qu'ils ne contenaient pas de bitume, mais du kérogène immature. Cette huile de schistes, qui n'a donc rien à voir avec le pétrole de schistes (de roche-mère), est un simili pétrole brut beaucoup plus riche en hétéro-éléments (voir chapitre 1) que le pétrole brut naturel, et donc plus difficile à raffiner. Il s'agit pour l'instant d'une catégorie anecdotique, sa production étant insignifiante à l'échelle mondiale, faute de rentabilité. Il en a cependant été produit des quantités non négligeables à l'échelle de l'époque, du milieu du 19^{ème} siècle au milieu du 20^{ème} siècle, par exemple en France (voir chapitre 3-2-2-1).

On remarquera que le GTL et le CTL sont essentiellement des produits de substitution aux carburants dérivés du pétrole, dont l'utilité n'est manifeste que dans la mesure où l'offre de carburants issus du pétrole ne suffirait plus à fournir la demande. Mais la contrepartie serait une diminution plus rapide des réserves de gaz

ou de charbon, au détriment d'autres utilisations de ceux-ci telles que la production d'électricité.

On aurait pu mettre aussi, mais ce n'est pas l'usage, les huiles extra lourdes et les bitumes (4 a et 4 b) dans la catégorie XTL, dans la mesure où il faut, comme pour le STL, des techniques de pré-raffinage dans une installation appelée **upgrader** pour en faire un «pétrole» utilisable par une raffinerie classique. D'ailleurs, les Anglo-saxons qualifient volontiers de **syncrude** les pétroles commercialisés issus de ces catégories.

Les gaz synthétiques de substitution au gaz naturel, en anglais **Syngas**, sont des gaz produits par différents procédés industriels: gaz produits (monoxyde de carbone et un peu d'hydrogène) par les **hauts-fourneaux** et les **convertisseurs** de fonte (**cast iron**) en acier ou encore par les **cokeries** (hydrogène et méthane), gaz de synthèse (monoxyde de carbone, hydrogène, méthane) produits à partir de biomasse, de charbon, (ou qui seraient produits par gazéification souterraine du charbon), ou de naphta et qui ne seraient pas utilisés pour des synthèses de carburants ou de produits chimiques. Ces gaz peuvent être utilisés directement pour produire de la chaleur et de l'électricité. Ils ont été très utilisés jusqu'à un peu après la Deuxième Guerre Mondiale, avant le développement de la production du gaz naturel.

Pétroles et carburants synthétiques (Synfuels)

Biocarburants (Biofuels)

Gas-to-Liquids (GTL)

Coal-to-Liquids (CTL)

Biomass-to-Liquids (BTL)

Shale-to-Liquids (STL)(huile de schistes bitumineux, Shale Oil, Kerogen Oil)

Gaz artificiels (Syngas)

Gaz de hauts-fourneaux (Blast Furnaces), de convertisseurs (Converters), ou de cokeries (Coking Plants)

Gaz de synthèse à partir de biomasse, de charbon, ou de naphta

Gaz de gazéification souterraine (Underground Gasification) du charbon

Tableau 6: les variétés de pétroles (et carburants) et de gaz artificiels. Les couleurs utilisées sont les couleurs conventionnelles pour le pétrole et le gaz.

La production de synfuels représente pour l'instant environ 3 % de la production de pétrole, et consiste surtout en biocarburants (agro-carburants, biofuels) tirés de sucres et de triglycérides végétaux. L'éthanol du Brésil et des Etats-Unis forment la plus grande partie de ces biocarburants.

La production de syngas représente moins de 1 % de la production de gaz.

Les agences de l'énergie, dont les principales sont l'**Agence internationale de l'énergie (AIE, International Energy Agency, IEA)**, basée à Paris (www.iea.org), et l'**United States Energy Information Administration (EIA)**, du Department of Energy (DoE) des Etats-Unis, basée à Washington (www.eia.gov), ont la lourde tâche de présenter tous ces produits naturels et artificiels sous une forme simplifiée à l'attention des pouvoirs publics, des industriels et de l'opinion.

1-1-3 : Le baril de pétrole, que contient-il ?

La comptabilité internationale de la production comme de la consommation pétrolière (c'est-à-dire de produits raffinés) se fait, sous l'influence de la culture américaine, en **baril**. Celui-ci est une unité de volume, et non de masse ou d'énergie (nous reviendrons sur ce point au chapitre 2-2), qui vaut 159 litres. En ce qui concerne la production de pétrole (**nous ne traitons pas de la consommation dans cet ouvrage**), le baril que connaissent les économistes, les médias et donc l'opinion publique est le baril de **pétrole tous liquides (all liquids, total oil, oil supply)**, c'est-à-dire qu'il contient toutes les catégories de pétroles naturels et de pétroles artificiels que nous avons recensées plus haut. L'unité la plus utilisée dans les statistiques internationales de production est le **million de barils par jour (Mb/j ou Mb/d, d signifiant ici dies et non day)**. 1 Mb/j représente actuellement une production annuelle un peu inférieure à 50 millions de tonnes (voir chapitre 2-2).

La figure 30 et le tableau 7 montrent quelles étaient en 2014, en millions de barils/jour, la valeur et la composition de la production pétrolière mondiale tous liquides, selon l'Energy Information Administration (EIA) du Département américain de l'énergie (DoE).

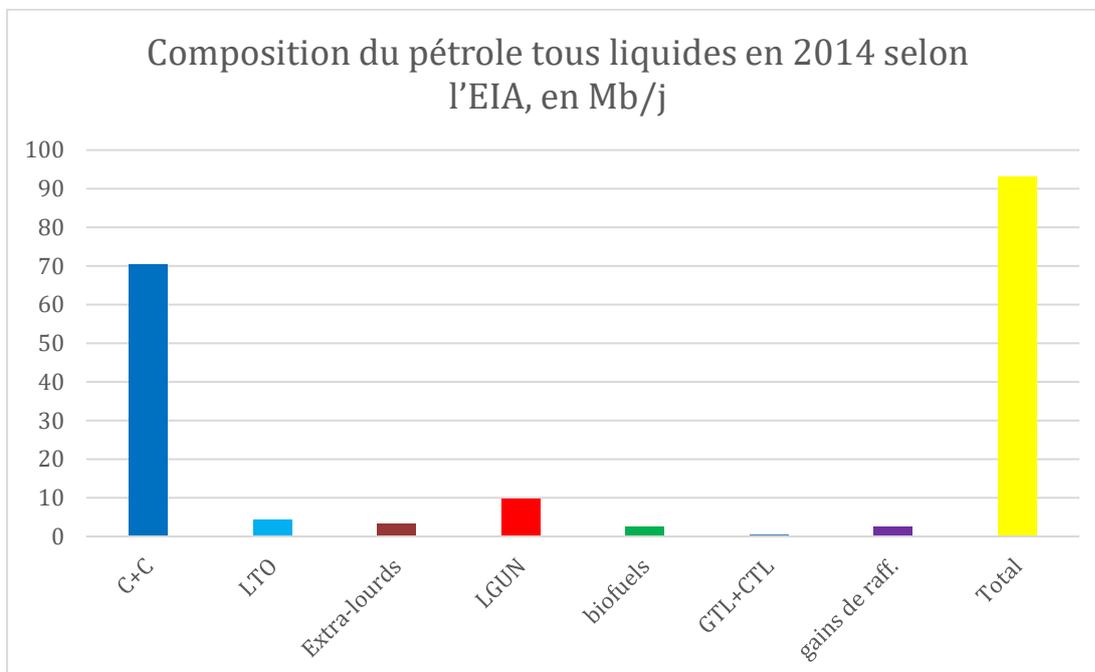


Figure 30 : Histogramme de la composition de la production de pétrole tous liquides en 2014, selon l'Energy Information Administration (EIA) des Etats-Unis.

Nature du composant	Valeur (Mb/j)	Valeur (%)
Conventionnel + condensats (C+C)	70,3	75,4
Light Tight Oil (LTO)	4,4	4,7
Extra-lourds	3,2	3,4
LGUN	9,8	10,5

biocarburants	2,5	2,7
GTL+CTL	0,5	0,6
Gains de raffinerie	2,5	2,7
Total tous liquides	93,2	100

Tableau 7: composition de la production de pétrole tous liquides en 2014 selon l'EIA, en Mb/j et en %.

On observe que le baril de pétrole tous liquides contient :

- deux catégories qui proviennent non pas de gisements de pétrole, mais de gisements de gaz : les condensats et les LGUN. On l'a vu dans la première partie au chapitre 1-2 et sur le tableau 5, les condensats sont les hydrocarbures liquides récupérés en tête de puits sur les gisements de gaz ou de gaz associé au pétrole, tandis que les LGUN sont les hydrocarbures liquides ou liquéfiables sous pression encore contenus dans ces gaz qui sont récupérés ensuite dans les usines de traitement de gaz. A noter que les gaz de roche-mère (de schistes), notés 9 sur la figure 28 et les gaz de réservoir compact, notés 8 sur la figure 28, contiennent des condensats et des LGUN tout comme le gaz conventionnel. Par contre, les gaz non conventionnels issus du charbon (CBM, CMM) n'en contiennent pas.
- des pétroles artificiels (synfuels) : biocarburants, GTL, CTL...
- une catégorie très particulière, les gains de raffinerie : Ces derniers représentent le gain en volume entre l'entrée et la sortie de la raffinerie. Il est dû à ce que d'une part les produits du raffinage ont un volume massique plus important que celui de la charge initiale introduite dans la raffinerie et d'autre part à l'utilisation d'additifs en cours de raffinage, en particulier d'hydrogène produit à partir de gaz naturel. La comptabilité en volume (baril) a ici l'effet pervers que l'on en vient à classer comme pays producteurs de pétrole des pays qui ne font que le raffiner, comme par exemple les Antilles Néerlandaises !

Une très grande partie du baril tous liquides, environ 86 % du total à l'échelle mondiale, est constituée des catégories C+C (conventionnel + condensats) et LGUN. La contribution du conventionnel est impossible à estimer précisément, car les producteurs comptabilisent presque systématiquement avec lui les condensats, qui sont mélangés par les producteurs au conventionnel avant commercialisation. Les condensats pourraient actuellement représenter 7 à 8 % de l'ensemble C+C.

En dépit de la grande attention médiatique qui leur est consacrée, les proportions des pétroles non-conventionnels (LTO et Extra-lourds) et des synfuels (biofuels, GTL, CTL) sont donc faibles, au total à peu près 11 % du tous liquides actuellement, 13 % si l'on y inclut les condensats et les LGUN provenant des gaz non conventionnels, c'est-à-dire environ 2 Mb/j provenant essentiellement des gaz de roche-mère (de schistes), produits essentiellement aux Etats-Unis. Les autres gaz non-conventionnels ne contiennent quant à eux guère d'hydrocarbures autres que du méthane.

Chaque composant a une dynamique de production qui lui est propre : il est donc nécessaire d'examiner chacune de ces dynamiques de production pour analyser les possibilités futures de production de pétrole tous liquides (voir chapitre 3-2-5).

Notons dès à présent que la façon de regrouper ces catégories varie d'une agence à l'autre dans leurs publications les plus courantes, ce qui est une source permanente de confusion pour les commentateurs et oblige à une gymnastique peu commode pour

comparer les données d'une agence à l'autre : En ce qui concerne les deux principales, l'EIA et l'IEA, si elles regroupent toutes deux le pétrole conventionnel avec les condensats (C+C), l'AIE compte séparément le LTO et les extra-lourds (XH), tandis que l'EIA, dans ses publications les plus courantes, les agglomère avec le C+C pour faire une catégorie unique «crude oil» ou «petroleum », ce qu'on peut traduire par **pétrole brut** ou **brut**. L'AIE de son côté regroupe souvent tous les synfuels (biocarburants, GTL, CTL ...) sous une même étiquette, tandis que l'EIA les détaille.

1-2 Catégories de charbons et leur utilisation

Insistons à nouveau sur le fait qu'il existe non pas un mais des charbons, de la tourbe à la méta-anthracite et que la variété en est au moins aussi grande que pour les pétroles et les gaz. Les considérer comme une substance unique, ainsi qu'il est fait généralement dans les médias et dans beaucoup de statistiques, est extrêmement réducteur.

Cependant les utilisations actuelles des charbons sont assez limitées : pour l'essentiel, par ordre d'importance décroissante, il s'agit de la production d'électricité, de la production de coke pour la métallurgie du fer (fabrication de la fonte et de l'acier), et de la production de chaleur pour l'industrie.

La production d'électricité, qui consomme actuellement environ 70 % en masse de la production mondiale de charbon (et représente un peu plus de 40 % de la production mondiale d'électricité), et la production de chaleur industrielle, qui en consomme environ 10 %, peuvent utiliser toutes les variétés de charbon, regroupées pour ces usages sous l'étiquette fourre-tout **charbon-vapeur (steam coal)**. On préfère bien sûr les charbons ayant un fort pouvoir calorifique (voir plus loin), qui ont donc la plus grande valeur commerciale. Pour la fabrication d'électricité on utilise cependant aussi beaucoup, comme en Allemagne par exemple, le lignite, malgré son faible pouvoir calorifique. Il faut alors, pour des raisons de rentabilité, installer les centrales au plus près des zones de production, pour ne pas avoir à supporter le coût du transport.

Le **charbon à coke (coking coal)**, environ 15 % en masse de la consommation mondiale, appartient à la catégorie des charbons dits bitumineux. Ces derniers correspondent, dans les étapes successives d'évolution des charbons, à l'étape appelée catagenèse dans la formation du pétrole. Les charbons à coke sont dans cette catégorie ceux qui sont le plus riches en hydrogène. Ils correspondent au début de la catagenèse, quand le kérogène des charbons a perdu la plus grande partie de son oxygène tout en ayant encore conservé une grande partie de son hydrogène.

La fabrication du coke se fait dans des **cokeries**, où le charbon est pyrolysé à l'abri de l'air dans des **fours à coke** à des températures allant jusqu'à 1300 °C environ. Est alors produite une grande variété d'effluents liquides et gazeux valorisables. La cokéfaction, c'est essentiel, élimine ainsi un certain nombre d'éléments qui pourraient nuire à la fabrication de la **fonte (cast iron)**, soufre par exemple. Mais aussi les charbons à coke ont la particularité de se transformer en un solide microporeux très résistant mécaniquement, le coke. Le coke est utilisé pour réduire les oxydes de fer constituant les minerais de fer: La microporosité permet une bonne circulation des gaz produits par les réactions, ce qui facilite celles-ci, et la résistance mécanique permet la bonne tenue mécanique de la charge où sont mélangés le coke et le minerai. Ces trois facteurs : élimination des éléments nuisibles, microporosité et résistance mécanique sont les raisons du succès du coke. Diverses tentatives de fabrication de coke de charbon ont été faites en Europe dès le début du 17ème siècle. La mise au point d'un procédé

efficace par Abraham Darby en Angleterre en 1709 a révolutionné la métallurgie du fer, qui utilisait jusqu'alors du charbon de bois, et a été un des éléments clefs de l'essor de la Révolution Industrielle en Europe. Mais on sait maintenant que du coke de charbon a été produit en Chine plusieurs siècles auparavant, sans pour autant que cela ait débouché sur une révolution industrielle.

Le développement d'une microporosité est précisément dû à la richesse en hydrogène de ces charbons et plus précisément d'hydrogène présent sous forme de chaînes aliphatiques comme décrit chapitre 2-3. La pyrolyse provoque tout d'abord la création dans le charbon d'une phase semi-liquide, appelée **mésophase**, sous forme de microgouttelettes disséminées dans la masse. Le charbon devient alors pâteux. La volatilisation ultérieure de cette mésophase laisse derrière elle cette microporosité, la pâte se transformant alors un solide microporeux très résistant mécaniquement.

Ces particularités des charbons à coke en font les charbons dont la valeur commerciale est la plus élevée. C'est aussi la variété de charbon la plus difficile à remplacer dans ses usages.

On sait cependant maintenant produire du coke à partir de mélanges de charbon plus pauvres en hydrogène en ajoutant au mélange de petites quantités de fuel lourd, ou du **coke de pétrole**, résidu carboné du raffinage du pétrole.

Le chauffage, qui a représenté une utilisation majeure du charbon jusque dans les années 1960, ne représente maintenant que quelques pourcents de la production mondiale. Il en est de même de la production de produits chimiques (**carbochimie**).

L'utilisation des charbons pour produire des carburants (CTL), comme ont fait les Allemands pendant la deuxième guerre mondiale, et l'Afrique du Sud pendant l'Apartheid et encore maintenant avec la compagnie Sasol (dont la production de CTL est de l'ordre de 10 Mt par an), ou encore pour produire du gaz, reste encore à l'heure actuelle anecdotique à l'échelle mondiale. La compagnie chinoise Shenhua produit environ 1 million de tonnes par an de CTL par procédé Bergius à Erdos en Mongolie depuis quelques années et projette semble-t-il de développer sensiblement cette production, mais les informations à ce sujet sont rares. Notons qu'il s'agit là de procédés très consommateurs d'énergie et très polluants, peu compatibles avec les normes environnementales occidentales actuelles.

2 Un peu de quantification

2-1 Jusqu'à quelles profondeurs trouve-t-on des gisements de combustibles fossiles ?

Les gisements exploitables de combustibles fossiles ne se forment que dans les bassins sédimentaires, ces profondeurs ne peuvent de facto qu'être inférieures à l'épaisseur des séries sédimentaires: peu, même empilées les unes sur les autres par le jeu des subsidences et des inversions tectoniques, ont actuellement des épaisseurs cumulées dans un bassin supérieures à 10 km, le record mondial étant semble-t-il celui du bassin du Sud de la Mer Caspienne, dont la profondeur maximale serait d'un peu plus de 20 km.

2-1-1 Pétroles et gaz

La figure 31 montre la distribution des réserves (voir plus loin la discussion sur la signification de ce terme) de pétrole en fonction de la profondeur du puit de découverte par rapport au niveau du sol ou au fond de la mer, pour le monde hors US et Canada.

La statistique, due à J. Laherrère, porte sur environ 14 000 gisements conventionnels situés à terre (onshore) et en mer (offshore).

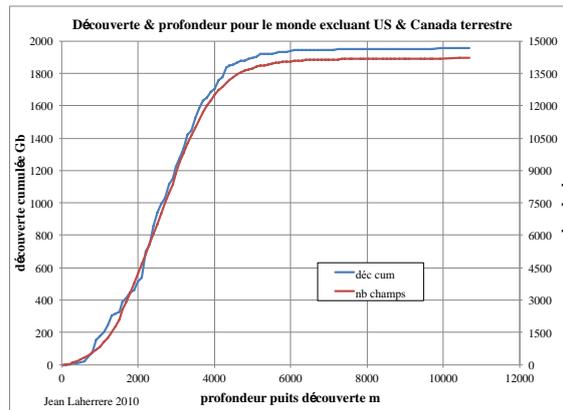


Figure 31 : Distribution des profondeurs et des volumes de découverte dans le monde, hors États-Unis et Canada terrestres, pour des gisements trouvés à terre (onshore) ou en mer (offshore). Pour les États-Unis et le Canada terrestres, le nombre de puits forés par de petits producteurs indépendants, pour lesquels ces données n'ont pas été répertoriées, est bien trop grand pour que les statistiques aient un sens.

On observe que la moitié du volume total des réserves a été découverte à moins de 2500 mètres de profondeur et que très peu en a été découvert à des profondeurs supérieures à 5000 mètres.

En fait, la profondeur actuelle de ces gisements est la plupart du temps inférieure à la profondeur maximale qu'ils ont atteinte au cours de leur histoire géologique, car les bassins sédimentaires ont pratiquement tous subi une ou plusieurs inversions tectoniques et donc une érosion des sédiments quand ils ont été portés à la surface. Mais cela joue rarement sur plus de quelques centaines de mètres, et cela ne change guère le tableau.

On peut objecter que cette distribution est due aux limites techniques des procédés de forage. Elle viendrait du fait que le coût des forages augmentant beaucoup plus vite que leur profondeur, on ne fait pas beaucoup de forages très profonds et que l'on ne prend pas en considération les petits gisements trouvés à ces profondeurs, du fait de leur coût d'exploitation.

D'autre part, sauf exception (roches très tendres et/ou gradient géothermique faible) on ne sait pas forer efficacement au-delà de 10 000 mètres environ, les performances des outils de forage diminuant avec la profondeur et en particulier avec la température ! Le record mondial, 12 260 mètres, a longtemps été un puits foré dans la presque île de Kola en Russie. Il a été battu récemment par un puits de 12370 mètres foré à Sakhaline par la compagnie Exxon Mobil.

Mais pétrole et gaz, du fait de leur mouvement globalement ascendant au cours de leur migration, s'accumulent en général au-dessus de leur zone de formation. Or cette dernière ne peut guère atteindre plus de 6 à 7000 mètres de profondeur maximale par rapport au sol ou au fond de la mer, le kérogène de la roche-mère ayant alors pratiquement épuisé son potentiel de formation d'hydrocarbures, sauf si le gradient géothermique est exceptionnellement faible, ce qui arrive par exemple dans les bassins sédimentaires où se trouvent de très fortes épaisseurs de sel, comme les bassins offshore brésiliens.

La distribution des gisements de gaz en fonction de la profondeur n'est pas très différente de celle des gisements de pétrole. S'il se forme à des profondeurs en moyenne plus fortes que le pétrole, le gaz est aussi plus mobile dans les sédiments et ses gisements peuvent donc se trouver encore plus haut au-dessus de sa zone de formation.

Les gisements situés en mer se trouvent à des profondeurs analogues à celles des gisements à terre, si l'on ne considère que la série sédimentaire qui les contient, et que l'on prend alors comme référence le fond de la mer. Mais si la référence est le niveau de la mer, il faut alors y ajouter la tranche d'eau. L'épaisseur de celle-ci est très variable, jusqu'à 3 km dans le cas par exemple de certains gisements exploités dans le Golfe du Mexique,

Cette épaisseur de tranche d'eau sera sans doute dépassée pour les gisements qu'il est prévu d'exploiter au large des côtes du Brésil, qui se trouvent dans ce qu'on appelle l'**infrasalifère** (subsalt), ou encore au large des côtes de l'Angola.

2-1-2 Charbons

Les séries houillères peuvent avoir des épaisseurs considérables, rarement plus de 5 à 6 km toutefois. Elles peuvent cependant être enfouies à des profondeurs plus grandes, et se retrouver alors dans la zone dite de métamorphisme, où se produisent des transformations minéralogiques importantes. C'est ainsi que se forment les anthracites et méta-anthracites, qui ne peuvent être exploitées que si une inversion tectonique et l'érosion qui en résulte fait remonter la formation sédimentaire qui les contient à une profondeur bien moindre. Mais il existe des limites techniques à la profondeur possible des exploitations. La limite pour les exploitations en **découverte** (à ciel ouvert, open field, open pit, open cut) est d'environ 400 mètres. Pour les mines souterraines, c'est environ 1500 mètres : cela est dû à la température, qui rend au-delà la présence humaine très difficile, même avec une forte ventilation, mais encore plus à un coût d'exploitation qui croît beaucoup plus vite que la profondeur, et des dépenses énergétiques excédant alors l'énergie récupérable dans le charbon extrait. Aux profondeurs supérieures, il est envisageable d'exploiter par forage le gaz que contiennent les veines de charbon (CBM), et il sera peut-être possible un jour d'exploiter celles-ci par gazéification souterraine. Les limitations de profondeur seront alors à peu près celles des exploitations pétrolières.

2-1-3 Schistes bitumineux

Les schistes bitumineux ne pouvant pas avoir subi d'enfouissement important (sinon leur kérogène aurait perdu son potentiel en huile de pyrolyse parce qu'il aurait déjà produit du pétrole et du gaz), se trouvent de facto à faible profondeur, inférieure en général au km. D'autre part, on ne sait actuellement les exploiter qu'en carrière et en découverte, ce qui limite leur profondeur d'exploitation à quelques centaines de mètres. Leur gazéification souterraine est envisageable, mais elle est *a priori* bien plus difficile que pour les charbons parce que leur teneur en carbone organique est plus faible. Et il existe des projets très complexes de pyrolyse souterraine, essentiellement aux Etats-Unis pour exploiter la formation des Green River Shales, où se trouvent les quantités de schistes bitumineux les plus importantes connues au monde. Mais ces projets n'ont toujours pas abouti : après 30 ans Shell a abandonné en 2012 le projet in situ Mahogany dans le Colorado, consistant en un chauffage électrique dans des puits pour pyrolyser les schistes et produire ainsi *in situ* de l'huile de schistes (kerogen oil, STL) in situ, avec congélation tout autour pour empêcher les venues d'eau.

2-2 Le pouvoir calorifique des combustibles, source de leur intérêt économique.

L'intérêt économique des combustibles réside principalement dans leur capacité à produire de la chaleur par réaction avec l'oxygène (combustion), autrement dit dans leur pouvoir calorifique. Ce pouvoir calorifique dépend en première analyse de leur teneur en carbone, hydrogène et oxygène. Si la combustion est totale, le carbone produira du gaz carbonique et l'hydrogène produira de l'eau, avec dégagement de chaleur. L'oxygène déjà présent dans le combustible diminue le pouvoir calorifique. La position des combustibles sur un diagramme tel que celui de la figure 32 permet une visualisation rapide de la composition en C, H et O de la plupart des combustibles et des carburants recensés ici.

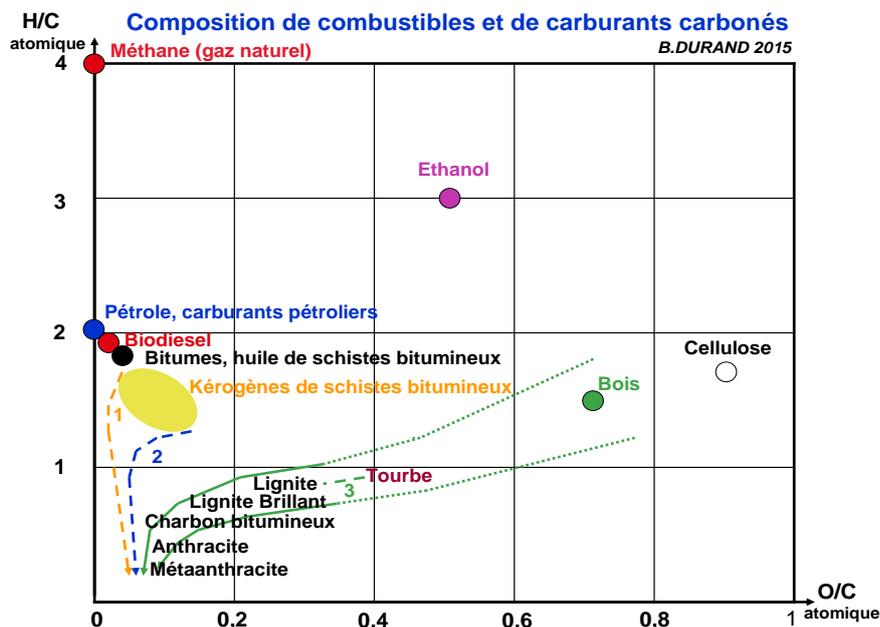


Figure 32 : Position des principaux combustibles fossiles dans un diagramme de van Krevelen-Durand (diagramme rectangulaire H/C versus O/C, en rapports atomiques) et comparaison avec des carburants carbonés, ainsi qu'avec le bois et la cellulose. 1, 2 et 3, position des chemins d'évolution moyen des types 1, 2 et 3 de kérogènes. Pour la définition des types de kérogènes voir la première partie, chapitre 2.

Le pouvoir calorifique est la quantité de chaleur produite par la combustion d'une unité de masse de combustible. Il faut distinguer le pouvoir calorifique supérieur (PCS), du pouvoir calorifique inférieur (PCI). On les exprime tous deux en joules/ kilogramme.

Le PCS est égal au PCI additionné de la chaleur qui se dégage lorsque la vapeur d'eau produite par la combustion de l'hydrogène contenu dans le combustible se condense.

L'hydrogène a un PCS d'environ 141 MJ/kg et un PCI d'environ 121 MJ/kg. Pour le carbone pur (sous forme graphite), puisqu'il ne contient pas d'hydrogène, PCS et PCI sont bien sûr identiques, environ 33 MJ/kg.

Pour les combustibles fossiles, l'écart entre PCS et PCI va de 2% à 10 % environ du PCI selon les teneurs en hydrogène^{*23}, l'écart étant le plus grand pour le combustible le plus riche en hydrogène, le méthane, dont le PCI est à peu de chose près de 50 MJ/kg et le PCS de 55,5 MJ/kg, soit 11% de plus que le PCI.

**note 23 : l'hydrogène est on l'a vu un constituant majeur des combustibles fossiles et sa teneur détermine pour une grande part leur capacité calorifique et donc leur intérêt et leurs usages industriels. En masse, elle est de 25 % pour le méthane (80 % en atomes). Elle est de 17 % pour le butane (environ 71% en atomes), 14 % pour l'essence et le gazole (environ 66 % en atomes), 11 % pour le fioul lourd (environ 64 % en atomes), et 10 % pour le bitume (environ 60 % en atomes). (Bauquis, P-R. et Bauquis, E., 2004)*

Le PCI est le plus utilisé pour qualifier les combustibles (tableau 8). En effet la chaleur qui pourrait être récupérée par condensation de la vapeur d'eau produite, ne l'est pas dans les utilisations courantes (elle l'est dans les chaudières dites à condensation).

Le PCI des combustibles commercialisés est très variable en fonction de leur nature, mais aussi d'un grand nombre d'autres paramètres, en particulier de leur teneur en eau ou en minéraux, ainsi que du mode de conditionnement.

Combustible	Cellulose	Bois (10% d'humidité)	Lignite (Brown Coal)	Lignite brillant (Subbitum.)	Charbon Bitum.	Anthracite	Ethanol	Biodiesel Bitume	Pétrole brut	Méthane
PCI (MJ/kg)	14	16	10-20	15-25	25-35	25-35	29,7	36-38	40-44	50

Tableau 8 : PCI approximatif des combustibles représentés sur la figure 30. La gamme des valeurs pour les charbons et même pour le pétrole reflète leur variété d'origines et de compositions.

Pour évaluer à l'échelle mondiale le potentiel énergétique des combustibles fossiles, on utilise une unité, la **tonne-équivalent-pétrole** (tep), qui est en principe le PCI d'une tonne de pétrole. Toutefois le pouvoir calorifique des pétroles est assez variable selon leur composition (tableau 8). On a donc fixé arbitrairement à 10 000 thermies, l'équivalent énergétique de la tep. La thermie vaut 1 million de calories. La calorie, définie en 1824 par Nicolas Clément, est une unité plus ancienne que le joule. Longtemps utilisée pour mesurer les quantités de chaleur, sa valeur a très légèrement fluctué au cours du temps, d'une définition à l'autre et selon le périmètre d'applications, entre 4,182 et 4,204 joules. En bref, pour l'Agence internationale de l'énergie (AIE) la tep vaut 41,86 milliards de joules (GJ). La valeur retenue par l'Administration française a été longtemps de 42 GJ !

Une grande difficulté pour faire des évaluations quantitatives du contenu énergétique de la production mondiale de pétrole est que les quantités de pétrole produites sont évaluées en volume et non en masse. Il est en effet beaucoup plus facile de mesurer en continu un volume qu'une masse à la sortie d'un puits. De plus, sous l'influence de la culture dominante dans le monde pétrolier, la culture américaine, l'unité de volume utilisée est le **baril**, unité qui vaut à très peu de chose près 159 litres et n'est pas reconnue par le Système international d'unités (SI). Du fait des différences de densité d'un pétrole à l'autre, la conversion en tonnes est difficile. Une règle de pouce déjà ancienne est de 7,3 barils pour une tonne en moyenne. Du fait de la contribution de plus en plus grande de produits à densité relativement faible dans l'approvisionnement pétrolier mondial en pétrole tous liquides, ce ratio était en 2013 devenu proche de 7,7 si l'on en croit la BP Statistical Review, qui donne des statistiques à la fois en barils et en tonnes. Une unité de production couramment utilisée est le **million de barils par jour** (Mb/j ou Mb/d, d signifiant dies et non day), soit 365 millions de barils par an.

Selon que l'on prend un coefficient de conversion de 7,3 ou de 7,7, cela représente 50 ou 47,4 millions de tonnes par an.

D'autre part, le pouvoir calorifique des pétroles conventionnels par unité de masse, mais aussi celui des pétroles non conventionnels et des autres produits qui sont comptabilisés par les agences dans la production pétrolière (tableau 7) est variable.

Pour rendre compte de ces variabilités, la publication de statistiques en tonne-équivalent-pétrole (tep), qui est une unité d'énergie^{*24}, plutôt qu'en baril et même en tonne, qui n'en sont pas, par les agences, serait souhaitable. En première analyse, on peut cependant considérer qu'à l'échelle de la production mondiale, 1 tonne de pétrole a statistiquement un contenu énergétique proche de 1 tep.

**24 note : L'unité d'énergie dans le système international d'unité (SI) est le joule. Mais c'est une unité extrêmement petite comparée à la consommation mondiale d'énergie. On a vu qu'une tep «vaut» pour l'Agence internationale de l'énergie 41,86 milliards de joules (GJ) ! La consommation mondiale d'énergie primaire est actuellement d'environ 13 milliards de tep (Gtep). 1 Gtep « vaut » $41,86 \cdot 10^{18}$ joules (EJ) ! On utilise aussi souvent le Wh, qui vaut 3600 joules, et ses multiples, kWh (kilo, 1000 Wh), MWh (méga, 1million de Wh), GWh (giga, 1milliard de Wh), TWh (tétra, 1000 milliards de Wh). 1 Wh «valant» 3600 joules, 1 tep vaut donc 11,55 MWh, et 1 Gtep 11,55 milliards de MWh.*

S'ajoute à ces difficultés l'incertitude des statistiques de production (voir chapitre 3-2)

Il résulte de tout cela que l'on ne connaît pas vraiment précisément le contenu en énergie de la production mondiale de **pétrole tous liquides**, c'est-à-dire comprenant toutes les catégories recensées sur le tableau 7. Si la production comptée en barils augmente encore actuellement, le contenu énergétique d'un baril moyen est en diminution sensible depuis quelque temps du fait de la contribution croissante de catégories à énergie volumique faible, et l'énergie disponible dans cette production ne semble plus guère augmenter. La quantité d'énergie utilisable par habitant de la planète compte tenu de l'augmentation de la population mondiale, mais aussi de la diminution du **taux de retour énergétique** (voir plus loin) est quant à elle certainement en diminution.

Xavier Chavanne, 2015 a a fait récemment une proposition intéressante : exprimer les productions de pétrole en baril-équivalent-pétrole (bep), le bep étant cette fois un PCS, et non un PCI, de valeur 6,12 GJ. Cette proposition part de la constatation empirique que le PCS d'un baril de pétrole conventionnel ou de condensat est en moyenne de 1 bep. D'autre part, il est relativement facile de convertir en bep l'énergie contenue dans un baril de LUGN, connaissant sa composition. Ce procédé ne changerait guère les habitudes de langage de la profession, mais permettrait de suivre bien plus exactement le contenu énergétique de la production mondiale.

Quand le pétrole a remplacé le charbon comme première source d'énergie à l'échelle mondiale, ce qui s'est produit vers 1965, la tonne-équivalent-pétrole (tep) a remplacé la **tonne-équivalent-charbon** (tec) dans les statistiques mondiales. Construite de la même façon que la tep, la tec vaut 7000 thermies, et donc 0,7 tep, soit 29,3 GJ. Ce coefficient de conversion est encore utilisé par beaucoup pour faire une évaluation du contenu en énergie de la production charbonnière mondiale, qui est évaluée en tonnes. Mais le contenu énergétique des charbons est beaucoup plus variable que celui des pétroles (tableau 8). Il varie en effet beaucoup selon leur rang et la nature de la

biomasse végétale qui leur a donné naissance, mais aussi selon la teneur en eau et en cendres. Si l'on en croit la BP Statistical Review, une tonne de charbon ayant la composition moyenne de la production mondiale actuelle ne vaut actuellement qu'environ 0,5 tep (0,7 tec) et non 0,7 tep (1 tec). La plupart des commentateurs, qui raisonnent habituellement en tonnes et non en tep, ou quand ils raisonnent en tep utilisent ce coefficient de 0,7 au lieu de 0,5, surestiment donc de fait le contenu en énergie des réserves mondiales de charbon. En Chine, de très loin le premier producteur mondial actuellement, le contenu énergétique moyen du charbon produit est depuis quelque temps en baisse sensible, et serait passé de 0,52 tep/t en 2005 à 0,45 tep/t en 2012 (D.Fridley, communication personnelle).

Il faut aussi avoir conscience que la production des combustibles fossiles nécessite de l'énergie. Pour estimer l'énergie réellement disponible pour la société mondiale, il fut déduire du contenu en énergie de la production la quantité d'énergie utilisée pour cette production. C'est la notion de **Taux de retour énergétique** (TRE) en anglais **Energy Return on Energy Invested** (ERoEI, ou plus simplement EROI) que l'on quantifie par un rapport, celui de l'énergie disponible dans la production sur l'énergie utilisée pour la produire. Un TRE de 1 au niveau de la production signifie donc qu'il y a autant d'énergie produite que d'énergie utilisée pour la produire, et que l'exploitation n'a donc plus de sens d'un point de vue énergétique. On a vu par exemple que c'était le cas pour le charbon extrait par mines au-delà d'environ 1500 mètres de profondeur. Elle peut encore en avoir d'un point de vue économique si elle produit une énergie mieux valorisée que celle qui sert à la produire. Mais la société mondiale, qui fonctionne globalement en système fermé, ne peut utiliser pour produire de l'énergie plus d'énergie qu'elle n'en produit. Un TRE de 1 à l'échelle mondiale, toutes formes d'énergie confondues, y compris celle tirée des aliments, signifierait donc sa fin.

Cet aspect fondamental de la production d'énergie a été très longtemps totalement négligé, sans doute parce que les TRE sont longtemps restés très importants.

Les estimations de TRE se multiplient en ce moment mais sont encore très parcellaires et incertaines étant donné les difficultés d'avoir des données directes en nombre suffisant. Il y a aussi désaccord quant aux méthodes de calcul, ainsi que sur le choix du «périmètre» du calcul: faut-il limiter le calcul du TRE au seul bilan énergétique de l'extraction de la matière première, ou l'élargir à la mise à disposition des produits commercialisés au consommateur^{*25}, à l'énergie «utile», c'est-à-dire celle qui sert réellement à fournir les services recherchés, ou même à l'énergie que consomme l'environnement matériel et économique qui permet leur utilisation (par exemple l'énergie nécessaire à la fabrication des routes utilisées par les automobilistes) ?

**Note 25 : la notion de TRE au niveau du consommateur va au-delà de la notion d'énergie finale, c'est-à-dire de la fraction de l'énergie initialement disponible dans la source naturelle (son énergie primaire) qui arrive au consommateur. Prenons l'exemple des bitumes canadiens : ces bitumes ont dans le gisement un PCI que l'on peut évaluer à environ 38 MJ/kg. Une certaine quantité d'énergie est nécessaire pour les extraire, les raffiner et acheminer ces produits raffinés au consommateur. L'énergie finale est ce qui reste de leur énergie initiale quand elle arrive au consommateur. Mais dans ce cas précis, on utilise du gaz pour produire la vapeur d'eau à haute température nécessaire à l'extraction, c'est-à-dire une autre source d'énergie que le bitume lui-même.*

Il n'en reste pas moins que, au niveau de la production, ce TRE diminue maintenant de plus en plus rapidement pour le pétrole et le gaz (figure 33), car les gisements

demandent de plus en plus d'énergie pour les trouver et surtout pour les exploiter. Certains gisements ont d'ores et déjà des bilans énergétiques très diminués. Selon **Chavanne, 2015 b**, si les pertes d'énergie du producteur de pétrole au consommateur de produits raffinés seraient actuellement de l'ordre de 11 % pour du pétrole conventionnel (dont 2,5 % au niveau de la production), soit un TRE au niveau du consommateur de 9, elles seraient d'environ 40% dans le cas des sables bitumineux canadiens, (dont 25 % rien qu'au niveau de la production), ce qui correspond à un TRE de 2,5 au niveau du consommateur !

Pour le charbon, les TRE au niveau de son extraction seraient encore très élevés. Les valeurs couramment citées varient de 50 à 80 environ. Mais il se pourrait qu'elles soient exagérées : Selon D.Fridley (communication personnelle) le TRE à la production du charbon chinois, qui représente à peu près la moitié de la production mondiale, serait descendu maintenant à 17 !

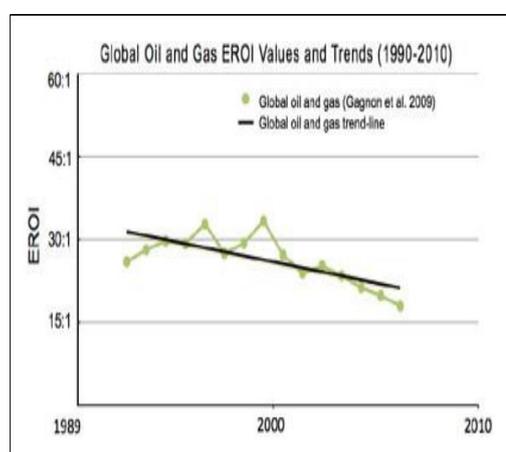


Figure 33: Evolution du TRE (EROI) pour l'ensemble pétrole et gaz à l'échelle mondiale de 1992 à 2006, d'après **Gagnon et al., 2009** .

Parmi les travaux récents sur les TRE, On trouvera par exemple dans **Hall et al., 2014** une étude détaillée des TRE des combustibles fossiles, mais aussi d'autres sources d'énergie primaire, selon différents périmètres, dans **Weissbach et al., 2013** une étude sur les TRE de la production d'électricité selon les sources d'énergie utilisées, et dans **Aucott et Melillo, 2013** , une étude sur les TRE à la production de gaz de schistes. Ces travaux montrent la complexité du sujet mais aussi un manque d'homogénéité dans les méthodes suivies par les différents auteurs et leurs résultats. Cependant elles montrent aussi que l'on ne saurait se soustraire à une réflexion à ce sujet si l'on veut cerner l'avenir des combustibles fossiles.

3- Quelles perspectives pour l'avenir ?

Ce chapitre doit beaucoup aux travaux de Jean Laherrère, fondateur en 2000 avec Colin Campbell de l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas), association internationale de géologues pétroliers et d'économistes représentée dans 14 pays, qui étudie à l'échelle mondiale les possibilités futures de production du pétrole, du gaz et maintenant du charbon.

On peut trouver ces travaux en particulier sur le site de la section française de l'ASPO (www.aspofrance.org).

3-1 Un problème bien difficile : Celui de l'évaluation des réserves de combustibles fossiles !

3-1-1 Les réserves, qu'est-ce que c'est ?

Les quantités qu'il est possible d'extraire avec le **savoir-faire technologique** et dans les conditions de **rentabilité économique** du moment sont ce qu'on appelle les **réserves**, il en est des combustibles fossiles comme de toute matière première minérale, fer, cuivre, or, uranium...

Il faut bien distinguer les réserves des **quantités en place** dans les gisements. Ces dernières représentent les quantités existant dans le gisement, mais elles ne pourront jamais être extraites en totalité.

Réserves et quantités en place ne peuvent jamais être exactement connues, parce qu'elles ne peuvent qu'être estimées par des méthodes statistiques : Or celles-ci ne peuvent par nature que fournir une probabilité d'existence. On ne peut connaître en fait les réserves d'un gisement qu'une fois son exploitation définitivement abandonnée, et on ne connaîtra jamais exactement les quantités en place.

A l'échelle d'un gisement, les **réserves ultimes** sont sa production cumulée depuis le début de son exploitation jusqu'à son abandon. A l'échelle mondiale, elles sont celles qui au total auront été extraites de tous les gisements dont l'exploitation a été définitivement arrêtée, additionnées de celles qui au total pourront être extraites des gisements encore en exploitation, des gisements découverts mais non encore exploités, et des gisements encore à découvrir. Cette notion a donc un caractère plus spéculatif que les notions précédentes. Il est difficile en effet de prédire non seulement les découvertes de gisements, mais aussi les évolutions de la technologie et de l'économie.

