

## Chapitre : Prospective pour l'énergie fossile : les limites physiques sur l'offre sont-elles bien anticipées ?

Jean-Luc Wingert, avec la participation de Laurent Hivert - INRETS

1. Introduction.....	1
2. Le pic de production de pétrole, ou « Peak oil » .....	2
2.1.1 Le phénomène général.....	2
2.1.2 Les pétroles « non conventionnels » : ils peuvent ralentir le déclin plus que retarder la date du pic.....	4
2.1.3 Hubbert : inventeur de la méthode pour prévoir le pic mondial de pétrole.....	4
2.1.4 Quelles données pour prévoir : sources techniques ou politiques ?.....	5
2.1.4.1 Les réserves mondiales .....	6
2.1.5 Le scénario le plus communément admis pour la raréfaction : plateau ondulé jusqu'en 2020 puis déclin.....	6
2.1.5.1 Phase de « <i>Bumpy plateau</i> ».....	7
2.1.5.2 Phase de déclin .....	7
2.1.6 Pic, plateau, déclin : dates et durées probables .....	8
2.1.7 Lien avec les prix du pétrole .....	10
2.1.8 Autres pics de production d'énergie fossiles : gaz naturel et de charbon.....	11
2.1.9 Les prix moyens du carburant actuellement en France .....	13
3. Pic de production de pétrole : Une préparation (in)suffisante ? .....	13
3.1.1 Se préparer à agir dans l'urgence : les « <i>crash programs</i> ».....	13
3.1.2 Le « <i>bumpy plateau</i> » en France .....	14
3.1.3 Interrogations sur la gestion de la phase de déclin.....	14
4. Encadré : Ce qu'il faut schématiquement retenir en conclusion.....	16
5. Bibliographie .....	16
Annexe A : Les gisements géants, leur rôle clé et leur épuisement.....	17
Annexe B : Les pays producteurs : 31 sur 49 ont déjà atteint leur pic.....	18

### 1. Introduction

La volonté de limiter l'usage de produits pétroliers et plus généralement de sources d'énergie contenant du carbone (pétrole, gaz et charbon) existe notamment pour des raisons économiques et environnementales (émissions de gaz à effets de serre). Si les pays anciennement industrialisés, notamment européens, stabilisent ou réduisent leur production de produits pétroliers, il n'en reste pas moins que la demande garde une certaine vigueur au niveau mondial malgré la crise économique à cause des pays émergents. Ces pays assurent désormais une partie de la production industrielle des pays anciennement industrialisé (Europe, USA, Japon) et développent leurs activités économiques sur un mode intensif en énergie, et en particulier en produits pétroliers pour leurs transports.

L'offre de pétrole peut-elle suivre le rythme de la demande ? Plus généralement, comment s'articulent les contraintes sur les ressources pétrolières ? Nous verrons que le phénomène de *pic de production* va créer une contrainte significative sur la production de pétrole à partir de 2020 et sur la production de gaz naturel à partir de 2025-2030. La production de charbon, quant à elle, pourra augmenter au moins jusqu'à la moitié du siècle.

Face aux pics de production de pétrole et de gaz naturel nos sociétés sont insuffisamment préparés. Les temps d'adaptation de nos sociétés industrielles très spécialisées sont supérieurs aux horizons des fortes tensions sur l'approvisionnement énergétique. Des programmes d'adaptation rapide et dans l'urgence seront nécessairement à prévoir dans les années à venir.

## 2. Le pic de production de pétrole, ou « Peak oil »

Le terme de « *peak oil* » est devenu l'appellation internationale du phénomène de pic de production de pétrole. Ce terme est apparu au début des années 2000, lancé par Colin Campbell, géologue pétrolier.

Il qualifie la manière dont s'épuisent les réserves pétrolières, cette problématique a autant à voir, si ce n'est plus, avec le débit de la production mondiale de pétrole qu'avec le montant des réserves pétrolières. Le pétrole étant une ressource non renouvelable, donc finie, sa production devra nécessairement baisser, toute la question est de savoir quand. Il ne s'agit donc pas d'un simple problème de montant d'investissement à réaliser pour extraire du pétrole. La difficulté à montrer qu'il n'est pas possible d'augmenter la production demanderait une vision exhaustive à même de répondre préventivement aux critiques classiques : n'existe-t-il pas quelque part des zones non explorées comme l'antarctique ; n'y a-t-il pas d'autres formes de pétrole non conventionnel à exploiter ; la technologie ne permet-elle pas d'augmenter les quantités extractibles. Ces arguments sont effectivement valables qualitativement mais quantitativement cela ne sera pas suffisant pour infléchir le phénomène de pic-puis-déclin, ni même pour retarder significativement la date du pic de production.

### 2.1.1 Le phénomène général

Le phénomène appelé pic de production ou « *peak oil* » concerne l'évolution du niveau de la production de pétrole sur une aire géographique déterminée, (initialement un puits ou un champ pétrolier, puis par extension) généralement le monde entier ou éventuellement un seul pays. Le « *peak oil* » est le moment où le niveau de la production atteint son maximum avant de redescendre du fait de l'épuisement des réserves exploitables. Par exemple, la Grande-Bretagne a atteint son pic de production en 1999 et la Norvège en 2001. Depuis leur pic de production, ces pays continuent à produire mais de moins en moins chaque année. Le tableau suivant fournit les données pour ces deux pays, nous remarquerons qu'il s'agit de pays dont la production est essentiellement « offshore », c'est-à-dire en mer, pour lesquels le déclin est plus rapide que pour les gisements terrestres.

	Année du pic	Niveau de production l'année du pic	Production en 2008	Déclin en % par rapport au pic	Déclin annuel moyen depuis le pic
Grande Bretagne	1999	2,9 M baril/jour	1,5 M baril/jour	49 %	7 %
Norvège	2001	3,4 M baril/jour	2,4 M Baril/jour	30 %	4,9 %

Source : calculs de l'auteur, à l'aide des données de BP (*British Petroleum*)

Le pétrole se stocke peu, nous pouvons donc considérer que nous sommes approvisionnés à flux tendus. Suite au premier choc pétrolier, l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) a été créée par les principaux pays consommateurs en 1974. Les pays membres de l'AIE disposent de stocks stratégiques dont le volume est équivalent à 3 mois d'importations. L'objectif est de pouvoir faire face à un blocus comme celui organisé en 1973 par les pays de l'OPEP. Si ces

réserves stratégiques permettent d'offrir une certaine sécurité dans la logistique d'approvisionnement en produits pétroliers, ils ne sont d'aucune utilité face au pic mondial de production de pétrole.

Pourquoi la production baisse-t-elle alors que les réserves de pétrole sont encore conséquentes ? Il est important de comprendre que l'augmentation de la production se fait par mise en exploitation continue de nouveaux gisements. Dans la phase d'augmentation de la production pour le monde - c'est à dire en considérant la période allant de 1859 à 2005 -, les nouveaux gisements mis en services font plus que compenser la baisse due aux gisements arrivants en fin de vie. Les gisements de taille importante et relativement accessibles sont généralement beaucoup plus faciles à découvrir que les petits gisements profonds. Ayant été mis en production assez tôt, ils ont permis à l'offre de pétrole d'augmenter rapidement. Par exemple, entre 1950 et 1970, la production mondiale est passée de 11,05 millions de barils par jour (noté Mb/j) à 48,98 Mb/j soit une multiplication par 4,4 en 20 ans, ou encore une augmentation moyenne de 7,7% par an (elle est même de 8,2% par an sur la décennie 60). Arrive un moment où les gisements à mettre en service ne compensent plus la baisse de production des gisements existants arrivant en fin de vie. Cela entraîne un déclin de la production. Par exemple en 2004, soit trois ans après que le pic de production du pays ait été atteint, le *Norwegian Petroleum Directorate* a indiqué que « bien qu'il coûte moins cher de trouver un baril de pétrole dans le sous-sol norvégien que dans beaucoup d'autres endroits du monde, nous ne parvenons pas à remplacer la production grâce à de nouvelles découvertes »<sup>1</sup>. Il faut donc se garder d'un raisonnement économique trop simpliste se contentant d'affirmer que le coût de l'exploitation des gisements augmente avec la difficulté des chantiers profonds, offshore et complexes entraînant une hausse des prix de production du brut. Nous avons essentiellement à faire à une contrainte sur l'offre de pétrole (dans un contexte où la demande garde une certaine vigueur).

Multiplier les équipes et les mises en chantier de nouveaux gisements, se heurterait à des contraintes pratiques (manque de compétences et de matériel spécialisé) et dans tous les cas ne fera que repousser le problème. Le pétrole étant une ressource finie cela ne ferait qu'augmenter par la suite la vitesse du déclin qui, nous le verrons, est un des principaux problèmes de gestion du phénomène de pic de production.

Il faut toutefois distinguer le pétrole conventionnel (exploitation avec des techniques de forage classiques) et les pétroles non conventionnels qui nécessitent des procédés d'extraction voire de transformation après extraction plus complexes. Le montant des réserves récupérables de ces derniers types de pétrole est plus dépendant au prix que pour le pétrole conventionnel, dont les réserves dépendent elles quasi exclusivement des caractéristiques géologiques et non économiques.

C'est essentiellement la baisse de production du pétrole conventionnel qui va diriger le phénomène du pic de production, le pétrole non conventionnel ne pouvant pas être produit à un rythme suffisant pour compenser le déclin du conventionnel. Il est donc intéressant de regarder particulièrement les gisements géants qui représentent l'essentiel de la production mondiale actuelle de pétrole conventionnel (voir annexe A), les 20 premiers produisant 19 Mb/j en 2007, soit 22% des 85 Mb/j de pétrole produits actuellement.

---

<sup>1</sup> Cité dans Wingert J-L, 2005, *La vie après le pétrole*, éditions Autrement, page 47.

### 2.1.2 Les pétroles « non conventionnels » : ils peuvent ralentir le déclin plus que retarder la date du pic

Le pétrole conventionnel correspond à une partie seulement du pétrole produit, il faut raisonner « tous liquides » pour tenter de répondre à la question : à partir de quand la demande mondiale en carburants ne sera-t-elle plus satisfaite ?

Les types de pétroles entrant dans le champ du « tous liquides » et l'ordre de grandeur du débit de leur production sont schématiquement les suivants :

- Le pétrole conventionnel ; une production de l'ordre de 65 Mb/j suivant les définitions ;
- Les pétroles extra lourds : généralement trop visqueux pour être transportés par pipeline, il s'agit essentiellement des sables bitumineux dont les plus importants gisements sont au Canada (Athabasca) et au Venezuela (Orénoque) ; un peu moins de 2 Mb/j ;
- Les condensats : ce sont des liquides de gaz naturels en solution gazeuse dans les gisements de gaz qui condensent à la pression atmosphérique ; leur production est de l'ordre de 5 à 6 Mb/j ;
- Les liquides de gaz naturels : ils restent à l'état gazeux à température et pression ambiante et subissent un traitement en usine de gaz naturels et sont appelés NGPL en anglais pour *Natural Gas Plant Liquids* ; de l'ordre de 8Mb/j ;
- Les gains de raffinerie : en raffinerie le traitement d'hydrocraquage par ajout d'hydrogène augmente le volume de liquides, bien qu'il ne s'agisse pas d'une source d'énergie à proprement parler ; ces gains peuvent tout de même représenter de l'ordre de 2 Mb/j ;
- Les liquides synthétiques : on inclut les liquides produits généralement par procédé Fisher Tropsh à partir du charbon, du gaz ou de la biomasse (donc tous les agro-carburants) ; un peu plus d'1 Mb/j.

Les catégories « pétrole conventionnel » et « pétrole non conventionnel » sont des notions technico-économiques qui évoluent au cours du temps en fonction des conditions de production. Le géologue Colin Campbell avait d'ailleurs proposé de parler de « *regular oil* » pour pouvoir donner une définition précise mais cela n'a pas été suivi. Les productions de pétrole non conventionnel (qui représentent de l'ordre de 19 Mb/j) évoluent relativement lentement dans le temps. En tout état de cause ces productions ne pourront pas compenser la baisse de production du pétrole conventionnel.

### 2.1.3 Hubbert : inventeur de la méthode pour prévoir le pic mondial de pétrole

Le pic mondial de production de pétrole est parfois appelé « *peak oil* » ou encore pic de Hubbert, du nom de son découvreur. Marion King Hubbert était un géologue pétrolier américain qui en 1956 a prévu que le pic de production des Etats-Unis aurait lieu en 1970, ce qui fut le cas<sup>2</sup>. Sa méthode a consisté à observer la structure des découvertes de gisements de pétrole pour en tirer des conclusions sur la production. Schématiquement il a observé que les découvertes étaient distribuées dans le temps d'une manière certes irrégulière, mais qui pouvait être modélisée par une courbe de Gauss. Il en déduisit que la production suivrait une courbe similaire avec un décalage de 33 ans par rapport aux découvertes. Le cas des Etats-

---

<sup>2</sup> Deffeyes, K. S., 2003

Unis était un cas relativement simple à modéliser. Ce que l'on en retient est que la courbe de production et la courbe des découvertes ont une forme similaire.