Bien plus spéculative encore est la notion de **ressources**, qui comprend les quantités en place dans des gisements connus ou à découvrir, et y ajoute même des accumulations actuellement inexploitablees ou de type encore inconnu, tout cela devenant accessible grâce à des révolutions technologiques hypothétiques et à une date également hypothétique. A la limite, chaque parcelle de substance organique contenue dans la croûte terrestre peut être ainsi considérée comme une ressource de combustible fossile. Mais pour qu'elle passe au statut de réserve, il faut cependant trouver une technologie permettant de l'extraire de façon rentable, et en dépensant moins d'énergie qu'elle peut en fournir. Il en est de même du méthane contenu dans l'atmosphère (environ 5 milliards de tonnes).

Pour préciser la notion de réserves et montrer ses incertitudes, considérons d'abord la façon dont on évalue en pratique les réserves sur l'exemple d'un gisement de pétrole conventionnel (figure 34) :

La première étape est celle de la découverte par un ou deux forages dits de découverte (haut de la figure 34). A partir de ces deux forages, on ne peut construire qu'un modèle simpliste de la géologie du gisement et de ses possibilités de production à partir des informations recueillies dans ces forages : nature des roches traversées, perméabilité des formations réservoirs (celles qui contiennent le pétrole), essais de débit, composition et propriétés physiques du pétrole, etc. L'incertitude est ici bien trop grande pour prendre une décision d'exploitation et l'on fore quelques puits supplémentaires dits de délinéation. On voit à quel point (bas de la figure 34) les informations recueillies sur ces nouveaux puits ont dans ce cas modifié le modèle géologique initial !

Les modèles géologiques sont établis grâce aux connaissances acquises au cours du temps par les géologues sur les types et les structures des dépôts sédimentaires, ainsi qu'à l'aide des informations fournies entre autres par les études géophysiques, qui réalisent une « tomographie » du sous-sol, par les **diagraphies**, c'est-à-dire l'analyse des enregistrements des propriétés physiques des roches réalisés en cours de forage, et par les débits, la composition et les propriétés physiques des fluides recueillis qui renseignent sur les perméabilités et donc sur les débits possibles d'extraction. Ils sont raffinés grâce à des méthodes de géostatistique. Il faut bien comprendre que le nouveau modèle, s'il est beaucoup plus probable que le premier, n'en est pas pour autant certain.

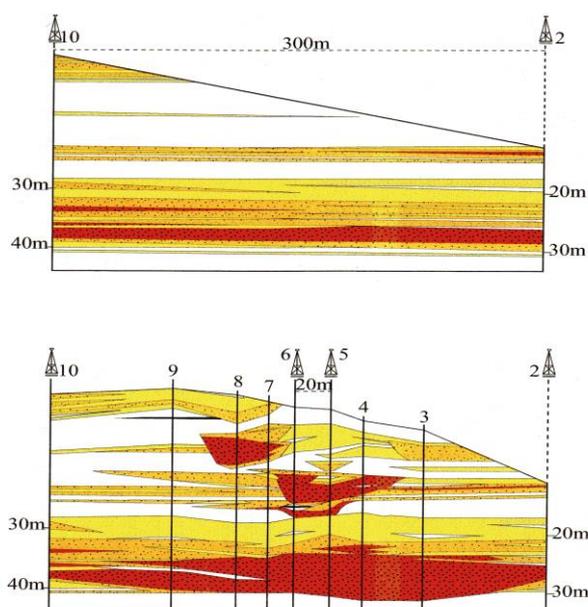


Figure 34: Modifications du modèle géologique après avoir foré des puits de délimitation. En rouge les zones supposées contenir le pétrole. Courtoisie **Christian Ravenne**.

A ce stade, la décision doit être prise d'exploiter le gisement ou de l'abandonner. On commence par estimer à partir des données recueillies, qui sont interpolées par des méthodes géostatistiques, donc avec des incertitudes parfois très importantes, les quantités en place, c'est-à-dire la quantité totale de pétrole présente dans le gisement. Pour un gisement conventionnel comme celui représenté ci-dessus, le rapport des quantités récupérables aux quantités en place, c'est ce qu'on appelle le **taux de récupération**, est très variable d'un gisement à l'autre, de 5 à 80 % environ, mais est en moyenne de moins de 30 % encore actuellement (selon J. Laherrère, sur 17200 champs constituant l'essentiel des réserves mondiales: taux médian suivant le nombre = 25%, taux médian suivant le volume des réserves = 41 %, moyenne = 26%), malgré les améliorations apportées au cours du temps par les techniques dites de récupération assistée. Cela est dû aux limitations inhérentes aux mécanismes physiques des écoulements des fluides polyphasiques en milieu poreux (voir première partie, chapitre 3-1-2). Mais son calcul est aussi nécessairement entaché de fortes incertitudes, puisque si l'on connaît *in fine* les quantités extraites, on ne connaît jamais précisément les quantités en place. On peut cependant faire une évaluation *a priori* de ce taux de récupération, en fonction de l'expérience acquise par les géologues et par les producteurs sur le type de gisement découvert.

On élabore ensuite à partir des informations maintenant disponibles un modèle de production du gisement, qui évalue le débit possible du pétrole au cours du temps selon l'infrastructure.

Ce modèle est ensuite confronté à un modèle économique de l'évolution du prix au cours du temps, qui permet d'évaluer la rentabilité de la production.

De tout cela est tirée une estimation de la production cumulée au cours du temps et donc des réserves, c'est-à-dire des quantités qui finalement pourront être extraites.

Parce que cette estimation est faite avec des méthodes statistiques, elle ne peut par construction que donner des probabilités.

On appelle **réserves prouvées**, ou encore **réserves 1 P**, les volumes dont on évalue à plus de 90 % la probabilité de pouvoir les extraire de façon rentable pendant la durée de l'exploitation : C'est une estimation basse des réserves réelles.

Sont estimées aussi les **réserves probables, en fait prouvées + probables, dites encore 2P** : ce sont celles que l'on a plus de 50% de probabilité de pouvoir extraire.

Puis sont estimées les **réserves possibles, en fait prouvées + probables + possibles (3P)**, celles que l'on a plus de 10 % de probabilité de pouvoir extraire : C'est une estimation haute des réserves récupérables.

A l'expérience, pour la moyenne des gisements ayant été exploités, la meilleure estimation statistique des réserves ultimes réelles s'est révélée *post mortem* être celle des **réserves 2 P**, et c'est en général cette donnée qui guide la décision de la compagnie pétrolière d'exploiter ou non le gisement, et donc aussi celle des banques, quand elles acceptent de prendre une part du risque, de fournir le financement que leur demande éventuellement la compagnie ^{*26}.

Pour quelqu'un n'étant pas accoutumé à cette gymnastique, il faut réaliser qu'il ne s'agit absolument pas de quantités mesurées, mais de quantités ayant une certaine probabilité de pouvoir finalement être extraites, et que la marge d'incertitude sur leur valeur est forte. D'autre part, ces quantités sont d'autant plus faibles que la probabilité de pouvoir les extraire est forte.

** note 26: A propos du financement de l'exploitation d'un gisement : de plus en plus, elle se pratique sur le principe d'un contrat de partage de production entre un Etat qui est le propriétaire du gisement, et une compagnie ou un consortium de compagnies qui l'exploite, et qui est ce qu'on appelle l'opérateur. Les banques prêtent à l'Etat et non à l'opérateur. Ce dernier devient alors, par sa production, le garant de cette créance !*

Pendant l'exploitation, on forera de nouveaux puits, on connaîtra mieux le gisement, et on procédera donc régulièrement à une réévaluation des réserves 1P et 2P. Mais en réalité une augmentation des réserves 1 P n'augmente pas d'autant les réserves ultimes du gisement, c'est-à-dire les quantités totales qui pourront finalement en être extraites. On aura simplement fait passer des réserves de la catégorie réserves probables à la catégorie réserves prouvées.

Si l'on veut connaître les quantités ultimes qui pourront être extraites d'un gisement, et les quantités restantes de ces quantités ultimes, c'est donc aux réserves 2 P, dites aussi réserves techniques, et à leur réévaluation qu'il faut s'intéresser et non aux réserves 1P.

Or les réserves 2 P ne sont généralement pas publiées par les compagnies pétrolières, qui ne sont même pas autorisées à le faire en ce qui concerne les compagnies cotées à la bourse de New-York. Les médias et même les agences en charge des statistiques sur l'énergie n'y ont donc pas d'accès direct, sauf pour les rares pays dans lesquels elles font l'objet de statistiques gouvernementales ou d'associations de producteurs: Les Etats-Unis pour le Golfe du Mexique avec le Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), le Canada jusqu'en 2009 avec le Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), le Royaume-Uni (Department of Energy and Climate Change, DECC) et la Norvège (Norwegian Petroleum Directorate, NPD) pour la Mer du Nord. Il est pourtant possible de les évaluer à partir des documents disponibles dans les compagnies pétrolières, collationnés par des sociétés de consultants telles que par exemple Information Handling Services (IHS), Rystad ou Wood and Mackenzie. C'est cependant un patient travail de spécialiste.

D'autre part il est essentiel, si l'on veut avoir une idée correcte de leur évolution au cours du temps, de rapporter toutes les réévaluations de réserves 2 P à l'année de la découverte du gisement, et non à l'année de la réévaluation. C'est ce qu'on appelle le **back dating (réévaluation rétroactive)**.

La démarche pour le gaz conventionnel est strictement identique à celle qui vient d'être décrite pour le pétrole conventionnel. Le taux de récupération moyen est ici beaucoup plus élevé que dans le cas du pétrole, 80 % environ, le gaz naturel ayant beaucoup moins d'affinité pour les roches encaissantes que le pétrole, et étant bien moins visqueux que celui-ci.

En ce qui concerne les pétroles et les gaz naturels non conventionnels, hors hydrates de gaz et gaz d'aquifères profonds qui représentent peu de chose, l'essentiel en est actuellement pour l'instant le bitume canadien, les huiles extralourdes du Venezuela, et les pétroles et les gaz de roches-mères des Etats-Unis et du Canada.

Pour les bitumes et les huiles extralourdes, l'estimation des réserves ne peut pas être aussi élaborée que pour le pétrole conventionnel, dans la mesure où elle dépend beaucoup plus des méthodes d'exploitation. D'autre part les méthodes d'exploitation sont beaucoup plus lourdes à mettre en œuvre, et leur développement possible est de ce fait plus lent. C'est particulièrement vrai des bitumes canadiens, dont une grande partie est exploitée en mine à ciel ouvert (découverte, open field, open pit, open cut).

Pour les pétroles et gaz de roche-mère (de schistes), la méthode appliquée pour le pétrole et le gaz conventionnel n'a tout simplement pas de sens (encart)

Encart : le calcul des réserves de pétrole et de gaz de roche-mère

On a vu à partir de l'exemple de la figure 34 qu'il fallait, pour estimer les quantités en place de pétrole et de gaz conventionnels, première étape du calcul des réserves, pouvoir disposer d'un modèle géologique des roches les contenant (réservoirs) : localisation, dimensions, continuité, distribution des porosités et perméabilités.... Celui-ci est établi à partir des connaissances sur la sédimentologie du type de roches, d'études géophysiques, de données pétrophysiques et de perméabilités estimées sur les roches traversées dans les puits disponibles, et interpolées par des méthodes géostatistiques. Rien ou presque de tout cela n'est possible pour les roches-mères. On a vu de plus que le pétrole et le gaz extraits des roches-mères proviennent souvent, non pas de la

roche-mère sensu stricto, qui est la partie qui contient le kérogène les ayants produits, mais en fait des niveaux de faible épaisseur plus perméables qu'elles, comme par exemple des calcaires dolomitiques ou des silts (grès à grains très fins) qui sont en fait des réservoirs compacts internes à la roche-mère sensu largo, où situés à son contact, qui n'ont pas forcément une grande continuité. Il faut de plus pour que la fracturation soit efficace que les roches soient cassantes, ce qui exclut les zones très argileuses.

La connaissance des compositions du pétrole et/ou du gaz a aussi une grande importance pour l'évaluation des possibilités réelles d'exploitation. Aux Etats-Unis, l'exploitation du gaz de roche-mère n'est dans bien des cas rentable que parce qu'il contient des liquides de gaz naturel associés, condensats et LGUN. A l'opposé, la découverte d'un gaz de roche-mère qui serait très riche en gaz carbonique ou en azote n'aurait pas d'intérêt.

Nul doute qu'il existe des quantités très considérables de pétrole et de gaz restés piégés dans les roches où ils ont pris naissance, leurs roches-mères. Mais on ne sait pas actuellement décrire suffisamment bien la structure fine de ces roches-mères, ni l'extension des niveaux favorables qu'elles renferment et leurs caractéristiques mécaniques précises, pour faire des estimations fiables des quantités en place avec quelques puits, comme on le fait pour les gisements conventionnels. A fortiori, on peut encore moins bien estimer les réserves.

Comme il faut bien se faire une idée des quantités extractibles avant de décider d'investir les énormes sommes nécessaires à une exploitation industrielle, on procède de façon empirique, après une phase pilote où l'on observe la productivité moyenne des puits et la composition des hydrocarbures produits. On sait aussi à l'expérience (voir annexe 2) que la production d'un puits décline rapidement, d'environ 80 à 90 % de la production initiale en 3 ans. Il est donc possible, ayant observé les courbes de déclin pendant cette phase pilote d'évaluer les quantités moyennes extractibles pendant les 3 premières années en fonction du nombre de puits forés, et leur nature.

On arrive aussi avec le temps à délimiter ce qu'on appelle des sweet spots, c'est-à-dire des zones où les puits sont plus productifs que la moyenne dans la formation exploitée, et où on concentrera les puits.

Tout est donc cas d'espèce, et il faut forer de nombreux puits avant de se faire une bonne idée du potentiel d'une formation. Les déclarations fracassantes faites sur le potentiel de production des huiles et des gaz de roche-mère (de schistes) à l'échelle mondiale sont fantaisistes et le resteront tant que l'on n'aura pas suffisamment foré dans les zones considérées comme prometteuses. L'exemple de la Pologne annoncée au départ comme pourvue des plus abondantes réserves de gaz de schistes d'Europe, et dont la plupart des compagnies pétrolières se sont maintenant retirées, devrait faire réfléchir. Il y a donc grand besoin de développer une méthodologie d'estimation directe des réserves à partir d'une bien meilleure connaissance de la sédimentologie et des caractéristiques mécaniques des roches-mères, de la prédiction de la composition du pétrole et/ou du gaz qu'elles renferment, ainsi que par les méthodes géophysiques.

Ajoutons que la production des pétroles et gaz de roches-mères, et par conséquent l'évaluation de leurs réserves, est beaucoup plus sensible au prix de marché que celle des pétroles et gaz conventionnels. En effet leurs accumulations sont plus diffuses que celles des conventionnels, en ce sens qu'elles sont plus mal délimitées et couvrent de plus grands volumes de roche avec de plus faibles concentrations moyennes. Le coût des investissements pour les produire est donc sensiblement plus élevé en moyenne, pour une même quantité produite, que pour les pétroles et gaz conventionnels.

Pour le charbon, on désigne par réserves prouvées les quantités qui ont une forte probabilité de pouvoir être récupérées dans les conditions économiques et technologiques actuelles. C'est à peu près l'équivalent des réserves 1P du pétrole ou du gaz. Mais l'on désigne par le terme ambigu de **ressources prouvées** celles dont les quantités et la qualité ont été établies par des données géologiques fiables et appuyées par des analyses. Il ne s'agit donc pas du tout de réserves, en l'absence d'un plan de développement et d'un calcul économique. Cette notion s'apparente plutôt à celle de **quantités en place** utilisée par l'industrie pétrolière. On verra que dans le cas du charbon, on a trop tendance à identifier ces ressources dites prouvées à des réserves, ce qui conduit à en surestimer les possibilités réelles.

Il en est de même pour les schistes bitumineux, dont les ressources sont réputées immenses, alors qu'il n'y a pas de réserves, étant donné l'absence d'exploitations rentables à l'heure actuelle, ou pour les hydrates de gaz, déclarés comme on l'a vu par certains comme l'avenir de l'humanité, mais dont il n'existe non plus à l'heure actuelle aucune production rentable.

3-1-2 Sur quelles réserves peut-on compter dans l'avenir ?

En préambule, rappelons encore une fois que les réserves ne sont pas des quantités mesurées, mais des quantités pour lesquelles on a estimé par des méthodes statistiques la probabilité qu'elles ont d'exister, et cela avec une forte incertitude. Et ces quantités sont d'autant plus faibles que leur probabilité d'exister est forte. Donner des valeurs de réserves sans donner la probabilité correspondante et autant que possible les marges d'incertitudes, n'a donc guère de sens.

Nous ne donnerons ici que des grandes lignes à l'échelle mondiale, sans détailler pays par pays. Nous allons voir qu'en fait, il est impossible de se faire une idée claire à partir des données fournies par les Agences de l'énergie, qui sont les seules à être diffusées par les médias.

3-1-2-1 Les pétroles

Rappelons tout d'abord qu'en ce qui concerne le pétrole extrait des gisements conventionnels, les réserves 2 P (probabilité d'existence supérieures à 50%) ont été à l'expérience la meilleure estimation statistique des réserves ultimes, c'est-à-dire des quantités totales à avoir été extraites au total pendant la durée d'exploitation du gisement.

La figure 35 montre quelle a été l'évolution depuis 1920 des réserves **2 P** restantes de pétrole extractibles des **gisements conventionnels** pour deux estimations : l'une a été publiée en 1998 par **Campbell et Laherrère, 1998** dans Scientific American (The End of Cheap Oil) et dans sa version française Pour la Science (La fin du pétrole bon marché), l'autre est une réévaluation faite par J.Laherrère en 2015. Les deux courbes sont proches l'une de l'autre, et ont un maximum en 1980 : Cela signifie que depuis

cette date les volumes de pétrole considérés comme extractibles des gisements conventionnels découverts ne compensent plus les volumes de pétrole consommés, et cela malgré les augmentations de prix et les progrès technologiques augmentant la récupération du pétrole dans les gisements en exploitation ! La proportion, pour la période 2003- 2013 a été d'environ 1 à 2 (en moyenne annuelle 15 Gb trouvés contre 30 Gb consommés) !

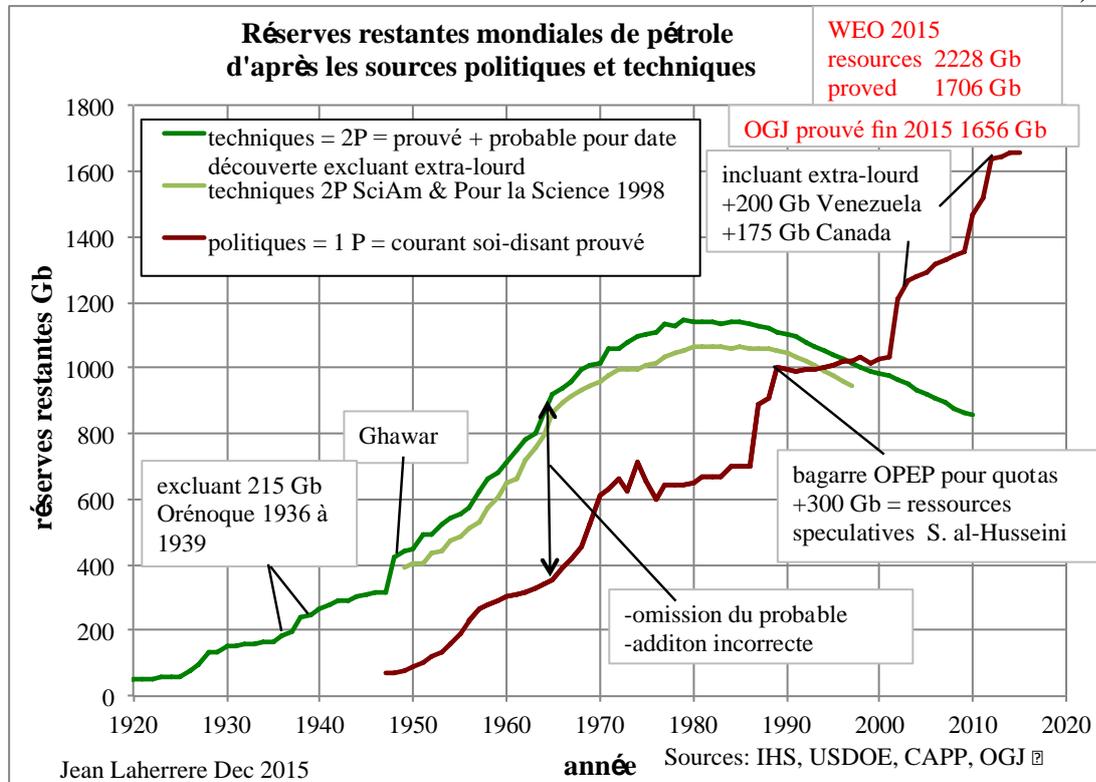


Figure 35: Estimations des réserves de pétrole 2 P & 1 P, en Gb de 1920 à maintenant : vert clair=courbe des réserves 2 P établie par C.Campbell et J.Laherrère en 1998; vert foncé=réévaluation par J.Laherrère en Décembre 2015; marron= moyenne des estimations par diverses agences des réserves 1 P.

Bien noter que les réserves 2 P reportées ici ne concernent que le pétrole conventionnel, à l'exclusion donc des pétroles extra lourds (bitumes et huiles extra lourdes), tandis que les réserves 1 P comprennent les extra-lourds. Les LTO ne sont pas non plus pris ici en compte. Mais leur importance était négligeable avant 2010, début de leur croissance rapide aux Etats-Unis.

Bien noter également que l'addition des réserves 1 P des gisements pour calculer les réserves 1 P à l'échelle mondiale est faux d'un point de vue statistique (Capen, 1996). Cela entraîne en fait une sous-estimation de ces réserves, comme il est signalé sur cette figure. C'est pourtant la pratique courante des agences. D'autre part, les règles de la SEC interdisant la publication des réserves 2 P, il est impossible sauf comme ici par une patiente reconstitution à partir des données disponibles dans les compagnies de comparer l'évolution des réserves 2P restantes à celle des réserves déclarées.

Au passage, notons qu'environ 90 % des réserves 2P connues de pétrole conventionnel se trouvent dans seulement 10 % des gisements, comme le montre la figure 36 où les champs sont classés par taille décroissante : ceci concerne à fin 2010 21 600 champs (2 200 Gb de brut + condensat) pour le monde excluant les US+Canada dit non frontière, c'est-à-dire hors Alaska et offshore^{*27}.

**27 note : La raison de l'exclusion des Etats-Unis et du Canada hors Alaska et offshore est que l'exploitation du pétrole y a été faite dès le début par un nombre très élevé de producteurs, en majorité très petits, et que les statistiques sont de ce fait impossibles. Fruits de leur longue histoire pétrolière, il y aurait eu en exploitation aux Etats- Unis en 1988 de l'ordre de 40 000 gisements de pétrole, et de l'ordre de 35 000 gisements de gaz. Ce nombre a sans doute diminué, mais il restait encore en 2012 environ 560 000 puits producteurs de pétrole et 480 000 puits producteurs de gaz !*

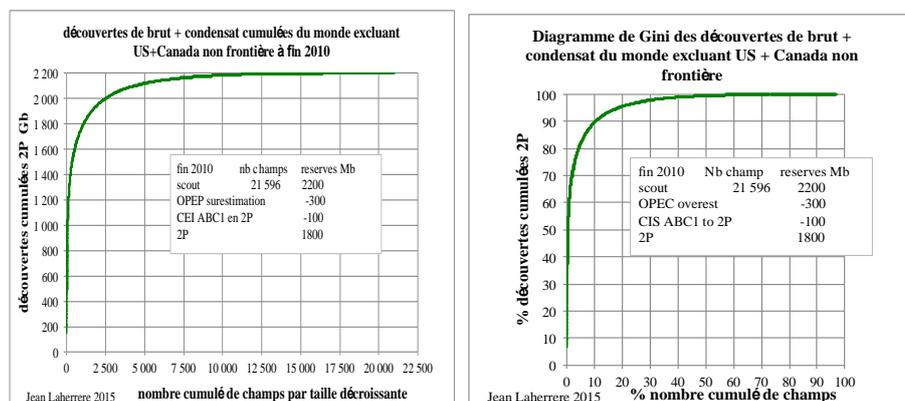


Figure 36: A gauche, réserves 2 P cumulées en fonction du nombre de champs (gisements) pour une population de près de 22 000 champs de pétrole excluant le pétrole extra-lourd. A droite les mêmes données représentées dans un diagramme dit de Gini, où les réserves découvertes sont exprimées en % du total découvert et le nombre de champs en pourcentage du total des champs. 90 % des réserves 2 P se trouvent dans 10 % des champs et 60 % dans moins de 1% des champs (184). Les réserves 2 P du plus grand, Ghawar, découvert en 1948 sont estimées à 150 Gb. Le nombre de géants (>500 Mb) serait de 540 avec 59 supergéants (>5000 Mb).
Courtoisie Jean Laherrère.

La production mondiale de pétrole conventionnel dépend donc pour l'essentiel d'un petit nombre de très gros gisements, appelés géants et supergéants. Pour la plupart ils ont été découverts entre 1950 et 1980, et beaucoup d'entre eux sont maintenant proches de l'épuisement.

Comment se fait-il alors que le discours médiatico-économique fasse constamment référence à des réserves sans arrêt croissantes ? Et pourquoi répète-t-il avec constance qu'il y a encore des réserves pour 40 ans, à consommation supposée constante (ce qui n'a en soi pas de sens, parce que de toutes façons on ne consommera pas une quantité constante de pétrole pendant 40 ans, et plus du tout l'année d'après !) ?

Tout simplement parce que ce discours se réfère aux seules réserves déclarées par les compagnies, ou collationnées par les agences de l'énergie. Ces réserves, annoncées comme des réserves prouvées, et qui devraient donc être les réserves 1 P, n'en sont en fait pas, car, voir figure 35, elles sont en fait calculées par des méthodes où se mêlent aux critères techniques des critères politico-financiers qui les rendent peu crédibles, et si les gendarmes boursiers s'y connaissent sans doute en risques financiers, ils ne connaissent pas grand-chose à la géologie: Ils ont édicté des règles pour le calcul des réserves qui leur sont propres, qui ont changé au cours du temps, et qui très longtemps n'ont pas eu grand sens. Pour autant les compagnies pétrolières doivent s'y plier pour présenter leur bilan. Ajoute à cette confusion le développement des contrats de partage de production (note 26) qui rendent plus difficile de distinguer entre le tien et le mien,

et font varier les déclarations de réserve des compagnies en fonction des fluctuations des prix du pétrole.

Il y a aussi plusieurs classifications de ces réserves dites prouvées : les Etats-Unis, et par conséquent toutes les compagnies cotées au New York Mercantile Stock Exchange (Nymex), en particulier toutes les grandes compagnies occidentales (les **majors**), utilisent les règles de la Security and Exchange Commission (SEC), d'inspiration financière, ou celles de la Society of Petroleum Engineers (SPE), qui sont plus techniques. En Russie existe la classification ABC1. L'OPEP a sa propre classification, d'inspiration plutôt politique comme on le verra.

Il y a de plus l'absence quasi systématique de back dating, les réévaluations de réserves « prouvées » étant attribuées à l'année de la réévaluation et non à l'année de découverte du gisement, ce qui donne l'impression d'une croissance continue des réserves (**reserve growth**), en fait un artefact, mais apprécié par les compagnies qui se montrent ainsi sous un jour favorable aux investisseurs. Aux Etats-Unis il y aussi le fait que beaucoup de petits producteurs « indépendants » déclarent les réserves d'après une règle de pouce, en multipliant leur production par un facteur qui est toujours le même, environ 10, année après année. D'autre part, les réserves prouvées sont publiées par certains analystes sur la base d'une enquête auprès des producteurs avant même que les études nécessaires n'aient été faites ! L'exemple des US 48 des Etats-Unis, c'est-à-dire hors Alaska et Hawaï, pour le pétrole conventionnel (figure 37) montre l'inanité d'utiliser le rapport réserves prouvées déclarées (current) sur production pour prédire l'avenir.

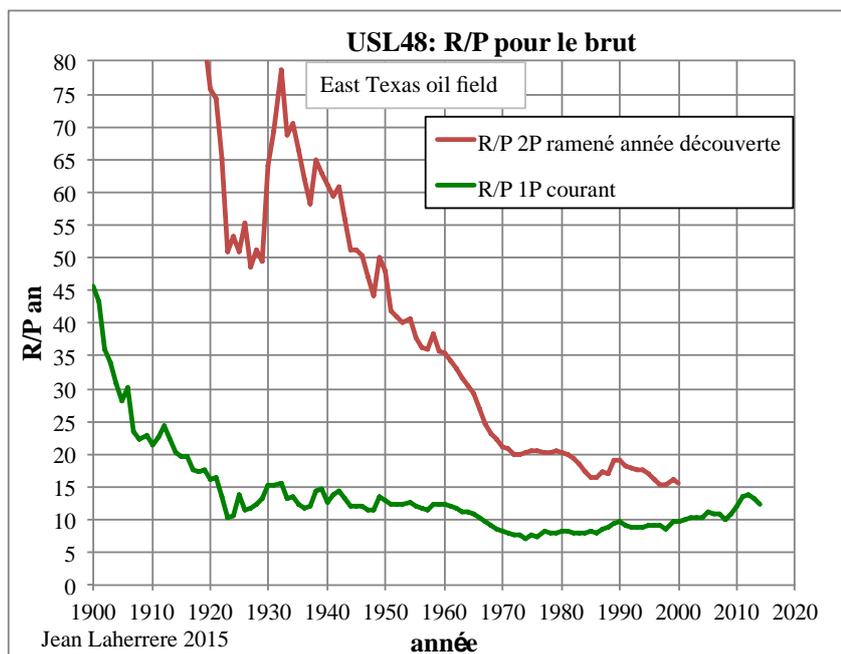
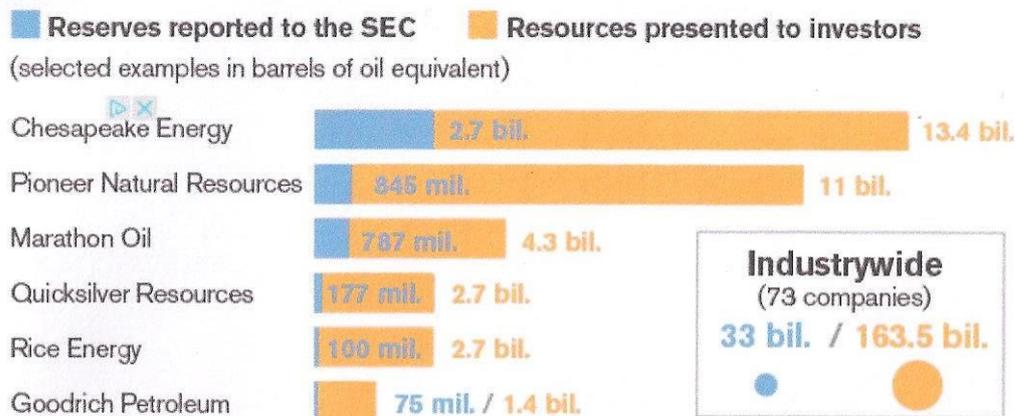


Figure 37 : comparaison du rapport réserves sur production (R/P) pour les réserves 2 P rapportées à l'année de découverte du gisement (backdated) et pour les réserves prouvées déclarées (current), pour la production pétrolière des US 48, avant le décollage du pétrole de schistes, c'est-à-dire essentiellement pour le pétrole conventionnel.

Le tableau 9 montre le côté très « manipulation financière » et fort peu fiable de certaines déclarations de réserves : il s'agit, selon l'agence financière Bloomberg, de la différence entre les réserves déclarées à la SEC et les « ressources » annoncées aux

investisseurs potentiels par les compagnies productrices de pétrole et de gaz de schistes aux Etats-Unis. Ce tableau est d'autant plus surprenant qu'il n'existe comme on l'a dit aucune technique fiable d'évaluation des réserves pour ces productions !



Source: Company presentations and SEC filings

Bloomberg Visual Data

Tableau 9: Pétrole et gaz «de schistes» aux Etats-Unis : réserves déclarées à la Security and Exchange Commission (SEC) et «ressources» annoncées aux investisseurs, en millions et milliards (billions) de barils, selon Bloomberg .Source : Laherrère, 2014 d'après Bloomberg.

Ces réserves « prouvées » sont aussi l'objet de manipulations politiques. Un exemple classique est celui de l'ajout de 300 Gb aux réserves déclarées par les pays de l'**Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP)**, en américain **Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)**, de 1986 à 1989, après le contrechoc pétrolier de 1986 et la diminution de la production guidée par l'Arabie Saoudite. On sait maintenant, grâce entre autres à un haut responsable de la principale compagnie Saoudienne, l'Aramco, que cette réévaluation provenait à l'époque d'une surenchère entre pays membres de l'OPEP pour obtenir de meilleurs quotas de production. Ces réserves n'avaient pas de réalité physique. Malgré l'absence de nouvelles découvertes et une importante production, elles ont même par la suite continué à augmenter. L'Iran et l'Irak relancent de temps à autre cette surenchère.

Les réserves « prouvées » déclarées ont aussi augmenté par l'introduction plus ou moins arbitraire de 200 Gb d'huiles extralourdes du Venezuela et de 175 Gb de bitumes du Canada. Là encore, ces valeurs sont douteuses, car même si d'énormes quantités en place existent et sont relativement bien répertoriées, leur taux de récupération est largement spéculatif. Il dépend en particulier très largement du type d'exploitation. Pour les bitumes du Canada, de 80 % environ pour les exploitations en découverte, il n'est que de 10 à 20 % par SAGD. Pour les huiles extralourdes du Venezuela, il n'est que de 8 % par extraction à froid, contre 25 % pour extraction avec injection de vapeur. Au Venezuela, il dépend aussi beaucoup du contexte géopolitique : le taux de récupération a baissé après le départ des compagnies étrangères.

D'autre part il s'agit de pétroles dont la dynamique de développement est plus lente que celui des gisements conventionnels, et s'apparente à celle de la production charbonnière. Si l'on veut essayer de prédire l'avenir des productions de pétrole, il

vaut mieux ne pas mélanger ces réserves avec celles de pétrole conventionnel, car, on le verra plus loin, la taille du robinet a plus d'importance que le volume du tonneau.

Les réserves prouvées restantes varient aussi d'une agence à l'autre (figure 38), bien que celles-ci s'alimentent peu ou prou aux mêmes sources.

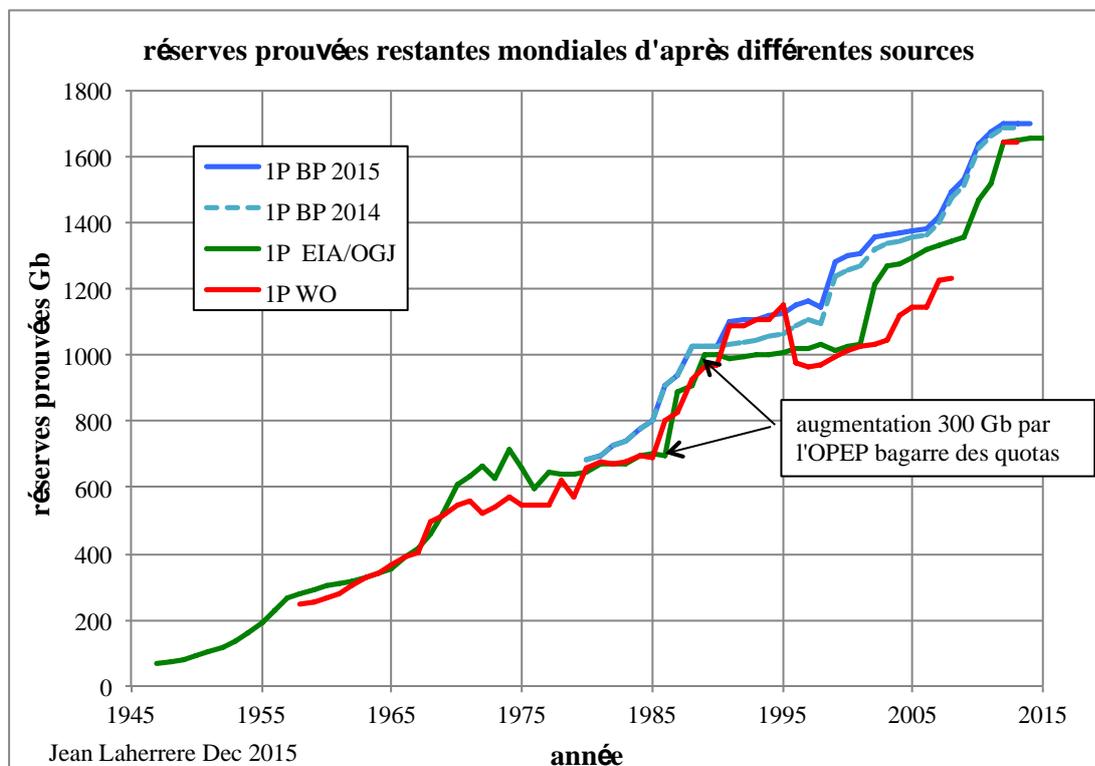


Figure 38 : diverses estimations des réserves prouvées de pétrole restantes : Energy Information Administration et Oil and Gas Journal (EIA/OGJ), British Petroleum (BP), World Oil (WO).

Si sur la figure 35 on soustrait les 300 Gb de réserves spéculatives de l'OPEP, et les presque 400 Gb de réserves annoncées d'huiles extralourdes pour faire la comparaison uniquement pour le pétrole conventionnel, les réserves déclarées (prouvées ?) restantes n'en seraient pas moins depuis les chocs pétroliers à peu près continuellement croissantes et recouperaient un peu avant 2010 celles des réserves 2 P restantes. Or cela est impossible par définition : les réserves prouvées restantes ne peuvent rejoindre les réserves 2 P restantes qu'une fois tout le pétrole exploité ! On ne peut donc guère se fier à ces « réserves prouvées », qui sont manifestement à l'heure actuelle largement exagérées !

Quant aux réserves de pétrole de schistes (de roche-mère), nous avons vu qu'il n'y en avait pas d'estimation possible sans une exploitation de longue durée. Les déclarations fracassantes faites à ce sujet ne s'appuient donc sur rien de solide. Les prédictions de l'EIA, qui ont couru le monde entier, ont été faites à partir d'extrapolations au reste du monde par de simples règles de trois à partir de l'exemple des formations productrices américaines ! On a pu apprécier la valeur de ce type de prédiction pour la Pologne, mais même pour les Etats-Unis suite aux prévisions faites pour la formation de Monterey en Californie, qui sont passées de mirifiques à pratiquement zéro une fois les choses regardées de plus près !

D'autre part, ces publications de réserves ne précisent pas non plus à quel prix elles seront extractibles. Or il y a actuellement de très grandes différences de break-even, c'est-à-dire du seuil de rentabilité de leur production. Selon une estimation (tableau 10), faite fin 2015 pour la production de pétrole anticipée pour 2020, ce break-even variait d'environ 10 à 90 dollars le baril selon la catégorie de pétrole et son accessibilité !

Catégorie	Break-Even dollars/baril	fourchette, dollars/baril	Break-Even dollars/baril	médian,
Onshore Moyen-Orient	9-38		27	
Offshore, plates-formes continentales	11-69		41	
Huiles Extralourdes	34-59		47	
Onshore Russie	27-71		50	
Onshore reste du monde	22-73		51	
Mer profonde	22-71		52	
Mer très profonde	38-65		56	
Pétroles de schistes Amérique du Nord	52-75		65	
Sables bitumineux	49-86		70	
Arctique	43-91		75	

Tableau 10 : Estimation du break-even de la production du pétrole en 2020 selon sa catégorie et son accessibilité. D'après Rystad-Energy. Morgan Stanley et U.S. Global Investors .

D'après ce tableau, pour un prix du baril de 30 dollars, l'extraction de la plus grande partie des réserves de pétrole ne peut être rentable, à l'exception des réserves on shore du Moyen-Orient.

Tout cela montre qu'il n'y a pas grand-chose de fiable dans les réserves déclarées par les agences et par les compagnies et qu'il vaut mieux les ignorer. C'est pourtant celles qui sont utilisées par les économistes et les médias.

3-1-2-2 Les gaz naturels

Les problèmes rencontrés pour estimer les réserves de gaz sont exactement de même nature que pour le pétrole. Mais il n'y a pas ici d'équivalent des huiles lourdes et des bitumes^{*28}.

** 28 note : On peut cependant tenter la comparaison avec des gisements de gaz dont l'exploitation requiert des techniques non classiques, tels que ceux très riches en gaz dits acides (H₂S, CO₂), comme le gisement géant de Kashagan au Nord de la Mer Caspienne, ou encore ceux de méthane dissous dans des aquifères profonds comme en Louisiane aux Etats-Unis.*

La figure 39 montre, pour le gaz extrait des gisements conventionnels, l'évolution comparée des réserves 2 P backdatées et des réserves prouvées publiées.

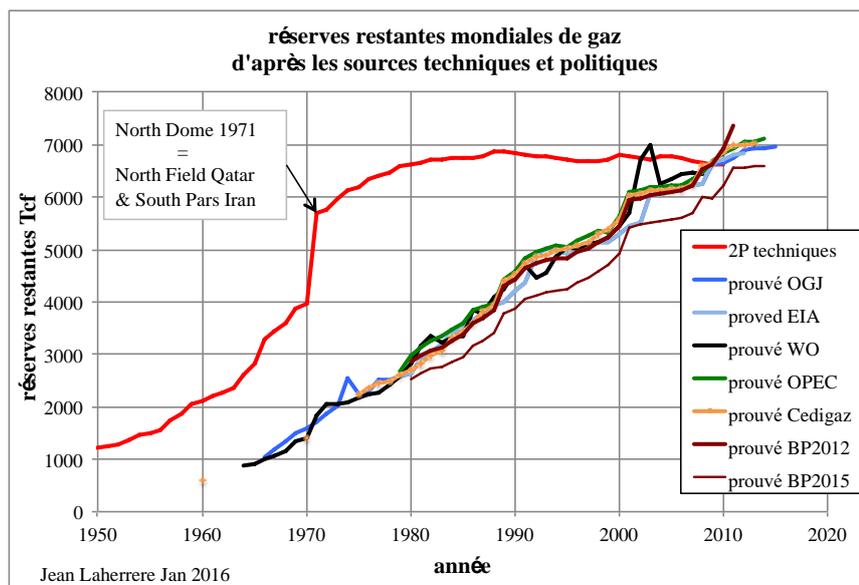


Figure 39 : évolution des réserves 2P de gaz conventionnel et comparaison avec les réserves 1P publiées par différentes agences.

Les réserves 2 P montrent une faible décroissance depuis 1990, puis une légère augmentation suite à la réévaluation très récente des réserves du gisement super géant de South Yoloten-Osman au Turkménistan. On observe le même schéma que pour les réserves prouvées de pétrole : ici aussi les estimations des réserves prouvées restantes sont devenues à peu près égales à celle des réserves 2P restantes en 2010, ce qui est par nature impossible.

Les réserves 2 P du plus grand champ de gaz connu, North Dome (2/3 Qatar North Field, 1/3 Iran South Pars), découvert en 1971, sont estimées à 1500 Tcf soit 250 Gbep, 70% de plus que Ghawar.

Le nombre de géants (>3 Tcf) est de 422 avec 35 supergéants (moins que pour le pétrole).

Le diagramme de Gini du gaz (24 0750 champs avec 9835 Tcf de réserves 2 P) est très semblable (figure 40) à celui du pétrole conventionnel, avec 60 % pour 162 champs (0,7 %) et 90 % pour 2078 champs (8,4 %). Le coefficient de Gini (0 parfaitement inégalitaire, 1 parfaitement égalitaire) est encore plus inégalitaire que celui du pétrole conventionnel, de l'ordre de 0,02 ! Là aussi, l'essentiel des réserves 2 P se trouve dans un très petit nombre de champs. Ces champs ont été cependant ici trouvés en moyenne une dizaine d'années plus tard que dans le cas du pétrole.