On ne peut faire de prévisions de production future qu'en regardant la structure des découvertes de pétrole et la production. La méthode de Hubbert nécessite d'utiliser des données dites « *backdated* », cela signifie que l'on reporte les informations concernant le volume de pétrole exploitable d'un gisement à l'année de sa découverte.

Par exemple, un gisement découvert en 1980 est initialement évalué à 10 milliards de barils. Au cours de l'exploitation de ce gisement, les caractéristiques de ce dernier sont progressivement affinées et on refait une nouvelle estimation en 2008 à 12 milliards de barils. Les deux milliards supplémentaires, après nouvelle estimation, seront attribués à l'année 1980 avec des données « *backdated* » et à 2008 dans le cas contraire.

Ce point est important car les estimations initiales faites par les compagnies pétrolières ont tendance à être minorées pour garantir la rentabilité économique du projet sur des bases conservatrices. Les réévaluations des réserves d'un gisement ne sont pas de nouvelles découvertes à proprement parler.

Grâce aux données « *backdated* » M. K. Hubbert a également pu estimer le « restant à découvrir », c'est-à-dire les découvertes qui seront faites à l'avenir. Cela permet d'estimer le montant des réserves ultimes de pétrole, c'est-à-dire la somme du pétrole déjà consommé, de celui découvert et du « restant à découvrir ». En fonction du volume des réserves ultimes, on peut ensuite faire des estimations de production future, sachant que l'intégrale de la courbe de production doit être égale aux réserves ultimes ou dit autrement l'ultime est le montant sous la courbe de production (voir graphique au paragraphe 2.6).

#### **2.1.4 Quelles données pour prévoir : sources techniques ou politiques ?**

Les sources de données sont un élément clé des prévisions du pic de production de pétrole. Il existe schématiquement deux sortes de données, les données publiques et les données techniques. Les données publiques ne sont détaillées et transparentes que pour certains pays (Norvège, Grande-Bretagne, Etats-Unis...) et très agrégées pour d'autres (Moyen-Orient, Russie...). De plus, pour des raisons diverses, ces données peuvent être partiellement fausses. Ainsi les réserves du Moyen-Orient sont probablement surestimées d'environ 300 milliards de barils suite à des réévaluations faites artificiellement pour des questions de répartition de quotas de production interne à l'OPEP<sup>3</sup>. Parmi les sources de données publiques on notera celles de BP, facilement accessibles, mais dont les données sur les réserves sont à prendre avec quelques précautions.

Les données techniques proviennent de l'industrie pétrolière, elles sont rassemblées par des réseaux informels de géologues pétroliers puis collectées par des compagnies comme anciennement Pétroconsultants ou maintenant IHS et Wood Mackenzie. Le prix de ces bases de données professionnelles les rend hors de portée d'universitaires ou instituts de recherche publique. L'ordre de grandeur de leur accès est d'1 million de dollar par an. L'essentiel des données accessibles sont agrégées et apparaissent sous forme de littérature « grise ». Une association de géologues retraités intitulée ASPO (*Association for the Study of Peak Oil*) a rendu publique un certain nombre de données depuis la fin des années 1990 et reste aujourd'hui une bonne source de données<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> Voir à ce sujet Wingert J-L, *La vie après le pétrole*, op cité, page 59

<sup>4</sup> Le site Internet de l'association est [www.peakoil.net](http://www.peakoil.net) sur lequel on trouve un lien vers les 23 associations nationales.

### 2.1.4.1 Les réserves mondiales

Concernant les données publiques, il existe quatre sources principales, indiquées dans le tableau suivant qui présente les réserves restantes à la fin 2008 (avec quelques données datant de 2007). Compte tenu de l'incertitude, il ne paraît pas possible d'obtenir plus de 3 chiffres significatifs. Les quantités ont été ramenées en milliards de barils, en conservant la précision avec laquelle elles sont publiées<sup>5</sup>.

Pétrole (milliards de barils)	<i>Oil and Gas Journal</i>	<i>BP</i>	<i>World Oil</i>	<i>OPEP</i>
Monde	1 342,207 320	1 257,983 745 632 18	1 229,462	1 295,085
Russie	60,000 000 (1)	79,049 374 74	76,000(1)	nd
Norvège	6,860 000	7,501 372 901 325 34	6,051	8,172
Canada	178,092 000	28,611 635 200 369 8	26,860	4,900
Chine	16,000 000 (1)	15,461 9	18,052(1)	15,493

(1) chiffres 2007

Source : Jean-Laherrère

Nous constatons que pour certains pays les différences sont importantes. En particulier pour le Canada où « *Oil and Gas Journal* » a intégré des pétroles non conventionnels alors que les autres sources ne l'ont pas fait et que l'OPEP utilise une définition très stricte du pétrole pour ce pays.

Les données techniques plus précises, bien que très onéreuses, nous sont indirectement accessibles par l'intermédiaire de graphiques publiés par exemple par certains membres de l'association ASPO, en particulier Jean Laherrère<sup>6</sup>. Nous verrons ces données dans le graphique de production plus loin.

Depuis quelques années, l'enjeu de la production future de pétrole est devenu public. IHS, fournisseur de données techniques et confidentielles, a été soumis à de fortes pressions des pays producteurs. Sachant qu'IHS n'est plus désormais une société indépendante mais un groupe opérant dans le domaine du pétrole, on peut se demander si ces données restent aussi neutres qu'auparavant puisqu'il leur est plus difficile de publier des données différentes des données officielles des pays dans lesquels ils opèrent en particulier au Moyen-Orient.

### 2.1.5 Le scénario le plus communément admis pour la raréfaction : plateau ondulé jusqu'en 2020 puis déclin

Le terme de « pic de production » peut laisser penser que la production mondiale va atteindre un sommet et rapidement redescendre comme se fut le cas pour le pic étudié par M. K. Hubbert pour les Etats-Unis. En réalité nous avons à faire à un pic assez arrondi que nous pouvons décomposer en deux phases afin de mieux les appréhender, un plateau puis un déclin continu, décrits dans les deux paragraphes suivants. Il s'agit du scénario le plus

<sup>5</sup> Il conviendra d'être prudent face à la précision supposée de ces chiffres qui, comme le souligne Jean Laherrère, prouvent surtout le manque de connaissance de la précision réelle de ceux qui les publient.

<sup>6</sup> Un certain nombre de graphiques sont disponibles sur le site [www.aspofrance.org](http://www.aspofrance.org). On pourra consulter l'article Laherrère J., Wingert J-L. 2008.

communément admis bien qu'il existe à la fois des points de vue considérant qu'il peut se produire plus tôt et d'autres considérant qu'il peut se produire plus tard.

### 2.1.5.1 Phase de « *Bumpy plateau* »

Nous sommes depuis 2005 dans la phase de plateau ondulé (« *bumpy plateau* » terme introduit par Jean Laherrère en 2001 signifiant mot à mot plateau ondulé ou bosselé en anglais) et nous devrions y rester jusque 2015-2020 sachant qu'il n'y a pas de consensus absolu sur cette date. Au cours de cette phase, la production mondiale est relativement stable avec une demande qui croît rapidement dans les pays émergents et qui décroît dans certains pays anciennement industrialisés. Il existe des tensions potentielles sur l'équilibre offre/demande du marché qui restent limités dans le temps. Le cas de la hausse des prix que l'on a pu observer au premier semestre 2008 est symptomatique de cet épisode. Plusieurs facteurs ont entraîné une hausse de la demande dont la poussée provient essentiellement des pays émergents, ce qui entraîne une hausse des prix et provoque une récession qui diminue fortement la demande et diminue les tensions sur l'offre. En 2008 le contexte d'une crise économique profonde a exacerbé ce phénomène, par de la spéculation à la hausse, puis une baisse d'une ampleur considérable.

Cette phase de plateau ondulé ou « *bumpy plateau* » devrait durer jusque 2015-2020 et nous devrions connaître un ou plusieurs nouveaux épisodes comparables à 2008 d'ici cette date, à moins que nous n'entrions dans une crise économique mondiale profonde. Si la production ne dépasse plus le maximum « tous liquides » qui a été atteint en 2008 lors de cet épisode, il se pourrait alors que la date du maximum historique de la production de pétrole soit 2008. Nous voyons que, premièrement, nous ne connaissons probablement la date du pic de production qu'après coup et, deuxièmement, si ce nouvel épisode de hausse se produit par exemple en 2014 et que le niveau de production de 2008 est dépassé de peu, la date du pic se voit décalée de 6 ans sans que cela ait une grande signification, puisque ces oscillations sont « attendues ». C'est pour ces raisons qu'il est pertinent de décrire cette phase dans laquelle nous serons quelques années encore, sous la dénomination de « plateau ondulé », ou « *bumpy plateau* ».

### 2.1.5.2 Phase de déclin

Après cette phase de plateau ondulé nous entrerons dans une phase de déclin plus régulier de la production<sup>7</sup>. Bien sûr, des fluctuations demeureront et nous pourrions probablement parler de « déclin ondulé » mais l'idée principale est que nous entrerons alors dans une phase de déclin irrémédiable, caractérisée par une baisse sensible, voire même accélérée, de la production. Là encore, l'entrée dans la « phase de déclin » si elle s'opère durant une période de faible croissance économique ou de récession pourrait ne pas être spectaculaire et ne pouvoir être constatée qu'après coup. Il est cependant probable que ce passage soit accompagné d'une forte flambée des prix du pétrole et d'un nouveau choc.

Lors de la phase de déclin, la question centrale sera : à quelle vitesse la production décroît-elle ? C'est une question cruciale car d'elle dépend la possibilité ou non de gérer cette baisse. Il n'y a pas de consensus sur ce taux et peu de débats à son sujet. L'idée à retenir est pourtant,

---

<sup>7</sup> Le terme de « déplétion » est parfois utilisé pour parler de la diminution de la production malgré l'existence de réserves conséquentes. En toute rigueur il s'agit d'un terme impropre puisque la déplétion d'un gisement débute dès le premier litre de pétrole extrait, synonyme de diminution de la quantité disponible.

par delà les probables phénomènes de flambée de prix et de choc, qu'il faudra bien, l'ayant anticipée ou non, « faire avec » cette baisse : on ne consommera pas ce qu'on ne peut plus produire...

### 2.1.6 Pic, plateau, déclin : dates et durées probables

Nous l'avons vu, donner une date précise pour le passage de la phase de plateau ondulé à celle de déclin est difficile, compte tenu de l'incertitude sur les données et les boucles de rétroaction. Ces dernières entraînent une hausse des prix, éventuellement une crise, puis une baisse de la demande mondiale, donc de la production, suite à l'épisode de récession qui s'en suit (c'est mécaniquement le principe même de ces « ondulations »).

Une difficulté supplémentaire réside dans les messages discordants provenant de certains spécialistes pétroliers ou d'instances officielles. En particulier l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) ne reconnaît pas le pic de production de pétrole ou n'admet le phénomène qu'à demi-mot (au moins jusqu'à récemment), ce qui ne permet pas d'ouvrir un débat serein sur la question<sup>8</sup>. Une large majorité des experts pétroliers estime toutefois que les chiffres de prévisions de production de l'AIE sont très contestables (voire contestés, y compris au sein de l'AIE) et très optimistes, ce qui ne permet à l'évidence pas de clarifier la vision de la production future de pétrole. Car les prévisions de l'AIE, publiées tous les deux ans dans le *World Energy Outlook*, restent une source d'information pour beaucoup d'acteurs économiques et créent une certaine confusion sur un problème ayant par nature une part non négligeable d'incertitude.

Autre problème, certains experts annoncent que le pic de production de pétrole a déjà eu lieu, en se basant sur des définitions très restrictives du pétrole alors que la production « tous liquides » continue de pouvoir augmenter, ou sur une partie seulement de la théorie de M. K. Hubbert voulant que la production décline à la moitié des réserves<sup>9</sup>. D'autres experts enfin parlent de « pic de la demande » laissant sous-entendre que c'est faute de demande que la production va baisser et passant sous silence la difficulté de gestion d'une décroissance forcée de la production mondiale de pétrole.