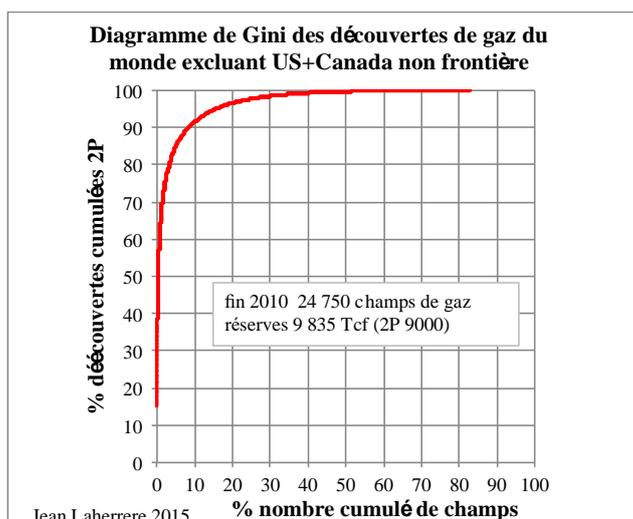


Figure 40 : diagramme de Gini de la distribution des champs de gaz conventionnel, excluant les gisements des Etats-Unis et du Canada non frontière (c'est-à-dire n'incluant pour les Etats-Unis et le Canada, que les gisements d'Alaska et offshore).

Pour les gaz naturels non conventionnels (gaz de roche-mère (de schiste), gaz de réservoirs compacts, CBM, CMM) il n'y a pas plus d'estimation fiable des réserves que pour les pétroles de roche-mère (de schiste).

3-1-2-3 Les charbons

Les deux sources d'information qui font autorité à ce sujet sont le World Energy Council (WEC) et le Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) en Allemagne. Depuis quelques années, les évaluations des réserves prouvées, dont on a vu qu'elles étaient à peu près l'équivalent des réserves 1 P de l'industrie pétrolière varient selon les années à peu près entre 800 et 900 Gt pour le WEC et autour de 1000 Gt pour le BGR. Ces réserves sont faites de nombreuses catégories de charbon de pouvoirs calorifiques différents, et il faut diviser on l'a vu ces valeurs par environ 2 pour avoir l'équivalent en Gtep. L'estimation du BGR pour 2013 (35) est de 1052 Gt, dont 769 Gt de « hard coal », c'est-à-dire ici de l'addition du subbitumineux, du bitumineux et de l'anhracite, et 283 Gt de lignite.

Les ressources prouvées seraient selon le BGR de 3 à 4 fois supérieures ! Mais on a vu plus haut que cette notion, qui ne correspond pas à des projets précis, ne peut être comparée en fiabilité aux réserves 2 P de l'industrie pétrolière. Quant aux ressources au sens large, elles seraient selon le BGR de l'ordre de 10 fois supérieures aux réserves, mais ces estimations ont beaucoup varié au cours du temps.

On est donc loin de disposer ici d'un travail aussi fouillé que pour les réserves de pétrole et de gaz.

La relative constance des valeurs de réserves prouvées citées au cours du temps (figure 41) intrigue, alors que la production mondiale est actuellement d'environ 8 Gt par an. Elle laisse penser que les ressources prouvées sont transformées en réserves prouvées en quelque sorte à la demande.

En tout état de cause, les réserves dépendent en partie du prix que la société est capable de payer pour leur extraction : l'importance des réserves de charbon semble être plus sensible à ces augmentations de prix que dans le cas du pétrole et du gaz conventionnels*29.

**29 note : En termes économiques, on dira que l'élasticité de l'offre de charbon à une augmentation de prix est actuellement plus importante que dans le cas du pétrole et du gaz conventionnels.*

Mais étant donné l'importance des émissions de CO₂ et de la pollution atmosphérique qu'entraîne son usage, il est possible que cette utilisation fasse l'objet de restrictions à l'échelle internationale (voir chapitre 5).

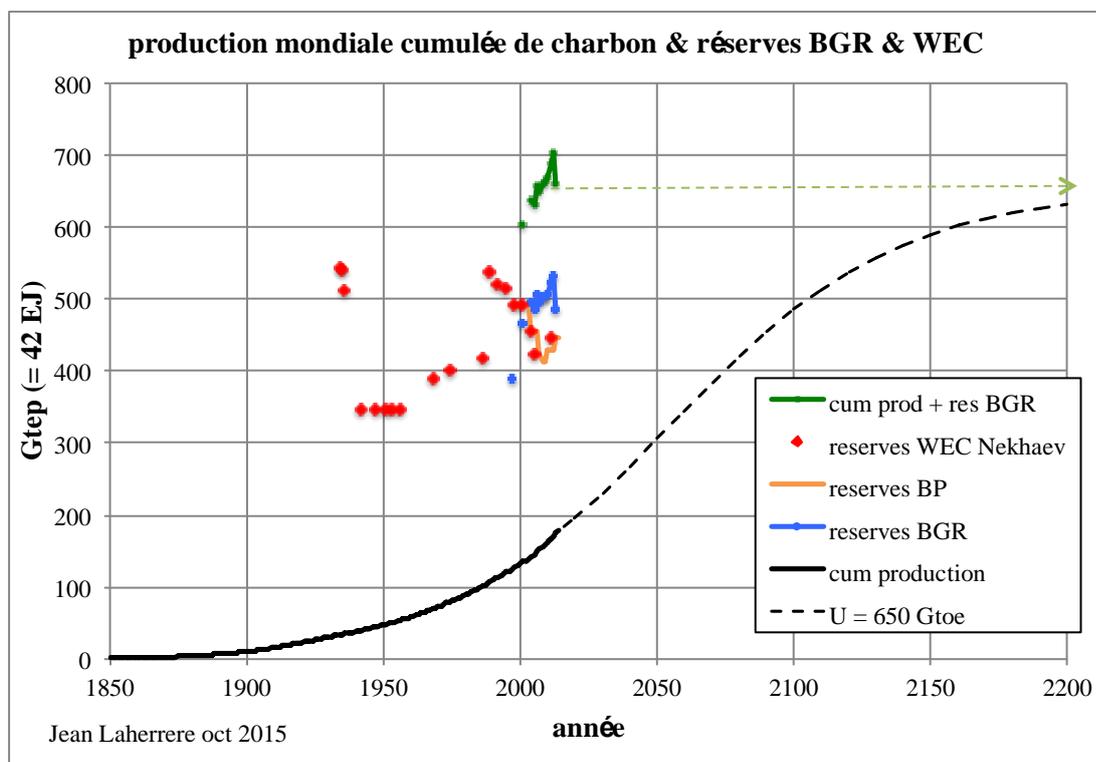


Figure 41 : Compilation des réserves prouvées de charbon, calculées en équivalent pétrole, selon les principales sources d'information, et comparaison avec la production cumulée. La courbe en pointillés noirs représente l'évolution approximative de la production, pour des réserves ultimes de 650 Gtep (voir chapitre 3-2-4) ce qui correspond à peu près à 1300 Gt. Courtoisie Jean Laherrère.

3-1-2-4 Les schistes bitumineux et les hydrates de gaz

On a vu pour ces domaines le caractère très spéculatif des ressources affichées, et l'absence de réserves significatives. Les progrès technologiques et l'augmentation des prix, qui rendraient rentables des exploitations, pourront peut-être changer un jour cet état de fait, mais ce n'est pas sûr, car les préoccupations environnementales prennent de plus en plus d'importance avec le temps. Là aussi la crainte d'un réchauffement planétaire dû aux émissions de CO₂ par l'utilisation des combustibles fossiles, pourrait conduire à un moratoire sur la mise en œuvre de ces ressources.

3-2 Quel est l'avenir de la production mondiale de combustibles fossiles ?

En préambule, rappelons que prédire l'évolution au cours du temps des productions mondiales de combustibles fossiles est bien plus important dans la pratique que connaître leurs réserves ultimes, même si réserves et production sont liées sur le long terme. En effet, en ce qui concerne la marche de l'économie mondiale, c'est bien l'importance année après année des flux d'énergie qui l'alimentent qu'il s'agit

d'estimer, autrement dit le débit possible du carburateur de la voiture et non le volume de son réservoir.

3-2-1 Que nous disent les Agences de l'énergie ?

Pour connaître et prédire les productions mondiales, on se réfère le plus souvent à trois sources: l'Agence internationale de l'énergie (AIE, en anglais International Energy Agency, IEA, www.iea.org), basée à Paris, l'US Energy Information Administration (EIA, www.eia.gov), qui fait partie du Department of Energy (DoE) des Etats-Unis, et la BP Statistical Review of World Energy (<http://www.bp.com/statisticalreview>), publiée par la compagnie British Petroleum.

Une autre source importante est l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP, en anglais Organization of Petroleum Exporting Countries, OPEC).

Citons encore la World Database (Data Publica, DB) de la Joint Organisations Data Initiative (JODI).

Il existe aussi le World Energy Council (WEC), forum d'experts de 90 nations basé à Londres qui tient chaque année la World Energy Conference.

Une grosse difficulté est que chacune de ces sources a ses propres catégories et ses propres méthodes de calcul, et que, malgré la confusion que cela crée, elles ne semblent toujours pas disposées à faire la synthèse de leurs approches.

L'AIE (IEA) représente plutôt le point de vue des consommateurs, et son approche est surtout politico-économique. Schématiquement, elle aborde le problème de la production future des combustibles fossiles par la demande, en faisant des scénarios de celle-ci en fonction des conditions économiques et politiques, tout en assumant implicitement que l'offre satisfera sans problème la demande si les prix sont suffisamment rémunérateurs. Elle fait annuellement des compilations et des prévisions dans son World Energy Outlook (WEO). Les publications de l'AIE sont celles qui sont les plus utilisées par les décideurs à l'échelle internationale.

L'EIA a une approche plus technique et représente plutôt le point de vue des producteurs, c'est-à-dire leurs prévisions de production. Elle a son International Energy Outlook (IEO), et son Annual Energy Outlook (AEO) pour la production des Etats-Unis.

La BP Statistical Review présente l'intérêt de publier des séries historiques fort utiles pour suivre l'évolution des productions au cours du temps.

D'une source à l'autre on constate une dispersion importante (figure 42) dans les données publiées pour la production de pétrole tous liquides. Cela n'est pas étonnant, si l'on réfléchit à la difficulté de collationner les données, aux différences de définition, aux imprécisions, aux erreurs, et aux omissions inhérentes à ce type de démarche, ainsi qu'aux pressions politiques dans un domaine aussi sensible. Mais il est toujours bon de rappeler ses sources quand on se propose de commenter ces données.

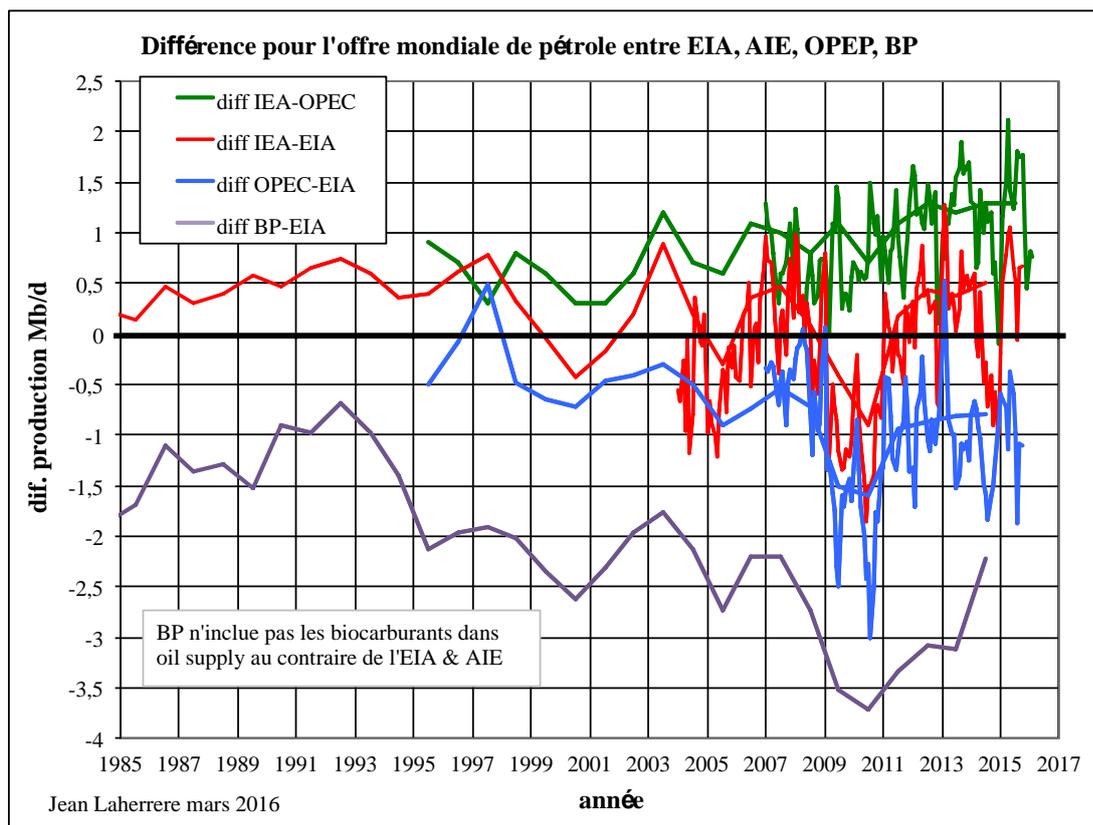


Figure 42 : comparaison des estimations de la production pétrolière mondiale par différentes sources : EIA = US Energy Information Administration ; IEA = International Energy Agency ; OPEC = Organization of Petroleum Exporting Countries. BP= British Petroleum. La position systématiquement basse de BP provient de ce que cette compagnie ne comptabilise pas les biocarburants dans ses statistiques.

Les écarts d'une source à l'autre peuvent aller jusqu'à 3 ou 4 Mb/j, soit environ 3 à 4 %, environ 3 fois la consommation annuelle française, sur les grandeurs des productions passées et actuelles. Notons toutefois que la BP, contrairement aux autres, n'inclut pas les biocarburants dans le pétrole tous liquides (oil supply)

3-2-1-1 Les Pétales

Nous avons vu au chapitre 1-1-3 les différentes catégories de produits qui composent ce qu'on appelle le **pétrole tous liquides (total oil, all liquids, oil supply)** et leurs proportions dans la production mondiale actuelle. Observons encore ici qu'il contient des catégories qui ne proviennent pas des gisements de pétrole, les condensats et les liquides d'usine de gaz naturel (LGUN) parfois regroupés sous la rubrique liquides de gaz naturel (LGN), qui sont extraits du gaz, une catégorie, les synfuels, faites de pétroles et carburants artificiels, et une catégorie qui n'est pas non plus naturelle, les gains de raffinerie.

Les agences regroupent systématiquement les condensats, c'est-à-dire les hydrocarbures liquides des gisements de gaz récupérés en tête de puits, et le pétrole conventionnel. En effet ils sont mélangés par les producteurs sur les gisements, et il y a rarement de comptabilité séparée.

L'IEA internationale regroupe le conventionnel et les condensats (crude+condensates) sous une rubrique pétrole conventionnel, et fait une comptabilité séparée pour le LTO et les XH. Et elle regroupe souvent tous les synfuels sous une étiquette unique.

Dans ses publications les plus courantes, l'EIA américaine ajoute au crude+condensates le LTO et les XH, pour constituer une catégorie Crude Oil, ce que l'on peut traduire par pétrole brut (brut). Il est cependant possible de trouver une comptabilité séparée pour le LTO et les XH et donc de recalculer une catégorie crude+condensates. L'EIA détaille les différents synfuels.

Il est donc hautement recommandé, avant de commenter les données publiées par les agences, d'examiner soigneusement les catégories qu'elles recouvrent.

Entre les deux principales agences, les écarts entre les productions de pétrole tous liquides ne sont pas négligeables comme on l'a vu, mais surtout, leurs prévisions à moyen terme sont très dispersées et en règle générale au-dessus de la production ensuite constatée (figure 43). Et ces agences font preuve d'un imperturbable optimisme : selon elles, la production de pétrole tous liquides sera sans cesse croissante jusqu'en 2030, 2040, et bien sûr après.

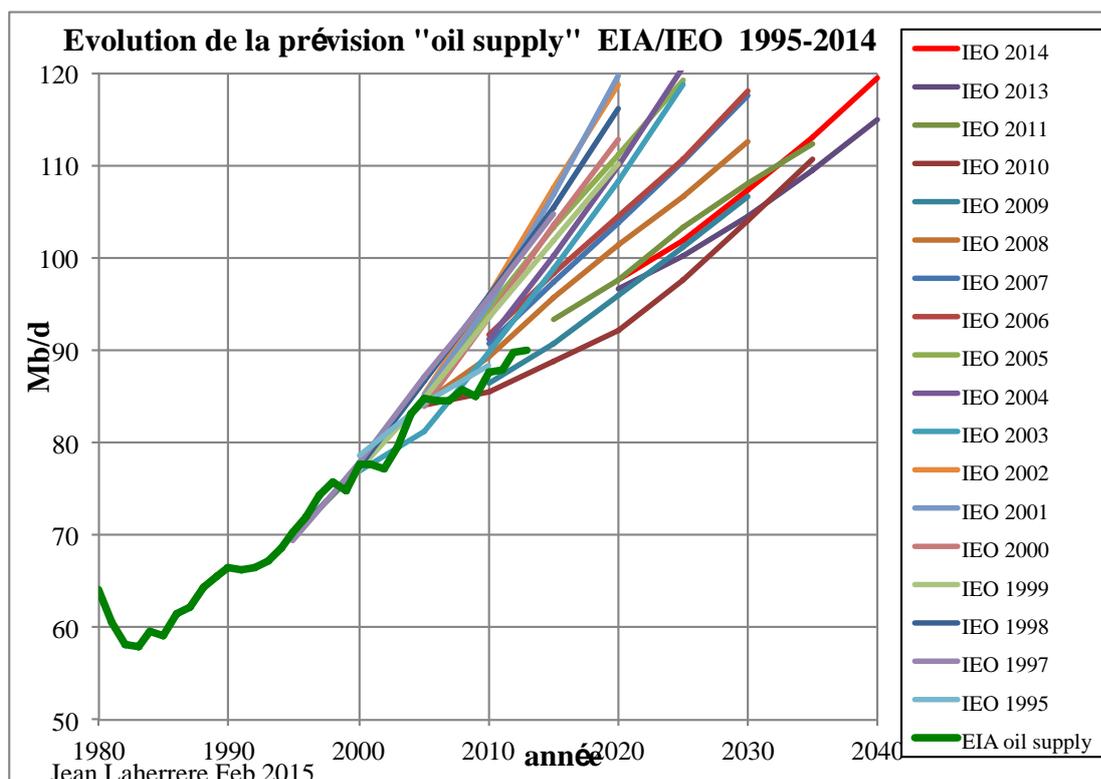


Figure 43 : Prévisions à moyen terme de la production mondiale de pétrole tous liquides faites par l'EIA, à droite, dans son International Energy Outlook (IEO) annuel depuis 1995 et comparaison avec la production observée jusqu'ici. On observe la grande dispersion des prévisions à moyen terme et leur caractère presque toujours optimiste, malgré des révisions presque toujours à la baisse d'une année sur l'autre.

On peut fortement douter de la valeur de ces prévisions en analysant un des rapports récents de l'AIE, le WEO 2012: La figure 44 montre l'évolution de la production mondiale de pétrole de 2011 à 2035 selon le scénario de ce WEO appelé New Policies, qui suppose une production énergétique bridée par des contraintes de politique

environnementale un peu plus fortes que celles des années précédentes. A noter que ce scénario n'envisage aucune contrainte sur la production qui soit de nature géologique. Le WEO présente deux autres scénarios, l'un appelé Current Policies où il n'y a pas d'accroissement des contraintes environnementales, et l'autre appelé 450 Scenario, où au contraire ces contraintes sont devenues suffisamment fortes pour imposer une limitation à 450 ppmv CO₂ eq.*³⁰ des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à la fin du siècle (on atteint déjà environ 485, dont 400 pour le CO₂ seul !).

** 30 note : L'effet des gaz à effet de serre (GES) autres que le CO₂, principalement le méthane CH₄ et l'oxyde d'azote N₂O, s'ajoute à celui du CO₂ et est quantifié en CO₂ équivalent (CO₂ eq) en proportion de leur l'effet par rapport à celui du CO₂. Notons toutefois que les coefficients utilisés dans cette quantification dépendent des temps de résidence des GES dans l'atmosphère, lesquels font encore l'objet d'estimations parfois très différentes d'un auteur à l'autre.*

Le scénario New Policies nous paraît le plus représentatif des évolutions politico-économiques à moyen terme, et c'est en fait le scénario de base de l'AIE. On peut cependant remarquer que les projets d'investissement affichés par les compagnies d'énergie correspondraient encore actuellement plutôt au scénario Current Policies !

On reconnaît sur ces courbes les catégories définies plus haut.

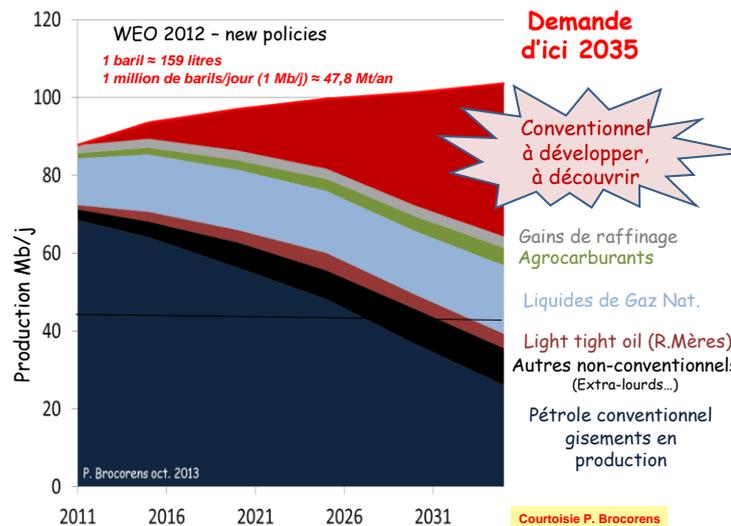


Figure 44: Prévisions de production des différentes catégories de pétrole d'ici 2035 selon le scénario New Policies 2012 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), dans son WEO 2012. Ces prévisions sont ici organisées de manière à faire apparaître l'importance du pari fait par l'AIE en 2012 sur la mise en exploitation et les découvertes à venir de gisements de pétrole conventionnel. A noter cependant que l'AIE a depuis 2012 mis un peu d'eau dans son vin, le WEO 2015 ne prédisant plus «que » 103,5 Mb/j en 2040, au lieu de 104 Mb/j en 2035..

Courtoisie P.Brocorens, Université de Mons.

La production mondiale tous liquides serait en 2035 de 104 millions de barils par jour, dont environ 7 de synfuels et gains de raffinage, contre 88 millions de barils par jour en 2011, dont environ 3 de synfuels et gains de raffinage.

Il est particulièrement intéressant d'observer que la croissance prévue de la production de pétrole repose en fait essentiellement sur celle des gisements conventionnels, leur

part dans la production totale passant cependant de 80% actuellement à 63 %. Mais la part prévue des gisements conventionnels actuellement en exploitation (en bleu sombre) tombe à 25% en 2035 !

Selon ce schéma, la part du conventionnel qui devra être produit par d'autres gisements (gisements découverts attendant d'être mis en exploitation, gisements à découvrir, progrès du taux de récupération grâce au progrès technologique) compensera donc à peu près les diminutions de production des gisements actuellement en exploitation ! Beaucoup d'observateurs pensent qu'il s'agit là d'un pari impossible à tenir, car cela suppose un volume de pétrole conventionnel mis en production d'ici 2035 trop important, supérieur à la production cumulée actuelle des trois principaux producteurs de pétrole de la planète, l'Arabie Saoudite, les Etats-Unis et la Russie ! Et cela contredit la tendance de l'évolution des réserves 2 P mondiales de la figure 33.

Les prévisions de l'AIE, comme celles de l'IEA ont été par le passé presque toujours trop optimistes ! Il semble que ce soit encore une fois le cas. A noter que les prévisions du WEO 2014 sont encore plus optimistes que celles du WEO 2012, 108 Mb/j en 2040. Mais l'AIE a mis depuis un peu d'eau dans son vin, puisque le WEO 2015 ne prévoit plus «que» 103,5 Mb/j à cette date.

Tout cela jette un sérieux doute sur les capacités de ces agences à prédire l'avenir de la production pétrolière, ne serait-ce qu'à moyen terme.

3-2-1-2 Les Gaz naturels

Les catégories faites par les agences sont ici :

- *Le gaz extrait des gisements conventionnels, associé et non associé au pétrole (catégories 2 et 3 de la figure 28).*
- *Le gaz non conventionnel : gaz de roche-mère (de schistes) ou associé au pétrole de roche-mère (de schistes), gaz de réservoir compact, CBM, CMM.*
- *Les productions artificielles (syngas) : cokeries et haut-fourneaux, gaz de synthèse, qui représentent peu de chose.*

Une partie du gaz associé produit par l'exploitation des gisements de pétrole est fréquemment mis à l'atmosphère (vented) ou brûlé à la torche (flared), faute de capacité suffisante de transport ou de stockage, ou encore réinjecté dans le gisement pour maintenir la pression ou attendre des prix du gaz plus rémunérateurs. Sur les gisements non conventionnels, la réinjection est impossible dans la roche-mère ou dans un réservoir compact^{*31}, et le gaz est souvent brûlé à la torche. C'est le cas par exemple actuellement du gaz associé au pétrole de schistes de la formation de Bakken aux Etats-Unis, pour lequel 1/3 environ du gaz associé au pétrole est brûlé à la torche, contre 1 % en moyenne aux Etats-Unis.

**31 note : on pourrait cependant envisager cette réinjection dans un réservoir classique, s'il en existe à proximité, ou dans un aquifère profond.*

Il est important de bien noter que l'AIE et l'EIA ne prennent en compte pour le gaz naturel que le gaz traité commercialisé, sous la dénomination de **dry gas (gaz sec)**. Il ne s'agit donc pas de ce qu'on appelle le **gross gas**, c'est-à-dire de la totalité du gaz à la sortie du puits, dont on a vu qu'une partie n'était pas récupérée. Il est également important de bien noter que ce **gaz sec** ne contient bien sûr plus les liquides de gaz naturel (LGN= condensats+LUGN) contenus dans la production d'origine, qui sont

comme on l'a vu comptabilisés dans le pétrole tous liquides. Il y a donc une perte entre la production du gross gas et la production de gaz sec après extraction des « liquides ».

La figure 45 montre, pour les Etats-Unis, l'éventail au cours du temps des prévisions de production à moyen terme pour le gaz sec faites par l'EIA. Comme pour le pétrole, on constate ici la fragilité des prévisions à moyen terme des agences année après année, et leur large dispersion.

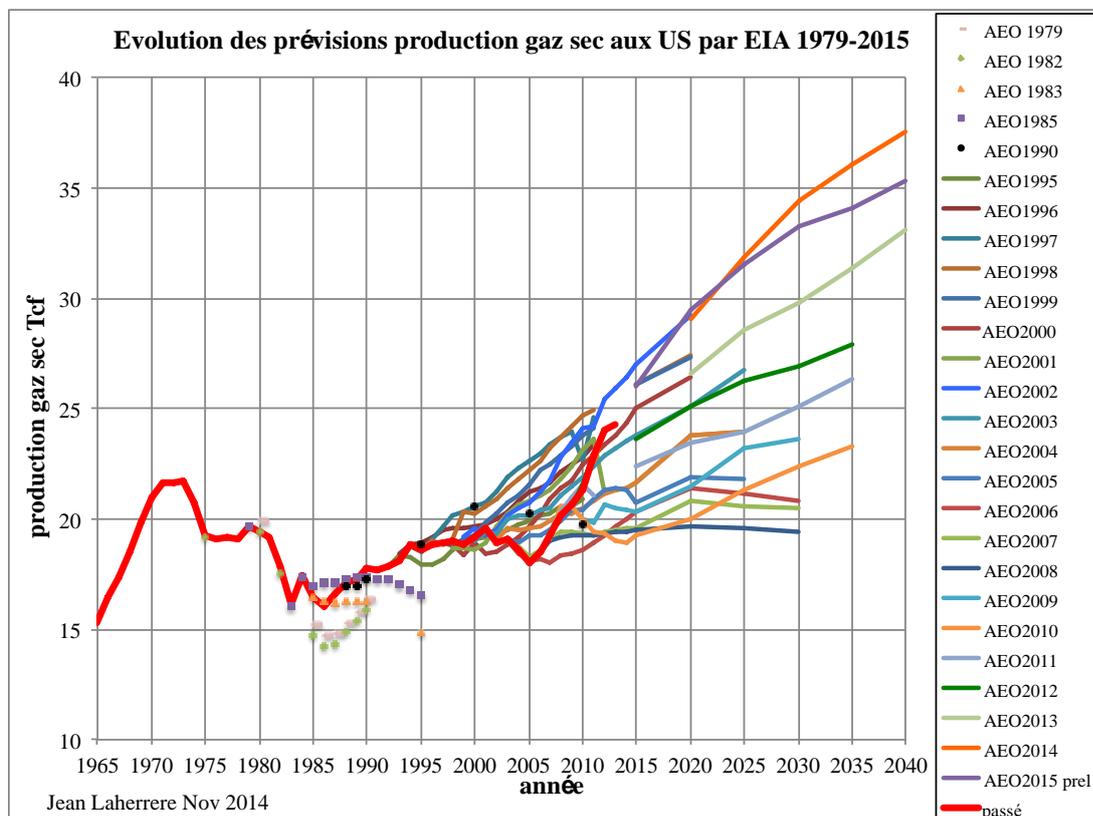


Figure 45 : prévisions de production de gaz sec aux Etats-Unis faites par l'EIA dans son AEO de 1979 à 2015, et courbe de production effectivement observée. L'accroissement rapide de la production après 2005, non prévu, correspond au «boom» des gaz de roche-mère (de schistes). Les quantités sont exprimées en Tera (10^{12}) (trillion en anglais, qui signifie a thousand billions, soit mille milliards) cubic feet (Tcf). 1 Tcf « vaut » environ 24 Mtep.

La figure 46 montre quelles sont les prédictions de l'AIE dans son WEO 2015 pour la demande mondiale de gaz d'ici 2040 pour les 3 scénarios déjà cités : le Current Policies Scenario, c'est-à-dire sans politique environnementale, le New Policies Scenario avec plus de contraintes environnementales, et le 450 Scenario, où l'on s'impose l'obligation de ne pas dépasser 450 ppm de CO_2eq de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à la fin du siècle. Sauf pour ce dernier scénario, la demande de gaz en gaz sec (exprimée ici en milliard de m^3 (billion cubic meter, bcm) dans les conditions normales, ce qui correspond à environ 0,86 Mtep) croît quasi linéairement jusqu'en 2040.

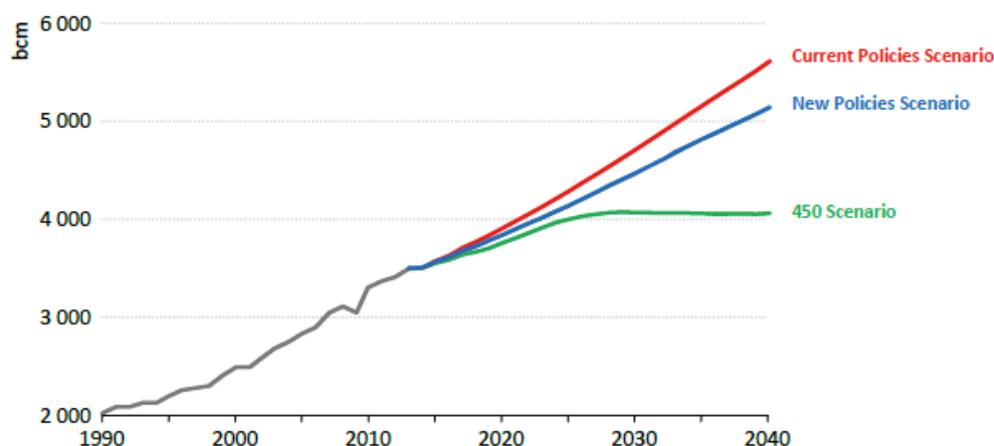


Figure 46 : Prévisions faites par L'AIE dans ses trois scénarios de la demande mondiale de gaz, en billion cubic meter (bcm) à l'horizon 2040 de son WEO 2015. La production est supposée satisfaire la demande sans problème. 1 bcm «vaut» en contenu énergétique environ 0,84 Mtep.

3-2-1-3 Les Charbons

Le tableau 11 montre quelles sont, selon les trois scénarios du WEO 2015 de l'AIE, les prévisions de la production de charbon d'ici 2040. Elles sont exprimées ici en tonne-équivalent-charbon (tec), dont on a vu l'équivalence à 0,7 tonne-équivalent-pétrole (tep).

				New Policies		Current Policies		450 Scenario	
		2000	2013	2020	2040	2020	2040	2020	2040
Demand	OECD	1 573	1 470	1 307	878	1 413	1 289	1 152	523
	Non-OECD	1 774	4 143	4 454	5 428	4 627	6 737	4 208	3 041
	World	3 347	5 613	5 762	6 306	6 040	8 026	5 360	3 565
	Steam coal	2 590	4 379	4 523	5 266	4 784	6 835	4 175	2 813
	Coking coal	452	940	929	785	941	851	903	601
	Lignite*	304	295	309	254	315	341	282	151
Production	OECD	1 380	1 361	1 255	1 042	1 391	1 505	1 134	627
	Non-OECD	1 875	4 362	4 507	5 263	4 648	6 521	4 226	2 938
	World	471	1 084	1 143	1 291	1 221	1 780	1 038	594
Trade**	Steam coal	310	814	847	984	913	1 447	759	373
	Coking coal	175	272	299	311	310	337	284	229
	World	471	1 084	1 143	1 291	1 221	1 780	1 038	594
Share of world demand	Non-OECD	53%	74%	77%	86%	77%	84%	79%	85%
	Steam coal	77%	78%	79%	84%	79%	85%	78%	79%
	Trade	14%	19%	20%	20%	20%	22%	19%	17%

Tableau 11: Prévisions des consommations et des productions de charbons d'ici 2040 faites par l'AIE dans les trois scénarios de son WEO 2015. Bien noter qu'il ne s'agit pas ici de millions de tonnes de charbon, mais de millions de tonnes équivalent charbon (Mtec, millions ton-coal-equivalent, Mtce) : ces valeurs sont donc à multiplier par 0,7 pour obtenir des Mtep. On remarque aussi la relative constance de la part du commerce international (trade) aux alentours de 20 % de la production, les pays de l'OCDE (il s'agit bien sûr surtout de l'Australie) étant globalement exportateurs vers les pays non OCDE. La rubrique lignite comprend aussi la tourbe, qui représente en fait peu de chose. Steam coal= charbon-vapeur, coking coal= charbon à coke.

En ce qui concerne la production mondiale, seul le scénario 450 prévoit une décroissance d'ici 2040. Par contre, en ce qui concerne les pays de l'**Organisation de coopération et de développement économique (OCDE)**, c'est-à-dire les pays riches, le scénario New Policies prévoit également une décroissance.

3-2-2 D'autres méthodes que celle des agences pour prévoir l'évolution des productions : pics de production, réserves ultimes, courbes d'écémage et linéarisation de Hubbert.

3-2-2-1 Pics de production et réserves ultimes: des exemples historiques : les productions de combustibles fossiles en France, au Royaume-Uni , en Allemagne, et en EU28+Norvège.

Ces analyses d'exemples historiques illustrent le fait que dans un pays donné, la production possible d'une substance minérale n'est pas infinie : elle part de zéro et ne peut que revenir à zéro une fois les réserves ultimes totalement consommées. Entre les deux, la production passe obligatoirement par un maximum, que l'on appelle **pic de production**. Ce maximum peut aussi se présenter sous la forme d'un **plateau** irrégulier pouvant durer de nombreuses années.

Il ne peut qu'en être de même pour la production mondiale, qui est l'enveloppe des productions pays par pays.

Nous parlons bien ici de réserves, c'est-à-dire de quantités exploitables de façon rentable dans les conditions économiques du moment et non de ressources, notion qui ne tient pas compte de l'exploitabilité réelle. La quantité ultime de ces réserves, appelées réserves ultimes ou en abrégé **Ultime**, correspond à la surface sous la courbe de production, une fois celle-ci définitivement arrêtée. Nous avons vu que pour le pétrole et le gaz, la meilleure estimation *a priori* de cet Ultime était à l'expérience ce qu'on appelle les réserves 2 P.

L'Ultime est très mal connu au départ, et dépend bien sûr des conditions économiques et même politiques (subventions ou défiscalisation par exemple), sans oublier les contraintes environnementales^{*32}, tout au long de l'histoire de la production, ainsi que des progrès de productivité grâce à ceux de la technologie et de l'organisation, mais il se précise au fur et à mesure de l'exploitation. Nous allons voir qu'il existe des méthodes pour le prévoir de façon approchée si l'exploitation est déjà bien avancée.

**32 Note : En France par exemple toutes les demandes d'exploitation de charbon en découverte sont rejetées pour raisons environnementales. Mais il n'en est pas de même en Allemagne, où persistent actuellement de gigantesques exploitations de lignite.*

-France :

La production de charbon française a commencé à croître de manière importante et régulière vers le milieu du 19^{ème} siècle (figure 47). Après les vicissitudes dues aux guerres, à la crise économique européenne de 1933, conséquence de la Grande Crise de 1929 aux Etats-Unis, elle est passée par un maximum en 1959. Sa décroissance a été d'emblée rapide. Cela est dû au fait qu'à cette époque la production était devenue lourdement subventionnée par rapport aux prix pratiqués sur le marché mondial : cette décroissance a donc été accélérée pour diminuer les charges sur le budget de l'Etat. A partir de 1974, après le premier choc pétrolier, le rythme de décroissance a été moins rapide, le charbon étant alors plus demandé. Mais finalement la production a fini par s'éteindre en Avril 2004 avec la fermeture des dernières mines en activité.

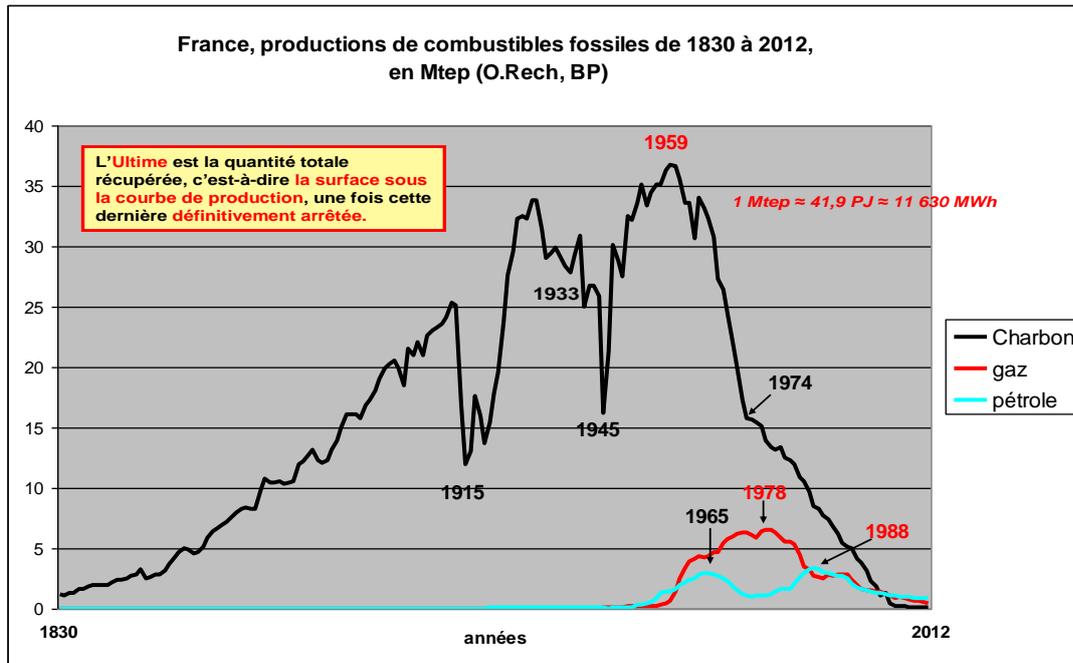


Figure 47 : Productions de charbon, de gaz naturel et de pétrole en France de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique (million de tonne-équivalent-pétrole, Mtep). *Source : Durand, 2013.*

L'histoire du gaz et du pétrole en France est longue, puisqu'elle débute avec le gisement de pétrole lourd de Pechelbronn et ses satellites, dont les indices de surface étaient connus depuis très longtemps, et déjà utilisés au Moyen-Âge pour de la lubrification et du calfatage, mais aussi pour leurs propriétés médicales supposées. Mais il n'y eut d'exploitation rationnelle qu'à partir de 1740. C'est à Pechelbronn, que furent réalisés à la fin du 18ème siècle et au début du 19ème les premiers forages pétroliers d'exploration du monde occidental, avec des tarières qui permettaient d'atteindre quelques dizaines de mètres. Le premier à avoir été consigné de manière officielle date de 1813, donc bien avant le forage du colonel Drake en Pennsylvanie de 1859, date retenue par l'histoire pour les débuts de l'industrie pétrolière. La France fut même en 1850, en y ajoutant l'huile de schistes obtenue par pyrolyse des Schistes d'Autun (dont les premières productions eurent lieu en 1824 à Igornay en Saône-et-Loire), le premier producteur mondial de pétrole « tous liquides » de l'époque, jusqu'au développement explosif de la production américaine. Mais il s'agissait de très petites quantités, quelques milliers de tonnes par an (figure 48).

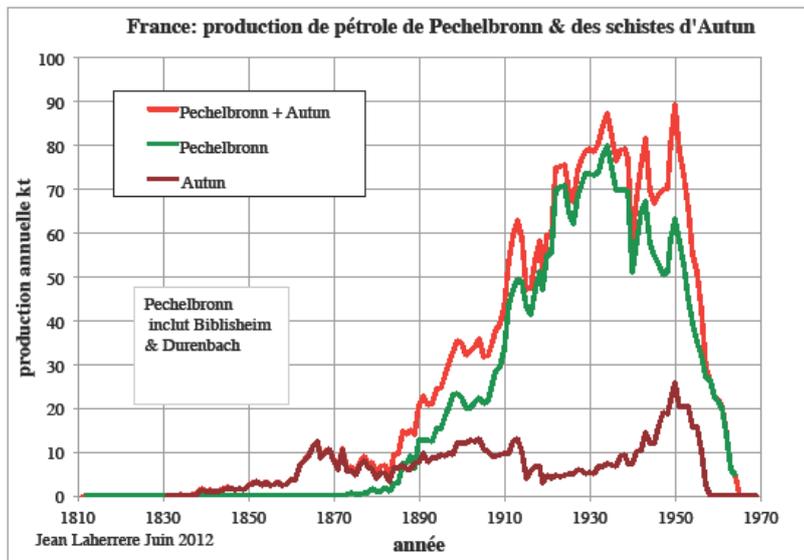


Figure 48 : Chroniques de la production de pétrole en Alsace du Nord (principalement gisement de Pechelbronn) et de la production d'huile de pyrolyse des schistes bitumineux d'Autun, d'après différentes sources. Ces exemples illustrent l'évolution de la production à l'échelle du gisement, et la notion de réserves ultimes, c'est-à-dire les quantités cumulées extraites jusqu'à l'abandon du gisement. Courtoisie [J.Laherrère](#)

Les productions de pétrole et de gaz ont cru notablement, tout en restant modestes, après la deuxième guerre mondiale. Le pétrole a d'abord été extrait du Bassin d'Aquitaine. Celui-ci a ensuite été relayé par le Bassin de Paris, d'où une production avec deux bosses. Le pic date de 1988 et l'Ultime est presque atteint. Le gaz, extrait principalement du gisement de Lacq près de Pau, a connu son pic en 1978 et son Ultime est presque atteint.