Lors du forum économique de Davos, le 28 janvier 2010, un débat a eu lieu sur le sujet, suite auquel Thierry Desmarest président de la compagnie Total a déclaré à l'AFP « On atteindra le « *peak oil* » dans une dizaine d'années. On n'y est pas aujourd'hui »<sup>10</sup>. Cette déclaration n'est pas assez précise pour savoir s'il s'agit bien de la fin du « *bumpy plateau* » dont il est question mais, parmi les *majors* pétrolières, Total est certainement celle qui communique avec le plus de transparence sur ce sujet. En 2004, certaines de leurs déclarations écrites parlaient d'un pic au cours de la décennie 2020-2030 vers 2025, déclaration qui faisait figure de précurseur à l'époque<sup>11</sup>. Notons enfin, pour clore cette partie sur les éléments de discorde, que les

---

<sup>8</sup> Lors de la première réunion de travail du « groupe d'étude des pics de production de pétrole et de gaz » de l'Assemblée Nationale le 20 janvier 2009, un représentant de l'AIE a déclaré que la question du « pic » était un faux problème.

<sup>9</sup> Le cas le plus emblématique est probablement celui de Kenneth S. Deffeyes (qui a connu M. K. Hubbert) et qui a déclaré en janvier 2004 que le pic serait atteint le jour de Noël 2005 après avoir fait des déclarations du même type les années passées.

<sup>10</sup> Dépêche AFP disponible notamment via google.com

<sup>11</sup> Publié dans le « Rapport sociétal et environnemental 2003 » de la compagnie Total.



scénarios de l'AIE ont été à plusieurs reprises critiqués publiquement par des membres de la compagnie Total comme étant trop optimistes.

La question de la vitesse de déclin une fois la phase de « *bumpy plateau* » passée n'est pas tranchée. Un scénario possible étant que, une fois les limites de production atteintes, certains pays producteurs se mettent à gérer plus parcimonieusement leurs réserves et diminuent leur production de façon accrue par rapport à la diminution technique attendue. Dans un tel cas, des taux de déclin de 5 ou 8% sont évoqués, au moins pendant quelques années. Mais, sans ce type de scénario, si nous partons du principe que ce qui peut être produit le sera, le taux mondial de diminution de la production à envisager est alors plus raisonnablement de l'ordre de 2% par an. Les pétroles non conventionnel sont susceptibles de limiter la vitesse de déclin puisque la production de ces pétroles est plus sensible au facteur prix que celle des pétroles conventionnels.

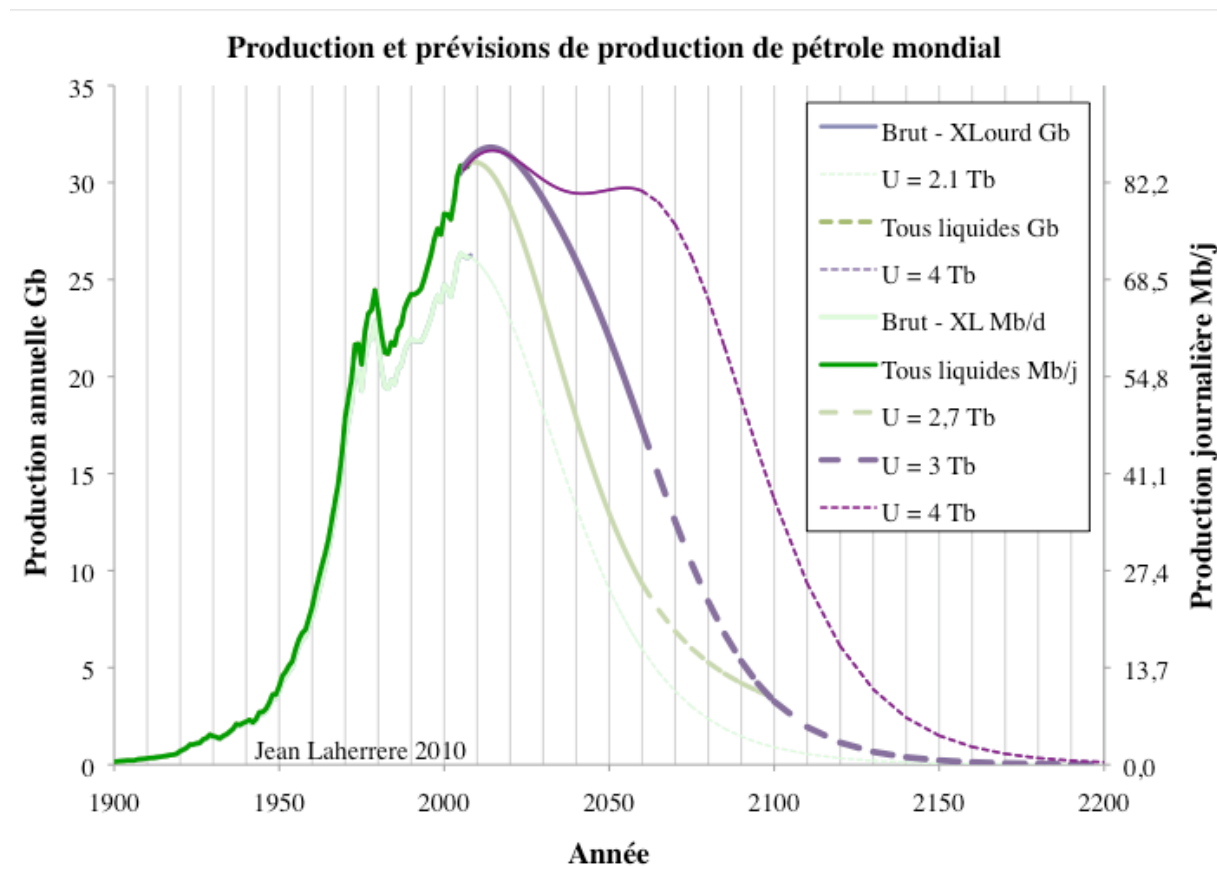
Nous nous en tiendrons ici à la prévision de Jean Laherrère, géologue pétrolier à la retraite, qui semble toujours avoir accès aux données techniques et dont les scénarios semblent des plus sérieux<sup>12</sup>.

Le scénario de Jean Laherrère, et ses deux variantes concernant les réserves ultimes, se résume schématiquement dans les valeurs suivantes : 2,7 Tb (Tera barils) comme scénario bas, 3Tb comme scénario le plus probable et 4Tb comme scénario maximal fondé sur l'hypothèse d'un doublement de la production future de pétrole non conventionnel par rapport au plus probable. Il faut souligner que ce dernier cas est d'ailleurs plus un exercice purement formel, destiné à montrer qu'une augmentation de l'évaluation des réserves de pétrole non conventionnel ne décalerait pas la date du pic. Nous constatons que le déclin de ce qui s'apparente à du pétrole conventionnel (noté « Brut – Extra Lourd » dans le graphique ci-après), est imminent ou en cours.

Ce scénario est probablement l'un des plus sérieux qui existe, cependant la méthode inspirée de celle de M. K. Hubbert présente un défaut. En effet elle repose sur l'estimation des réserves ultimes, mais ne nous donne pas la forme de la courbe de production future. Cette dernière est tracée dans le prolongement probable de la tendance actuelle. Ainsi, la production pourrait augmenter plus sensiblement que sur le graphique ci-dessous mais alors le taux de déclin qui lui succéderait serait encore plus fort, ce qui ne serait pas une bonne nouvelle. Notons que selon cette estimation, le niveau de production de la décennie 2040 serait équivalent aux niveaux de la décennie 1970 dans le cas de référence avec des réserves ultimes de 3Tb. Remarquons enfin que ce scénario n'apparaît finalement que comme un arrondi à l'unité supérieur du scénario à 2,7Tb, obtenu par estimation au plus juste des réserves ultimes. Il est donc possible que la fin du « *bumpy plateau* » intervienne plus tôt que 2020.

---

<sup>12</sup> EDF R&D a organisé une série de séminaires sur les raretés énergétiques de 2007 à 2009 et lors de l'atelier sur l'horizon des contraintes c'est Jean Laherrère qui a été invité à présenter ses scénarios (schématiquement très proches de ceux présentés ici qui sont simplement une réactualisation basées sur les dernières données disponibles).



Nous retiendrons comme scénario de référence une baisse de 2% de la production mondiale à partir de 2020. Tirer au plus tôt, toutes les conséquences de ce scénario permettra d'être mieux préparé dans le cas où la production commencerait à baisser quelques années plus tôt.

### 2.1.7 Lien avec les prix du pétrole

Les scénarios que nous venons de présenter concernent la production de pétrole et non son prix qui devrait être orienté à la hausse. Le « *peak oil* » va certainement constituer un événement majeur dans l'histoire de l'humanité, d'autant plus que le pic de production de gaz naturel surviendra également prochainement, comme nous allons le voir au paragraphe suivant. Il s'agira d'une rupture avec plus de deux siècles au cours desquels les énergies fossiles ont été disponibles en quantité croissante avec le charbon, le pétrole et le gaz naturel, sans que ces énergies viennent à manquer si l'on excepte quelques semaines en 1973.

L'organisation socio-économique de nos sociétés a intégré cette séquence de plus de deux siècles (de consommation sans limitation) et il ne sera sûrement pas aisé d'en sortir. Dans le cas d'une rupture aussi nette avec une tendance au moins deux fois séculaire, les modèles purement économiques ou économétriques, essentiellement fondés sur l'observation du passé et des prolongements de tendances ne s'avèrent certainement que de peu d'utilité<sup>13</sup>. Or, et ce n'est sans doute pas sans lien avec la disponibilité d'énergies fossiles abondantes durant ces deux siècles, c'est surtout la vision des économistes qui a jusqu'à présent prévalu parmi les institutions en charge de ces problèmes (qu'il s'agisse des ministères des différents pays de l'OCDE, des instituts de recherche en charge de l'énergie, de l'Agence Internationale de

<sup>13</sup> Certes, des épisodes de chocs, contre-chocs et même de rupture d'approvisionnement on déjà pu être observé dans le passé, mais ils étaient essentiellement provoqué par des facteurs politiques non modélisables a priori.

l'Energie ou de grandes entreprises internationales en charge de l'énergie ou des infrastructures. La seule alternative pertinente consisterait, à l'inverse, à élaborer des scénarios contrastés, allant de la sobriété volontaire jusqu'à la guerre pour les ressources stratégiques en état de raréfaction. Cette élaboration collective ne pourrait vraisemblablement être le fait que d'équipes pluridisciplinaires, associant sociologues, psycho-sociologues, anthropologues, historiens, économistes, politologues, géopoliticiens, etc..

Il est donc extrêmement difficile de prévoir vers quel type de scénarios les sociétés industrielles et les pays émergents vont se diriger, compte tenu de la nouveauté du problème auquel nous sommes confrontés, et surtout dans le contexte d'une crise économique et financière internationale bien plus large, qui a la malchance de tomber en même temps que l'arrivée du « *peak oil* »<sup>14</sup>.

Dans ces conditions nous pouvons seulement affirmer que :

- les prix du pétrole devraient, à moyen ou long terme, être globalement orientés à la hausse ;
- lors de la phase de « *bumpy plateau* », les fluctuations de la production peuvent sans doute déboucher sur d'importantes fluctuations de prix éventuellement sous la forme d'un ou plusieurs épisodes de l'ordre de grandeur de celui 2008 ; au fur et à mesure que ce pic approche, prix et volatilité pourraient donc augmenter considérablement (comme l'indique notamment le rapport Hirsch aux états Unis (USDEA, 2005), cf. paragraphe 3) ; dans ce cadre, il est possible qu'une approche économique des prix ait un sens pour permettre quelques anticipations uniquement de court terme, la crise économique étant susceptible d'allonger de quelques années cette phase de part la baisse de la demande qu'elle induit ;
- pour la phase de déclin en revanche, il est nettement moins clair d'anticiper nos rapports à l'or noir, à son prix et aux questions de tensions entre états ; il faut tenir compte de la vitesse et de la capacité à faire entrer en scène des solutions technologiques alternatives à notre consommation, de rapports de force géopolitiques, des réactions (socio-anthropologique) des populations, etc..