De nouvelles découvertes de gaz et de pétrole ne sont pas strictement impossibles en France, sous forme en particulier de gaz et de pétrole de roches-mères (improprement appelés gaz et pétrole de schistes par les médias, car les roches qui les contiennent ne sont pas des schistes, qui sont des roches métamorphiques, au sens géologique du terme. C'est en fait une mauvaise traduction du terme américain « shale »). Il s'agit on l'a vu de gaz et de pétrole piégés dans ou au contact des roches sédimentaires qui leur ont donné naissance, dans des formations de très faible perméabilité, mais d'où on peut cependant en extraire une partie après une fracturation hydraulique permettant d'accroître cette perméabilité. Les réserves correspondantes se trouveraient principalement dans le Bassin de Paris pour le pétrole, et le Bassin du Sud-Est pour le gaz. Mais rien n'est sûr, et l'opposition des associations écologistes est forte. D'autre part le régime de propriété du sous-sol, en France c'est l'Etat qui le possède, ne favorise pas l'implication des propriétaires du sol, qui subissent les nuisances locales sans être associés comme aux Etats-Unis aux profits de l'exploitation. Et la fracturation hydraulique dans ce type de formation a été interdite par une loi du 13 Juillet 2013.

S'agissant du charbon, il existe encore des possibilités : en particulier un assez gros gisement de charbon bitumineux (Hard Coal) (peut-être 250 Mt de réserves, soit environ l'équivalent de 170 Mtep) n'a pas encore été exploité près de Lucenay-lès-Aix dans le Sud de la Nièvre. Mais les conditions économiques et environnementales ne semblent guère favorables. Et on ne pourra pas rouvrir les mines qui ont été fermées

et qui sont donc maintenant ennoyées, car le coût en serait bien trop élevé, même pour un prix de marché qui serait de l'ordre de 10 fois les prix actuels.

-Royaume-Uni :

Le Royaume-Uni a été le berceau de la Révolution Industrielle à la fin du 18ème siècle. Celle-ci, avant de s'étendre à l'Europe puis au reste du monde, s'y est développée grâce au charbon de l'Angleterre et du Pays de Galles, disponible en abondance .

La production de charbon a connu une progression rapide et régulière jusqu'à son pic, atteint en 1913 (figure 49). Elle a ensuite décliné en enregistrant les vicissitudes de l'histoire de ce pays : première guerre mondiale, grande grève générale de 1926, crise économique européenne de 1933, deuxième guerre mondiale. Après celle-ci, les subventions élevées à sa production ont conduit comme en France le gouvernement à en programmer le déclin, ce qui a conduit pendant l'ère Thatcher à la grande grève des mineurs de 1984. La production a malgré tout continué à décliner. L'Ultime est maintenant presque atteint. Notons qu'en 1978, le Conseil Mondial de l'Energie, prévoyait pour cet ultime 70 milliards de tonnes (Gt). En réalité, il sera de moins de 30 Gt (voir figure 54).

Le relais, fort opportunément, a été pris progressivement à partir de 1970 par les productions de gaz naturel et de pétrole extraits des gisements découverts en Mer du Nord. Mais ces productions ont connu leur pic en 1999 et déclinent très rapidement depuis, malgré les prix élevés du pétrole et du gaz de 2005 à 2013. Une pause dans le déclin de la production pétrolière a cependant lieu depuis 2013, du fait des importants investissements faits en exploration-production pendant la période récente de très hauts prix du pétrole, qui ont alors commencé à porter leurs fruits.

On observe pour le pétrole une chute brutale et provisoire de production en 1988. Elle est due à un très grave accident, l'explosion de la plateforme Piper Alpha du gisement Piper au large de l'Ecosse, qui a désorganisé quelques années la production pétrolière (et fait 167 morts !).

Au Royaume-Uni, pour toutes les productions de combustibles fossiles les pics sont donc largement passés, et les Ultimes semblent proches d'être atteints.

L'exploitation des gaz de roches-mères est envisagée, en particulier dans le Bassin de Bowland dans le Centre de l'Angleterre, mais l'on est pour l'instant incapable de prévoir les coûts d'éventuelles productions.

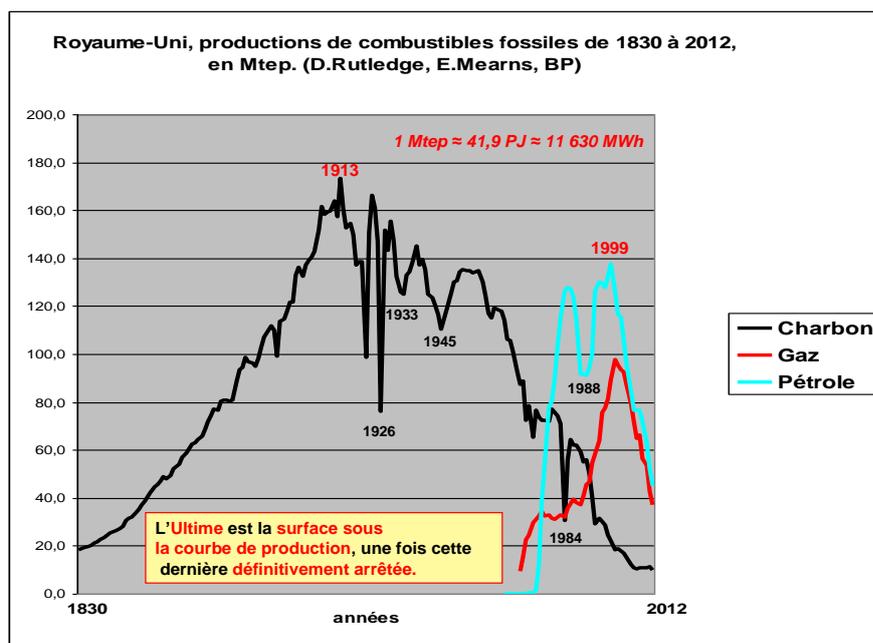


Figure 49 : Productions de charbon, de gaz et de pétrole au Royaume-Uni de 1830 à 2012, ramenées à la même unité de contenu énergétique (million de tonne-équivalent-pétrole (Mtep)). *Source* : Durand, 2013.

- Allemagne :

Comme la France et le Royaume-Uni, l'Allemagne possède des gisements de charbon de bon contenu énergétique (hard coal, environ 0,7 tep par tonne en moyenne) exploitable par mines souterraines. Elle possède aussi d'importants gisements de lignite (brown coal), charbon de faible contenu énergétique (environ 0,25 tep par tonne en Allemagne), exploitables à ciel ouvert (découvertes, open field, open pit). Ce lignite est productible à bas coût et sert à produire de l'électricité près des sites d'exploitation. La production de hard coal a cru considérablement et régulièrement de 1850 à 1914 (figure 50). Elle a ensuite enregistré les vicissitudes de l'histoire allemande : première guerre mondiale, crise économique allemande de 1924, crise économique européenne de 1933, deuxième guerre mondiale. Son pic a été atteint en 1944. Puis, comme en France et au Royaume-Uni et pour les mêmes raisons, un déclin a été organisé. Son Ultime est presque atteint : Il est prévu de fermer les dernières mines de hard coal en 2018.

La production de lignite a démarré en 1870 et a connu à peu près les mêmes aléas que le charbon, en moins accentué. Elle a cependant cru jusqu'en 1989, date de la Réunification Allemande. Elle a ensuite chuté très rapidement jusqu'en 2001, du fait de la remise à niveau de l'industrie Est Allemande, qui utilisait beaucoup de lignite avec une faible efficacité énergétique. Elle augmente à nouveau depuis 2001 et son ultime est loin d'être atteint. L'Allemagne est actuellement le premier producteur mondial de lignite.

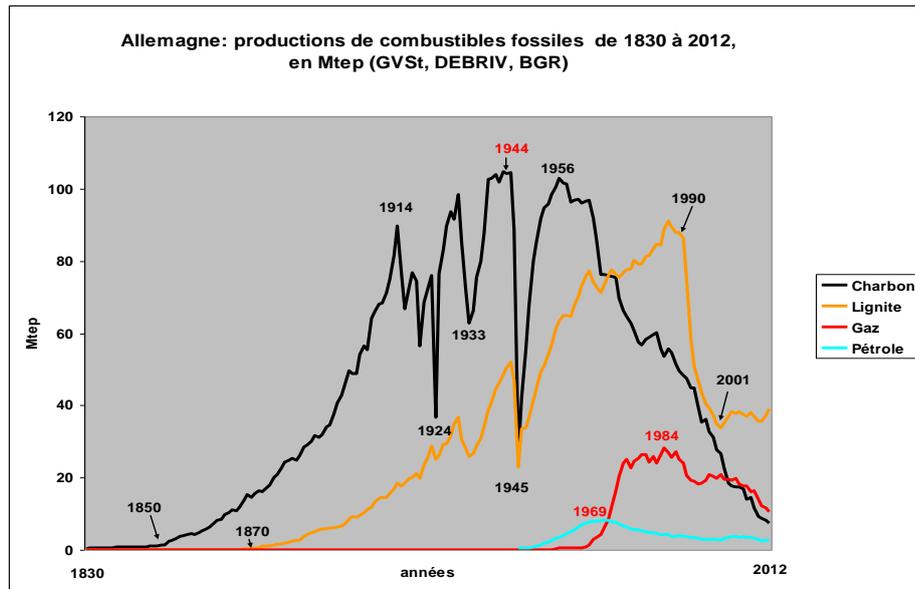


Figure 50 : Productions de charbon, de lignite, de gaz et de pétrole en Allemagne de 1830 à 2012, en Mtep. *Source : Durand, 2013.*

Le gaz naturel et le pétrole ont d'abord été extraits de gisements principalement situés en Allemagne du Nord. Dans un second temps s'est ajoutée une petite production de gisements situés en Mer du Nord. Le pic du pétrole a eu lieu en 1969, et celui du gaz en 1984. Même si les productions ne sont pas négligeables encore actuellement, leurs Ultimes sont à présent très proches.

L'Allemagne envisage une production de gaz et de pétrole de roches-mères, en Basse-Saxe et Rhénanie du Nord, mais comme en Angleterre et en France sans qu'il soit possible d'en connaître vraiment les réserves. Elle connaît à ce propos une forte opposition des associations écologistes.

-Europe des 28 + Norvège :

L'Europe des 28 (EU 28) et la Norvège constituent un ensemble géographique qui couvre environ 4,8 millions de km² pour une population d'environ 515 millions d'habitants. C'est, pour l'instant encore, le deuxième plus important ensemble économique mondial après les Etats-Unis.

Toutes ses productions de combustibles fossiles ont maintenant passé leurs pics ! En 1982 pour le charbon, en 2000 pour le pétrole, et en 2004 pour le gaz (figure 51). Dans la mesure où les combustibles fossiles représentent encore actuellement 77 % de sa consommation d'énergie primaire, il est étonnant que cela ne semble pas préoccuper outre mesure les gouvernements des pays qui la composent, étant donné ce que cela signifie pour leur dépendance énergétique et la fragilité de leur approvisionnement.

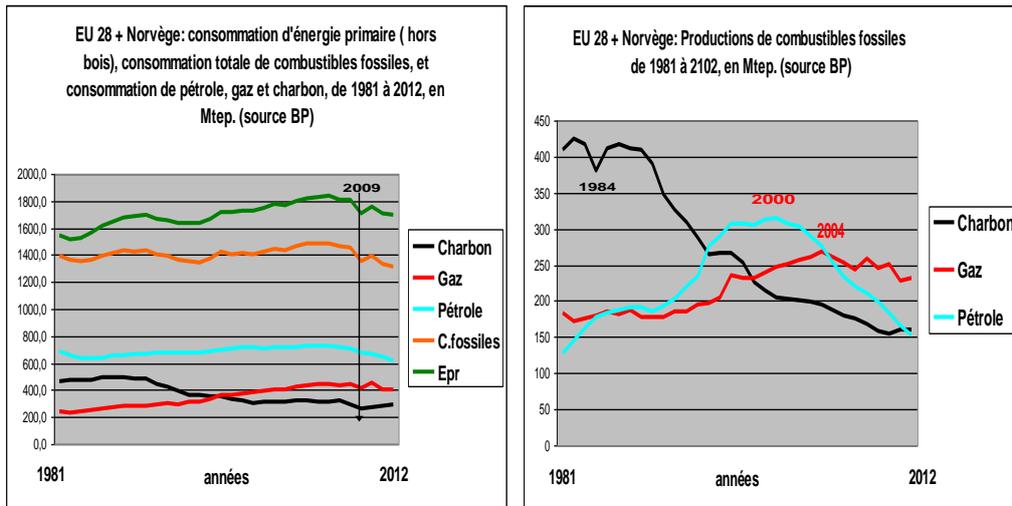


Figure 51 : EU 28+Norvège : à gauche consommation d'énergie primaire (Epr) et de combustibles fossiles, à droite productions de combustibles fossiles de 1981 à 2012, en Mtep. *Source : Durand, 2013.*

La figure 52 montre l'évolution des productions de pétrole et de gaz de la Mer du Nord, qui est de très loin la première région productrice d'Europe, au Royaume Uni et en Norvège, depuis les premières découvertes jusqu'en 2012. Pour le pétrole, le pic a eu lieu dans les deux pays en 1999-2000. On observe que les efforts d'exploration, les progrès technologiques, les considérables hausses de prix et les défiscalisations de 2000 à 2013, n'ont pas permis d'inverser la tendance. Le déclin a cependant été enrayé depuis 2013, mais ce répit sera-t-il durable après le récent effondrement du prix du pétrole ?

La chute provisoire considérable de production côté UK en 1988 a été due à l'explosion de la plateforme Piper Alpha, qui a désorganisé l'exploitation pendant quelques années. Pour le gaz, le pic a été atteint en 2000 côté UK, et semble devoir être très proche côté Norvège.

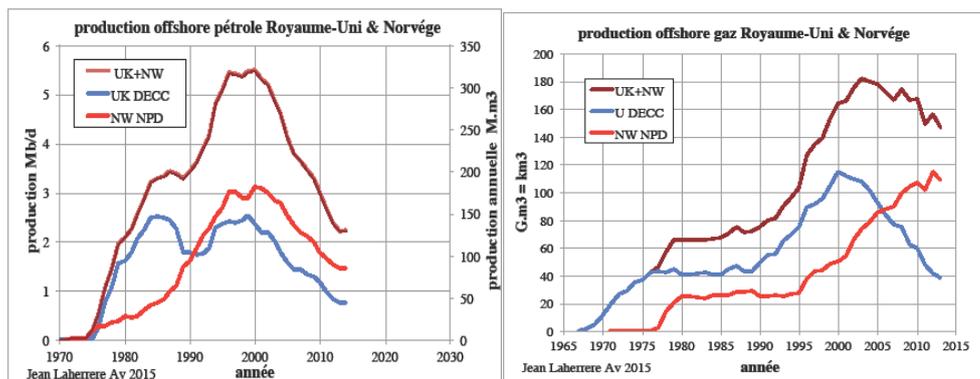


Figure 52 : Historique des productions de la Mer du Nord pour les principaux producteurs, le Royaume-Uni et la Norvège, d'après le Department of Energy and Climate Change (DECC) du Royaume-Uni, et le Norwegian Petroleum Directorate (NPD). A gauche le pétrole, à droite le gaz. A noter qu'il s'agit de pétrole et de gaz conventionnel, ces deux pays n'ayant en exploitation en Mer du Nord que des gisements de ce type.

3-2-4 Deux méthodes pour estimer les ultimes : les courbes d'écrémage et la linéarisation de Hubbert

3-2-4-1 Les courbes d'écrémage

Lors de l'exploration d'un bassin pétrolier on découvre au cours du temps des champs (des gisements) dont on estime les réserves. La construction d'une courbe dite d'écrémage consiste à reporter année après année, en abscisse le nombre cumulé des champs découverts, ou mieux le nombre cumulé de puits d'exploration pure, que l'on appelle **wildcats** (ce graphique en fonction de l'activité réelle est bien meilleur que le graphique en champs perturbé par les aléas de l'activité d'exploration), et en ordonnée le cumul des réserves correspondantes ainsi découvertes. Ces réserves pourront être réévaluées, mais il faut pour rester cohérent que ces réévaluations soient affectées au champ réévalué à la date de sa découverte. C'est ce qu'on appelle le **back dating**, ce qu'on pourrait traduire par **réévaluation rétroactive**. D'autre part, on l'a dit avec insistance, il ne faut surtout pas utiliser les estimations de réserves dites prouvées (dites aussi 1P) ou courantes (current) déclarées par les compagnies ou les agences de l'énergie, qui sont entachées de nombreuses erreurs et de biais volontaires ou involontaires qui les rendent inutilisables, entre autres parce que la correction de l'estimation antérieure est attribuée à l'année de la nouvelle estimation, alors que les réserves dites 2P sont attribuées à l'année de découverte. Cela demande un très patient travail de collationnement : on peut le faire à partir de données publiées dans les pays qui donnent les réserves par champ comme le domaine fédéral des US dans le Golfe du Mexique (BOEM) ou le Canada jusqu'en 2009 avec le CAPP, sinon il faut faire du **scouting**, forme d'espionnage industriel par les compagnies vendant les bases de données comme IHS et Rystad. Cependant même ces données doivent être soigneusement analysées, car, produites à partir de différents systèmes de classification (SEC, ABC ; OPEP...), elles ne sont pas homogènes. Elles sont aussi de plus en plus sous l'influence des pays producteurs ou de groupes de pression. C'est ainsi que par exemple IHS est devenu il y a quelques années IHS-CERA, propriété du Cambridge Energy Research Institute (CERA), lobbyiste de compagnies pétrolières occidentales.

Avec le temps, le nombre cumulé de champs augmente, mais leur taille moyenne diminue car statistiquement on découvre les plus gros gisements en premier. On observe que les réserves cumulées augmentent de moins en moins vite. Cela est dû à la répartition naturelle des tailles de gisements, selon laquelle l'essentiel des volumes se trouvent comme on l'a vu (figures 36 et 37) dans un nombre très faible de très gros gisements.

Ces graphiques sont modélisés par des courbes dont les asymptotes donnent une estimation des Ultimes du bassin pour les cycles d'exploration successifs, ceux-ci correspondant à de nouvelles approches dues aux progrès des techniques d'exploration ou d'exploitation. Le même procédé peut être utilisé pour estimer l'Ultime à plus grande échelle et pour le monde. On trouvera dans les travaux de [Laherrère, 2011](#) des détails sur cette méthode. Une fois l'Ultime estimé, on cale sur l'historique de production une fonction dite logistique qui est bornée par l'Ultime. La partie de la courbe ainsi construite située entre les dernières données de production et l'Ultime est donc une estimation de l'évolution moyenne dans le temps des productions futures, hors contraintes autres que les contraintes géologiques. Les fonctions logistiques ont été créées initialement par [Verhulst, 1845](#), pour prédire les évolutions de population

au cours du temps. La figure 53 montre des exemples de courbes d'écrémage pour les Etats-Unis.

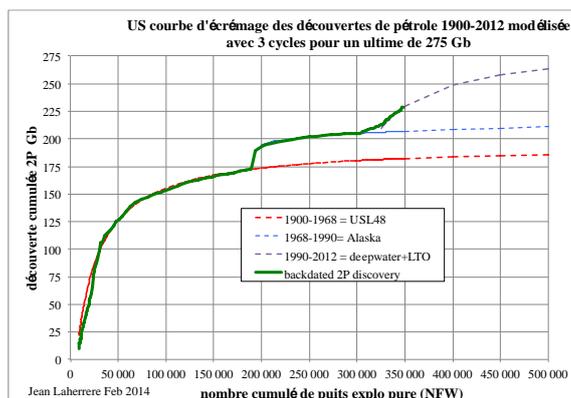


Figure 53 : Courbes d'écrémage pour les Etats-Unis. Sont superposées la courbe d'écrémage pour les 48 Etats (hors Alaska et Hawaï), pour l'Alaska, qui a commencé à produire en 1968, puis pour le pétrole extrait par mer profonde et le Light Tight oil (LTO). Il s'agit bien sûr des réserves 2 P «backdated», ce qui veut dire que les réévaluations de ces réserves sont toujours reportées à la date du puits de découverte du gisement, et non à celle de la réévaluation.

Encart : De la nécessité du backdating :

Pour qui n'a pas véritablement réfléchi à la nature de ce qu'on appelle réserve, il paraît indifférent de reporter ou non les réévaluations de réserves à l'année de la découverte. Cette réévaluation n'est-elle pas en effet, quelle qu'en soit la date, une quantité nouvelle de pétrole qui est découverte pour l'humanité ? En fait il n'en est rien : La figure 33 montre à quel point la représentation que l'on se fait d'un gisement peut évoluer en fonction du nombre de puits forés, et donc le calcul des quantités en place qui rappelle est un calcul probabiliste à partir d'une description géologique. Ce n'est donc pas le gisement qui a changé, mais la représentation géostatistique que l'on s'en fait. La réévaluation n'a donc pas créé de quantités nouvelles, elle a simplement modifié la représentation initiale et donc le calcul probabiliste des quantités en place. Les réévaluations des quantités en place ne sont d'ailleurs pas toujours des quantités en plus, elles peuvent être des quantités en moins. En fait, pour beaucoup de gisements, ces évaluations ne commencent à cerner de près la réalité physique qu'après une dizaine d'années d'exploitation.

Cependant la réévaluation des réserves 2 P doit tenir compte non seulement des réévaluations des quantités en place, mais aussi des progrès technologiques ayant eu lieu entre temps qui ont pu augmenter les possibilités de récupération, ainsi que des variations du prix de marché du pétrole. Mais ces deux facteurs jouent de moins en moins dans le cas des gisements de pétrole conventionnel, comme le montre bien l'exemple de la Mer du Nord ou celui des gisements conventionnels des US 48 : La réalité géologique prend avec le temps de plus en plus le pas sur l'économie et la technologie.

Quant à la réévaluation des réserves 1 P d'un gisement, c'est celle qui est publiée, elle n'apporte non plus aucune quantité nouvelle : Ce n'est en réalité qu'un jeu d'écriture qui consiste à faire passer les réserves d'une catégorie dans une autre. Et comme elle est entachée comme on l'a vu de nombreux biais et falsifications plus ou moins volontaires, il vaut mieux l'ignorer.

Mais le point le plus important est que si l'on ne reporte pas les réévaluations à l'année de la découverte, il est impossible d'observer l'évolution temporelle réelle de l'importance des découvertes. La courbe ainsi construite n'est donc pas une courbe d'écrémage, et il est impossible de tenter de prédire à partir de là des réserves ultimes.

Un texte démonstratif à cet égard est celui de [Laherrère , 2011](#) : «backdating is the key»

3-2-4-2 La Linéarisation de Hubbert

Cette méthode utilise non pas les historiques de découvertes, mais les historiques de production. Elle consiste à reporter en fonction du temps, en abscisse la production cumulée, et en ordonnée le rapport en pourcentage de la production annuelle à la production cumulée, puis à tracer une droite représentant au mieux les évolutions de la production (figure 54). C'est une méthode popularisée par le géologue-géophysicien américain Marion King Hubbert (en fait par K. Deffeyes, qui a travaillé avec lui, dans son livre de 2001 « Hubbert's peak »), célèbre pour avoir prédit en 1956 que la production de pétrole conventionnel des US 48, c'est-à-dire hors les Etats d'Alaska et d'Hawaï, connaîtrait, pour des réserves ultimes de 200 Gb, estimation haute d'une enquête Delphi menée à l'époque par le grand géologue pétrolier américain Wallace Pratt, un pic en 1970, ce qui s'est effectivement produit. A l'époque, on forait peu en offshore et ni les pétroles extralourds ni le pétrole de schistes n'étaient exploités. Il s'agissait donc là de prévisions de la production de gisements de pétrole conventionnel situés à terre et en offshore peu profond. Notons au passage que dans les US 48, comme en Europe en Mer du Nord, qui ne produit elle aussi que du pétrole conventionnel, ni les nouvelles découvertes ni le progrès technologique, ni les hausses considérables des prix de marché de 2003 à 2014 n'ont arrêté le déclin de ce pétrole conventionnel.

Cette linéarisation de Hubbert permet, mais moins bien que la précédente, d'estimer les ultimes. Elle a cependant l'intérêt de donner une idée approximative des réserves ultimes dans un bassin déjà largement exploité, quand on ne dispose pas des estimations de réserves 2P backdated, mais aussi là où les méthodes classiques de calcul des réserves ne sont pas applicables: c'est le cas du pétrole et du gaz de schistes, mais aussi des réserves ultimes d'huiles extralourdes et de bitumes, où les méthodes pratiquées d'estimation des réserves sont, on l'a dit, problématiques. Il en est de même des charbons.

La figure 54 montre l'exemple de la formation de Bakken, la première exploitée aux Etats-Unis pour le pétrole de schistes, pour la partie située dans le Dakota du Nord. La droite d'extrapolation des historiques de production coupe l'axe des abscisses à 3 Gb, donnant ainsi l'ordre de grandeur de l'Ultime de cette formation. L'EIA quant à elle l'estime à 7 Gb.

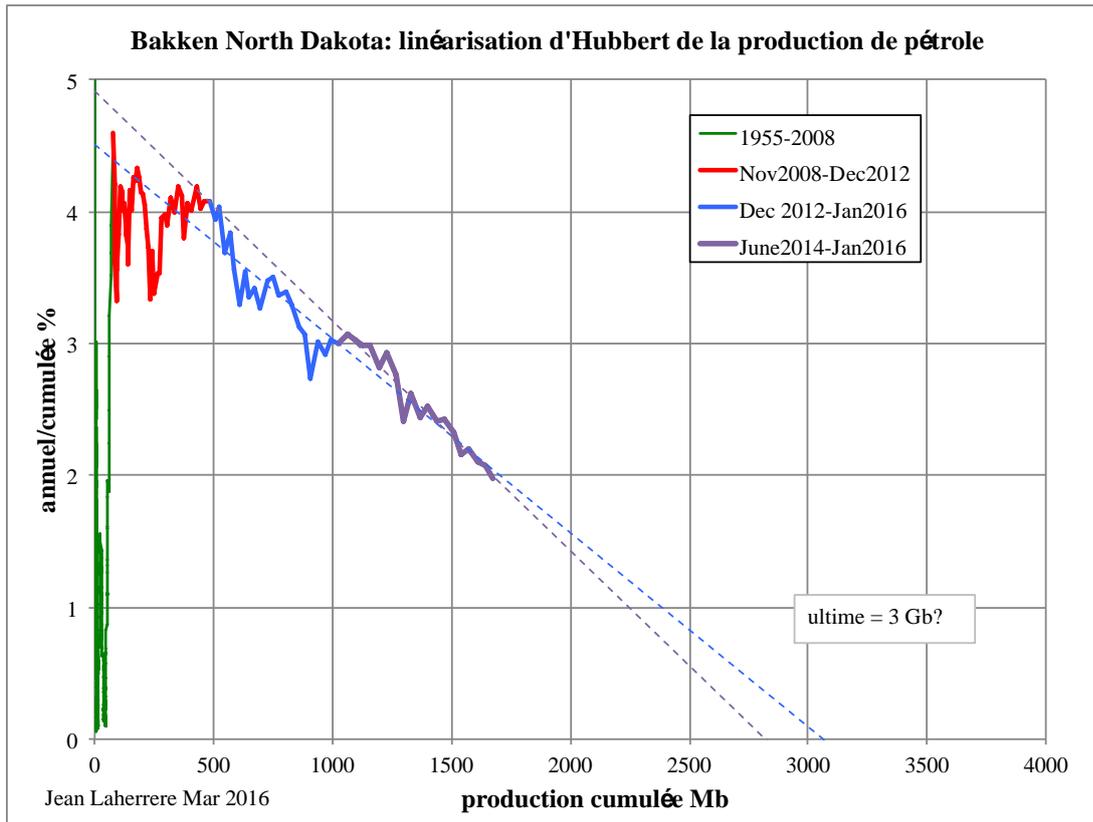


Figure 54 : Estimation par linéarisation de Hubbert de l'historique de production des réserves ultimes de pétrole de roche-mère de la formation de Bakken dans le Dakota du Nord aux Etats-Unis. L'écart avec les prédictions de l'EIA, 7 Gb, est énorme !

La figure 55 montre le même exercice avec la production de charbon du Royaume-Uni. Les prédictions oscillent ici entre environ 22 et 28 Gt selon les périodes d'exploitation, mais on voit que dès 1893, la prédiction était proche de la réalité finale. Or en 1978, le Conseil Mondial de l'Energie prévoyait encore 70 Gt, soit environ 3 fois plus. Il est intéressant d'observer que la très forte augmentation des prix du charbon qui a eu lieu dans la foulée de celle des prix du pétrole (voir chapitre 4 et figure 68) n'a guère ici stimulé la production, tout comme les augmentations de prix du pétrole n'ont guère changé les taux de déclin des productions de pétrole ni pour les US 48 ni pour la Mer du Nord.

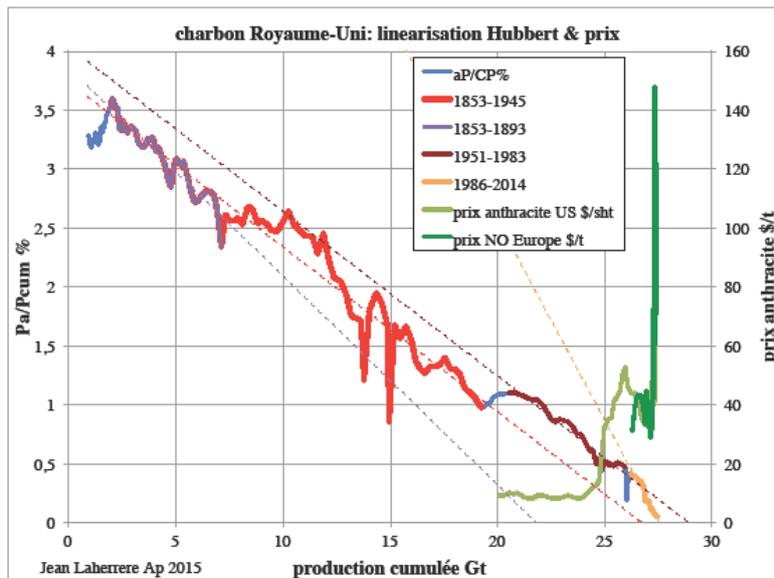


Figure 55: prédictions par linéarisation de Hubbert de l'ultime de la production de charbon au Royaume-Uni à différentes époques de cette production, et variations du prix du charbon sur la période récente. On constate que les très fortes augmentations de prix n'ont pas affecté le déclin observé de manière sensible.

Il faut cependant être prudent avec la linéarisation de Hubbert pour laquelle les conditions d'une application correcte ne sont pas toujours présentes, en particulier quand les historiques de production sont trop courts et qu'alors les productions cumulées ne représentent encore qu'une trop faible proportion des ultimes. Cela se voit bien sur la figure 54, où une estimation faite quand cette proportion était inférieure à 1/3 aurait été hasardeuse. Au cours de l'exploitation, cette méthode devient de plus en plus fiable.

La figure 56 est une synthèse des prédictions, **estimées en Gtep**, des productions mondiales à venir de pétrole tous liquides, de gaz sec et de charbon faites par J. Laherrère avec ces méthodes.

Les réserves ultimes en seraient respectivement de l'ordre de 420, 330 et 650 Gtep. Le pic du pétrole tous liquides aurait lieu vers 2020 à environ 4,5 Gtep (95 Mb/d). Pour le gaz, il s'agirait d'environ 3,6 Gtep vers 2030, et pour le charbon, d'un pic d'environ 4,2 Gtep vers 2035-2040. Le pic de la production totale de combustibles fossiles aurait lieu vers 2025 pour à peu près 12 Gtep de contenu énergétique. D'ici une dizaine d'années, la quantité totale d'énergie contenue dans la production de combustibles fossiles commencerait donc à décliner !

Ceci s'entend en ne prenant en compte que les contraintes géologiques (**underground**) et en l'absence de contraintes **above ground** autres que celles dues aux fluctuations politiques et économiques mondiales courantes, dites **Business as Usual (BAU)**.

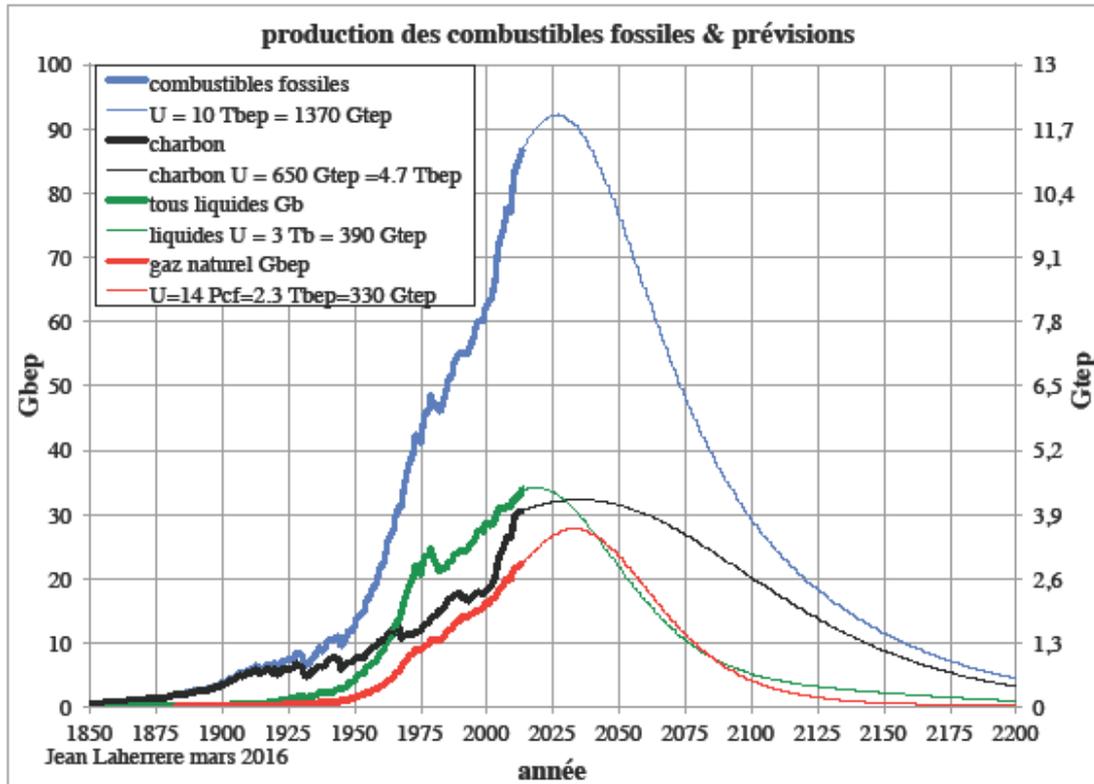


Figure 56: Productions de pétrole tous liquides, de gaz, et de charbon, et du total des trois, en Gtep et Gbep, et prévisions de production jusqu'en 2200 selon J.Laherrère.

Les courbes de la figure 56 sont les enveloppes à l'échelle mondiale des productions à prévoir pour le pétrole, le gaz et le charbon. Celles-ci, en particulier celles de pétrole, comportent comme on l'a vu plusieurs catégories. Ces catégories ont été au préalable étudiées séparément, car chacune d'entre elles a une dynamique d'évolution de production qui lui est propre, en fonction de son origine, de ses caractéristiques physiques et de ses méthodes de production. Nous avons déjà signalé plus haut que par exemple la vitesse d'exploitation des réserves de pétroles extra-lourds (huiles extra-lourdes du Venezuela et bitumes du Canada), ne pouvait être que plus faible que celle des réserves de pétroles conventionnels, les méthodes d'exploitation étant très différentes, et que pour cette raison il fallait en faire une comptabilité séparée. L'économie joue aussi ici un plus grand rôle que pour le pétrole conventionnel, car il s'agit de pétroles chers, dont l'exploitation est plus sensible aux prix que les pétroles conventionnels : C'est ainsi qu'actuellement, la forte baisse du prix du pétrole a fait abandonner plusieurs projets d'exploitation des bitumes canadiens. D'autre part, on le rappellera plus loin, il n'y a guère que pour les pétroles et gaz conventionnels que l'on puisse construire des courbes d'écrémage, les autres n'étant justiciables que de la linéarisation de Hubbert.

On trouvera pour le pétrole tous liquides des courbes par catégorie dans [Laherrère, 2014](#) et sur la figure 58 .

L'ultime des combustibles fossiles serait au total d'environ 1370 Gtep en compte rond (figure 56 et tableau 12). Environ un tiers en aurait déjà été consommé, mais presque la moitié pour le pétrole, presque 30 % pour le gaz et un peu plus d'un quart pour le charbon (tableau 12).

Combustible fossile	Pétrole	Gaz	Charbon	Total
Réserves 2 P ultimes (Ultimes) (Gtep)	390	330	650	1370
Réserves 2 P restantes fin 2014	210	237	473	920
Production cumulée fin 2014	180	93	177	450

Tableau 12: réserves 2P ultimes (Ultimes) et réserves 2 P restant à exploiter, d'après J. Laherrère 2015. Bien noter que ces réserves sont évaluées en contenu énergétique (Gtep) et non en masse ou en volume.

La comparaison avec le scénario New Policies (NP) du WEO 2012 de l'AIE qui prévoit 104 Mb/d en 2035 (figure 44), soit à peu près 4,9 Gtep, montre un très gros écart avec les prédictions de la figure 56 pour le pétrole tous liquides. Le plus récent, le WEO NP 2015, est un peu moins optimiste que le WEO 2012, puisqu'il ne prédit « que » 103,5 Mb/d en 2040. Or J. Laherrère prévoit environ 3,2 Gtep, soit environ 67 Mb/d en 2040. Il s'agit là d'un écart qui correspond à presque 4 fois la production actuelle de l'Arabie Saoudite ! D'autre part, les WEO ne prévoient pas de pic d'ici 2040, tandis que Laherrère prévoit un pic en 2020 !

Pour le gaz, les prévisions du WEO 2015 NP et de J. Laherrère sont voisines jusqu'en 2030, mais divergent ensuite: le WEO 2015 NP prévoit 182 Tcf (soit l'équivalent énergétique d'environ 83 Mb/d de pétrole) en 2040, et ne prévoit pas de pic. J. Laherrère ne prévoit qu'environ 150 Tcf (l'équivalent de 68 Mb/d de pétrole) en 2040, et un pic en 2030. Il y a donc là aussi un écart considérable.

Curieusement, il n'y a pas beaucoup d'écart pour le charbon, alors que c'est là que les prédictions devraient être les plus mal assurées : Laherrère et le scénario WEO 2014 NP prévoient tous deux pour 2040 l'équivalent d'à peu près 90 Mb/d.

Les prévisions des agences semblent optimistes. Les prévisions de J. Laherrère, et sont-elles au contraire trop pessimistes ?

Récemment, une enquête Delphi réalisée parmi les membres de la section française de l'ASPO montre qu'en moyenne, ses membres sont plus optimistes que J. Laherrère non pas sur la date du pic du pétrole, mais sur la rapidité du déclin (figure 59)

D'autres prévisions sont par exemple celles de *Yves Mathieu, 2011* de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), qui envisage un pic ou un plateau du pétrole tous liquides entre 2020 et 2030 environ à des hauteurs de 95 à 100 Mb/j selon l'importance des efforts technologiques. Ce n'est pas très différent de celles de Laherrère. Citons aussi les estimations du Cambridge Energy Research Associate (CERA) aux Etats-Unis, qui elles sont encore plus optimistes que celles des Agences.

Les grandes compagnies pétrolières occidentales ne communiquent pas beaucoup sur ce sujet. Certaines, BP, Exxon, ont cependant fait aussi des estimations, qui sont nettement plus optimistes que celles de l'ASPO, mais la Compagnie Total a prédit il y a quelques années (*J-M. Masset 2009*) un pic du pétrole conventionnel plus non conventionnel un peu avant 2020, pour environ 95 Mb/j, et un pic ou un plateau du pétrole tous liquides entre 2020 et 2030 à environ 100 Mb/j (*P-R. Bauquis, 2014*), ce qui est au-dessus mais proche des prévisions moyennes des membres de l'ASPO.

Mais les méthodes et les modèles utilisés par les compagnies et même par le CERA, qui est très proche de celles-ci, n'ont pas été suffisamment explicités par ces sources pour pouvoir être discutés ici en détail.

3-2-5 Les prévisions de production à l'échelle mondiale pour ce siècle, une discussion

En schématisant, deux catégories de méthodes sont donc bien documentées dans la pratique pour essayer de prédire l'évolution des productions mondiales de combustibles fossiles :

- Celle des agences de l'énergie, qui est essentiellement une modélisation de la demande d'après des critères économiques et politiques.
- Celle des géologues et économistes de l'ASPO, qui est essentiellement une modélisation de l'offre géologique, fondée sur une étude approfondie des historiques de découvertes et de productions.

Laquelle de ces méthodes sera-t-elle la plus prédictive ?

Que penser des prévisions des agences et des compagnies ?

S'agissant du pétrole, celui des combustibles fossiles qui devrait être le premier à atteindre ses limites selon tous les prévisionnistes, les réserves qu'elles publient sont des réserves déclarées, en principe des réserves 1 P, qui sont on l'a vu très peu fiables et très optimistes. Agences et compagnies devraient pourtant pouvoir, si elles le désiraient vraiment, publier des réserves 2 P actualisées rétroactivement (backdated) qui sont comme on l'a vu beaucoup plus proches des réserves ultimes.

Pour ce qui nous préoccupe ici, c'est-à-dire l'avenir de la production de pétrole tous liquides, on constate que les prédictions des agences et de la plupart des compagnies ont aussi été ces dernières années presque toujours trop optimistes : les raisons de fond sont qu'elles utilisent des modèles qui ne fixent aucune limite aux possibilités que la nature offre à l'homme en ce qui concerne les flux de production d'énergies carbonées fossiles, pourvu qu'il en ait les moyens financiers, ce qui revient à subordonner les flux de production d'énergies primaires aux flux monétaires, et donc à ne pas tenir compte explicitement des contraintes géologiques ! Pourtant, les exemples historiques européens que l'on a présentés sont une évidente contradiction de cette façon de voir : malgré tous les efforts d'exploration, les améliorations technologiques et des prix très élevés dans la période récente, ou même de défiscalisation de la production comme par exemple en Mer du Nord britannique, dans aucun de ces cas la tendance n'est repartie durablement à la hausse une fois les pics franchement passés. Il en a été de même pour la production de pétrole conventionnel des US 48, et pour un grand nombre de pays producteurs.

On peut aussi penser que l'optimisme des agences et des compagnies vient aussi du fait qu'elles peuvent difficilement présenter un tableau qui ne soit pas encourageant à leurs commanditaires et à l'opinion.

Les mêmes causes produisant les mêmes effets, il est difficile de croire que les prédictions des agences et des compagnies pétrolières ne continueront pas à être trop optimistes.

Il en est de même pour le gaz naturel et le charbon.

Qu'en est-il des modèles géologiques ?

Ces modèles s'appuient sur des estimations de réserves beaucoup plus crédibles que celles utilisées par les agences, mais un point faible est la précision de l'estimation des réserves ultimes (U).

Nous comparons ci-dessous les analyses des productions futures pour les différents composants du pétrole tous liquides :

Pétroles :

Sur les tableaux 7 et 13 se trouvent les différents constituants du pétrole tous liquides, et l'importance relative, en Mb/j, qu'ils ont eu dans la production de celui-ci en 2014.

Observons à nouveau que s'y trouve une catégorie, les synfuels, qui n'a rien à voir avec le pétrole, et une autre, les gains de raffineries, qui est une conséquence de la comptabilité en volume et n'a pas de sens d'un point de vue énergétique.

La dynamique de production on l'a dit est différente d'une catégorie à l'autre et il faut en tenir compte dans l'analyse des possibilités de production dans le futur.

Pétrole conventionnel et condensats (C+C)

Il s'agit là du pétrole extrait des gisements conventionnels des types 1 et 2 de la figure 28, et des condensats qui sont des hydrocarbures récupérés en tête de puits à partir du gaz, gaz associés aux gisements de pétrole (gas-cap), ou gaz de gisements de gaz contenant des hydrocarbures liquides (première partie, chapitre 1), mais aussi de gaz non conventionnel, comme le gaz de roche-mère (de schistes). La dynamique de production des condensats est donc liée à celle de la production du gaz, et non à celle de la production du pétrole conventionnel.

Les agences réunissent pétrole conventionnel et condensats dans la même catégorie, car ils sont mélangés par les producteurs avant commercialisation. Mais rappelons que si l'AIE présente une comptabilité séparée du C+C, l'EIA l'associe dans ses publications courantes au light tight oil (LTO) et aux extra-lourds (EL, extra-heavy, XH) dans une catégorie crude oil ou petroleum (en français pétrole brut ou brut). Cependant l'EIA publie aussi des statistiques pour le LTO et les XH.

La proportion des condensats dans l'ensemble C+C n'est donc pas indiquée, même si l'AIE s'efforce parfois de le faire, mais sans grande précision. Elle a augmenté au cours du temps car, jusque vers 1970 environ, le gaz était considéré comme un produit fatal du fait du coût très élevé des infrastructures nécessaires à son transport. On renonçait donc à exploiter beaucoup des gisements découverts. Actuellement elle pourrait être, en volume, de l'ordre de 7 à 8 %.

La qualité des résultats obtenus par les modèles géologiques est certes on l'a rappelé sensible à la qualité des estimations des réserves ultimes (**ultime, U**). Cependant, en ce qui concerne cette catégorie C+C les prédictions de production ainsi faites ont donné ici à ce jour des résultats bien plus proches des observations ultérieures que celles des agences, du CERA et de la majorité des compagnies pétrolières, et ont enregistré quelques beaux succès : le plus connu est la prédiction à l'année près (1970) du pic de production de pétrole conventionnel des US 48 faite en 1956 par Marion King Hubbert, pour un ultime de 200 Gb.

A l'échelle mondiale, **Campbell et Laherrère, 1998** avaient prédit que le pic du «cheap oil», en gros la catégorie pétrole brut conventionnel (C), serait atteint sous les 10 ans. Selon l'AIE ce pic a eu lieu fin 2005 et la diminution de production depuis cette date atteignait environ 6% en 2013 (figure 57). Il y a donc un bon accord des observations avec les prédictions de Campbell et Laherrère.



Figure 57: Evolution de la production mondiale de pétrole brut conventionnel de 1990 à 2013, en millions de barils par jour, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE- IEA). Elle aurait diminué d'environ 6 % depuis fin 2005. En fait, le déclin est probablement un peu plus prononcé, car une partie des condensats (issus du gaz, rappelons-le) a été comptabilisée ici avec le brut, faute de pouvoir les séparer complètement dans la comptabilité des producteurs. Courtoisie [P.Brocurens](#).

Le pic de production de conventionnel + condensats de la mer du Nord a été également prévu à l'année près par l'ASPO et les prévisions ont été également bonnes dans les pays qui ont maintenant passé leur pic, quand il était possible de collationner correctement les données nécessaires (des pays où ces données sont difficiles à trouver sont par exemple l'Arabie Saoudite, la Russie et la Chine).

Enfin, on constate statistiquement, année après année, la diminution des volumes découverts de pétrole conventionnel. Elles sont actuellement de moins de la moitié de la consommation. Malgré les grands progrès des techniques d'exploration aucun champ géant (c'est-à-dire de réserves supérieures à 500 Mb) n'a été découvert en 2013, 2014 et 2015 !

Le maintien à l'horizon 2035 et encore plus 2040 de la production de C+C à son niveau actuel, comme le prétend l'AIE (figure 44), semble donc bien peu probable, et la page semble avoir été tournée en 2005-2006, conformément à la prédiction des géologues.

Or il s'agit là d'environ 75 % de la production actuelle du pétrole tous-liquides !

Light Tight Oil (Pétroles de roche-mère (de schistes) et de réservoirs compacts)

Du fait de l'incapacité actuelle d'en évaluer des réserves 2 P sur des bases géologiques et géophysiques, il faut utiliser la linéarisation de Hubbert des historiques de production (figure 54). Et ceux-ci sont encore un peu courts aux Etats-Unis, principal pays producteur, pour être très fiables.

La production de 2014, environ 4,4 Mb/j, est somme toute modeste, environ 5 % de la production mondiale de pétrole tous liquides (tableaux 7 et 13), et se limite pour l'essentiel à celle des Etats-Unis. Elle décline actuellement, les prix actuels du pétrole étant devenus trop faibles pour qu'une partie de leur production soit rentable. C'est peut-être provisoire. Mais certains analystes prévoient déjà avant cette chute des prix le pic du pétrole de roches-mères aux Etats-Unis avant 2020, entre autres des géologues pétroliers ayant analysé très en détail les caractéristiques et les productions de toutes les formations Nord-Américaines ([Hughes, 2014, et le site d'Enno Peters: <https://shaleprofile.com/>](#)). Notons aussi que cette production a conduit à de très importantes pertes financières pour beaucoup d'opérateurs. Ceux-ci ont été maintenus

à flot par des prêts bancaires et des reports ou crédits d'impôts, c'est-à-dire une bulle financière et des subventions indirectes qui ne dureront peut-être pas indéfiniment.

Un pic ou un plafonnement à moins de 5 Mb/j vers 2020 aux Etats-Unis paraît probable (**Chavanne 2006**).

Peut-on envisager d'ici-là des développements substantiels à l'échelle internationale ? Pour l'instant, seule l'Argentine avec l'exploitation de la formation Vaca Muerta dans le Bassin de Neuquen (voir chapitre 3-1-4-2 de la première partie) a commencé à enregistrer quelques succès. Mais il s'agit encore de peu de choses, de l'ordre de 15 à 20 000 b/j.

Selon **Charlez 2016**, d'autres pays font des études préliminaires, comme la Russie avec la formation de Bazenov dans le Bassin de Sibérie Occidentale, l'Arabie Saoudite dans le bassin de Jafurah, la Chine dans les bassins de Tarim et du Sichuan. Il est fort peu probable qu'un développement substantiel ait lieu en Europe.

L'avenir dira si ce développement aura lieu. Malgré des annonces fracassantes faites en particulier par l'EIA sur l'immensité des réserves mondiales, nul ne semble actuellement capable de prédire dans quels pays et quand il se produira. A noter que les obstacles à surmonter sont tout autant politico-économiques que géologiques et logistiques.

Pétroles extralourds (Extra-Heavy, XH) :

Il s'agit principalement des huiles extralourdes de la ceinture bitumineuse de l'Orénoque au Venezuela et des bitumes de l'Athabasca au Canada. Il est impossible de construire ici des courbes d'écémage, puisqu'il s'agit de singularités, et que la notion de réserves est ici peu claire, puisque qu'elles dépendent trop des techniques d'exploitation. Il faut donc utiliser la linéarisation de Hubbert, ici relativement fiable car les historiques de production sont déjà longs. La production possible des huiles extra-lourdes (Canada, Venezuela ...) est assez bien cernée : on a vu qu'elle était handicapée par des procédés d'extraction à productivité limitée et de fortes contraintes environnementales.

Les prédictions de J. Laherrère sont ici d'une augmentation lente de la production jusqu'à environ 16 à 17 Mb/j vers 2060, suivis d'un déclin lent jusqu'à la fin du siècle (figure 58).

Liquides d'usines de traitement de gaz naturel (LGUN) (Natural Gas Plant Liquids, NGPL)

Il s'agit là des « liquides » récupérés à partir du gaz dans les usines de traitement et du GPL, à l'exclusion par conséquent des condensats récupérés en tête de puits. Il s'agit surtout on l'a vu d'éthane, de propane et de butanes liquéfiés sous forme de GPL.

Comme leur nom l'indique ces liquides sont associés au gaz naturel, et leur dynamique de production suit celle du gaz, conventionnel et non conventionnel. En ce qui concerne ce dernier, il ne peut s'agir que des LGUN extraits des gaz de schistes, les autres gaz non conventionnels ne contenant guère d'hydrocarbures autres que le méthane.

Selon J. Laherrère (figure 58), il faut prévoir une augmentation jusqu'à environ 12 Mb/j vers 2030, puis un déclin. Un développement très important du gaz de roche-mère à l'échelle mondiale retarderait cette échéance, mais est-il possible d'ici là ?

Les synfuels et les gains de raffinerie

Ces catégories ne sont pas des pétroles naturels, et leur production ne peut donc être prédite par des méthodes géologiques.

S'agissant des synfuels, il s'agit surtout des biocarburants (biofuels), dont la production est de l'ordre d'un peu plus de 2 Mb/j actuellement (tableau 7). Cette production est limitée par le rendement très faible de la photosynthèse (en moyenne moins de 1% de l'énergie solaire seulement est convertie par les plantes en énergie chimique sur la surface qu'elles occupent) et donc par les surfaces disponibles pour les cultures : Il faut d'énormes surfaces pour obtenir des quantités significatives. Cela pose de gros problèmes d'occupation des sols, de compétition avec l'agriculture à fin alimentaire, et d'environnement. On peut donc s'attendre à ce que la production ne dépasse guère l'actuelle au cours de ce siècle, sauf révolution dans les techniques de transformation de la biomasse en carburants par les techniques BTL permettant de mettre beaucoup plus complètement à contribution à cette fin la biomasse, et en particulier sa composante ligno-cellulosique (bois, nervures ...), bien plus abondante que les produits agricoles utilisés jusqu'à présent. Mais ce type de production n'arrive pas actuellement à dépasser le stade du pilote.

Notons aussi que la plus grande partie des biocarburants est de l'éthanol, dont l'énergie contenue par baril n'est que les deux-tiers de celle du pétrole conventionnel.

Celles de GTL et de CTL sont au total de moins du Mb/j à l'heure actuelle. Elles correspondent à un transfert, avec une perte considérable d'énergie primaire (et aussi avec une production importante de CO₂ et de polluants atmosphériques !), des catégories gaz et charbon vers la catégorie pétrole, et n'augmentent donc pas les **réserves ultimes** totales de combustibles fossiles, mais les font consommer plus rapidement. Notons à ce propos que dans le bilan énergétique mondial, le gaz et le charbon utilisés pour faire le GTL et le CTL continuent à être comptabilisés par les agences dans les rubriques productions de gaz et de charbon, tandis que le GTL et le CTL sont comptés dans la catégorie production de pétrole. Il y a donc double comptabilité et illusion d'un accroissement de la production d'énergie primaire. Quant à leur production envisageable, on ne peut pas en dire grand-chose à l'heure actuelle, car même quand le prix du pétrole était très élevé, leur production n'a pas augmenté sensiblement. Il s'agit de « productions du futur », ce futur étant indéfini.

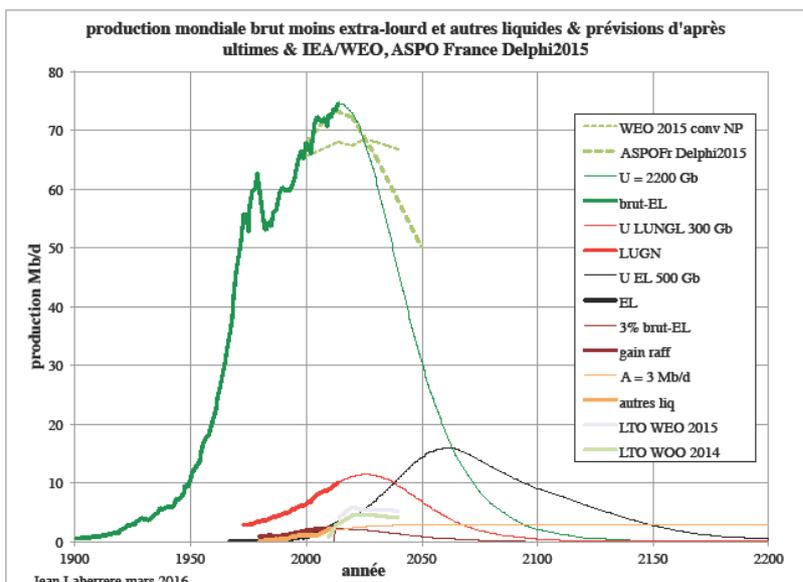


Figure 58 : Prévisions de J. Laherrère pour la catégorie Crude Oil (brut) **selon l'EIA** moins les pétroles extra-lourds (EL), c'est-à-dire l'ensemble C+C+LTO, et pour les extra-Lourds (EL), les liquides d'usine de gaz naturel (LGUN), les gains de raffineries, et les autres liquides =XTL (dont l'essentiel consiste comme on l'a précisé en biocarburants). Prévisions des agences pour le Light Tight Oil (LTO). Comparaison des prévisions de J. Laherrère avec celles de l'enquête Delphi de l'ASPO France pour le C+C+LTO. Le WEO 2015 conv NP est la prévision faite par l'AIE pour la production d'ici 2040 pour le scénario New Policies de ce que nous avons appelé dans cet ouvrage le pétrole (brut) conventionnel.

U=réserves ultimes (ultime).

S'agissant des gains de raffineries, ils sont variables selon la nature du pétrole entrant dans la raffinerie et l'importance relative des coupes pétrolières produites. On peut les considérer grosso modo comme proportionnels aux quantités produites de C+C+LTO et en suivront donc les évolutions. Sur la figure 58 ils sont évalués à 3 % de cette quantité, et devraient passer par un maximum de 2,5 à 3 Mb/j en 2020.

Nous avons vu qu'il s'agissait en fait d'une conséquence de la comptabilité en volume, et en fait d'une perte d'énergie. Cette bizarrerie amène à des absurdités, entre autres le classement par les agences comme pays producteurs de pétrole de pays qui ne font que le raffiner, comme les Antilles Néerlandaises, qui raffinent du pétrole en provenance du Venezuela.

Le pétrole tous liquides :

Il s'agit donc de la somme des catégories précédentes. La figure 59 résume la prévision de son évolution faite par J. Laherrère début 2016, ainsi que des évolutions de ses principales composantes, et la compare à celle des principales agences, à celle de l'OPEP et à celles d'Exxon et de BP, ce qui permet de visualiser les écarts considérables de ses prévisions avec leurs prévisions, et cela à brève échéance.

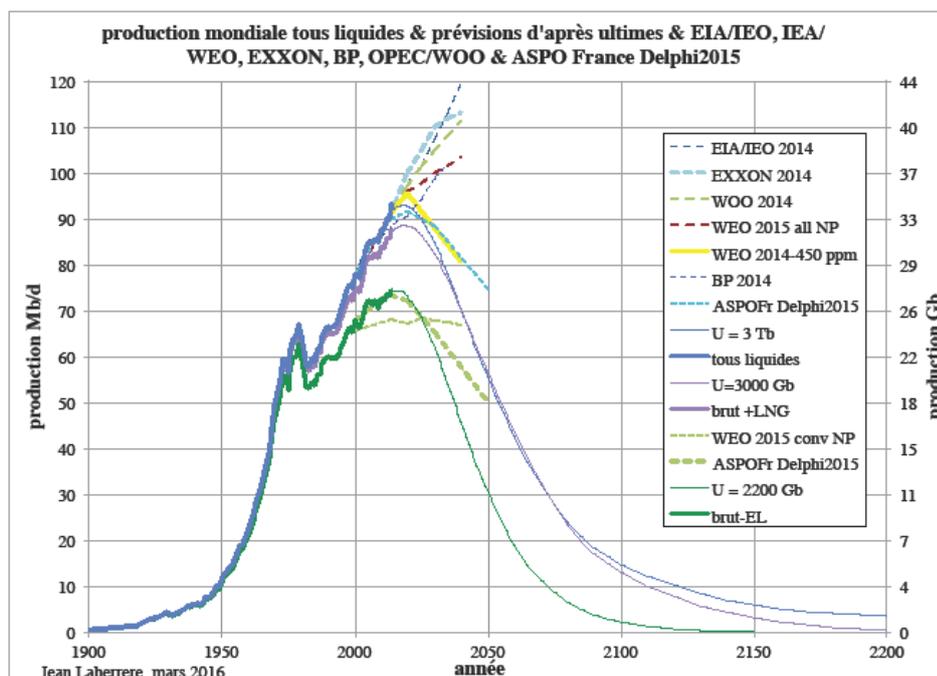


Figure 59 : Prévisions 2016 de J. Laherrère. Cette figure utilise les codes de l'EIA et demande pas mal de gymnastique pour la décrypter: productions de brut- EL (= C+C+LTO), de Brut (= C+C+LTO+XH)+LGUN, et de pétrole tous liquides, et comparaison pour le pétrole tous liquides avec les récentes estimations d'Exxon, de BP, de l'OPEP (WOO=World Oil Outlook), de l'EIA (IEO =International Energy Outlook) et de l'AIE/IEA (WEO=World Energy Outlook). NP= New Policies. U = réserves ultimes. EL = Extra-lourds=XH (bitumes et huiles extra-lourdes). LNG = LUGN (Liquides d'usine de gaz naturel) Se trouvent aussi sur ce graphique les prévisions moyennes d'une enquête Delphi faite en 2015 auprès des membres de l'ASPO-France : elles sont plus optimistes que celles de J. Laherrère, mais prévoient aussi un pic en 2020.

. Le WEO 2015 all NP est la prévision de pétrole tous liquides de l'AIE jusqu'en 2040 pour le scénario New Policies. Le WEO 2015 conv NP est la prévision faite par l'AIE pour la production de conventionnel d'ici 2040 selon le scénario New Policies. C'est ce que nous avons appelé dans cet ouvrage le pétrole (brut) conventionnel. On peut noter que ces prévisions sont en contradiction avec les statistiques des productions actuelles faites par la même agence (figure 57).

Notons sur cette figure que le scénario WEO 2014-450 ppm est un scénario 2014 de l'AIE où la production serait contrainte par une politique internationale très rigoureuse de réduction des émissions de CO₂. Il est curieux qu'il soit en fait très proche du scénario moyen de l'enquête Delphi des membres de l'ASPO-France, qui est un scénario Business as usual (BAU), où aucune contrainte autre que les contraintes géologiques n'est mise sur les émissions de CO₂. Nous en reparlerons au chapitre 5.

Que nous dit l'évolution actuelle de la production du pétrole tous liquides ?

Hors Etats-Unis, la production évaluée en baril de brut+condensats selon l'EIA (c'est-à-dire rappelons-le encore une fois de conventionnel+condensats+LTO+XH), évaluée en barils, augmente encore en ce moment. Mais on observe une diminution au cours du temps des taux de croissance qui laisse présager l'arrivée prochaine d'un pic de cette catégorie (figure 60). La progression du tous liquides est ici due pour l'essentiel à la croissance des LGUN, produits à partir du gaz.

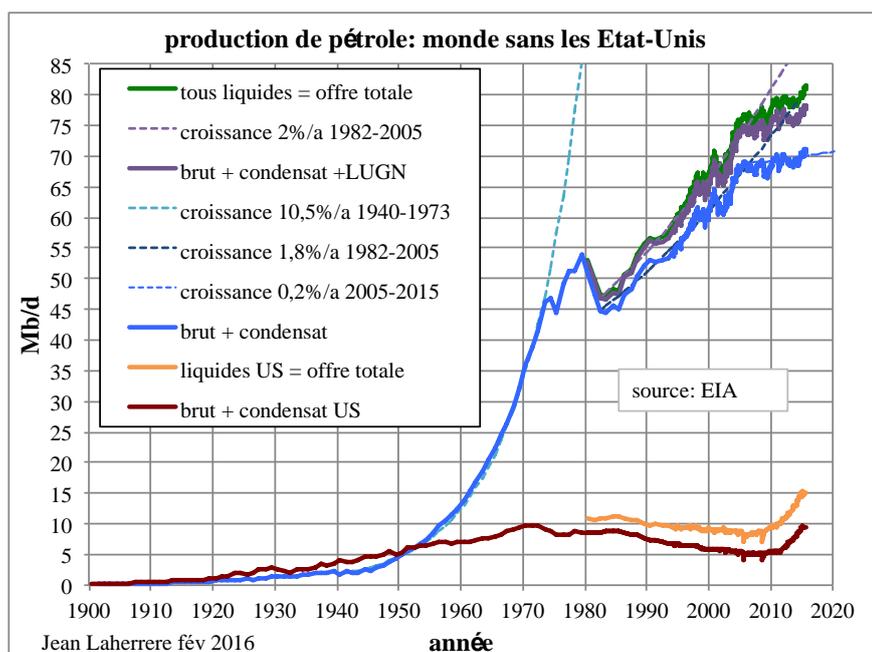


Figure 60 : évolution d'après l'EIA américaine de la production mondiale *hors États-Unis* des catégories brut plus condensats (=C+C+LTO+XH), brut plus condensats plus LUGN, et tous liquides ; comparaison avec celle du pétrole du brut plus condensats et du tous liquides aux États-Unis. Bien noter que brut ne désigne pas ici le pétrole conventionnel, mais contient aussi le LTO et les Extra-lourds. On observe pour les États-Unis le pic des US 48 en 1970 (prédit par Hubbert en 1956) le sursaut dû à la découverte de l'Alaska et son pic en 1985, et la montée rapide du LTO à partir de 2010. *Source : J.Laherrère 2016, d'après les données de l'EIA.*

On voit sur cette figure que les États-Unis ont connu par contre une très rapide progression de leur production tous liquides depuis 2010 grâce à leur production de LTO, mais aussi à celle des liquides (condensats et LGUN) extraits de leur gaz de roche-mère (de schistes) à partir de 2005. Mais la production actuelle de LTO ne représente actuellement qu'une modeste partie du pétrole tous liquides à l'échelle mondiale, environ 4,4 Mb/j en 2014 (tableaux 7 et 13). D'autre part les agences ne prévoient pas d'augmentation spectaculaire du LTO aux États-Unis, et prévoient même son déclin vers 2020-2030 (figure 58). Dans les faits cette production est même en déclin sensible depuis Juin 2015, mais pour l'instant plus à cause de sa forte diminution de rentabilité résultant de la forte chute de prix du pétrole fin 2014 que pour des causes géologiques.

En réalité comme on le voit clairement sur la figure 44, c'est surtout sur la production de pétrole brut conventionnel que compte par exemple l'AIE pour qu'augmente la production de pétrole tous liquides. Ce qui est en contradiction avec la diminution de la production de conventionnel observée depuis maintenant 2005, et la diminution rapide de ses réserves 2P !

Tout cela semble bien indiquer la venue très prochaine d'un pic ou d'un plateau du pétrole tous liquides à l'échelle mondiale entre 95 et 100 Mb/j, conformément aux prédictions de l'ASPO et non à celles des agences, sauf si, on en discutera plus loin, la success story américaine du LTO se propageait maintenant rapidement à l'échelle mondiale. Mais cela n'en prend pas pour l'instant le chemin.

Quant au contenu énergétique de ces productions, une récente étude de **X.Chavanne 2016** (figure 61) sur la production des pétroles **naturels** (donc à l'exclusion des synfuels et gains de raffinerie) entre 2000 et 2015, montre le déclin du **contenu énergétique en PCS** (en bep/j comme indiqué chapitre 2-2) de l'ensemble pétrole conventionnel + plus condensats à partir de 2005. Celui de la production des pétroles naturels, conventionnels plus non-conventionnels plus LGUN, augmente encore un peu. Toutefois, cet auteur anticipe son déclin progressif dès 2015. Le tableau 13 montre quel était la valeur énergétique, en Mbep/j, des quantités produites des constituants du pétrole naturel en 2014, et leur comparaison avec ces quantités exprimées en volume (Mb/j).

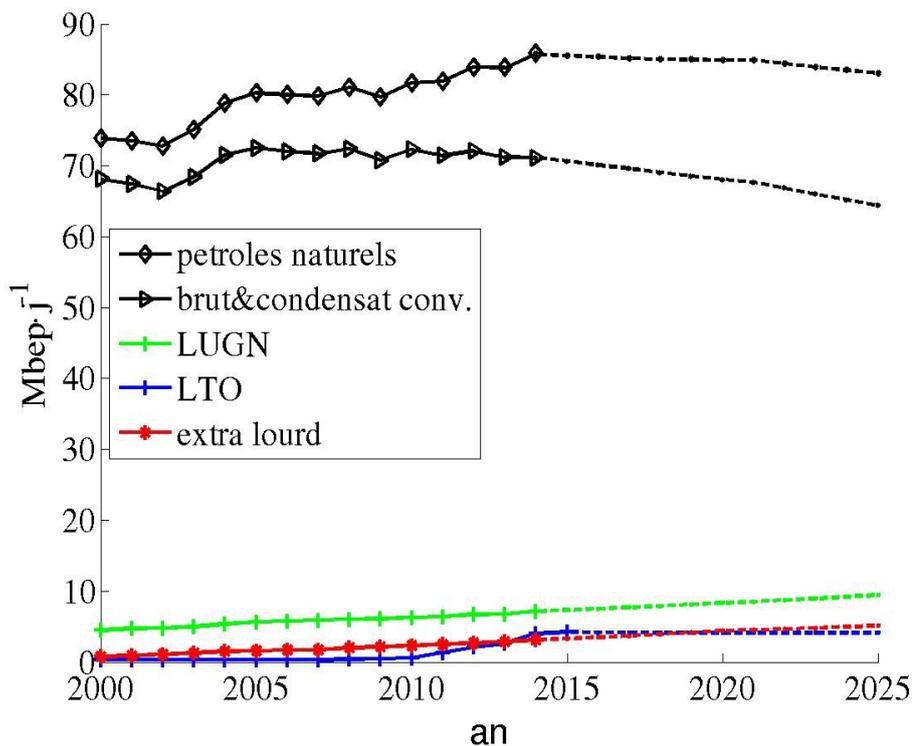


Figure 61 : Evolution des quantités d'énergie (en Mbep/j) contenues dans les pétroles naturels (à l'exclusion donc des synfuels et des gains de raffinerie) et dans leurs composants de 2000 à 2015, et projections pour la période 2015 à 2025, selon Xavier Chavanne 2016.

Nature du composant	Valeur (Mb/j)	Valeur (%)	Valeur(Mbep/j)	Valeur (%)
Conventionnel + condensats (C+C)	70,3	75,4	71	81,7
Light Tight Oil (LTO)	4,4	4,7	4,1	4,7
Extra-lourds	3,2	3,4	3,1	3,6
LGUN	9,8	10,5	7,1	8,2
Biocarburants(agrocarburants)	2,5	2,7	1,3	1,5

GTL+CTL	0,5	0,6	0,3	0,3
Gains de raffinerie	2,5	2,7	0	0
Total tous liquides	93,2	100	86,9	100

Tableau 13: quantités d'énergie (Mbep/j) contenues dans les composants de la production 2014 de pétrole tous liquides, selon Xavier Chavanne 2016, et comparaison avec les quantités en volume (Mb/j) selon l'EIA.

La quantité d'énergie mise à la disposition de la société mondiale par les pétroles naturels serait donc d'ores et déjà en voie de diminution, et il en serait de même du pétrole tous liquides, étant donné la faible contribution énergétique des synfuels et leur croissance insignifiante. La quantité correspondante d'énergie par habitant, compte-tenu de l'augmentation de la population mondiale, diminue quant à elle certainement. Notons qu'il n'est pas tenu compte ici de la part de plus en plus grande de la production qui est consacrée à cette production, c'est-à-dire de la diminution des taux de retour énergétique (TRE) à la production (voir chapitre 2-2) qui diminue encore la quantité d'énergie ainsi mise à la disposition de la société mondiale.

La production de pétrole de LTO sera peut-être plus importante que celle prévue par l'ASPO, ou même par les agences, si les technologies d'extraction progressent beaucoup et surtout si d'autres nations que les Etats-Unis s'y mettent à leur tour. C'est actuellement l'objet de discussions passionnées. Mais on ne voit toujours pas se produire le développement à l'échelle mondiale annoncé : les pays dont on parle le plus pour une production importante d'huile (et de gaz) de roches-mères sont pour l'instant l'Argentine (formation Vaca Muerta dans le bassin de Neuquen) et la Russie (formation de Bazhenov dans le Bassin de Sibérie Occidentale). Chine et Australie sont également sur les rangs. Mais seule l'Argentine a pour l'instant obtenu quelque succès.

Notons cependant que la production de pétrole de ce type a une résilience élevée, du fait de sa rapidité de mise en œuvre. Alors qu'il faut 5 à 10 ans pour commencer à produire le pétrole d'un gisement conventionnel après sa découverte, il ne faut que quelques mois pour commencer à produire du pétrole, ou du gaz, de roche-mère. Mais à l'heure actuelle, étant donné le bas prix du pétrole, la rentabilité de la production de pétrole de schistes est devenue insuffisante pour que l'on fore de nouveaux puits, sauf dans les meilleurs sweet spots. Or la production d'un puits de ce type baisse d'environ 90 % en 3 ans (voir annexe 2). L'absence de nouveaux forages fait donc baisser la production d'ensemble très rapidement. Mais une remontée du prix du pétrole nettement au-dessus du **break-even**, c'est-à-dire du prix de vente au-dessus duquel le producteur ne perd plus d'argent, la relancerait très rapidement aux Etats-Unis. D'autre part le déclin des puits étant de moins en moins rapide avec le temps, la production pourrait se stabiliser à un niveau relativement élevé une fois un très grand nombre de puits forés.

En définitive, l'avenir de la production de pétrole tous liquides dépend principalement de deux grands acteurs : la production de pétrole brut conventionnel, en déclin, et la production de pétrole de roche-mère, qui a été jusqu'en 2015 en augmentation très rapide aux Etats-Unis, mais qui diminue actuellement et qui ne montre pas non plus de signe clair de la possibilité d'un développement important à l'échelle mondiale, sauf en Argentine. Les obstacles à ce développement ne sont pas seulement géologiques, mais aussi politico-économiques.

La question du développement futur des pétroles de roche-mère est donc encore ouverte. Mais il faudrait que d'ici 2040 soit en production hors Etats-Unis l'équivalent d'au moins 3 fois la production actuelle de ce pays, pour compenser le déclin du pétrole brut conventionnel prévisible d'ici cette date. Un tel développement à l'échelle mondiale serait véritablement prodigieux ! Un pic, au mieux une stagnation pendant encore quelques années, de la production de pétrole tous liquides est très probable dans peu d'années maintenant. Pour l'ASPO, ce pic aurait lieu vers 2020.

Les gaz naturels

Comme pour le pétrole, la production est évaluée en volume, dans les conditions normales (15 °C, une atmosphère). Les unités utilisées dans le monde Anglo-Saxon et plus généralement par les compagnies pétrolières sont le trillion (mille milliards = 10^{12} = Tera) of cubic feet (Tcf) dont l'équivalent énergétique en équivalent pétrole est d'environ 24 Mtep, et le billion (milliard) of cubic feet par (bcf), dont l'équivalent est donc de 0,024 Mtep. L'Agence internationale de l'énergie utilise le milliard de m^3 ($G.m^3$, km^3), qui vaut environ 0,84 Mtep.

La production de 2014 a été à peu de chose près l'équivalent de 3 milliards de tep (Gtep). Rappelons qu'il s'agit ici du gaz sec commercialisé, c'est-à-dire de la production brute (gross), après récupération des condensats puis traitement dans les usines de gaz naturel pour récupérer les LGUN, et moins les quantités réinjectées dans le gisement ou brûlées à la torche. Condensats et LGUN sont comptabilisés comme on l'a vu dans le pétrole tous liquides.

Cette production se compose de gaz provenant de gisements conventionnels, et de gaz non conventionnels : gaz de roche-mère (shale gas), de réservoirs compacts (tight gas), de veine de charbon (CBM) et de mine de charbon (CMM). La production de syngas est peu significative. Les productions de gaz non conventionnels, en équivalent pétrole, étaient en 2013, selon l'AIE, d'environ 280 Mtep pour le shale gas, 200 Mtep pour le tight gas et 60 Mtep pour le CBM (tableau 14). La production de CMM est anecdotique.

La situation mondiale pour le gaz conventionnel est à peu près la même que pour le pétrole conventionnel, mais avec une dizaine d'années de retard parce que son exploitation s'est développée plus tard. On peut utiliser ici les courbes d'écrémage.

S'agissant du gaz non conventionnel, la production, environ 540 Mtep par an, était essentiellement le fait des Etats-Unis, environ 400 Mtep en 2013, où elle représentait environ les 2/3 de la production totale de gaz sec. Les productions s'y décomposaient en environ 244 Mtep pour le shale gas, 115 Mtep pour le tight gas et 40 Mtep pour le CBM.

	Monde	Etats-Unis
Gaz de roche-mère (shale gas)	284	244
Gaz de réservoir compact (tight gas)	200	115
Gaz de veine de charbon (CBM)	58	40
Total	542	399

Tableau 14 : productions de gaz non conventionnels dans le Monde et aux Etats-Unis en 2013, en équivalent pétrole (Mtep). Source AIE (IEA)

Mais les productions de tight gas et de CBM sont aux Etats-Unis des productions déjà anciennes à partir de gisements bien connus, et sont en fait déjà en déclin, depuis 2008

pour le tight gas et depuis 2010 pour le CBM (figure 62). Reste le gaz de roche-mère (shale gas) dont le développement a été jusqu'ici très rapide, surtout après 2005, mais pour lequel il est bien difficile de prévoir ce qui va se passer maintenant. Certains croient beaucoup à la poursuite de ce développement rapide, là encore grâce au progrès technologique rendant son «modèle économique» de plus en plus performant. D'autres, tels que J.D. Hugues déjà cité, prévoient par contre un pic prochain du gaz de roche-mère aux Etats-Unis à peu près en même temps que celui du pétrole de roche-mère, soit avant 2020.

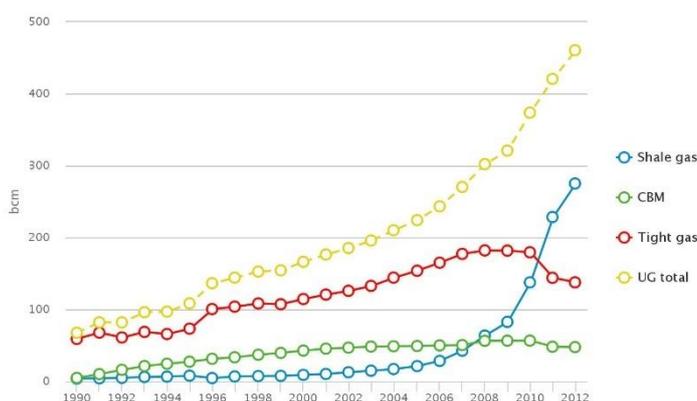


Figure 62 : Production de gaz non conventionnel (Unconventional Gas, UG) aux Etats-Unis de 1990 à 2012, en milliards de m³ (bcm, 1 bcm vaut 0,84 Mtep). On remarque la très rapide progression du gaz de roche-mère (shale gas) après 2005 mais aussi le pic du tight gas en 2008, et celui du Coal Bed Methane (CBM) en 2010. Source : AIE, IEA (<http://www.iea.org/ugforum/ugd/united%20states/>).

Notons qu'aux Etats-Unis, premier producteur mondial de gaz actuellement, le prix du gaz n'est pas lié comme c'est le cas dans le reste du monde au prix du pétrole (chapitre 4), mais s'évalue sur le marché spot américain (Henry Hub). L'évolution de sa production est donc une affaire essentiellement intérieure.

A l'échelle mondiale, on remarque (tableau 14) que si les Etats-Unis se taillent la part du lion pour le shale gas, c'est moins le cas pour le tight gas, où il y a d'autres producteurs, principalement le Canada, suivi assez loin derrière par la Russie. Là encore, il s'agit de gisements anciens, et il est douteux qu'il y ait une forte augmentation de ce type de production à l'échelle mondiale dans les années qui viennent.

S'agissant du CBM, des pays producteurs de charbon hors Etats Unis ont de petites productions, principalement la Chine, l'Australie et le Canada. Il n'est pas impossible qu'à l'échelle mondiale ces productions se développent sensiblement, mais il est douteux qu'il s'agisse là dans le futur d'une contribution très importante à la production mondiale de gaz.

Reste le shale gas, dont on ne peut pas exclure qu'il connaisse un très fort développement, à l'instar de qui s'est passé aux Etats-Unis. Mais il n'y a pas de signe pour l'instant du démarrage à l'échelle mondiale d'une « success story à l'américaine ».

La figure 56 prévoit le pic du gaz naturel vers 2030, à hauteur d'environ 3,6 Gtep. Il n'y a pas pour l'instant de raison évidente de modifier cette date. Mais la situation semble ici un peu plus ouverte que pour le pétrole tous liquides, dont la principale

composante, le pétrole brut conventionnel, a déjà amorcé son déclin, et pour lequel il faudrait que la production de pétrole de roche-mère s'accroisse de façon spectaculaire à l'échelle mondiale pour le compenser. Le gaz est quant à lui encore à quinze ans environ de son déclin sur les bases actuelles, ce qui laisse du temps à un éventuel développement du gaz de roche-mère (shale gas) et peut-être de celui du CBM chez les grands producteurs de charbon, de se produire, suffisamment rapides peut-être pour prévenir le déclin mondial du gaz vers 2030 ! Mais ce ne sera probablement pas le fait des Etats-Unis, où la production de shale gas semble devoir décliner dans les quelques années qui viennent, et où la production de CBM est déjà en déclin. Un développement considérable à l'échelle mondiale serait nécessaire, mais il n'est pas encore au rendez-vous.

Les charbons

L'évolution de la production des charbons est également difficile à prévoir, du fait de l'absence de rigueur dans la définition des réserves, mais aussi de données historiques de production peu fiables dans certains pays grands producteurs, Chine, Inde et Indonésie en particulier, ce qui rend les prédictions à partir des historiques de production très incertaines. Et il faut noter la rapidité en ce moment du développement des pays de l'Asie du Sud-Est, Inde, Indonésie, Vietnam... qui est en fait gagée sur leur consommation de charbon ! La figure 56 prévoit son pic de production en 2035- 2040, mais cela pourrait être plus tôt : en effet la Chine, principal producteur mondial, a semble-t-il atteint son pic de charbon en 2013.

Divers

S'agissant des huiles de pyrolyse des schistes bitumineux, de la gazéification souterraine des charbons et des schistes bitumineux, des hydrates de gaz, des gaz des aquifères profonds on ne peut pas en dire grand-chose à l'heure actuelle. Des améliorations technologiques et des augmentations de prix les rendront peut-être un jour rentables, mais leurs difficultés de mises en œuvre et leurs inconvénients environnementaux constitueront un frein important à un important développement: au cours de ce siècle, ils garderont sans doute encore comme actuellement le statut de ressources du futur.

Notons que les modèles de l'ASPO sont construits à partir des contraintes géologiques (under ground), sans contraintes politico-économiques (above ground) autres que les contraintes «Business as usual» (BAU). En cas d'importante baisse forcée du fait d'une crise économique ou politique, ou bien volontaire, de la production, les pics seront retardés et leur hauteur plus faible, seule demeurant à peu près constante la surface sous la courbe de production une fois celle-ci définitivement arrêtée, c'est-à-dire l'ultime. C'est ainsi que les chocs pétroliers de 1973 et 1979, en entraînant une forte décélération de la consommation mondiale, ont éloigné sensiblement la date du pic pétrolier.

C'est avec le pétrole que les échéances sont les plus proches et les mieux cernées, et il serait bon que les «décideurs» des pays industrialisés y réfléchissent très sérieusement, étant donné son extrême importance dans l'économie de ces pays.

4- Un peu d'économie : Les prix des combustibles fossiles

L'économie des combustibles fossiles n'est pas le sujet de cet ouvrage, mais il est difficile de ne pas en dire quelque mots, en particulier en ce qui concerne le prix du pétrole, auquel le consommateur est bien entendu très sensible.

La « loi » la plus populaire de l'économie est celle dite de l'offre et de la demande, selon laquelle sur un « marché libre » le prix d'un produit augmente quand son offre est plus faible que sa demande, et diminue dans le cas inverse.

On observe en ce moment une très forte chute du prix du pétrole, succédant à une longue période de prix très élevés. Une explication courante est que, comme à l'époque des **chocs pétroliers** de 1973 et 1979, les prix très élevés ont encouragé les investissements dans l'exploration-production, la recherche de substituts au pétrole, et un ralentissement de sa demande : les investissements portant maintenant leurs fruits, et en particulier le pétrole de roche-mère Nord-Américain et les bitumes Canadiens étant arrivés en force sur le marché, l'offre est devenue supérieure à la demande, comme à l'époque du **contrechoc pétrolier** de 1986. Cela provoque une baisse des prix, mais aussi, étant donné l'ampleur de cette baisse, une diminution très importante des investissements. On serait donc dans un **contrechoc pétrolier**, analogue à celui qui en 1986 avait succédé aux chocs pétroliers. La baisse des prix provoquant un accroissement de consommation, et la baisse des investissements celle de la production, les excédents devraient finir par être résorbés, et les prix repartir à la hausse dans un futur indéfini. Ce phénomène n'est pas limité au pétrole, mais concerne bien d'autres matières premières: c'est ce qu'on appelle le cycle des matières premières (**commodities**). En somme, nous aurions vécu de 2003 à 2014 un troisième choc pétrolier et nous vivons maintenant le contrechoc.

La baisse serait amplifiée par le comportement des opérateurs boursiers, qui préfèrent chercher des placements plus rémunérateurs. Paradoxalement, elle le serait aussi par un accroissement de la production de ceux des pays producteurs pour lesquels le revenu des exportations de pétrole constitue un poste essentiel de leur budget, et qui sont en compétition avec d'autres producteurs pour minimiser leurs pertes. Il en serait de même pour les compagnies exploitant des gisements en partage de production, pour lesquelles quand le prix est bas, il faut augmenter la production pour faire face à une même créance (voir chapitre 3-1-1 et note 26).

La décision du chef de file de l'OPEP, l'Arabie Saoudite, de ne plus soutenir les prix par une réduction de sa production (voir plus loin), comme elle l'avait fait, mais à ses dépens, après les chocs pétroliers, ainsi qu'en 2009, lors de la chute brutale du prix du pétrole qui a suivi le déclenchement de la crise financière de 2008, mais sans dommage alors pour elle, aurait enclenché ce cycle baissier.

Certains voient dans cette baisse l'effet de grandes manoeuvres géopolitiques, en cette période de graves désordres au Moyen-Orient et de confrontation croissante entre les Etats-Unis et la Russie. La décision de l'Arabie Saoudite, annoncée par les commentateurs comme une nécessité pour qu'elle ne perde pas ses parts du marché pétrolier face à la concurrence du pétrole de roche-mère Nord-Américain, lui aurait été dictée en réalité par les Etats-Unis, qui auraient choisi dans ce contexte favorable d'excédent de production par rapport à la demande, d'affaiblir la Russie et d'autres pays producteurs comme le Venezuela, quitte à sacrifier leurs producteurs de pétrole de roche-mère.

Ne perdons pas de vue en effet que l'offre de pétrole est depuis longtemps régulée par une politique de quotas : dans un premier temps, cette politique a été le fait d'un cartel des grandes compagnies pétrolières occidentales suite à l'accord d'Achnacarry*³³ en Septembre 1928.