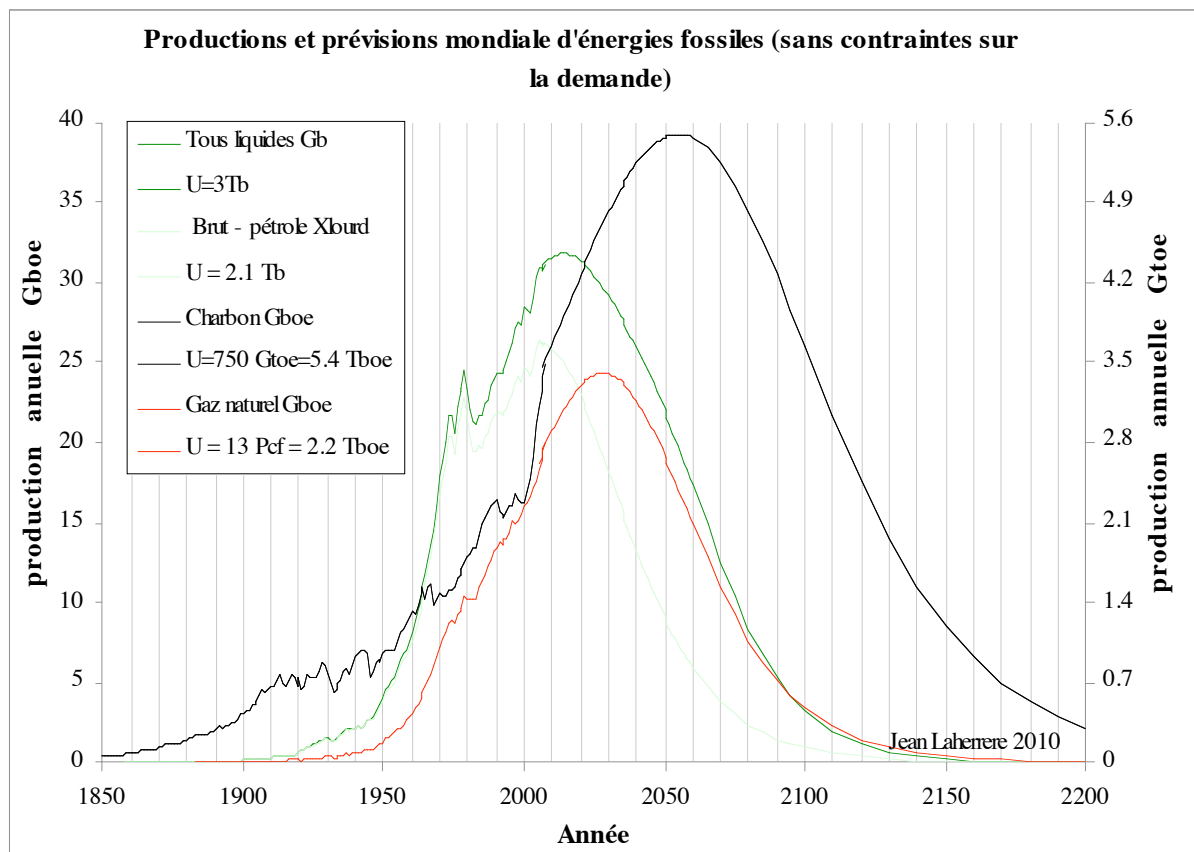
### 2.1.8 Autres pics de production d'énergie fossiles : gaz naturel et de charbon

Dans ce panorama, il convient également de mentionner les autres ressources énergétiques fossiles, dont les quantités ne sont pas non plus illimitées. L'arrivée du pic de production de gaz naturel devrait encore ajouter à la complexité du problème de gestion du « *peak oil* ». Les contraintes liées à l'exploitation et au transport du gaz naturel sont cependant légèrement différentes de celles du pétrole, surtout conventionnel, notamment parce que ce dernier étant liquide, il se transporte facilement, ce qui a créé un marché mondial relativement homogène. Concernant le gaz naturel, plus difficile à transporter, il y a longtemps eu des marchés continentaux relativement indépendants, puisque le transport se faisait essentiellement par pipeline qui sont des infrastructures fixes. Depuis les années 1970, le marché du GNL (Gaz Naturel Liquéfié) permet un transport plus aisé ; dès lors, le boom de ce marché au début des années 2000 rend les marchés continentaux de plus en plus interconnectés. Mais il faut noter que pour le gaz naturel transporté par pipeline un changement de fournisseur est beaucoup plus long, complexe et cher que pour le pétrole.

---

<sup>14</sup> A priori et indépendamment de la crise économique, la date du pic de production de pétrole dépend du montant des réserves ultimes, lui-même dépendant des processus de formation des énergies fossiles depuis plusieurs centaines de millions d'années.

Le gaz naturel conventionnel a la même caractéristique que le pétrole conventionnel, le niveau de ses réserves ultimes dépend beaucoup plus des caractéristiques géologiques que du prix que l'on est prêt à payer pour l'extraire. Comme pour le pétrole, c'est surtout la baisse de production du « conventionnel » qui va déterminer la date du pic de production de gaz naturel. Cependant, la qualité des données techniques semble un peu moins bonne que pour le pétrole, ce qui augmente l'incertitude, mais l'ordre de grandeur est que le pic de production devrait survenir une à deux décennies après celui du pétrole. La production récente de « shale gas », une forme non conventionnelle de gaz naturel aux Etats-Unis, laisse penser qu'il existe une petite marge de manœuvre par rapport aux modèles de pic de production. Un plateau est possible à partir de 2020 et il peut y avoir des ruptures localisées avant la date du pic. En tout état de cause, un report massif sur le gaz pour gérer le pic de production de pétrole ne semble pas être une solution pertinente (mais si une majorité de pays s'y lance il faudra sans doute se poser plus précisément la question de cette éventualité). Le graphique ci dessous présente les pics de pétrole, gaz naturel et charbon, les trois énergies étant ramenées à une unité unique, l'équivalent-pétrole<sup>15</sup>.



Concernant le charbon, la situation est un peu différente du pétrole et du gaz naturel. Ces deux hydrocarbures circulent et surtout se concentrent dans des réservoirs appelés roche mère, ce qui n'est pas le cas pour le charbon. Le graphique ci-dessus envisage le pic de production de charbon au cours de la décennie 2050, il s'agit probablement d'un minimum. La limitation de la production du charbon viendra peut-être d'autres facteurs tel que la pollution (locale ou globale), des difficultés logistiques (nécessité de construire des lignes de chemin de fer pour le transporter) et dégradation de la qualité des charbons (anthracite, houille, lignite...).

<sup>15</sup> La tonne d'équivalent-pétrole correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole

Compte tenu de toutes ces contraintes, et surtout si les procédés sont sensibles à la qualité de charbon, on peut se demander si une liquéfaction massive (permettant d'offrir un substitut au pétrole) aura lieu ?

Nous retiendrons que les pics de charbon et surtout de gaz naturel, prévus pour à peine quelques décennies après, vont créer une contrainte plus forte encore sur le pétrole et limiter les solutions de substitution massives.