** 33 Note : les principales dispositions de cet accord conclu au Château d'Achnacarry en Ecosse entre les 7 principales compagnies pétrolières de l'époque (les 7 sœurs), toutes anglo-saxonnes, étaient une stabilisation de leurs parts de marché au niveau de 1928, et l'élimination des éventuelles productions excédentaires au niveau des gisements ou des raffineries. Se constituait ainsi un cartel de compagnies ne se faisant plus concurrence.*

Puis, en 1960, ce sont les grands pays exportateurs qui ont pris la main, suite à la création de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), qui fonctionne également comme un cartel, avec l'attribution de quotas de production aux pays membres. La puissance de ce cartel vient de ce qu'il peut établir les prix sur le marché mondial en restreignant son offre, parce que les autres pays producteurs, dits pays NOPEP, n'ont pas de réserves de capacités de production suffisantes (et les ont de moins en moins) pour les faire baisser. C'est ainsi par exemple que l'OPEP avait réduit sa production de 4,2 Mb/j en Janvier 2009 (figure 63) pour faire remonter les cours. De ces pays, c'est principalement leur chef de file, l'Arabie Saoudite, qui a joué ce rôle de « **swing producer** », surtout en fonction de ses intérêts aussi bien politiques que financiers, grâce à sa capacité à réduire son offre pour maintenir ou faire augmenter les prix, ou à l'augmenter pour faire baisser ceux-ci. Cette capacité d'augmentation rapide de production est ce qu'on appelle en anglais **spare capacity** (figure 63).

Fin 2014, l'Arabie Saoudite n'a donc pas voulu jouer ce rôle, contrairement à ce qu'attendaient les opérateurs boursiers, et choisi d'augmenter sa production plutôt que de la réduire. On observe cependant que la production mondiale totale est restée à peu près constante, ce qui signifie que du pétrole peu cher à la production, celui de l'OPEP, s'est substitué à du pétrole plus cher à la production, essentiellement le LTO Nord-Américain et les bitumes Canadiens.

L'Arabie Saoudite semble être le seul pays au monde ayant encore cette spare capacity. Pour combien de temps encore ? Il est bien difficile de le savoir, car elle est un de ces pays où les informations sur les gisements pétroliers sont très difficiles d'accès.

Notons aussi que le volume des échanges sur les marchés des matières premières a augmenté de façon explosive après 2001, date de l'entrée de la Chine dans l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC) et du début de la progression très rapide de son économie, et donc de ses besoins en matières premières. L'accroissement considérable des transactions, et la santé économique de la Chine, semblent donc aussi être devenus des facteurs majeurs de l'instabilité des prix du pétrole, et plus généralement de ceux des matières premières. La croissance fantastique de la Chine a ralenti en 2014 et 2015, entraînant un ralentissement de la demande de matières premières à l'échelle mondiale. Pourtant, la demande en pétrole de la Chine a quant à elle, continué à augmenter, sous l'effet du développement rapide de son parc automobile, 20 millions de véhicules en plus mis en circulation tous les ans !

Mais les fluctuations actuelles des prix du pétrole ont peut-être aussi d'autres causes que celles évoquées ci-dessus:

La figure 63 est due à Art Berman, un analyste américain très écouté, qui pour la période 2003-2015 y a comparé les variations de prix du West Texas Intermediate (WTI), qui est la qualité de pétrole de référence sur le marché américain (sur le marché européen c'est le Brent), avec les variations de l'écart entre l'offre et la demande sur le marché mondial. Cette période est celle de l'histoire du pétrole qui a connu le plus durablement des prix très élevés.

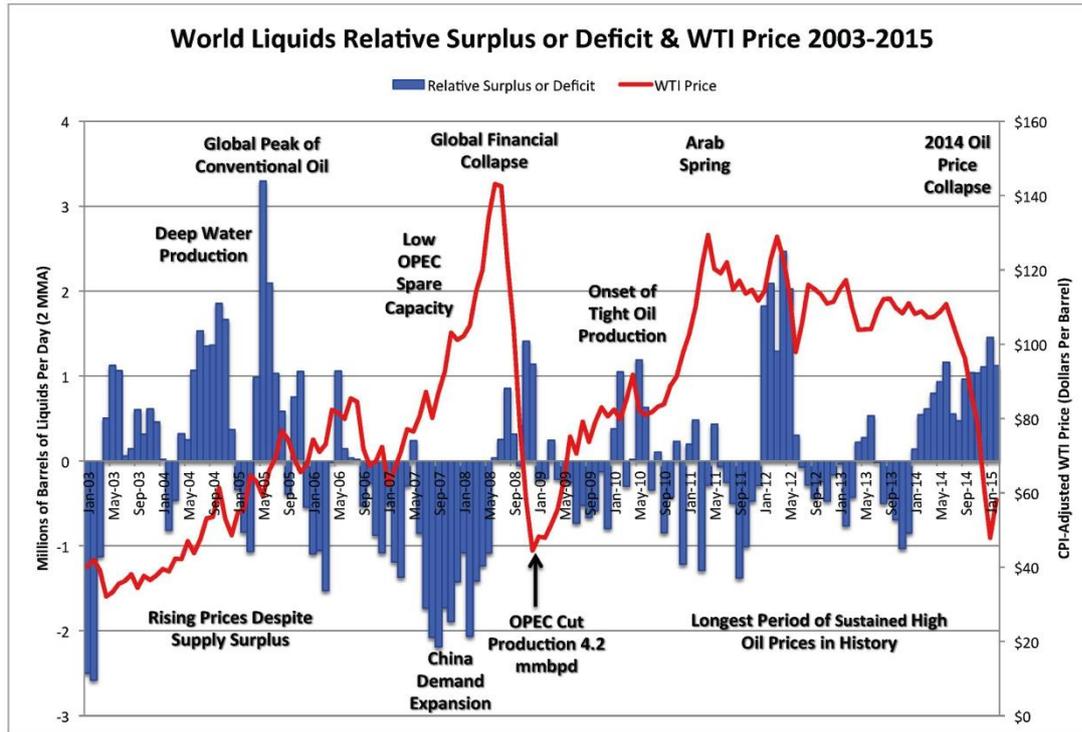


Figure 63 : évolution comparée, pour la période 2003-2015, des prix du WTI en dollar par baril sur le marché américain (New York Mercantile Exchange, Nymex) (courbe rouge), et des écarts entre offre et demande de pétrole tous liquides à l'échelle mondiale, en millions de barils par jour (histogramme bleu). Source [Art Berman](#).

Il n'y a pas de corrélation évidente entre les deux, sauf pour les brutales variations de prix de 2007 à 2009, et de 2014 à 2015. On note par ailleurs que l'ampleur des fluctuations de prix est bien supérieure en % à celle des écarts entre offre et demande, qui reste pour l'essentiel à l'intérieur d'une fourchette de ± 2 Mb/j, soit à peu près $\pm 2\%$ de la production mondiale. Cette fourchette est à peu près la même que la marge d'incertitude sur le montant réel de cette production (figure 42). Cela suggère que ces variations de prix à court terme ne résultent pas vraiment d'informations objectives des opérateurs boursiers sur la disponibilité réelle du pétrole, dont on constate d'ailleurs que la production mondiale, nonobstant ces incertitudes, n'a en fait que peu varié sur la période récente. Ce qui s'est produit est une substitution progressive dans la production mondiale de pétroles redevus peu chers, ceux de l'OPEP, à des pétroles non-conventionnels ne pouvant qu'être plus chers, les LTO des Etats-Unis et les bitumes canadiens.

On observe par contre pendant cette période une très bonne anti-corrélation entre le prix du pétrole et le **Dollar Index monétaire**, c'est-à-dire le cours du dollar par rapport à un panier des principales devises mondiales utilisées dans les échanges commerciaux. Le prix du pétrole baisse quand le dollar index monte, et réciproquement. On observe, ce qui revient à peu près au même, la forte corrélation entre le prix du pétrole et le ratio valeur de l'Euro sur valeur du dollar, ce qui confirme cette relation avec les taux de change monétaires.

Le Dollar Index a été créé en 1973 par la Réserve Fédérale des Etats-Unis suite à l'abandon de l'étalon or, abandon voulu en 1971 par les Etats-Unis sous la présidence de Richard Nixon. Le Dollar Index est en quelque sorte le reflet de la santé économique

des Etats-Unis, mais peut-être pourrait-on dire plutôt de leur santé boursière comparativement à celle des nations émettant ces devises, et il est en effet bien corrélé avec le principal indice boursier des Etats-Unis, le Dow Jones. Une interprétation couramment avancée de ce phénomène est que le prix du pétrole est libellé en dollars, tandis que les consommateurs hors Etats-Unis réagissent au prix en monnaie locale. Quand le dollar index augmente, il faut plus de monnaie locale pour se procurer les dollars nécessaires à l'achat de pétrole sur le marché, ce qui freine la demande et fait baisser les prix. C'est le contraire quand le dollar index baisse. C'est donc la valeur de la principale monnaie de réserve mondiale, elle-même liée à la santé économique des Etats-Unis, qui détermine les prix du pétrole.

Cela explique-t-il les fluctuations du dollar index de 2003 à maintenant, et celle du rapport entre valeur de l'Euro et valeur du dollar ?

Art Berman, déjà cité, interprète la forte chute du prix du pétrole de 2014-2015 par la conjonction d'un surplus important de l'offre sur la demande, et de la fin du **quantitative easing** (QE, en Français **assouplissement quantitatif**) aux Etats-Unis, c'est-à-dire de la création monétaire (équivalent de la planche à billets de l'ancien temps) pour soutenir une activité économique très affaiblie par la crise de 2008, et donc une meilleure santé de l'économie américaine. Les QE successifs, par l'afflux de dollars qu'ils avaient provoqués sur les marchés monétaires, auraient fait baisser le dollar et donc le dollar index. Leur interruption mi-2014 aurait provoqué le phénomène inverse. La zone Euro a pris le relais, en pratiquant à son tour le quantitative easing, faisant encore plus monter le dollar par un affaiblissement de l'Euro.

Cette interprétation semble confirmée par l'examen de la figure 64, où sont comparées l'évolution des prix du WTI et celle du ratio valeur de l'Euro sur valeur du Dollar de 2006 à 2016.

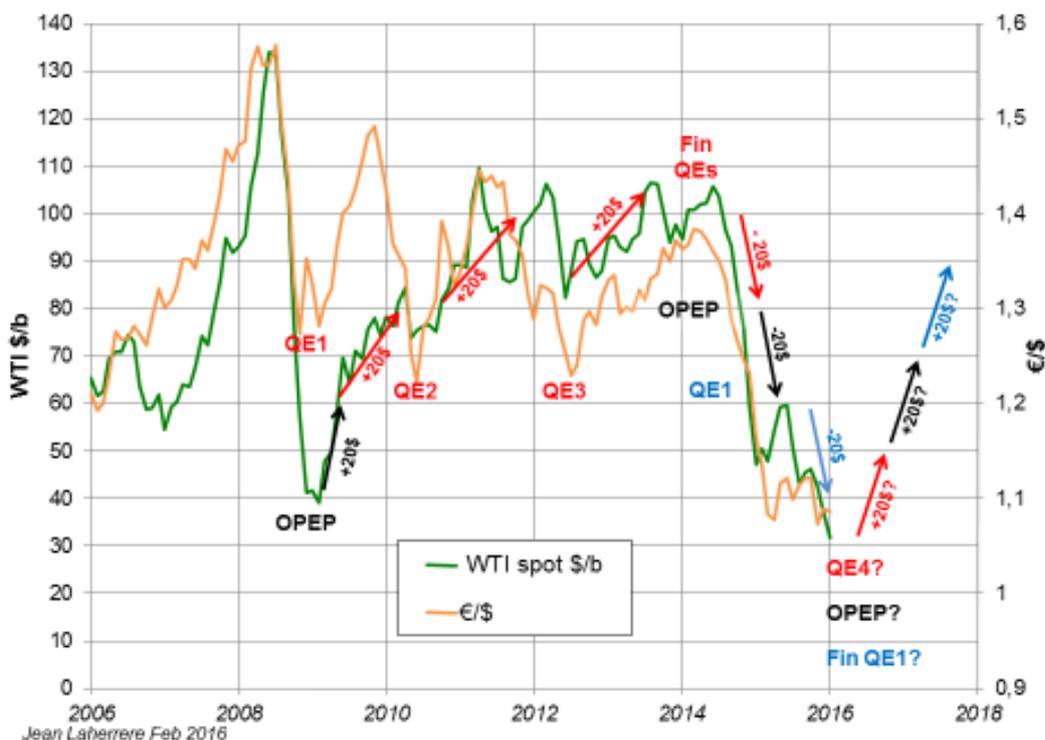


Figure 64 : Evolutions comparées du ratio valeur de l'Euro sur valeur du dollar et du prix spot du pétrole WTI de 2006 à 2016, et dates des QE successifs de la Banque

fédérale américaine et des interventions de l'OPEP. En rouge, les QEs du Federal Reserve System (Fed) des Etats-Unis, en bleu ceux de la Banque Centrale Européenne (BCE). Selon Art Berman (communication personnelle), le coefficient de corrélation entre prix du WTI et valeur du dollar est de 0,96 de 2014 à 2016 !

Source : courtoisie **J.Laherrère et N.Meilhan**.

Sur cette figure, on voit clairement la relation entre politique de quantitative easing de la Banque fédérale américaine (Fed), ratio Euro/Dollar et prix du pétrole. On voit aussi l'influence de la politique de l'OPEP, qui a fait remonter les prix en 2009 suite à la chute brutale due à la crise économique de 2008 et les a fait baisser fin 2014 par sa décision de ne pas contrer la chute des prix qui aurait été initiée par la fin du quantitative easing.

Les QEs et les interventions de l'OPEP n'expliquent cependant pas les évolutions observées de 2002 à 2008. Une interprétation possible est qu'à partir de cette date, la Fed a émis en abondance des « pétrodollars » pour soutenir l'activité pétrolière. Mais avec la première mise en circulation de l'Euro en 2002, celui-ci a commencé à concurrencer le dollar comme monnaie de réserve : une partie de ces pétrodollars a été convertie en Euros, faisant ainsi monter la valeur de l'Euro par rapport à celle du Dollar. Puis le relais aurait été pris par le considérable accroissement de la demande Chinoise, à un moment où la spare capacity de l'Arabie Saoudite était au plus bas (figure 63), et cela jusqu'à la crise économique de 2008 qui a fait brutalement baisser la demande.

Mais il existe une autre interprétation qui à l'inverse fait étroitement dépendre les prix du pétrole essentiellement des comportements au jour le jour des opérateurs boursiers. Cette interprétation suppose donc que c'est le prix du pétrole qui gouverne les taux de change sur le marché de devises (Foreign Exchange, Forex) et, par la nécessité d'un ajustement, les politiques monétaires des grandes banques centrales. Le prix du pétrole s'établirait essentiellement par la fluctuation des écarts entre offre et demande, bien que ces écarts soient comme on l'a vu relativement peu importants, et de l'importance (supposée ?) des stocks dans les pays grands consommateurs. En ce sens, le développement rapide du pétrole de roche-mère aux Etats-Unis dans une période de stagnation de la demande serait le principal responsable de la situation actuelle ; Observons que si selon la première interprétation ce sont les flux monétaires qui gouvernent les flux de pétrole, la deuxième est exactement à l'inverse : ce sont les flux de pétrole sur les marchés qui, à travers les oscillations de l'offre et de la demande et de l'état des stocks, et à cause de la part prépondérante qu'ils représentent en valeur sur les marchés, gouvernent les flux monétaires, et par contrecoup, l'économie mondiale.

A cette échelle de temps il est donc bien difficile de distinguer dans les fluctuations du prix du pétrole ce qui revient aux fluctuations politico-économiques (un équivalent économique du mouvement brownien en physique ?), aux taux de change monétaires, au comportement des opérateurs boursiers, et à la disponibilité physique, même si cette dernière en est forcément un des déterminants. Les prédire même à moyen terme est un exercice divinatoire, et ceux qui s'y sont risqués, comme par exemple l'Agence internationale de l'énergie (AIE) (figure 65), l'ont jusqu'à présent vérifié à leurs dépens.

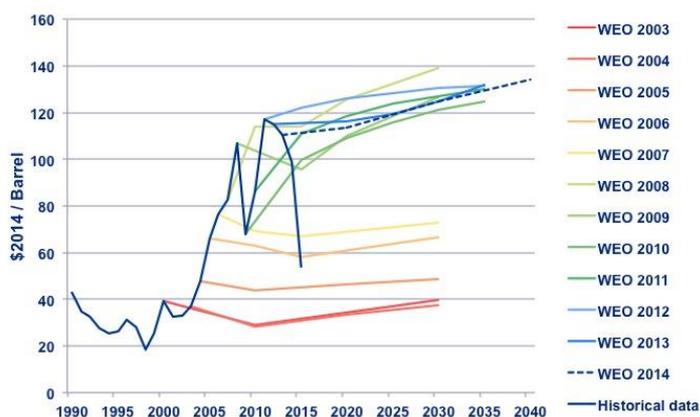


Figure 65 : prévisions de prix du pétrole, en dollars 2014 par baril, faites par l'AIE dans ses WEO successifs de 2003 à 2014, et comparaison avec la réalité. Source Carbone 4, courtoisie JM Jancovici .

Il semble bien cependant (Caruana, 2016) que ce soit la stimulation des économies par des techniques financières qui joue le plus grand rôle dans les évolutions récentes : après le premier choc pétrolier en 1973, on a observé un accroissement de plus en plus rapide des dettes publiques et privées pour financer l'exploration et la production du pétrole, et relancer puis entretenir la croissance, d'abord dans les pays occidentaux, puis dans les pays dits émergents. Puis après la crise économique de 2008, les grandes banques centrales ont inondé les marchés de liquidités par la méthode du quantitative easing et baissé leurs taux d'intérêt pour encourager le crédit, et donc la consommation et l'activité économique. Tout cela finalement sans grand résultat. Il semblerait donc que l'économie financière ait de moins en moins de prise sur l'économie réelle, c'est-à-dire matérielle, parce que celle-ci bute sur des limites physiques et pour cette raison est de plus en plus poussive. C'est probablement dans ce décrochage de plus en plus marqué entre économie monétaire et économie physique que se trouve la plus grande source d'instabilité, et cela pas seulement dans le domaine pétrolier.

Sur des périodes plus longues, il est possible d'observer quelques tendances. Le graphique de la figure 66 présente l'évolution des prix «filtrés», c'est-à-dire après élimination du bruit de fond des fluctuations à court terme, puis moyennés sur des périodes de 30 ans, ce qui correspond à peu près à la demi-vie d'un grand gisement pétrolier. Apparaissent alors deux grandes tendances historiques: la première correspond à la mainmise des grandes compagnies pétrolières Anglo-Saxonnes sur les marchés, formalisée par l'accord d'Achnacarry: elle se caractérise par une croissance moyenne lente et des fluctuations assez faibles des prix en dollars courants. Elle traduit le fait que les compagnies pétrolières ont alors transféré leurs profits de l'Amont (Exploration- Production) vers l'Aval (Raffinage-Distribution).

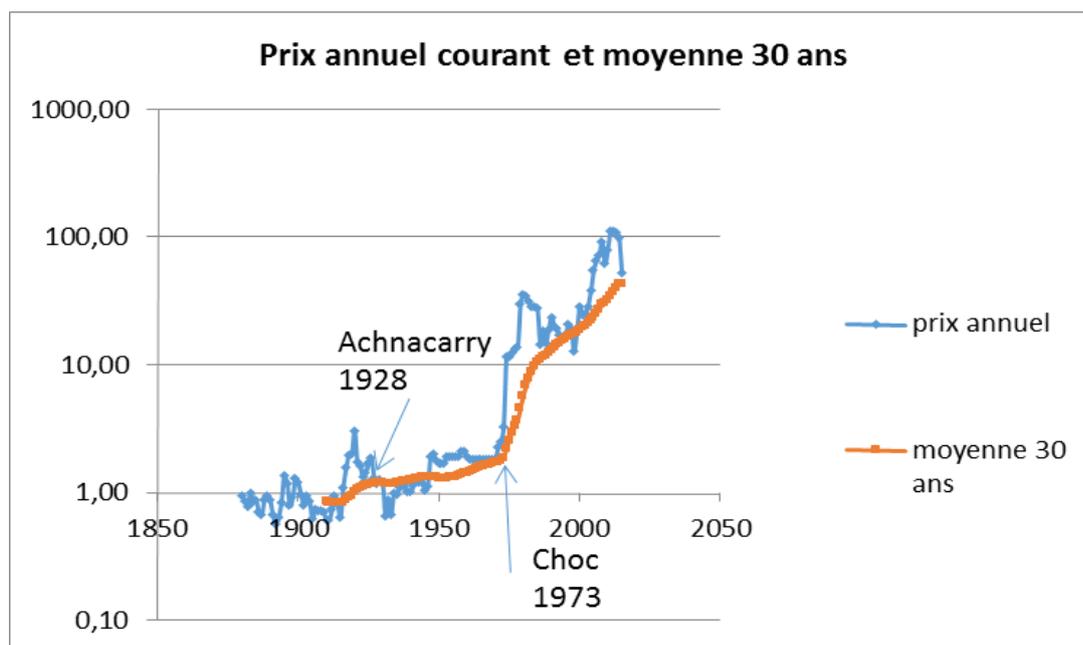


Figure 66 : une tendance possible du prix du pétrole en dollars à moyen terme lissé sur une période de 30 ans, cette durée correspondant à la demi-vie moyenne des gros gisements de pétrole. La période d'avant les chocs pétroliers correspond à une entente sur les prix entre les principales compagnies pétrolières occidentales de l'époque, décidée à Achnacarry en Ecosse en 1928. Cette période prend fin avec la création de l'OPEP en 1960. Bien noter qu'il s'agit de prix courants, donc non corrigés de l'inflation, et qu'ils sont indiqués en échelle logarithmique. Cette chronique va jusqu'en 2015. *Courtoisie Paul Alba.*

La seconde débute après la création de l'OPEP (OPEC), qui correspond cette fois à la mainmise des grands pays exportateurs sur les marchés. La tendance de fond est alors une rapide augmentation en dollars courants, mais avec d'énormes fluctuations. Elle peut s'expliquer par le fait que les découvertes de pétrole se sont faites pendant cette période à rendement moyen décroissant.

Le choix de dollars courants pour suivre l'évolution du prix du pétrole plutôt que de dollars constants d'une année récente se justifie par le fait que l'économie fonctionne avec des dollars courants, et que leur transformation en dollars constants avec des coefficients d'actualisation se font sur la base d'hypothèses souvent discutables.

D'ici peu d'années, l'offre globale devrait comme on l'a vu plafonner puis diminuer progressivement pour des raisons géologiques, sur lesquelles l'économie et la politique auront de moins en moins de prise. Du fait de ces rendements décroissants de l'exploration-production du pétrole, il paraîtrait donc logique que la tendance de fond soit alors à une forte augmentation sur la durée. Cette tendance peut également être renforcée par le développement d'une politique énergétique guidée par des préoccupations environnementales. Pour autant les prix ne suivront pas cette tendance si une diminution de la demande, soit forcée par une crise économique durable à l'échelle mondiale, qui pourrait d'ailleurs être provoquée par une augmentation excessive des prix, soit volontaire par des mesures d'économie, ou encore due au développement à grande échelle de substituts au pétrole dans ses principales utilisations (mobilité, chauffage, pétrochimie, électricité) accompagne cette diminution de l'offre.

On constate donc la variété des interprétations de la situation pétrolière et économique à venir, et donc les grandes incertitudes à ce sujet. Le prix du pétrole restera sans doute très incertain dans les années qui viennent, et des crises à répétition sont à attendre.

Enfin, un point très important est à souligner : si comme on l'a dit plus haut la situation actuelle peut être formellement comparée à un contre-choc pétrolier, par le mécanisme qui a conduit au contre-choc de 1986, un phénomène majeur s'est produit depuis lors : les efforts en exploration-production faisant suite aux chocs pétroliers de 1973 et 1979 avaient porté leurs fruits, sous forme de découvertes considérables de gisements conventionnels et de substantiels accroissements de production, il n'en a pas été de même pendant la période de prix très élevés du pétrole de 2003 à 2014, malgré des investissements en exploration beaucoup plus élevés. Et on a vu qu'en fait, la production de pétrole conventionnel était en léger déclin depuis 2005 environ. La baisse des prix du pétrole vient de faire réduire considérablement ces investissements, ce qui laisse prévoir une accentuation du déclin de la production de pétrole conventionnel à brève échéance. Et comme la production des pétroles non-conventionnels est également en déclin, faute de prix suffisamment rémunérateurs, il paraît bien difficile que la production mondiale puisse réaugmenter sensiblement dans les années qui viennent, contrairement à ce qui s'était passé après 1986.

La figure 67 compare l'évolution du prix du pétrole (Brent) avec celle des prix du gaz, sur la base de la même unité de contenu énergétique, le million de British Thermal Unit (BTU), unité anglo-saxonne couramment utilisée par les marchés pour évaluer les quantités de gaz.

Les prix du gaz sont très différents selon les marchés. Cela est dû en premier lieu au coût très élevé du transport du gaz (par gazoducs ou navires méthaniers), les marchés ne pouvant pas s'approvisionner à des prix compétitifs au-delà d'une certaine distance de transport depuis les lieux de production. Les prix sur un marché sont d'autant plus élevés que ses sources d'approvisionnement sont lointaines. Il n'y a donc pas comme pour le pétrole, dont le coût de transport est bien plus faible en comparaison, des prix très voisins d'un marché à l'autre : l'écart entre les deux principales références, le WTI pour le marché américain et le Brent pour le marché européen, n'est actuellement que de quelques %. On observe aussi que, pour une même quantité d'énergie contenue, le gaz a été en moyenne moins valorisé que le pétrole, et que ce phénomène s'est accentué pendant la période récente de très fortes augmentations de prix du pétrole, de 2003 à 2014. Ceci est dû à leur différence de propriétés physiques, un gaz ayant par rapport à un liquide le désavantage d'obliger à des installations (de compression-décompression, de transport, de stockage ...) plus complexes et plus coûteuses pour les utilisateurs.

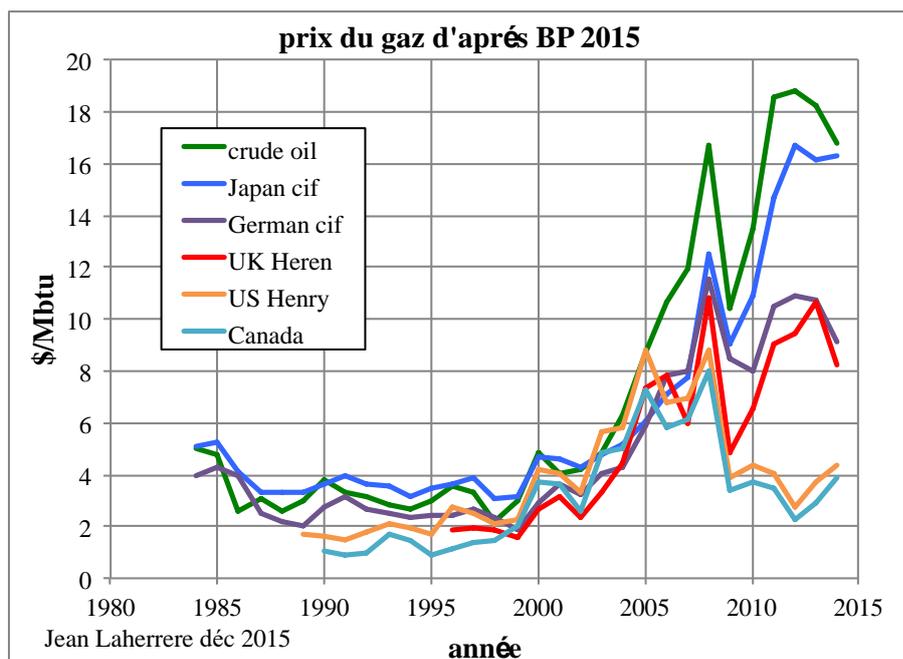


Figure 67 : variation des prix du gaz sur différents marchés de 1984 à 2013, et comparaison avec le cours du pétrole (Brent), pour une même unité de contenu énergétique, ici le million de British Thermal Unit (BTU), soit environ 0,18 baril, 1055 MJ, ou 0,025 tep. On observe la forte corrélation d'ensemble entre les cours du gaz et celui du pétrole, sauf pour les Etats-Unis et le Canada après 2005, et dans une moindre mesure pour l'Europe après 2009. Le prix très élevé au Japon vient de l'impossibilité de l'approvisionner autrement que par du gaz naturel liquéfié transporté par navires méthaniers. cif signifie cost, insurance and freight, c'est-à-dire la somme du prix de vente, de l'assurance et des frais de transport.

Enfin on observe, sauf pour le marché américain après 2005, une corrélation d'ensemble entre les prix du gaz et le prix du pétrole. Cela est dû aux particularités des contrats entre fournisseurs et consommateurs de gaz, dans lesquels les prix sont largement indexés sur les prix du pétrole. Le prix du pétrole est donc un prix directeur pour les prix du gaz. C'est cependant de moins en moins vrai depuis quelques années avec la montée progressive de la part du gaz qui échappe aux contrats et est cotée directement sur les marchés.

Aux Etats-Unis, depuis l'irruption du gaz de schistes à partir de 2005, le prix du gaz n'est plus indexé sur celui du pétrole mais coté sur les marchés.

Le prix du charbon est évalué en dollar par tonne. Pendant longtemps le charbon a été consommé pour l'essentiel dans son pays producteur. Cela est particulièrement vrai du lignite, qui est pour une très large part consommé sur les lieux même de sa production pour produire de l'électricité. Mais le hard coal faisait quand même déjà l'objet d'un important commerce international au 19^{ème} siècle. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 l'ont relancé (*Martin-Amouroux, 44*) et depuis quelques années, suite à la demande très forte de la Chine et à la recherche de marchés extérieurs par les Etats-Unis, ce commerce a encore pris de l'ampleur. Le charbon exporté ne représente cependant actuellement, en énergie contenue, qu'environ 20 % de sa production mondiale, contre un peu moins de 30 % pour le gaz et environ 50 % pour le pétrole, selon la BP Statistical Review.

Le coût du transport est plus élevé que pour le pétrole, mais moins que pour le gaz, et influe donc moins que dans ce cas sur les prix. Il existe cependant plusieurs marchés (44).

Ces prix varient suivant les qualités et les marchés, mais il existe une corrélation d'ensemble d'un marché à l'autre (figure 68)

Là aussi, l'évolution des prix a été longtemps dirigée par les prix du pétrole. Mais après 2011, on observe une baisse considérable des prix et, pour le charbon vapeur (steam coal), principalement utilisé pour la production d'électricité, un resserrement dans une gamme de 70 à 100 dollars par tonne en 2014, selon les marchés et les qualités, ce qui correspond, en énergie contenue, à environ 120 à 170 dollars par tep (16 à 22 dollars par baril), ou encore, pour rendre ces prix comparables à ceux de la figure 65, à 3 à 4 dollars par million de BTU. C'est donc actuellement la moins chère des énergies fossiles par quantité d'énergie contenue, à l'exception du marché américain où le gaz est un peu moins cher, en particulier pour la production d'électricité, une centrale à gaz étant bien moins gourmande en capital investi qu'une centrale à charbon. Les contrats de fournisseur à consommateur étant moins rigides que pour le gaz, c'est également l'énergie la plus souple, qui peut s'adapter le plus rapidement aux évolutions du marché.

Deux conséquences pour les Etats-Unis sont d'une part le remplacement du charbon par le gaz dans la production d'électricité, et d'autre part l'accroissement de leurs exportations de charbon vers des pays où le prix du gaz est bien plus élevé que celui du charbon, Europe, Japon... où à l'inverse, par un « jeu de chaises musicales » c'est donc le charbon qui remplace le gaz dans la production d'électricité.

Ce sont là des effets collatéraux inattendus du « boom » du gaz de schistes aux Etats-Unis.

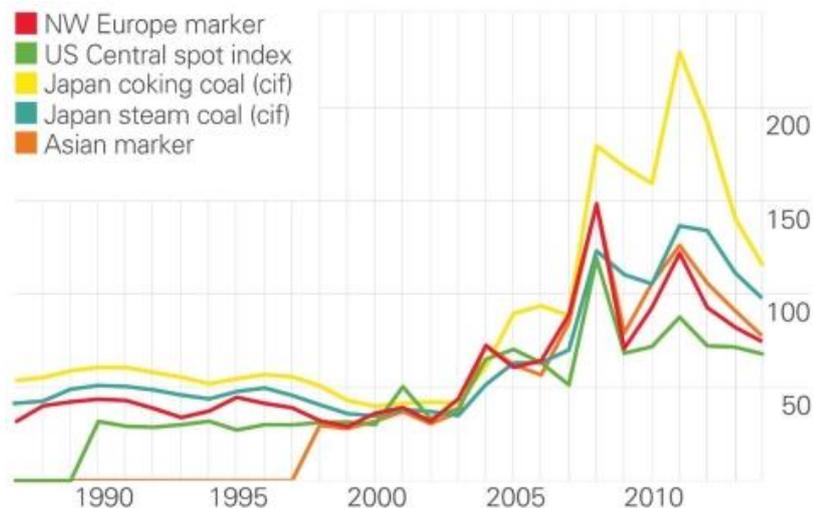


Figure 68 : Evolution récente des prix du charbon sur ses principaux marchés, en dollars par tonne. Les prix ont encore baissé en 2015, comme pour la plupart des autres matières premières libellées en dollars. Cif signifie cost, insurance and freight (prix de vente + assurance + coût du transport). A l'exception du charbon à coke (coking coal) au Japon, il s'agit ici pour l'essentiel de charbon-vapeur, dont on peut estimer le contenu énergétique moyen à environ 0,6 tep/t environ. Le lignite ne fait pas l'objet d'un commerce international. *Source : BP statistical review 2015.*

Malgré les subventions et aides diverses des gouvernements attribués à telle ou telle production d'énergie en fonction de leur politique énergétique, ce sont les prix de marché des énergies qui pilotent pour l'essentiel les investissements pour leurs productions.

Chaque source d'énergie primaire a une part de marché en fonction de ses caractéristiques physiques et de son coût de production et de transport.

Le diagramme de la figure 69 est une chronique de l'évolution des parts de marché des différentes sources d'énergie primaire depuis 1850. On y observe l'écrasante prépondérance de l'ensemble constitué par les combustibles fossiles et la biomasse. A l'intérieur de cet ensemble, on observe une cassure des évolutions après le premier choc pétrolier en 1973 : Baisse considérable de la part du pétrole au profit du gaz et du charbon, stabilisation de la part de la biomasse. C'est l'époque où le pétrole est progressivement abandonné pour la production d'électricité, au profit du charbon, du gaz et du nucléaire. A partir de 2001, date qui correspond à l'entrée de la Chine, principal producteur et consommateur mondial de charbon, dans l'organisation mondiale du commerce et à son grand décollage économique, se produit une autre cassure : Nouveau déclin du pétrole et stabilisation du gaz, au profit du charbon.

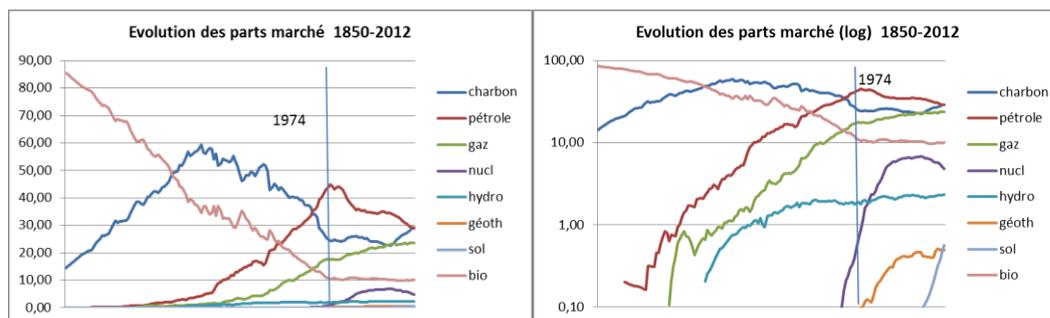


Figure 69: Evolution des parts de marché mondiales des principales sources d'énergie primaire de 1850 à 2012. La rubrique sol regroupe le solaire thermique, le solaire photovoltaïque et l'éolien. A gauche, en pourcentages, à droite en logarithme des pourcentages. La figure de droite permet d'apprécier les évolutions des parts de marché des «très petits joueurs», solaire, éolien, géothermie. *Courtoisie Paul Alba.*

Les autres sources d'énergie, nucléaire, hydraulique, éolien, solaire, géothermie avec au total un peu moins de 10 % de parts de marché actuellement, sont ici de petits joueurs. Mais surtout les investissements qu'il faudrait faire pour développer ces sources afin qu'elles deviennent majoritaires sont gigantesques par rapport à leur importance actuelle ! En effet, la production mondiale actuelle d'énergie primaire est de l'ordre de 13 Gtep. Gagner 1% de part de marché pour une source d'énergie, c'est produire 130 Mtep supplémentaires. En vertu de ce qu'on pourrait appeler une loi d'action de masse appliquée à l'économie, c'est relativement facile à faire pour les énergies majoritaires, où il y a déjà d'énormes capitaux investis et des infrastructures disponibles, et pour lesquelles cela ne représente pas des taux de croissance annuels très importants. Le charbon lors de son décollage initial, n'a pris qu'environ 1 % par an face au bois, et ne prend à nouveau qu'environ 1 % par an face au pétrole et au gaz. En faire autant pour les très petits joueurs représenterait des taux de croissance phénoménaux. Sans une aide gigantesque des gouvernements ou de très fortes taxes sur les combustibles fossiles, les marchés ne le feront pas spontanément, et de toutes façons cela ne pourra être que très long*³⁴.

** 34 note : Il faut aussi se rappeler que les caractéristiques physiques de ces petits joueurs sont actuellement de puissants obstacles à leur développement. Pour dire les choses rapidement: L'énergie hydraulique est handicapée par des ressources limitées et dans beaucoup de cas par son éloignement des grands centres de consommation, en dehors de quelques pays très bien dotés. Le nucléaire est handicapé par des ressources qui, dans l'attente d'un développement des réacteurs surgénérateurs, sont actuellement trop incertaines, et par les craintes, justifiées ou non, sur sa sécurité. L'éolien et le solaire photovoltaïque le sont par leur caractère fatal (leur production dépend de la météorologie, et non pas de la volonté humaine) et par leur intermittence, qui oblige quand elles font défaut, en l'absence actuelle de possibilités massives de stockage de l'électricité, à utiliser d'autres sources d'énergie. La géothermie profonde est limitée par la faiblesse du flux géothermique. Notons également qu'aucune de ces énergies ne peut remplacer aisément les combustibles fossiles et en particulier le pétrole dans leurs principales utilisations, sauf l'hydraulique et le nucléaire qui peuvent facilement remplacer le gaz et le charbon dans la production d'électricité.*

Cette difficulté apparaît encore mieux sur le diagramme de la figure 70 dû à Olivier Rech, où l'évolution année après année de la part de marché de chaque source est portée en fonction de la quantité d'énergie qu'elle a produit cette année-là. L'abîme qui sépare les énergies renouvelables et même le nucléaire des combustibles fossiles devient ici très visible, et le charbon est actuellement le grand gagnant de la compétition en cours.

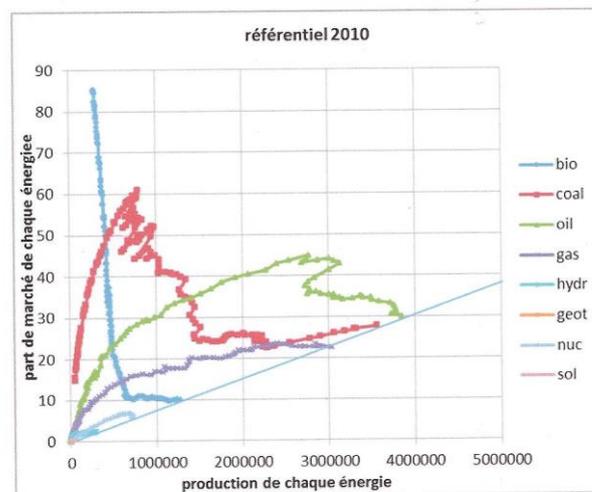


Figure 70 : Diagramme de Rech: en ordonnée les parts de marché annuelles successives de 1850 à 2010 des différentes sources d'énergie primaires, en %, et en abscisse leur production aux mêmes dates, en ktep. *Courtoisie Paul Alba.*

Devient aussi très visible également le rôle primordial des combustibles fossiles dans la transition énergétique: Par nécessité physique, c'est de l'évolution de leurs possibilités de production qu'elle va dépendre pour l'essentiel, et c'est la vitesse de cette évolution qui en donnera le tempo.

Pour l'instant, nous assistons, non pas au triomphe des énergies renouvelables ou de l'énergie nucléaire, mais au grand retour du charbon ([Martin-Amouroux, 2008](#)). Celui-ci ne sera cependant pour autant très durable, étant donné comme on l'a développé précédemment les limites géologiques à sa production.

Mais, rappelons-le inlassablement car cela est généralement loin d'être clairement perçu, la quantité d'énergie mise à la disposition des sociétés humaines a bien plus d'importance, parce qu'elle a une relation physique directe avec la quantité de biens et de services qui peut être produite, que son prix. [Jancovici, 2015](#) montre par exemple en une série de graphiques l'étroite corrélation qui existe à l'échelle mondiale et dans les grands pays industrialisés entre consommation d'énergie, et plus particulièrement de pétrole, et PIB !

Très peu d'économistes actuellement semblent être conscients de cette relation, qui est pourtant intuitive pour un physicien ou un ingénieur. Certains ont pourtant été très loin dans les réflexions à ce sujet, comme par exemple Nicholas Georgescu-Roegen, ([Georgescu-Roetgen, 1971](#)) et Rainer Kümmel ([Kümmel, 2011](#)), pour lesquels les sociétés humaines sont structurées par les flux d'énergie qui les traversent et les lois de la thermodynamique, ou encore Robert Ayres, qui propose d'établir à côté des bilans financiers des bilans en joules ([Ayres, 1998](#)).

Mais la très grande majorité des modèles utilisés par les économistes actuels ne veulent considérer l'énergie que par sa valeur comptable à la consommation, et non par les quantités utilisées. Certains s'en sont pourtant préoccupé, comme [Stiglitz 1974](#), qui a proposé un modèle économique comprenant un facteur lié à la disponibilité des ressources énergétiques pour prédire les évolutions du PIB, mais de façon abstraite, sans idée particulière semble-t-il sur l'évolution de ce facteur dans l'avenir. Citons aussi [Giraud et Kahraman 2014](#), qui ont montré à partir de l'étude des performances économiques de 33 pays le rôle déterminant de leur quantité d'énergie consommée et la sous-estimation de ce rôle dans les modèles économiques actuels. Les modèles économiques liant les quantités d'énergies consommées au PIB restent cependant encore à écrire.

C'est donc à l'évolution des quantités disponibles d'énergie, à commencer par celle du pétrole, qu'il faut s'intéresser en priorité, plutôt qu'aux prix, dont on a vu de plus qu'ils étaient largement imprévisibles.

5- Combustibles fossiles et climat

Selon le **Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC, en anglais Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)**, les émissions anthropiques de CO₂ sont les principales responsables du forçage radiatif^{*35} entraînant l'augmentation de la température de la surface terrestre constatée actuellement. Or 85 % en masse de ces émissions sont maintenant le fait de l'usage des combustibles fossiles, le reste étant dû pour l'essentiel aux changements d'usage des sols (principalement la déforestation) et dans une moindre mesure à l'utilisation de carbonates pour la fabrication du ciment.

Il est facile de calculer à partir des courbes de la figure 56, les émissions de gaz carbonique associées (figure 71).

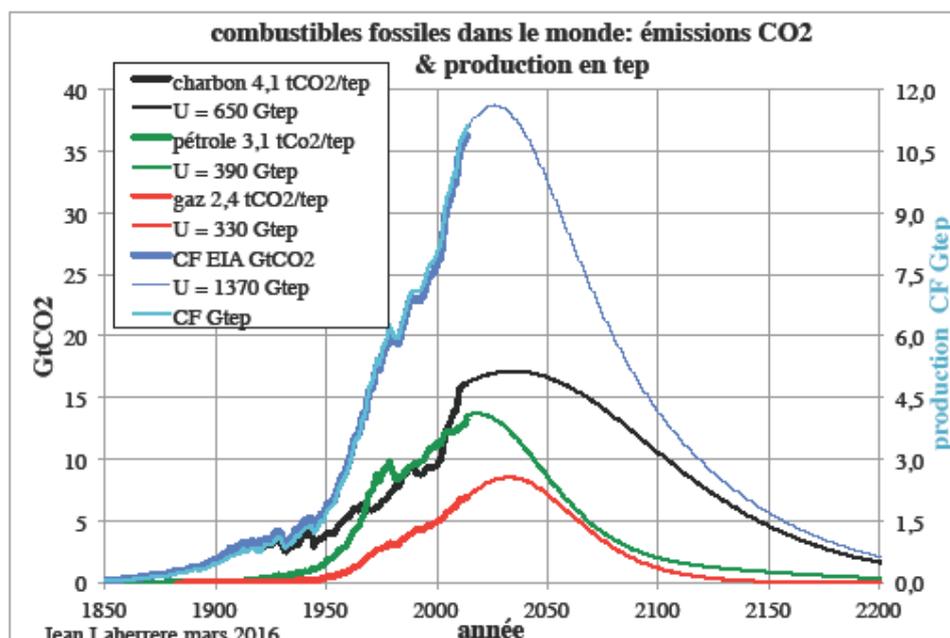


Figure 71 : Emissions de CO₂ dues aux combustibles fossiles, par combustible fossile et pour le total des 3(CF), et prévisions jusqu'en 2200, en GtCO₂. Les équivalences prises sont, en tonnes de CO₂/tep, de 4,1 pour le charbon, 3,1 pour le pétrole et 2,4 pour le gaz. Les réserves ultimes (U) pour chaque combustible fossile sont indiquées. L'échelle de droite en Gtep correspond à l'équivalence entre CO₂ et Gtep, pour le cumul des productions de combustibles fossiles .

* 35 note : La terre ne peut échanger d'énergie avec ce qui l'entoure dans l'espace que sous forme de rayonnements. Elle reçoit le rayonnement lumineux du soleil, environ 240 W/m² de sa surface en moyenne, et en réfléchit environ 30 % de la puissance par réflexion sans modification de son spectre, c'est ce qu'on appelle son albedo. Les 70 % restants sont absorbés par l'atmosphère et la surface terrestre, ce qui en augmente la température et produit donc un rayonnement infrarouge. Quand la puissance du rayonnement solaire venant de l'espace est équilibrée par l'albedo plus la puissance du rayonnement infrarouge sortant vers l'espace, ce qui était encore le cas avant la Révolution Industrielle, on dit qu'il y a équilibre radiatif. Le forçage radiatif est une perturbation des échanges radiatifs (solaire/infrarouge terrestre+albedo) induite par une modification, anthropique ou naturelle. Par exemple, une augmentation durable de la puissance du rayonnement solaire reçu par le globe terrestre va en réchauffer l'atmosphère et la surface, et provoquer une augmentation du rayonnement infrarouge de celles-ci, de manière à retrouver un équilibre radiatif entre la terre et l'espace. Mais les températures de la surface et de l'atmosphère terrestre resteront plus élevées qu'avant, tant que l'augmentation de puissance du rayonnement solaire persistera. Une augmentation de la teneur de l'atmosphère en gaz à effet de serre produit le même résultat, en renvoyant vers la surface du sol une partie du rayonnement infrarouge émis. Ces forçages radiatifs sont exprimés avec la même unité que la puissance du rayonnement solaire reçu et du rayonnement infrarouge émis, soit le W/m² de surface terrestre.

La figure 72 montre l'évolution prévue, pour l'ultime de 1370 Gtep estimé précédemment, des productions mondiales cumulées de combustibles fossiles, en Gtep, ainsi que l'évolution prévue pour les émissions de CO₂ associées. En 2100,

les quantités consommées devraient être d'environ 1200 Gtep, et les émissions correspondantes de CO₂ de 3800 Gt (1040 GtC)

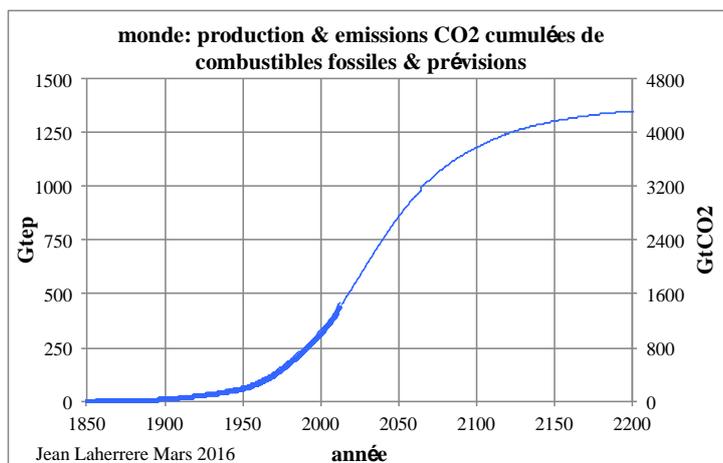


Figure 72 : Cumul des productions de combustibles fossiles de 1850 à maintenant, en énergie contenue (Gtep) et en émissions de CO₂ associées, et prévisions jusqu'à 2200.

Pendant longtemps le GIEC, pour prédire l'évolution de la température de la surface terrestre en fonction des émissions de gaz à effet de serre, a utilisé des scénarios d'émission dits SRES (pour Special Report on Emissions Scenarios). Dans leur écrasante majorité ces scénarios prévoient une progression continue des émissions des combustibles fossiles, ce qui suppose une croissance incessante des productions annuelles de ces derniers. Il est également remarquable que ne figurent dans ces scénarios ni ceux des agences de l'énergie, ni ceux de l'ASPO ! Or ceux-ci se situent sous la très grande majorité des scénarios SRES.

Ceci n'est pas étonnant, car les SRES sont en fait des scénarios politico-économiques de la demande future, construits par un groupe d'économistes de l'International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) basé à Vienne en Autriche, qui n'ont été confrontés ni à l'offre géologique possible, ni même semble-t-il à la demande prévue par les agences.

Cette critique n'est pas en soi une remise en cause de la base physique des modèles climatiques actuels. Elle dit simplement, et cela a été répété à leurs auteurs depuis des années, en particulier par des membres de l'ASPO sans le moindre succès jusqu'à présent, que les scénarios d'émission de CO₂ qui leur servent de données d'entrée ne sont pas plus que des scénarios politico-économiques, des « story tellings » ayant certes une logique interne, mais qui ne prend en compte ni les rétroactions physiques résultant des limites géologiques, ni même celles résultant des modifications du climat ! On trouvera dans une publication récente une analyse qui va exactement dans le même sens ([Mohr et al., 2015](#)).

Depuis quelques années le GIEC ne fait cependant plus référence aux scénarios SRES, mais à des scénarios dits Representative Concentrations Pathways (RCP) qui sont des scénarios *a priori* d'évolution des émissions permettant de décrire quelles seraient les évolutions du climat et en particulier du forçage radiatif et de la température moyenne de la surface du globe si ces émissions suivaient les trajectoires décrites par ces scénarios. Ils sont indexés en fonction du forçage radiatif qui serait observé en 2100, en watt/m² de surface terrestre : RCP 2,6 ; RCP 4,5 ; RCP 6 et RCP 8,5. Il n'y a donc ici plus de justification politico-économique, mais seulement un système d'abaques permettant une évaluation des modifications climatiques entraînées par une

augmentation des teneurs en gaz à effet de serre de l'atmosphère terrestre, par comparaison entre la trajectoire d'émission réellement observée et celles de ces scénarios de référence.

Mais ces scénarios ne sont pas plus justifiés physiquement que les scénarios SRES, dont ils sont en fait un échantillonnage.

Il est curieux qu'aucun climatologue ne semble encore avoir perçu la contradiction interne aux scénarios RCP qu'utilise le GIEC pour faire ses anticipations de modification du climat : Si nous ne faisons rien, dit le GIEC, nous risquons de suivre le RCP 8,5, et alors ce sera une catastrophe humaine et économique. Or s'il y a une catastrophe humaine et économique, nous ne pourrions pas suivre le scénario RCP 8,5, car celui-ci suppose une économie sans cesse en croissance alimentée par des combustibles fossiles produits à la demande, donc non perturbée par les modifications du climat. !

Cela étant dit, le scénario RCP 8,5 est de toutes façons irréaliste (figure 73). En effet, le gros des émissions de CO₂ provient des combustibles fossiles. Or leurs réserves ultimes, selon les géologues des combustibles fossiles, sont de 3 à 4 fois inférieures à celles que suppose ce scénario extrême du GIEC. Le scénario RCP 6 est quant à lui très improbable, tandis que le scénario RCP 4,5 est celui qui se rapproche le plus du scénario le plus probable sur des bases géologiques, tout en se situant en moyenne un peu au-dessus.

Il y a sans doute une marge d'incertitude importante dans les anticipations de J.Laherrère qui sont utilisées dans ce qui précède, en particulier à cause des imprécisions inévitables sur l'estimation des ultimes des combustibles fossiles, en premier lieu pour le charbon. Mais les écarts avec les anticipations du GIEC dans un scénario « business as usual » (BAU), c'est-à-dire si rien n'est fait pour les réduire, sont tellement importantes que cela pose un problème considérable : si l'on se réfère en effet aux pages 57 et 58 du rapport 2013 du groupe de travail III (WG III) du GIEC (ICCP), Mitigation of Climate Change, on lit que le scénario BAU retenu par ce groupe anticipe des émissions de CO₂ des combustibles fossiles comprises entre 50 et 75 GtCO₂ en 2050, et pouvant aller jusqu'à 90 GtCO₂ en 2100, tandis que les anticipations de Jean Laherrère ne sont que de 32 et 14 GtCO₂ à ces dates !

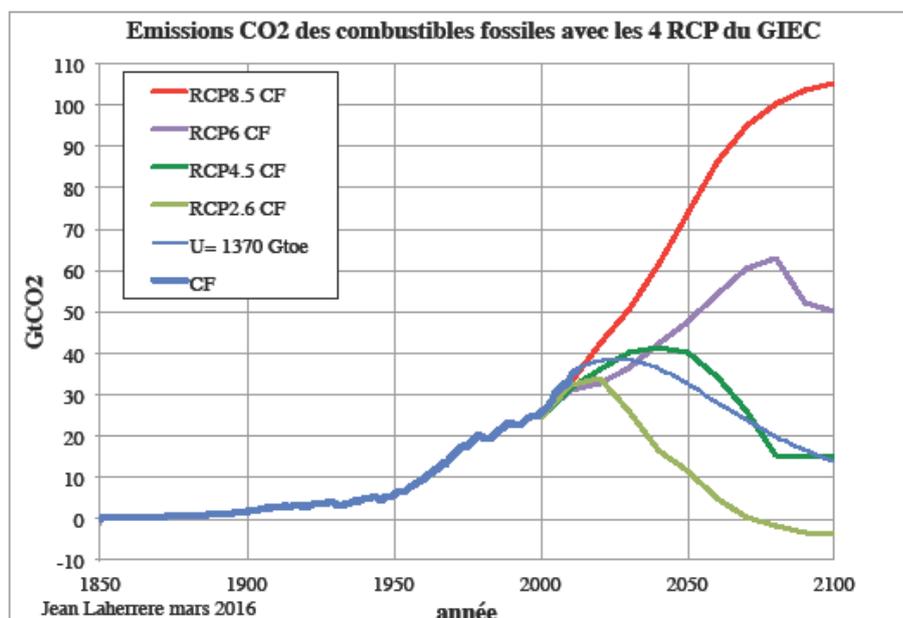


Figure 73 : comparaison des émissions cumulées de CO₂ dues aux combustibles fossiles prévues par les scénarios RCP avec celles de la figure 68. On voit que ces dernières seraient un peu inférieures à celles du RCP 4,5. Dans cette perspective, le scénario RCP 8,5 est totalement irréaliste et le scénario RCP6 est très improbable.

Ces scénarios du GIEC, qui tiennent pourtant compte des rétroactions physiques dans les phénomènes climatiques, ne tiennent donc compte ni des rétroactions entre climat et marche de l'économie, ni des rétroactions entre la production de combustibles fossiles et les contraintes de la géologie des gisements. Si la physique du climat est de mieux en mieux prise en compte par les physiciens du climat, le GIEC dans son ensemble n'a semble-t-il pas vraiment réfléchi au sens physique des scénarios d'émissions futures qu'il utilise pour faire ses prédictions.

D'autre part :

- Aucune probabilité ne peut de ce fait être affectée par le GIEC aux scénarios RCP. Les médias profitent naturellement de cette situation pour ne parler que du scénario potentiellement le plus désastreux et créer ainsi un stress injustifié dans l'opinion.
- Il est impossible à partir de là de définir des politiques publiques de prévention bien ciblées, puisqu'on ne sait pas sur quel scénario il est le plus efficace de s'appuyer.

On peut aussi remarquer, comme déjà signalé chapitre 3-2-5 à propos de la figure 59 que le scénario 450 ppm de l'AIE, présenté par cette agence comme un scénario où l'humanité se contraint par des mesures énergiques de limitation des émissions de CO₂ des combustibles fossiles à ne pas dépasser les 2°C d'augmentation de température, est en fait proche du scénario anticipé par l'enquête Delphi des membres de l'ASPO-France, lequel est un scénario BAU qui ne suppose aucune autre contrainte que les contraintes géologiques. Cela vient du fait que le scénario BAU de production de combustibles fossiles de l'AIE, sans être aussi exagéré que celui pris comme référence BAU par le WG III du GIEC, est quand même très «optimiste», comme nous l'avons signalé à plusieurs reprises. Des contraintes politiques fortes sont donc nécessaires aux scénarios de l'AIE pour ramener les émissions dans le droit chemin, mais c'est beaucoup moins le cas comme on va le voir pour le scénario de l'ASPO.

La figure 74 est tirée du résumé pour décideurs du rapport 2013 du GIEC. Selon cette figure, il existerait une relation quasi linéaire entre l'augmentation de température de

la surface terrestre d'ici la fin du siècle et les quantités totales de gaz carbonique d'origine anthropique qui auront alors été émises depuis 1870.

Si l'on veut rester d'ici la fin du siècle sous les 2 °C d'augmentation de température, tels que préconisés lors de la conférence de Copenhague sur le climat en 2009, il ne faudrait pas émettre de 1870 à 2100 plus de 3050 Gt de gaz carbonique (830 GtC en carbone contenu). L'ultime de production des combustibles fossiles selon l'estimation dérivée des scénarios de J. Laherrère correspond (figure 72 et tableau 15) à environ 4690 GtCO₂ en compte rond, soit 1280 GtC en carbone contenu, dont 714 GtC pour le charbon, 365 GtC pour le pétrole et 200 GtC pour le gaz. Mais environ 1040 GtC seulement en seraient émises de 1870 à 2100, ce qui représente sensiblement moins que les émissions du RCP 4,5 (1250 GtC), et 1190 GtC de 1870 à 2200 (figure 73). D'après le tableau 12, les émissions futures correspondant aux réserves restant à produire seraient respectivement d'environ 870 GtC, dont 213 GtC pour le pétrole, 138 GtC pour le gaz et 519 GtC pour le charbon.

Combustible fossile	Pétrole	Gaz	Charbon	Total
Réserves ultimes (U), Gtep	420	330	650	1370
CO ₂ ultime, GtCO ₂ (GtC)	1340 (365)	730 (200)	2620(714)	4690 (1279)
Réserves encore à produire, Gtep	210	237	473	920
CO ₂ encore à produire, GtCO ₂ (GtC)	781 (213)	506 (138)	1903 (519)	3190 (870)

Tableau 15 : Réserves ultimes et réserves encore à produire de combustibles fossiles, en Gtep selon le scénario géologiquement le plus probable de l'ASPO, et émissions de CO₂ correspondantes, en GtCO₂ et GtC. Les coefficients de conversion sont de 3,1 tCO₂/t pour le pétrole, 2,4 tCO₂/t pour le gaz, et 4,1 tCO₂/t pour le charbon.

Le scénario RCP 8,5 est donc complètement irréaliste et devrait donc être supprimé des références du GIEC. Le scénario RCP 6 est très peu probable, mais compte tenu des incertitudes, en particulier sur les réserves ultimes de charbon, peut être à l'extrême rigueur pris comme la limite supérieure du possible.

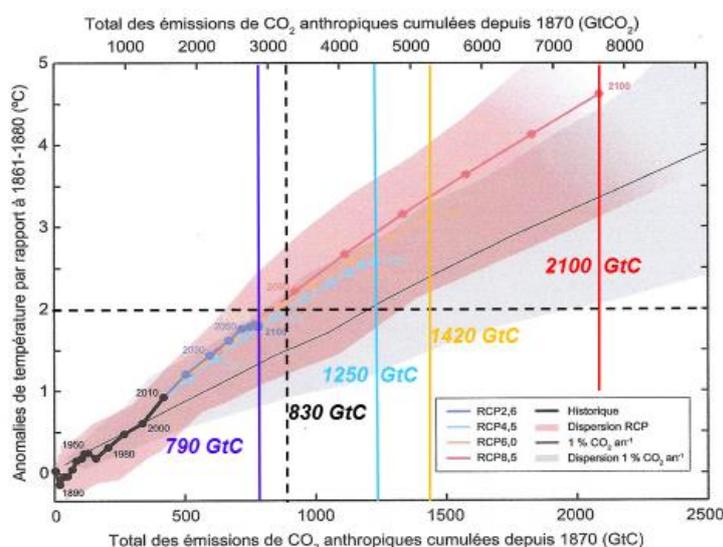


Figure 74 : Relation, selon le GIEC 2013 (Source : Changements climatiques 2013, les éléments scientifiques, Résumé à l'attention des décideurs, figure SPM 10), entre l'augmentation de température de la surface terrestre de 1870 à la fin du siècle et les

quantités de gaz carbonique d'origine anthropique qui auront été émises pendant cette période. Les quantités totales de gaz carbonique émises suivant les 4 RCP sont indiquées. Sont également indiquées, en pointillé, les quantités à ne pas dépasser pendant cette période pour rester sous les 2 °C d'augmentation de température.

Pour rester sous les 830 GtC fatidiques d'ici 2100, il faudrait certes un effort important, d'autant plus que les scénarios RCP 2,6 et 4,5 supposent l'arrêt total des émissions anthropiques de gaz carbonique, et que celles-ci ne se limitent pas à celles des combustibles fossiles^{*36}. Mais cet effort, qui devrait être d'une réduction de l'ordre de 210 GtC d'ici 2100 pour les combustibles fossiles si l'on suppose qu'ils continueraient à représenter comme maintenant 85 % des émissions totales de CO₂ anthropiques, reste dans les limites du raisonnable, ce qui ne serait pas le cas avec le scénario RCP 8,5.

****36 note :** L'essentiel des émissions autres que celles des combustibles fossiles sont dues à la déforestation et aux changements d'affectation des sols. Peut-on espérer qu'elles deviendront maintenant rapidement négligeables ?*

On voit tout de suite que, selon les estimations considérées comme géologiquement les plus probables par J. Laherrère, c'est le charbon qui avec environ 1900 Gt d'émissions à venir de CO₂ (520 GtC), soit 60 % des émissions des combustibles fossiles à venir si rien n'est fait, sera le risque principal pour le climat. C'est donc sur sa réduction qu'il faudrait faire porter en priorité l'effort. Or 90 % de la consommation de charbon est due actuellement à 11 pays, par ordre d'importance la Chine, les États-Unis, l'Inde, le Japon, la Fédération de Russie, l'Afrique du Sud, l'Allemagne, la Corée du Sud, la Pologne, l'Indonésie et l'Australie qui ont donc ici une responsabilité particulière. Il serait bon que la communauté internationale le leur rappelle énergiquement. Et il serait prudent d'organiser dans ces pays une diminution rapide de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité, qui représente maintenant 70 % de la consommation mondiale de charbon. Un moratoire sur la construction de nouvelles centrales à charbon est donc très souhaitable, mais à défaut une très forte augmentation du prix à payer pour émettre du gaz carbonique est nécessaire.

Mais il sera particulièrement difficile de convaincre ceux de cette liste dont le développement dépend pour l'instant en premier lieu de l'accroissement de cette consommation, Afrique du Sud, Chine, Inde, Indonésie. Il en est de même d'autres pays qui n'apparaissent pas sur cette liste, mais qui dépendent beaucoup du charbon, par exemple le Vietnam. Ils ne pourront pas trancher ce dilemme, tant qu'ils ne disposeront pas en quantité significative de substituts au charbon, nucléaire et énergies renouvelables, pour leur production d'électricité. Il sera aussi bien difficile de convaincre les gros exportateurs, Australie, Indonésie ou Colombie qui en tirent une source très appréciable de revenus.

Une possibilité très souvent évoquée est aussi d'équiper les centrales à charbon avec des dispositifs de captage et de stockage du gaz carbonique (CSC, en anglais CCS) : le gaz carbonique serait capté dans les fumées des centrales, puis stocké (séquestré) dans des structures géologiques susceptibles de le retenir pendant au moins un millier d'années. Mais la réalisation des CCS se heurte à de nombreux obstacles, dont en particulier le coût d'investissement, la baisse de rendement électrique des centrales ainsi équipées (il faudrait consommer environ 30 % de charbon en plus pour produire la même quantité d'électricité), et les réticences des populations à accepter les stockages géologiques (Durand 2011). Il est donc très douteux que les CCS puisse se développer de manière suffisamment rapide pour résoudre le problème posé !

6- Combustibles fossiles et santé publique

L'extrême focalisation des médias sur l'effet de serre et le nucléaire les conduit à occulter presque totalement les dangers directs de l'usage des combustibles fossiles. Les citoyens des pays occidentaux en sont donc restés peu ou prou aux récits d'Emile Zola et d'Upton Sinclair sur les dangers du travail dans les mines de charbon au 19^{ème} siècle et réalisent très peu la situation actuelle.

En fait, les combustibles fossiles n'ont jamais provoqué plus de dommages sanitaires qu'en ce début du 21^{ème} siècle, y compris en Europe.

Ces dommages peuvent être classés en deux grandes catégories : 1-les accidents et 2-les maladies, surtout bronco-pulmonaires et cardio-vasculaires, dues à la pollution de l'atmosphère par les produits de leur exploitation et de leur combustion :

Pour les accidents, à l'échelle mondiale l'ordre de grandeur d'une estimation récente ([Durand, 2014 a](#)) est de 10 000 morts par an dans les mines de charbon et leurs annexes, et de 5 000 morts par an dus au pétrole et au gaz naturel. Mais les premiers concernent surtout des professionnels, les mineurs de charbon, et cela essentiellement dans les mines souterraines des pays asiatiques grands producteurs, ainsi qu'en Russie et en Ukraine, où le niveau de sécurité est pour l'instant bien plus faible que dans les pays occidentaux. Peu de gens se sentent donc concernés en Occident. Par contre les seconds, dus à une grande variété d'accidents pendant l'exploitation, le transport, le raffinage, la distribution et l'utilisation, s'ils concernent aussi les professionnels, concernent encore bien plus les riverains des installations et les consommateurs. Les pays occidentaux sont moins touchés que les autres, mais le sont quand même beaucoup, environ le quart de la mortalité totale due à ces accidents dans le monde. Mais le peu d'intérêt des médias pour ces accidents au-delà de quelques jours, hormis quelques cas très spectaculaires, fait qu'ils sortent très rapidement de la mémoire collective.

Cela étant dit, les accidents représentent moins de 0,5 % de la mortalité attribuable aux combustibles fossiles, car l'essentiel en est dû en fait aux produits de leur combustion. Il en résulte en particulier une pollution de l'atmosphère par des particules très fines, mais aussi par des oxydes de soufre et d'azote et une variété d'autres produits toxiques, en particulier dans le cas des charbons des éléments dangereux à faible dose, tels que l'arsenic, le cadmium, le fluor, le mercure, le sélénium et le thallium. Cette pollution s'étend aux sols et aux eaux, avec des effets sur la faune et la flore, y compris les cultures. Elle est aussi responsable d'une dégradation des bâtiments.

Des données les plus récentes publiées par l'organisation mondiale de la santé (OMS), l'étude citée plus haut déduit que les produits de combustion des combustibles fossiles sont responsables de 3 à 4 millions de morts prématurées par an dans le monde, surtout par maladies pulmonaires et cardiovasculaires mais aussi par cancers, dont au moins la moitié due au seul charbon. Le plus lourd tribut est payé par les très gros consommateurs de charbon des pays asiatiques, au premier rang desquels la Chine et l'Inde.

A cela il faut ajouter la mortalité chez les mineurs de charbon entraînée par des maladies pulmonaires dues aux particules en suspension dans l'atmosphère des mines, au premier rang desquelles la silicose, environ 500 000 par an, surtout dans les pays grands producteurs de charbon par mines souterraines, Chine et Inde, mais aussi là encore Russie et Ukraine.

En Europe des 28, l'ordre de grandeur qui ressort des rapports récents de la Commission Européenne est de 300 000 à 350 000 morts prématurées par an, principalement du fait de l'usage du fuel par le secteur résidentiel et tertiaire^{*37} et de celui du diesel par les véhicules, ainsi que de l'usage du charbon, hard coal ou lignite, très utilisés en particulier pour la production d'électricité dans un certain nombre de pays européens, dont en particulier l'Allemagne, le Danemark, la Grèce, la Pologne, la Roumanie et la Tchéquie.

** 37 note : signalons aussi à ce propos le danger des émissions atmosphériques du chauffage au bois, en particulier quand il est utilisé dans des cheminées à foyer ouvert, ainsi que sans filtre électrostatique ce qui est pratiquement partout le cas en France.*

Il faut cependant relativiser ces chiffres, car il ne s'agit pas de morts rapides comme lors des accidents, mais de morts prématurées, en fait une diminution de l'espérance de vie dans les populations affectées par rapport aux populations non affectées (Durand, 2014 b). Mais cette diminution peut être de l'ordre d'une dizaine d'années pour une partie très notable des populations affectées.

Conclusion

S'ils ont tous la même origine, c'est-à-dire une «fuite» du cycle biologique du carbone vers le cycle sédimentaire, les accumulations exploitables (les gisements) de combustibles fossiles n'en sont pas moins d'une grande variété et d'une grande complexité, selon la nature de la biomasse qui leur a donné naissance, les conditions physico-chimiques de leur formation et la géologie de leur réservoir. Les géologues des combustibles fossiles savent cependant maintenant démêler les fils de leurs histoires complexes et modéliser leur formation.

Ce tour d'horizon a permis de se faire une idée de la nature des différentes catégories de combustibles fossiles, et des mécanismes de formation de leurs gisements. Il a permis également d'en acquérir une vision d'ensemble. Celle-ci permet une meilleure compréhension des possibilités qu'ils offrent pour la production d'énergie, et des enjeux qui leur sont attachés.

De même qu'un organisme vivant ne peut subsister sans l'énergie qu'il tire de ses aliments, aucune société humaine ne peut subsister sans le flux d'énergie primaire qu'elle prélève sur des sources naturelles. Et ce flux d'énergie doit être d'autant plus grand que la masse des biens matériels qu'elle produit est importante.

A l'heure actuelle, le flux d'énergie primaire qui donne vie à ces sociétés est constitué à plus de 80 % par l'énergie tirée des combustibles fossiles. Les consommateurs et les économistes ne veulent s'intéresser qu'à leurs prix, qui ont certes une grande importance dans la vie de tous les jours. Mais c'est pour envisager l'avenir un exercice assez vain, étant donnée l'impossibilité dûment constatée de les prédire même à court et moyen terme. Cela détourne l'attention de ce qui, à cause de la si grande importance des combustibles fossiles, en particulier du pétrole, dans la marche actuelle de l'économie des pays industrialisés, est en réalité pour eux l'enjeu majeur de ce siècle : Leur disponibilité future.

L'analyse qui est faite ici montre qu'il y a lieu de s'en préoccuper très sérieusement, à commencer par le pétrole : La production mondiale de pétrole brut conventionnel, le moins cher en moyenne à produire, et qui fournit encore pour l'instant les trois-quarts de l'approvisionnement en pétrole dit «tous liquides», provient pour l'essentiel d'un petit nombre de très gros gisements découverts pour la plupart entre 1950 et 1980. Elle

a commencé à décliner en 2005-2006. Par contre, du moins en volume, la production mondiale totale de pétrole tous liquides a continué d'augmenter : C'est grâce aux liquides de gaz naturel (condensats, et liquides d'usines de gaz naturel, LGUN), en réalité extraits du gaz, ainsi qu'à des pétroles plus coûteux en moyenne à produire que les pétroles conventionnels : pétroles non conventionnels (huiles extra-lourdes et bitumes, pétroles de roche-mère (de schistes)) et accessoirement synfuels (biocarburants, GTL, CTL). Mais sans les pétroles de roche-mère (de schistes) Nord-américains, elle n'aurait pratiquement pas augmenté depuis 2011. Il est cependant douteux, étant donné le déclin progressif de l'énergie contenue par unité de volume de la production de pétrole tous liquides, et la quantité croissante d'énergie utilisée à cette production, que la quantité nette d'énergie mise ainsi à la disposition de la société mondiale ait en fait augmenté depuis cette date.

Les optimistes, souvent des économistes, mais aussi la plupart de ceux qui s'expriment pour les grandes compagnies pétrolières, disent que la créativité technologique qui caractérise l'espèce humaine, et les augmentations supposées inéluctables à terme des prix de marché, permettront encore d'importantes découvertes de pétrole conventionnel, un accroissement du taux de récupération de celui-ci, ainsi qu'un accroissement des productions de pétroles non conventionnels (huiles extra-lourdes et pétroles de roche-mère), de liquides de gaz naturel (condensats et LGUN) et de synfuels (biocarburants, GTL, CTL), et qu'au total tout cela sera très longtemps encore largement suffisant non seulement pour compenser, comme cela se passe encore pour l'instant, le déclin des gisements actuellement exploités de pétrole conventionnel, mais aussi pour entraîner une augmentation substantielle de l'approvisionnement mondial en pétrole tous liquides. Pour eux, la «success story» des pétroles de roche-mère d'Amérique du Nord s'étendra tout naturellement au monde entier. C'est le point de vue des optimistes qui est actuellement véhiculé par les médias, ancrant ainsi l'opinion dans l'idée qu'il n'y a aucun souci à se faire pour au moins une génération.

Les pessimistes, le plus souvent des géologues pétroliers, c'est-à-dire rappelons-le ceux qui connaissent le mieux la réalité du terrain, font observer que le déclin des réserves 2 P restantes de pétrole brut conventionnel va s'accélérer malgré les découvertes, et que les pétroles non conventionnels sont en moyenne des pétroles chers dont l'économie mondiale ne pourra pas supporter indéfiniment les prix. Nul doute qu'il existe des quantités très importantes de pétrole et de gaz restés piégés dans leur roche-mère. Mais leurs réserves, c'est-à-dire leurs quantités réellement exploitables, sont très mal définies et les investissements pour les produire seront très lourds. En ce qui concerne le pétrole de roche-mère (de schistes), au-delà de son déclin actuel pour cause de prix du pétrole suffisamment rémunérateur, ils prévoient son déclin pour des raisons géologiques aux Etats-Unis dans peu d'années. L'extension de la «success story» américaine à l'échelle mondiale n'a toujours pas eu lieu malgré les annonces incessantes des optimistes. Ils rappellent à ce propos que le succès des Etats-Unis repose aussi, par comparaison avec d'autres pays ayant comme eux une géologie favorable, sur une infrastructure très développée et une industrie pétrolière exceptionnellement puissante et réactive et de grand savoir-faire, épaulée par un système bancaire accommodant. Il repose aussi sur les particularités du code minier de ce pays, le seul au monde à donner la propriété du sous-sol au propriétaire du sol. Celui-ci a donc un intérêt à l'exploitation, ce qui n'est pas le cas ailleurs. Dans de nombreux pays existent aussi de gros obstacles politico-économiques à ces exploitations, et dans bien des cas une forte opposition des associations environnementales.

D'autre part, ils soulignent que ce n'est pas tant l'importance des réserves que la vitesse possible de leur mise en production qui règle les performances de l'économie mondiale d'une année à l'autre : sur l'instant, le débit du carburateur d'une voiture est plus important pour régler sa vitesse que le volume de son réservoir, et pour l'assoiffé le débit possible du robinet est plus important que le volume du tonneau ! Presque tous prédisent vers 2020 un maximum (pic) de la production possible du pétrole tous liquides, ou au mieux un plateau aux alentours de 100 Mb /j de 2020 à 2030 environ.

La situation s'analyse de la même façon pour le gaz naturel, avec un décalage d'une dizaine d'années : Le pic du gaz naturel aurait lieu vers 2030. Certains disent là aussi que le gaz de roche-mère (de schistes) améliorera sensiblement cette perspective, grâce au progrès technologique, à une amélioration de son modèle économique, et à son extension à l'échelle mondiale. Et semble-t-il, les possibilités sont ici plus ouvertes que pour le pétrole.

Pétrole et gaz de schistes (de roches-mères) sont donc en fait la dernière frontière pour l'industrie mondiale du pétrole et du gaz. Mais il faudrait une augmentation très rapide et très importante de leur production pour compenser dans les années qui viennent le déclin attendu du pétrole conventionnel. Or la production des Etats-Unis, la seule significative actuellement, semble déjà atteindre ses limites, et personne ne semble pouvoir dire actuellement précisément quels pays sont susceptibles de les relayer.

Quant au charbon, les affirmations courantes selon lesquelles il pourra assurer sans problème la consommation énergétique d'une humanité sans cesse plus riche pendant au moins les deux siècles à venir reposent beaucoup plus sur des «convictions» que sur des modélisations physiques. Ces convictions sont à l'heure actuelle de plus en plus ébranlées. **Heinberg et Fridley 2010** pensent par exemple que les réserves ultimes, c'est-à-dire les quantités totales vraiment récupérables, sont bien plus faibles qu'annoncées, et que la réalité est en train de nous rattraper. **Rutledge, 2011** le confirme, par des études «postmortem» sur des bassins charbonniers actuellement pratiquement épuisés, et dont les réserves ultimes avaient initialement été en fait considérablement surestimées par rapport à la réalité de la production ultérieure. C'est en particulier le cas pour le charbon du Royaume-Uni, carburant initial de la Révolution Industrielle. Selon Rutledge, à l'échelle de la planète environ 90 % des réserves ultimes de charbon auront été extraites en 2070. Selon Laherrère, le pic mondial du charbon serait atteint vers 2035 ou 2040. Mais cela pourrait bien être plus tôt, car il semblerait bien que la Chine, de très loin le premier producteur mondial de charbon, soit en train d'atteindre son pic (**D.Fridley, 2012**). Et selon Laherrère, le pic chinois aurait même eu lieu en 2013 ! Mais à l'échelle mondiale, les incertitudes sont pour le charbon plus importantes que pour le pétrole et le gaz.

La pyrolyse des schistes bitumineux, la gazéification souterraine du charbon et l'exploitation des hydrates de gaz sont des pistes souvent évoquées pour faire perdurer notre approvisionnement en combustibles fossiles, mais on est encore bien loin de pouvoir passer au stade industriel massif, et encore faudra-t-il dominer leurs inconvénients environnementaux. Ces ressources resteront sans doute encore pendant ce siècle des « ressources du futur », comme elles le sont actuellement.

Ces analyses ne procèdent bien sûr pas d'une science exacte : nous avons vu les grandes incertitudes et les larges désaccords qui existent sur les estimations des réserves restantes de combustibles fossiles et sur celles de leurs vitesses de production futures. On peut toujours espérer des découvertes inattendues de gisements de type encore inconnu, ou des révolutions technologiques. Et il faut sans aucun doute

perfectionner les analyses et les modèles avec lesquels on cherche à prédire les productions possibles dans le futur, mais aussi créer les modèles économiques permettant de relier ces productions à la marche de l'économie. Il est d'ailleurs très étonnant, étant donné l'importance majeure du sujet pour l'équilibre mondial, que si peu de moyens y soient pour l'instant consacrés par les économistes.

Mais il faut raisonner en probabilité : celle d'un début du déclin de l'offre possible totale à l'échelle mondiale de l'énergie primaire fournie par les combustibles fossiles d'ici 2025-2030 est forte, tout comme l'est celle d'un accroissement de sa demande sous l'effet de la poussée démographique et de l'aspiration de populations très nombreuses à plus de bien-être. Cela laisse présager bien des turbulences dans l'économie et de la société mondiale et peut-être même une crise de civilisation dans les pays industrialisés, tant est grande l'importance des combustibles fossiles dans leur structure et leur fonctionnement.

Les émissions futures de gaz carbonique dues à l'usage des combustibles fossiles sont des données d'entrée essentielles des modèles climatiques. Sans pour autant remettre en cause la base physique de ces modèles, on peut douter de la qualité des estimations de ces émissions qui ont été jusqu'à présent utilisées par le GIEC, car elles n'ont pas été faites sur des bases physiques et géologiques, mais politico-économiques. Pour la plupart elles anticipent une croissance continue des émissions dues aux combustibles fossiles, donc des productions de ceux-ci, au cours de ce siècle. Or c'est très improbable comme on l'a vu. Cela est très dommageable pour la définition des politiques publiques de protection du climat, qui utilisent ces estimations. Parmi les scénarios « Representative Concentration Pathways (RCP) », qui sont les plus populaires actuellement, le scénario RCP 8,5 est irréaliste et le scénario RCP 6 très improbable. Le scénario géologiquement le plus probable devrait se situer un peu sous le RCP 4,5 et cela représenterait suivant les critères du GIEC une augmentation de température de 1870 à 2100 comprise entre 2 et 3 °C. C'est encore bien trop selon beaucoup de climatologues, qui recommandent de ne pas dépasser les 2°C, sinon même 1,5 °C, mais les efforts nécessaires pour satisfaire ces critères sont bien sûr bien moins importants qu'avec des scénarios tels que le scénario RCP 6 et encore plus le RCP 8,5, présenté trop souvent par les médias comme étant l'avenir si nous ne faisons rien !

En définitive, plus que la consommation de pétrole ou de gaz, c'est la consommation de charbon qui représente, si l'on retient les critères des climatologues, la principale menace pour le climat. Sa production est actuellement en augmentation et il sera d'ici peu d'années redevenu comme pendant le 19^{ème} siècle et pendant le 20^{ème} siècle jusqu'en 1965, la principale source d'énergie primaire de l'humanité. C'est aussi celui des combustibles fossiles dont le pic, en l'absence de contraintes autres que géologiques, semble devoir être le plus tardif. Si aucune autre contrainte ne lui est imposée, comme c'est actuellement le cas, 60 % environ des émissions encore à venir de gaz carbonique des combustibles fossiles pourraient lui être dues.

Les grands consommateurs de charbon (figure 74), ont ici une grande responsabilité, car ce sont eux qui peuvent en fait le plus contraindre les évolutions climatiques à rester dans des limites considérées comme acceptables, en restreignant fortement leur consommation de charbon. Mais le développement de certains d'entre eux, Afrique du Sud, Chine, Inde, Indonésie, dépend actuellement en premier lieu de l'accroissement de cette consommation. Il en est de même d'autres pays en développement qui n'apparaissent pas sur cette liste, comme par exemple le Vietnam et d'autres pays du

Sud-Est Asiatique. Ils ne pourront pas trancher ce dilemme, tant qu'ils n'auront pas développé suffisamment les substituts au charbon dans la production d'électricité (nucléaire, énergies renouvelables...), ou les installations de stockage géologique (CSC pour captage et stockage du carbone, en Anglais CCS) du gaz carbonique produit par sa combustion ^{*38}.

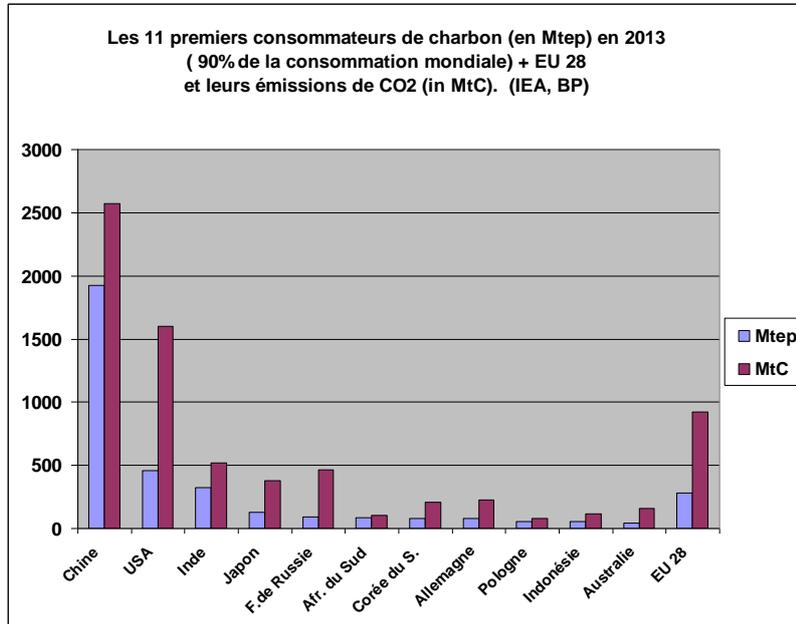


Figure 75 : les 11 premiers consommateurs mondiaux de charbon (en Mtep) en 2013 et l'EU 28, et leurs émissions de CO₂ (en MtC contenues).

En effet la principale utilisation du charbon, environ 70 % en masse de sa production actuellement, est la production d'électricité. La figure 76 montre pour les dix plus gros producteurs d'électricité du monde, les grandes différences d'émissions de CO₂ associées à cette production qui existent d'un pays à l'autre. La France est de ces pays celui dont la production d'électricité émet le moins de CO₂ par kWh produit: elle le doit à l'importance du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix électrique. On observe entre autres qu'elle émet actuellement environ 8 fois moins de CO₂ par kWh d'électricité produite que l'Allemagne ou les Etats-Unis, 12 fois moins que la Chine et 18 fois moins que l'Inde!

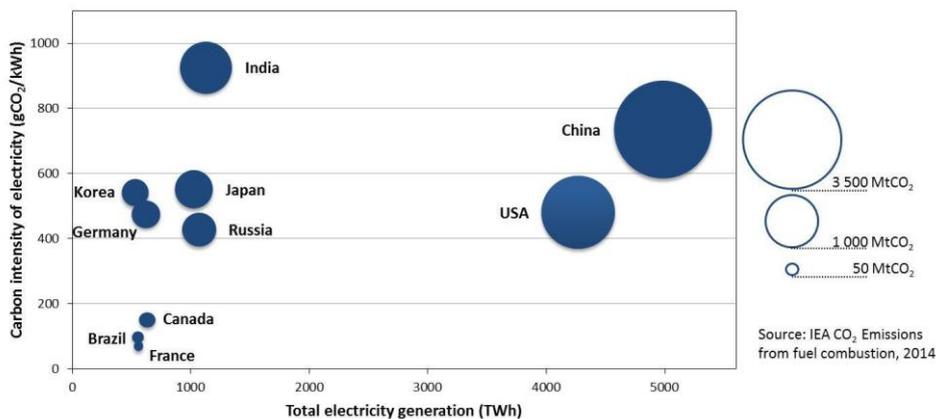


Figure 76 : Emissions de CO₂ totales et par kWh de la production électrique des dix premiers producteurs d'électricité mondiaux en 2014 et importance de leur production. Source: Agence internationale de l'énergie (AIE, IEA),

<https://www.iea.org/newsroomandevents/graphics/2015-04-28-carbon-emissions-from-electricity-generation-for-the-top-ten-producer.html>

Le problème climatique deviendrait donc moins préoccupant si ces grands producteurs d'électricité décidaient enfin de suivre la voie déjà prise depuis longtemps par des pays comme la France, la Suède et la Suisse, dont la production d'électricité fait maintenant très peu appel au charbon et plus généralement aux combustibles fossiles, mais essentiellement au nucléaire et à l'hydraulique. Ils en ont pour la plupart déjà les moyens techniques. Le principal obstacle est d'ordre psychologique, puisqu'il s'agit de la peur d'un grand accident nucléaire.

Le charbon est aussi celui des combustibles fossiles, et même de toutes les sources d'énergie primaire utilisées par l'homme, qui représente de très loin le danger le plus important pour la santé publique, plus particulièrement du fait de la pollution atmosphérique par les particules fines, les oxydes de soufre et d'azote, et des rejets d'autres éléments nuisibles, entre autres arsenic, cadmium, fluor, mercure, sélénium, thallium... qu'entraîne son usage. On parle là d'un ordre de grandeur de 2 millions de morts prématurées par an, surtout dans les pays grands consommateurs d'Asie, mais l'Europe n'est pas à l'abri ! Ce danger pourrait être considérablement réduit s'il y avait à ce sujet une véritable prise de conscience induisant des mesures de protection bien plus efficaces que les actuelles. La focalisation extrême des médias sur l'effet de serre, les énergies renouvelables et le nucléaire ne la favorise pas pour l'instant. Un grave malentendu a ainsi été créé dans l'opinion publique, qui n'entend parler que des risques créés par les émissions de gaz à effet de serre, qui ne tuent pas, et de ceux du nucléaire, qui au bilan a tué fort peu, mais guère des risques créés par l'utilisation du charbon, qui lui tue énormément. Même des rapports alarmants de Greenpeace ([Greenpeace, 2009, 2013](#)) et plus récemment d'un groupe d'ONG ([WWF et al., 2016](#)) n'ont guère eu d'échos dans les médias français, qui d'habitude font toujours une large place à ces associations !

Cependant depuis quelques années, le risque qu'entraîne la pollution par les particules fines commence cependant à être évoqué de plus en plus souvent ([Durand, 2014 b](#)).

La France, qui n'a quasiment plus de production de combustibles fossiles sur son sol, doit les importer. S'agissant du pétrole, celui des combustibles fossiles qui connaîtra le premier son déclin, les quantités de pétrole tous liquides produites dans le monde augmenteront peut-être encore en volume à un rythme lent pendant quelques années encore, mais pas en quantité d'énergie mise à la disposition de la société mondiale, du fait non seulement de la décroissance progressive de l'énergie volumique moyenne des constituants de ce pétrole tous liquides, mais aussi de la diminution de plus en plus rapide des taux de retour énergétiques de l'industrie pétrolière.

Mais aussi les volumes de pétrole mis sur le marché mondial, actuellement à peu près la moitié de la production totale, tendent déjà à diminuer du fait de la consommation intérieure croissante des pays exportateurs (figure 77). A moins que ces derniers ne décident très rapidement des efforts considérables d'économie et/ou d'utilisation de substituts (par exemple nucléaire à la place de fuel pour leur production d'électricité comme la France l'a fait après les chocs pétroliers), cette tendance va s'accroître ! Cela menace en premier lieu les pays dépourvus de réserves sur leur sol comme le sont la plupart des pays européens, dont bien sûr la France.

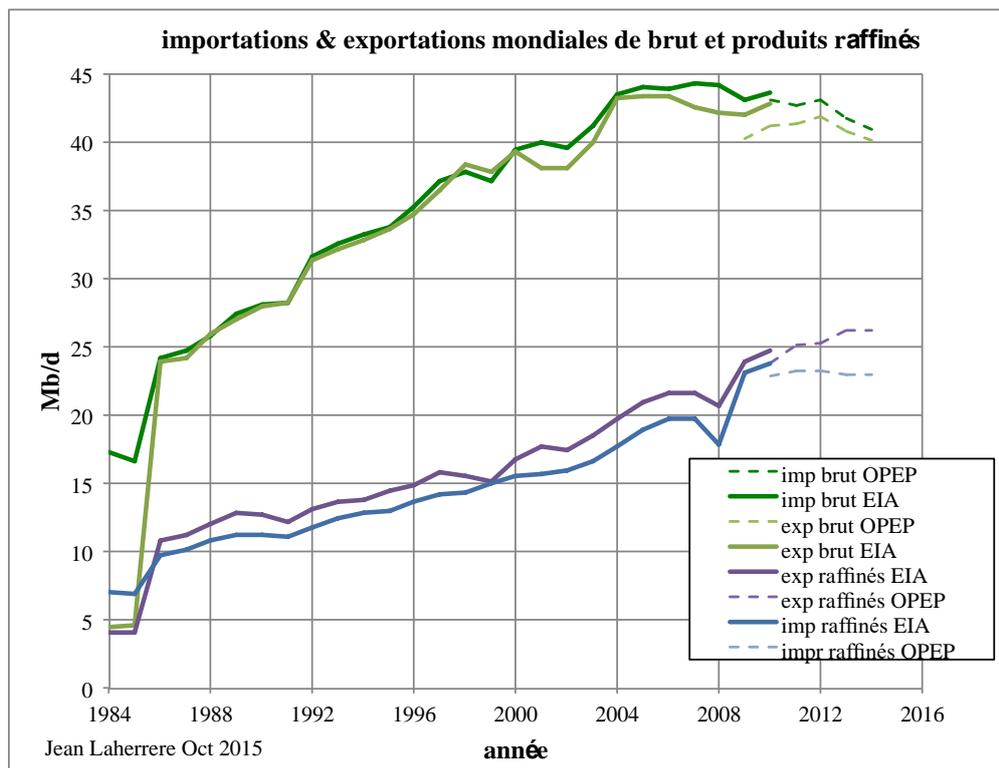


Figure 77 : Evolution des exportations et importations de pétrole brut depuis 1984, selon l'EIA jusqu'en 2010 et selon l'OPEP de 2010 à 2014 : elles sont en déclin depuis 2008. On voit aussi sur cette figure l'évolution des imports-exports de produits raffinés. Noter que les pétroles non-conventionnels ne représentent que peu de chose dans le commerce mondial, et que ces courbes pour le pétrole brut, concernent donc essentiellement le pétrole brut conventionnel : celui-ci représente donc l'essentiel des imports-exports.

Du fait de leur poids considérable dans le fonctionnement des sociétés industrielles et par leur potentiel de modification du climat, ce sont les évolutions futures des productions de combustibles fossiles qui donneront par nécessité le tempo de la transition énergétique dont on parle tant en ce moment.

Or la probabilité est forte que la quantité totale d'énergie qu'ils pourront mettre chaque année à la disposition de l'humanité, toutes sources étant additionnées, commence à décliner vers 2025. Compte-tenu de l'augmentation de l'augmentation de la population mondiale, ce déclin sera encore plus fort par habitant de la planète.

Etant donné l'étroite relation qui existe actuellement entre la disponibilité des combustibles fossiles et la marche de l'économie mondiale, et quand on se souvient des dégâts provoqués sur celle-ci par les chocs pétroliers de 1973 et 1979, les conséquences qu'aurait un déclin rapide, irréversible et si rapproché dans le temps, des quantités d'énergie que nous pouvons tirer de l'ensemble des combustibles fossiles sont potentiellement catastrophiques. Elles ne peuvent être aménagées, étant donné la grande inertie des systèmes industriels, que si des contre-mesures très fortes sont prises dès maintenant. Notons aussi que la hiérarchie des nations industrielles en serait changée, celles ayant encore des réserves importantes de combustibles fossiles

pouvant faire face plus longtemps que celles n'en ayant pas ou plus. Dans un tel contexte, la plupart des pays d'Europe, dont la France, sont particulièrement menacés.

Tout cela devrait donc très fortement interpeller l'opinion et les décideurs.

Pourtant, de façon très surprenante, la question des combustibles fossiles n'a même pas été évoquée en France lors du récent Débat national sur la transition énergétique, qui a consisté essentiellement en un débat sur la seule électricité (Durand, 2013), alors que celle-ci ne représente en France que moins du quart de la consommation d'énergie finale (celle qui parvient jusqu'au consommateur).

Avec une consommation de combustibles fossiles qui ne représente qu'environ 1% de la consommation mondiale, la France n'est guère en position de peser sur leurs marchés. La politique énergétique la plus sage qu'elle puisse suivre est sans doute d'anticiper leur déclin, en premier lieu celui du pétrole, pour accompagner ce déclin plutôt que d'avoir à le subir passivement. La priorité de cette politique devrait donc être de chercher les moyens de s'adapter à une diminution forcée et durable de notre approvisionnement en pétrole. A tout le moins, l'hypothèse d'une diminution progressive de notre approvisionnement en pétrole d'ici peu d'années devrait être prise rapidement en considération, et ses conséquences étudiées de près par les économistes.

Mais une politique d'anticipation ne pourra guère être mise en place sans une très forte détermination: Elle rencontrera en effet de grandes résistances qui seront le fait non seulement de groupes catégoriels ayant intérêt ou trouvant de la facilité au statu quo, ou d'«optimistes» convaincus de l'inexistence du problème, mais bien sûr aussi de raisons physiques, car se passer de pétrole sera très malaisé: Le pétrole est littéralement devenu, en particulier depuis la deuxième guerre mondiale, le sang des sociétés industrielles, à cause de la facilité et de la variété de ses usages, de son rôle déterminant dans les transports, et de son faible coût d'accès. Même pendant les années récentes de prix élevés, le prix du litre de carburant est resté en France de l'ordre de celui du litre d'eau minérale! Il a aussi des utilisations pour lesquelles il semble impossible actuellement de lui trouver des substituts de façon très significative: agriculture, travaux publics, transport aérien, pétrochimie... Le risque est donc grand que les «décideurs» décident d'attendre et de voir venir plutôt que d'affronter ces difficultés.

Pourtant, en ce qui concerne les principales utilisations du pétrole, le transport routier des personnes et des marchandises et le chauffage, beaucoup des instruments techniques nécessaires existent déjà:

- Pour les transports routiers: véhicules à faible consommation de carburants et/ou électriques, électrification des transports en commun. Observons au passage que la France bénéficie dans le domaine de la mobilité électrique d'un atout considérable, puisque contrairement à la plupart des pays sa production d'électricité n'utilise que très peu de combustibles fossiles.

- Pour le chauffage: meilleure isolation thermique des bâtiments, récupération de la chaleur du sol au moyen de pompes à chaleur (PAC), chauffe-eau solaire, chauffage au bois..., venant en substitution du fuel domestique, mais aussi du gaz, dont l'espérance de vie ne semble pas devoir être beaucoup plus grande que celle du pétrole si la «success story» du gaz de schistes aux Etats-Unis ne se transmet pas au reste du monde. *39

Reste cependant à développer vraiment ces techniques au niveau nécessaire à un déploiement rapide en cas de crise.

Cette politique serait aussi bien plus efficace non seulement pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi pour améliorer la balance commerciale française qui souffre beaucoup du poids des importations de combustibles fossiles, que la politique actuelle de développement à marche forcée de l'électricité éolienne et solaire photovoltaïque*⁴⁰ qui semble être pour l'instant l'axe principal de la «transition énergétique» en France.

* 38 note : le développement du CSC à l'échelle mondiale est une piste très souvent présentée comme une des principales techniques qui permettra d'éliminer pendant le temps nécessaire (1000 ans ?) les émissions de CO₂ du charbon, et plus généralement des combustibles fossiles. Mais son développement est fort lent au regard des quantités nécessaires, et entravé non seulement par d'importantes difficultés techniques, mais aussi par la méfiance populaire (voir par exemple (<http://www.sauvonsleclimat.org/documentsslchtml/etudeshtml/captage-et-stockage-du-gaz-carbonique-csc/35-fparticles/827-captage-et-stockage-du-gaz-carbonique-csc.html>)

* 39 note : pour cela il faudrait déjà au minimum modifier les codes miniers, pour que les propriétaires du sol soient associés aux bénéfices des exploitations, et cela est bien peu probable à court terme.

* 40 note : en effet, éolien et solaire photovoltaïque produisent certes une électricité « décarbonée », mais cela n'a guère d'intérêt en soi pour la France, dont l'électricité émet déjà très peu de CO₂ par kWh produit (figure 76). Si l'objectif est vraiment de lutter contre les émissions de CO₂, ce n'est donc pas sur la production d'électricité qu'il faut faire porter l'effort, mais sur les secteurs fortement émetteurs comme les transports et le chauffage. De plus les matériels nécessaires à l'éolien et au solaire PV sont presque entièrement importés, ce qui dégrade notre balance commerciale au lieu de l'améliorer.

Bibliographie

- Alpern, B., 1980. Pétrographie du kérogène. *In : Kerogen, insoluble organic matter from sedimentary rocks*, B.Durand ed., Editions Technip, Paris, 339-383.
- Aucott, M. L., Melillo, J. M., 2013. A preliminary energy return on investment analysis of natural gas from the Marcellus shale. *Journal of Industrial Ecology*, 17 (5), 668-679.
- Ayres, R., 1998. *Turning Point : An End of the Growth Paradigm*. Earth Scan, 1998 - Business and Economics, London, 258 p.
- Ballerini, D., 2006. *Les biocarburants, état des lieux, perspectives et enjeux de développement.*, Editions Technip, Paris, 348 p.
- Bauquis, P-R., Bauquis,E., 2004 . *Comprendre l'avenir, pétrole et gaz naturel*, Editions Hirlé, Strasbourg, 149 p.
- Bauquis, P-R., 2014. *Parlons gaz de schiste en 30 questions*. Doc'en poche, La documentation Française, Paris, 94 p.
- Belin, S., 1992. Distribution microscopique de la matière organique disséminée dans les roches-mères. Technique d'étude. Interprétation des conditions de dépôt et de diagenèse, thèse de doctorat de l'Université d'Orsay, 371 p.
- Bonijoly, M. et al., 1982: A possible mechanism for natural graphite formation. *International Journal of Coal Geology*, 1(4), 263-362.

Bordenave, M.L., 1993. The sedimentation of organic matter. *In: Applied Petroleum Geochemistry*, M.L.Bordenave ed., Editions Technip, Paris, 15-73.

Boy de la Tour, X., 2004 : *Le pétrole, au-delà du mythe*. Editions Technip, Paris

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2013. Energy Study 2013, reserves, resources and availability of energy resources (17), Hannover, 112 p.

Burrus, J., 1997. Contribution à l'étude du fonctionnement des systèmes pétroliers, apport d'une modélisation bidimensionnelle, thèse de doctorat en sciences, spécialité hydrologie et hydrogéologie quantitative, tome 2, Ecole des Mines de Paris, 346 p.

Campbell, C., Laherrère, J., 1998. The End of Cheap Oil : global production of conventional oil will begin to decline sooner than most people think, probably within 10 years. *Scientific American*, March 1998, 78-83.

Capen, E.C., 1996. A Consistent Probabilistic Definition of Reserves. *SPE Res Eng* 11 (1), 23–28. SPE-25830-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/25830-PA>.

Caruana, J., 2016. Credit, commodities and currencies. Lecture at the London School of Economics and Political Science, London, 5 February 2016. <https://www.bis.org/speeches/sp160205.pdf>

Charlez, P.A., 2016. Geopolitics of Unconventional Resources outside North America. Communication SPE-181405-MS à la Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition Dubai, UAE, 26–28 September 2016. <https://www.google.fr/search?q=Geopolitics+of+Unconventional+Resources+outside+North+America&oq=Geopolitics+of+Unconventional+Resources+outside+North+America&aqs=chrome..69i57&sourceid=chrome&ie=UTF-8> .

Chavanne, X., 2015 a. Définition des hydrocarbures de pétrole et gaz. <http://aspofrance.viabloga.com/files/DefHClong-XCmrs15.pdf> .

Chavanne, X., 2015 b. L'efficacité de la filière pétrolière. <http://aspofrance.viabloga.com/files/EffEnergieFilierePetrole-XCjuin15.pdf>

Chavanne, X., 2016. Production des pétroles naturels 2000-2025 <http://aspofrance.org/files/PetrolesNaturels-XCjuin16.pdf>

Connan, J., 1984 : Biodegradation of crude oils in reservoirs. *In : Advances in petroleum geochemistry*, J.Brooks&D.H.Welte Eds., Academic Press, London, 299-335.

Cossé, R., 1989. *Le Gisement*. Editions Technip, Paris

Craig, J., 2015 : Global Climate, the Dawn of Life and the Earth's Oldest Petroleum Systems. Société géologique de France, Paris, Novembre 2015 http://geosoc.fr/adherent/s-inscrire/cat_view/109-conferences/115-2015/116-les-roches-meres-petrolieres.html

Daian, J-F., 2010. Equilibre et transferts en milieux poreux I- Etats d'équilibre. 183 p. <hal-00452876v1>

Demaison, G.J. and Moore, G.T., 1980. Anoxic environments and oil source bed genesis, *Bull.Am.Assoc.Petr.Geol.*, 64, 1179-1209.

Durand B. et al., 1980: *Kerogen, insoluble organic matter from sedimentary rocks*, Editions Technip, Paris, 519 p.

Durand.B., 1987 : Du kérogène au pétrole et au charbon : les voies et les mécanismes des transformations des matières organiques sédimentaires au cours de l'enfouissement. *Mém. Soc. géol. France*, N.S., 151, 77-95.

Durand, B., 2003. A History of Organic Geochemistry. *Oil&Gas Science and Technology-Rev.IFP*, 58(2), 204-231.

Durand, B., 2007. *Energie et environnement: les risques et les enjeux d'une crise annoncée*, EDP Sciences, 324 p.

Durand, B., 2009. *La Crise pétrolière, analyse des mesures d'urgence*, EDP Sciences, 283 p.

Durand, B., 2011 : Captage et stockage du gaz carbonique.

<http://www.sauvonsleclimat.org/documentsslhtml/etudeshtml/captage-et-stockage-du-gaz>

[carbonique-csc/35-fparticles/827-captage-et-stockage-du-gaz-carbonique-csc.html](http://www.sauvonsleclimat.org/documentsslhtml/etudeshtml/captage-et-stockage-du-gaz-carbonique-csc.html)

Durand, B., 2013 : Les combustibles fossiles, grands oubliés du Débat national sur la transition énergétique (DNTE). Conférence du 12 Décembre 2013 au Collège de France. http://aspofrance.viabloga.com/files/BD_Fossiles_DNTE2013.pdf.

Durand, B., 2014 a. Les dangers des combustibles fossiles (autres que l'effet de serre). <http://www.sauvonsleclimat.org/universite-dete-2014-bordeaux/>

Durand, B., 2014 b. Les risques de la pollution atmosphérique pour la mortalité prématurée. Comparaison avec ceux du tabac et ceux de la radioactivité. <http://www.sauvonsleclimat.org/les-risques-de-la-pollution-atmospherique-pour-la-mortalite-prematuree-comparaison-avec-ceux-du-tabac-et-ceux-de-la-radioactivite/35-fparticles/1681-les-risques-de-la-pollution-atmospherique-pour-la-mortalite-prematuree-comparaison-avec-ceux-du-tabac-et-ceux-de-la-radioactivite.html>

Fridley, D. et al., 2012 . Review of China's Low-Carbon City Initiative and Developments in the Coal Industry . Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

[file:///C:/Users/Utilisateur/Downloads/Fridley%20et%20al,%20Low%20Carbon%20and%20Coal%20Report,%20LBNL,%202012%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Utilisateur/Downloads/Fridley%20et%20al,%20Low%20Carbon%20and%20Coal%20Report,%20LBNL,%202012%20(1).pdf)

N.Gagnon, Charles A.S. Hall* and Lysle Brinker, 2009. A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production, *Energies*, 2(3), 490-503; doi:[10.3390/en20300490](https://doi.org/10.3390/en20300490)

Georgescu-Roegen, N., 1971. The Entropy Law and the Economic Problem. Traduction française : la loi de l'entropie et le problème économique. *In : La Décroissance*, Nicholas Georgescu-Roentgen. Editions Sang de la Terre 2011. 302 p.

Giraud, G., Kahraman, Z., 2014. How Dependent is Growth from Primary Energy? The Dependency ratio of Energy in 33 Countries (1970-2011). Documents de travail du Centre d'Economie de la Sorbonne 2014.97 - ISSN : 1955-611X. 2014. [<halshs-01151590>](https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-01151590)

Greenpeace, 2009 : le véritable coût du charbon.

<http://www.greenpeace.org/france/PageFiles/266537/le-veritable-cout-du-charbon.pdf>

Greenpeace, 2013: Silent Killers : WHY EUROPE MUST REPLACE COAL POWER WITH GREEN ENERGY.

<http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Silent-Killers/>

Hall, C., Lambert, J. et Balogh, S., 2014 : EROI of different fuels and the implications for society. *Energy Policy*, 64, 141–152

Heinberg, R. and Fridley, D., 2010 : The End of Cheap Coal. *Nature* 468, 367-369

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), AR 5, 2013 : Working Group III-Mitigation of Climate Change, December 2013, Chapter 7, 57-58

Hovland, M. and Irwin, H., 1992 . Habitat of methanogenic carbonate cemented sediments in the North Sea. *In : Bacterial Gas*, R.Vially ed. Editions Technip, 157-172.

Huc, A-Y., 1980 . Origin and formation of organic matter in recent sediments and its relation to kerogen. *In : Kerogen, insoluble organic matter from sedimentary rocks*, B.Durand ed., Editions Technip, Paris, 339-383.

Huc, A-Y., Van Buchem, F.S.P., Colletta, B., 2005. Stratigraphic Control on Source-Rock Distribution : first and second Order Scale. *In : Deposition of Organic-Carbon-Rich Sediments : Models* , SEPM Special Publication n°82, N.B.Harris ed., 225-242

Hughes, J.David, 2014. Drilling deeper, a reality check on U.S.Government forecasts for a lasting tight oil and shale gas boom. Post Carbon Institute. http://www.postcarbon.org/wp-content/uploads/2014/10/Drilling-Deeper_FULLL.pdf

Jancovici, J-M., 2015 : Qu'est-ce que l'énergie exactement ? <http://www.manicore.com/documentation/energie.html>

Kümmel, R., 2011. *The Second Law of Economics: Energy, Entropy, and the Origins of Wealth*. Springer, Berlin

Laherrère J.H., 2009. Update on US GOM: Methane Hydrates , TOD July 17. <http://europetheoil.com/node/5552#more>

.Laherrère,J ., 2011a. Backdating is the key. http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_ASPO2011.pdf

Laherrère, J.H., 2011 b. Energie, Nature et les hommes, Mastère OSE Ecole des Mines de Paris Sophia Antipolis, 1^{er} décembre 2011. http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Sophia2011.pdf.

Laherrère, J., 2014. Fiabilité des données énergétiques. Club de Nice. http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_2014Nicelong.pdf .

Makogon, Y.F., 2010. Natural gas Hydrates-A promising Source of Energy. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* , 2, 49-59

Martin-Amouroux, J-M., 2008. *Charbon, les métamorphoses d'une industrie, la nouvelle géopolitique du XXI^{ème} siècle*. Editions Technip, Paris, 420 p.

Masset, J-M., 2009 . Pétrole, gaz : Pic ou plateau ? *BRGM, 10 enjeux des géosciences, Dossier spécial année internationale de la planète terre*, 16-26

Mathieu, Y., 2011. *Le dernier siècle du pétrole ? La vérité sur les réserves mondiales*. Editions Technip, Paris, 138 p ;

- Mohr, S.H. et al., 2015. Projection of world fossil fuels by country, *Fuel*, 141(1), 120–135.
- Nelder, C., 2013. Are Methane Hydrates really going to change geopolitics ?
[HTTP://WWW.THEATLANTIC.COM/TECHNOLOGY/ARCHIVE/2013/05/ARE-METHANE-HYDRATES-REALLY-GOING-TO-CHANGE-GEOPOLITICS/275275/](http://www.theatlantic.com/technology/archive/2013/05/are-methane-hydrates-really-going-to-change-geopolitics/275275/)
- Perrodon, A.1999. *Quel pétrole demain ?* Editions Technip, Paris, 95 p.
- Randolph, Ph.,1977. Natural Gas From Geopressured Aquifers ? SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Denver, Colorado. Society of Petroleum Engineers. SPE- 6826-MS <http://dx.doi.org/10.2118/6826-MS>
- Roje, A. et al., 2013. *Le gaz naturel*, Editions Technip, Paris, 497 p.
- Rouxhet, P.G.et al.,1980. Characterization of kerogens and of their evolution by infrared spectroscopy. *In : Kerogen, insoluble organic matter from sedimentary rocks*, B.Durand ed., Editions Technip, Paris, 164-190 ;
- Rutledge, D., 2011. Estimating long-term world coal production with logit and probit transforms, *International Journal of Coal Geology*, 85, 23–33.
<http://www.its.caltech.edu/~rutledge/DavidRutledgeCoalGeology.pdf>
- Sokolov, V., 1974. *Géochimie des gaz naturels*, traduction française, Editions Mir, Moscou, 365 pages.
- Stach, E. et al., 1982. *Stach's textbook of coal petrology* , 3rd edition . Gebrüder Borntraeger. 535
- Stiglitz, J., 1974. [Growth with Exhaustible Natural Resources: The Competitive Economy](#), *Review of Economic Studies*, Oxford University Press, 41(5), 139-152.
- Teissié, J., de Bourgues, D., Bautin, F., 2005. Le charbon, *In: L'énergie de demain*, J.L.Bobin, E.Huffer et H.Nifenecker eds. EDP Sciences, 205-236.
- Tissot, B., 1969 . Premières données sur les mécanismes et la cinétique de la formation du pétrole dans les bassins sédimentaires. Simulation d'un schéma réactionnel sur ordinateur. *Oil&Gas Science and Technology-Rev.IFP*, 24, 470-501.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1978, 1984. *Petroleum formation and occurrence*, first edition, 1978, second and enlarged edition, 1984. Springer Verlag, 699 p.
- Tissot, B. et Bessereau, G., 1982. Géochimie des gaz naturels et origine des gisements de gaz en Europe Occidentale. *Oil&Gas Science and Technology-Rev.IFP*, 37, 63-77.
- Ungerer, Ph., Espitalié, J., Behar, F., Eggen, S., 1988. Modélisation mathématique des interactions entre craquage thermique et migration lors de la formation du pétrole et du gaz, *C.R.Acad.Sci.Paris*, Série II, 307 (8), 927-934.
- Ungerer, Ph., 1993. Modelling of petroleum generation and migration. *In: Applied Petroleum Geochemistry*, M.Bordenave ed., Editions Technip, 395-442.
- Vandenbroucke, M., Bordenave M.L. and B.Durand, 1993. Transformation of organic matter with increasing burial of sediments and the formation of petroleum in source-rocks. *In: Applied Petroleum Geochemistry*, M.Bordenave ed., Editions Technip, 101-121.

Van Krevelen, D.W., 1993. *Coal (typology, physics, chemistry, constitution)*, third edition. Elsevier.

Verhulst, P.F., 1845. Recherches mathématiques sur la loi d'accroissement de la population, *Nouveaux Mémoires de l'Académie Royale des Sciences et Belles-Lettres de Bruxelles*, 18, 1845, 1-42.

Vially, R., Maisonnier, G., Rouaud, T., 2013. Hydrocarbures de roche-mère, Etat des lieux. Rapport IFPEN 62729, 22 Janvier 2013. Rueil-Malmaison.

Vially, R., 2014. Hydrocarbures de roche-mère. *Techniques de l'ingénieur*, référence BE8559, 10 oct. 2014

Vially, R., 2016. Hydrates de méthane- Ressources et enjeux environnementaux. *Techniques de l'ingénieur*, référence BE 8 561, 10 Janvier 2016.

Weissbach, D. et al, 2013 : Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants. *Energy*, 52 (1), 210-221.

WWF, Alliance pour la santé et l'environnement (HEAL), Réseau action climat Europe (CAN Europe) et Sandbag, 2016 : Europe's Dark Cloud : How coal-burning countries make their neighbours sick.

Annexe 1 : Composition chimique des pétroles

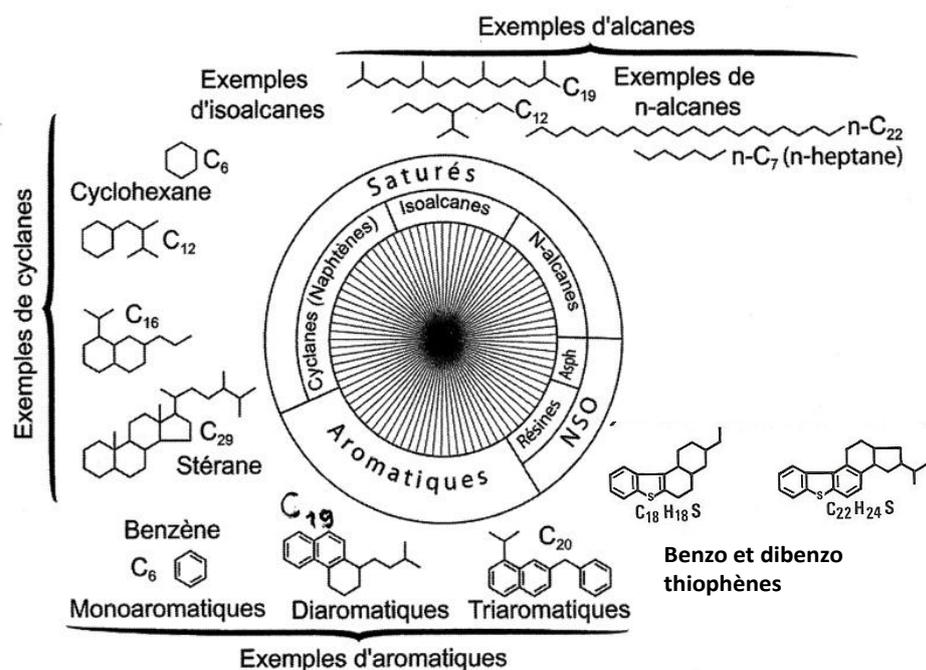


Figure 1 D'après **B.Durand 2009**, avec la permission d'EDP Sciences

Proportions des différentes familles des principaux composés chimiques que l'on trouve dans un pétrole brut «medium» et exemples de molécules d'hydrocarbures appartenant à ces familles :

Les hydrocarbures des pétroles appartiennent à deux grandes familles structurales : les **hydrocarbures saturés**, et les **hydrocarbures aromatiques**:

Par **hydrocarbure saturé**, appelé aussi **aliphatique**, on désigne un hydrocarbure dont chaque atome de carbone est lié par une simple liaison à 4 atomes voisins de carbone ou d'hydrogène. On n'a représenté ici que les atomes de carbone, le nombre d'atomes d'hydrogène liés à chaque atome de carbone pouvant être calculé en déduisant de 4 le nombre d'atomes de carbones liés à cet atome. On a indiqué le nombre total d'atomes de carbone pour chaque molécule représentée. Les hydrocarbures saturés comprennent deux sous-familles : Les **hydrocarbures saturés linéaires**, appelés aussi hydrocarbures paraffiniques, paraffines ou **alcane**s, qui comprennent à leur tour les **n-alcane**s à chaîne droite et les **iso-alcane**s à chaîne branchée, et les **hydrocarbures saturés cycliques**, appelés aussi **cycloalcane**s, **cyclane**s ou **naphène**s, qui comprennent au moins un cycle saturé à 5 ou 6 atomes de carbones dans leur structure. Les plus simples sont le cyclopentane C_5H_{10} et le cyclohexane C_6H_{12} , ce dernier étant représenté ici.

Par **hydrocarbures aromatiques**, appelés aussi **arène**s, on désigne sont ceux qui comprennent de un à trois cycles aromatiques, exceptionnellement quatre, cinq ou même six, appelés aussi cycles benzéniques. Le benzène C_6H_6 , représenté ici, est le plus simple des hydrocarbures aromatiques. Un cycle benzénique se caractérise par l'existence de liaisons dites benzéniques entre ses atomes de carbone, avec délocalisation des électrons. On représente ces liaisons par une double liaison tous les deux atomes de carbone du cycle comme ici, ou par un cercle au centre de l'hexagone. Ces cycles aromatiques sont souvent associés à des cycles saturés, dans ce qu'on appelle les hydrocarbures **naphéno-aromatiques**.

Dans les hydrocarbures dont la structure est représentée sur ces figures, on peut observer deux biomarqueurs : - l'isoalcane en C19 possédant un branchement CH_3 tous les 4 atomes de carbone, il s'agit d'un **isoprénoïde** appelé **pristane**, dérivant de la chaîne latérale de la chlorophylle - le **stérane** en C29, qui dérive d'un **stérol** biologique (dont le bien connu cholestérol fait partie)

Ce jeu de construction à seulement 2 éléments comporte donc bien des subtilités.

Sont également représentés ici des exemples de **benzothiophènes** et de **dibenzothiophènes**, molécules soufrées qui, dans le protocole standard de séparation des principales familles d'hydrocarbures (analyse SARA, voir légende de la figure 2) se retrouvent dans les aromatiques alors que, sensu stricto, ce n'en sont pas.

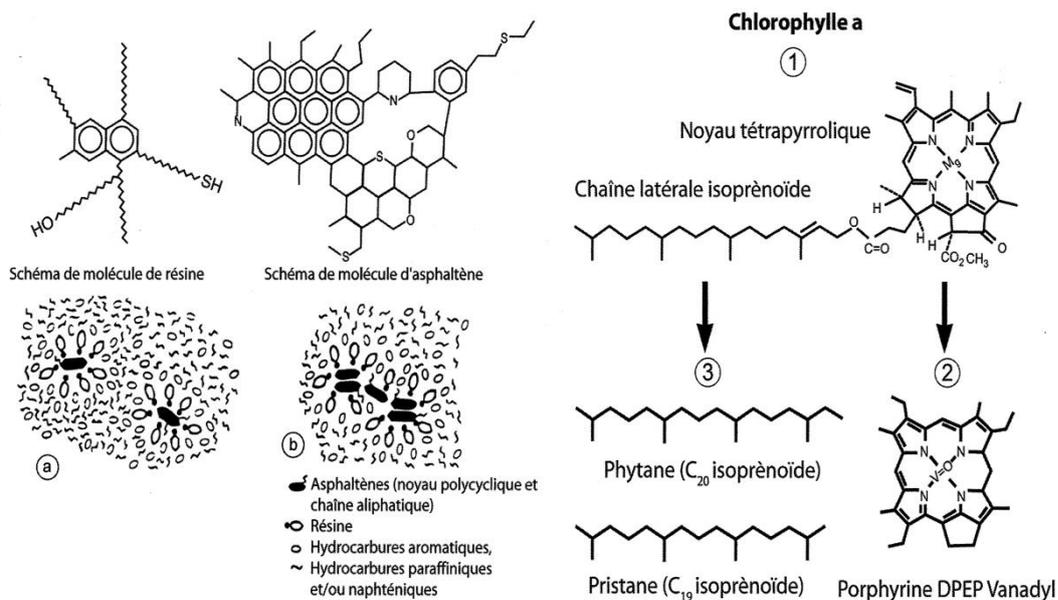


Figure 2 : d'après B.Durand 2009, avec la permission d'EDP Sciences:

- à gauche : structures supposées de **résines** et d'**asphaltènes**: ce sont des molécules de grande taille comprenant des **hétéroéléments**, essentiellement oxygène, soufre et azote. Les asphaltènes sont maintenues en **pseudosolution** dans le pétrole grâce aux résines qui sont le « liant » entre elles et les hydrocarbures (a). Il est facile de faire précipiter les asphaltènes en laboratoire en ajoutant des hydrocarbures légers, à une petite quantité de pétrole brut. Les molécules d'asphaltènes s'agglomèrent alors, puis précipitent sous forme de particules noires (b). C'est ce qu'on appelle le **désasphaltage**. Ce phénomène peut se produire dans la nature quand du gaz ou du pétrole léger envahit un gisement de pétrole plus lourd, riche en asphaltènes.

- à droite, Des **biomarqueurs** remarquables : une **porphyrine** (2) et deux **isoprénoïdes**, le **phytane** et le **pristane** (3), tous trois dérivés de la chlorophylle a (1). A noter que dans le **noyau tétrapyrrolique** de la porphyrine, l'ion magnésium de la chlorophylle a été remplacé par un **ion vanadyl**. Les fractions lourdes de pétroles (fuels) contiennent ainsi des traces de vanadium, mais aussi de nickel, qui proviennent des porphyrines qu'elles contiennent. Les porphyrines se trouvent dans les résines, mais peuvent en être isolées.

L'analyse géochimique d'un pétrole commence par une distillation pour récupérer la fraction la plus légère, qui sera ensuite analysée par **chromatographie gazeuse**. Puis on procède sur le résidu à la séparation des 4 grandes classes de constituants : **saturés**, **aromatiques**, **résines** et **asphaltènes** (**analyse SARA**). Les asphaltènes sont séparées par précipitation à l'aide d'un n-alcane léger, puis après filtration et évaporation du n-alcane, les trois autres classes sont séparées par **chromatographie liquide**. Saturés et aromatiques sont analysés par chromatographie gazeuse et

couplage chromatographie gazeuse-spectrographie de masse (GC-MS). Les benzo et dibenzothiophènes se retrouvent dans la fraction aromatique, mais ne sont pas des hydrocarbures sensu stricto puisqu'ils contiennent du soufre. Résines et asphaltènes sont analysés pour leurs propriétés globales. Les porphyrines, qui sont récupérées dans la fraction résine, sont toutefois séparables des résines par chromatographie liquide.

Annexe 2 : Dynamique et résilience de la production de pétrole et de gaz de roche-mère (de schistes)

Par rapport à la production d'un puits de pétrole ou de gaz d'un gisement conventionnel, une production de pétrole ou de gaz de roche-mère (de schiste) se caractérise par :

- Une mise en œuvre beaucoup plus rapide : la décision de forer un puits est rapide et il faut quelques mois entre cette décision et la mise en production. Dans le cas d'un gisement conventionnel nouvellement découvert, les forages peuvent être rapides mais il faut 5 à 10 ans de développement avant d'implanter tous les forages nécessaires à la production.
- Un déclin beaucoup plus rapide de la production, de 80 à 90 % de la production initiale en 3 ans, contre une lente augmentation pendant deux à trois ans, une quasi stabilité pendant quatre à cinq ans, suivi d'un déclin très lent pour un puits conventionnel (figures 1 et 2)
- Une production totale jusqu'à son abandon beaucoup plus faible, 10 à 100 fois moins que pour un puits moyen conventionnel.
- Un coût marginal de production plus élevé.

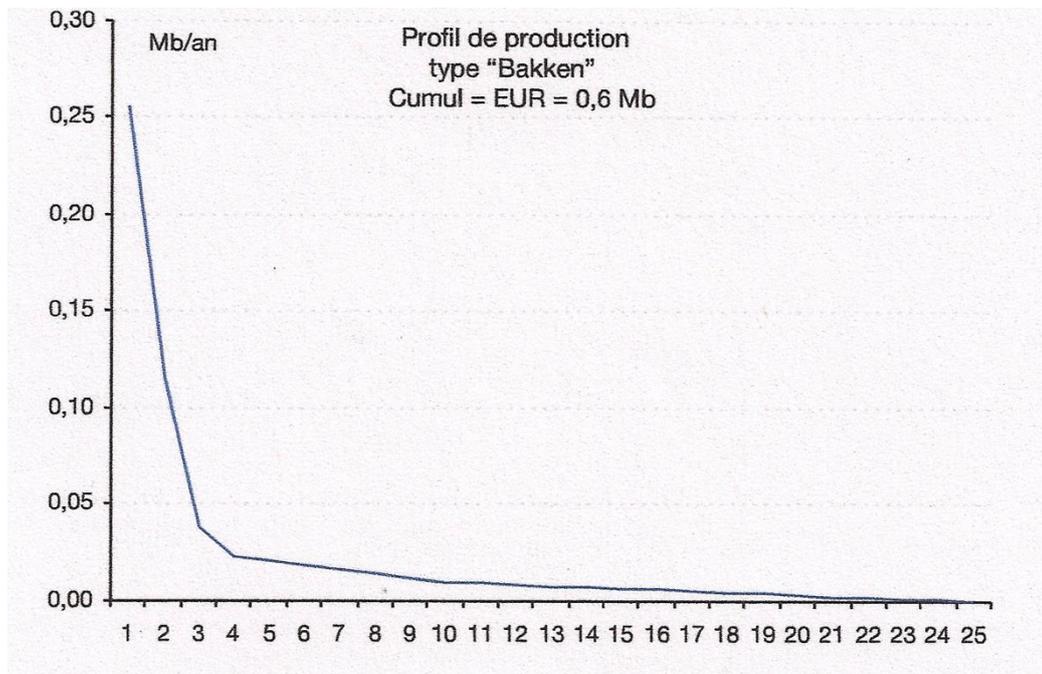


Figure 1 : profil moyen de production au fil des années d'un puits de pétrole de roche-mère dans la formation de Bakken aux États-Unis: au bout de trois ans, la production

n'est plus que de 10 % de la production initiale La production totale au bout de 25 ans n'est que de 0,6 Mb. D'après [Vially et al 2013](#).

Il en résulte une dynamique de développement du pétrole et du gaz de schistes beaucoup plus rapide que celle du pétrole et du gaz conventionnels, mais aussi une sensibilité beaucoup plus grande aux prix de marché. On le voit bien actuellement : si la période de prix très élevés du pétrole a permis un boom du pétrole de schistes aux Etats-Unis, les bas prix actuels sont en train maintenant d'y casser la production, et de geler les tentatives de développement hors Etats-Unis.

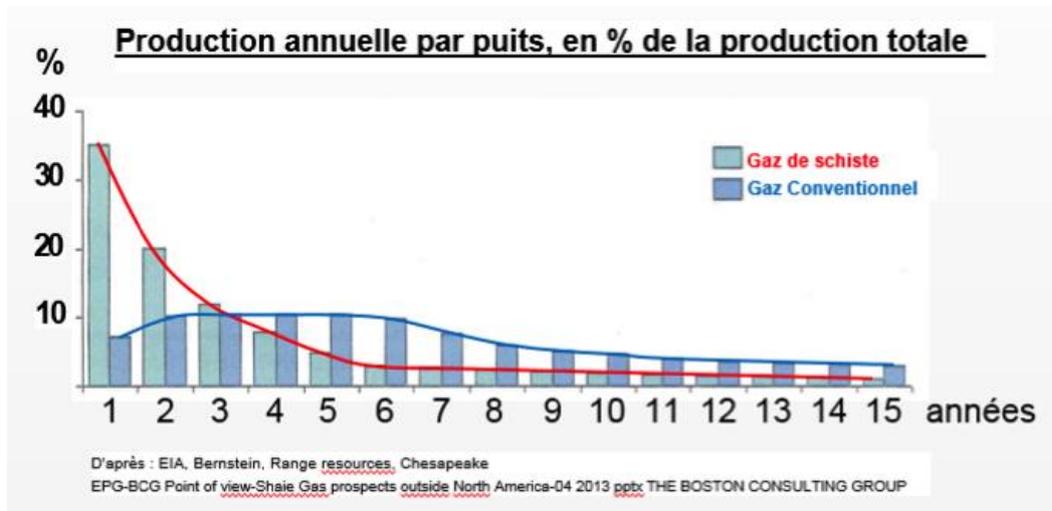


Figure 2 : profil moyen de production au fil des années d'un puits de gaz de roche-mère aux Etats-Unis, et comparaison avec celui d'un puits de gaz conventionnel, en % de la production totale. Source : [Boston Consulting Group](#)

Il en résulte aussi la nécessité de forer sans arrêt de nouveaux puits pour compenser la perte rapide de production des puits déjà forés : comme sur un tapis roulant en sens inverse de la marche, on recule si l'on arrête de marcher. Les progrès technologiques permettent cependant en ce moment d'atténuer ce phénomène, en permettant de tirer un meilleur parti des puits existants. Mais l'occupation du sol par les installations de forage, puis de production n'en demeure pas moins très élevée et sans cesse croissante.

De cette dynamique de production élevée résulte aussi une forte capacité de résilience : la production peut reprendre très rapidement une fois les prix redevenus rémunérateurs. D'autre part, une fois ces nombreux puits forés, la production peut rester à un niveau non négligeable pendant longtemps.

Malgré tout, ces productions sont limitées par la géologie des formations et le rendement décroissant de la production des zones favorables avec le temps malgré les progrès technologiques : Il ne s'agit après tout que de pétrole et de gaz contenus dans des réservoirs de perméabilité extrêmement faible, dont la production doit être simulée par des moyens très énergiques. Leur pic semble proche aux Etats-Unis, tandis qu'aucune production importante n'a encore eu lieu hors Etats-Unis.