### 2.1.9 Les prix moyens du carburant actuellement en France

Indépendamment de toute nouvelle décision volontaire du politique visant à orienter les prix à la hausse (levier fiscal, qu'il s'agisse de taxe carbone ou autre – ici peut-être faire un renvoi au texte d'Yves), nous indiquons ici comment sont actuellement formés les prix finaux des carburants, moyenne France entière. Le principal facteur de fluctuation des prix des carburants en France est actuellement dû aux variations du prix du pétrole brut. La structure des prix dépend de la matière première (le pétrole brut), du coût de sa transformation et de son transport (raffinage, distribution, marges), mais surtout des taxes : TIPP (Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers) et TVA. La TIPP est fixe par volume, elle dépend du type de carburant, la TVA est "*ad valorem*" au taux de 19,6% s'applique sur l'ensemble du prix, y compris la TIPP. Pour être complet, il faut également souligner que les Régions sont autorisées depuis 2007 à faire varier leur tarif de TIPP (à la hausse comme à la baisse), mais nous ne parlons ici que de moyennes France entière (on pourra par exemple se reporter à DGEC (2009), « les prix des produits pétroliers, l'industrie pétrolière et gazière en 2008 », par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (sources : DGEC et Bulletin Pétrolier))

Le tableau suivant présente la structure de coûts au 19 mars 2010, pour le gazole et le « Sans Plomb 95 ».

Carburant (prix en centimes d'€ par litre)	SP 95	Gazole
Prix du brut à Rotterdam	43,1	42,6
Marge brute (Transport-Distribution)	10,1	8,6
TIPP	60,69	42,84
Sous total hors TVA	113,85	94,04
TVA	22,31	18,43
Prix TTC	136,16	112,47
% de taxes (TVA + TIPP)	60,95%	54,47%

Source : DGEC, BPCE, MEEDDM, calculs de l'auteur

Le fait de disposer d'une fiscalité conséquente, ci dessus supérieure à 50% aussi bien pour le supercarburant que pour le gazole, permet éventuellement de faire varier son montant pour éventuellement atténuer les pointes d'augmentation rapide des prix. Il faut toutefois pouvoir prévoir la tendance générale d'évolution des prix du pétrole brut ce qui est actuellement très difficile.

## 3. Pic de production de pétrole : Une préparation (in)suffisante ?

### 3.1.1 Se préparer à agir dans l'urgence : les « *crash programs* »

Cet événement inhabituel qu'est le « *peak oil* » a mis du temps à être identifié et compris, le choc pétrolier de 2008 ayant probablement contribué à mieux ancrer cette prise de conscience. Mais d'autres événements préoccupent les gouvernements, en particulier la crise financière et économique. Les questions de transition énergétique, comme celle des changements climatiques, semblent désormais moins prioritaires que la sortie de crise.

Une des premières approches des mesures à mettre en œuvre pour gérer la transition énergétique du pic de production date de 2005. Robert Hirsch, l'auteur principal, a proposé une première ébauche des actions à mettre en œuvre en vue du pic de production de pétrole dans un rapport commandé par le *Department of Energy* des Etats-Unis (le Département de l'Énergie Américain)<sup>16</sup> en proposant des « *Crash Programs* », c'est à dire des programmes d'adaptation rapide (ou « programmes d'atténuation d'urgence »). Il souligne le caractère inédit et brutal de l'événement contrairement aux transitions énergétiques précédentes (bois vers charbon ou charbon vers pétrole). Sa conclusion est que le principal problème aux Etats-Unis concerne le secteur des transports et qu'il faut lancer des programmes ambitieux (efficacité énergétique et substitution de sources d'énergie) 20 ans avant le moment où la production de pétrole commence à décliner (ou au moins plus d'une décennie avant le pic), afin de ne pas être confronté à de sérieuses difficultés de gestion du déclin de pétrole.

Or il semble que nous n'ayons vraisemblablement plus 20 ans devant nous avant la phase de déclin, il faudra donc nécessairement se réduire à agir réellement dans l'urgence.

### 3.1.2 Le « *bumpy plateau* » en France

Durant la décennie qui vient, lors de cette phase de production de pétrole en plateau ondulé, un ou d'autres épisodes de hausse du prix des carburants similaires ou de plus grande ampleur que celui de 2008 sont possibles. Nos résultats (cf. chapitre XXX Hivert) indiquent des réactions comportementales très variées parmi les ménages et les automobilistes, en soulignant principalement les effets économiques, sociaux (et géographique) plus remarquables, notamment en fonction des revenus et des localisations résidentielles mais le contexte plus global de crise (probablement durable et profonde) dans lequel nous nous trouvons va probablement aggraver la situation pour les ménages les plus vulnérables, d'autant plus que les automobilistes, faisant toujours, dans leur grande majorité, attention à leur consommation malgré la baisse des prix qui a suivi au dernier trimestre 2008, auront probablement moins de marge de manœuvre d'adaptation comportementale, lors de prochains soubresauts des prix.

### 3.1.3 Interrogations sur la gestion de la phase de déclin

La phase de déclin s'annonce problématique et pose de nombreuses questions.

Quand débutera-t-elle ? Probablement vers 2020, mais éventuellement un peu plus tôt vers 2015 ou plus tard, compte tenu de la crise économique qui tend à desserrer les contraintes sur la demande de pétrole.

---

<sup>16</sup> US Department of Energy (2005) « *Peaking of World Oil Production : Impacts, Mitigation, & Risk Management* » (pic de la production mondiale de pétrole : impacts, atténuation, et gestion des risques)

Quel sera le taux de déclin de la production mondiale ? Si nous nous en tenons à une vision strictement technique de la question de la production, ce taux de déclin pourrait être de l'ordre de -1% à -3% de pétrole par an (une décroissance annuelle de 2% de la production est souvent admise) . En revanche, en intégrant des facteurs géopolitiques, nous pourrions arriver à des taux de -3% jusqu'à -8% pendant quelques années, ce qui n'est pas « gérable » dans la sérénité.

Les adaptations devraient-elles uniquement affecter le comportement individuel des ménages ou plus profondément l'ensemble de l'organisation de notre système économique et social ? La technologie (améliorant l'option thermique ou se tournant vers des alternatives en rupture) peut-elle permettre d'obtenir des gains d'efficacité énergétique suffisant pour conserver la même organisation ? Mais surtout, cette technologie sera-t-elle accessible au plus grand nombre, et à quel rythme (on rappelle qu'au rythme actuel sans rupture, il faut compter de l'ordre de 15 à 25 ans pour renouveler entièrement notre parc automobile, c'est à dire pour qu'une innovation technologique s'y soit totalement implantée pour tous) sachant que c'est une condition de son efficacité puisqu'il s'agit d'une problématique très décentralisée, avec ces effets de parc de véhicules.

Si nous retenons une hypothèse réaliste d'un taux de déclin de 2%, est-ce que les hypothèses de travail actuellement envisagées (Grenelle, Facteur4) sont en ligne avec cette baisse subie de la production de pétrole ? Les objectifs fixés, essentiellement pour lutter contre le réchauffement climatique, sont-ils en passe d'être tenus ou bien « mis de côté » en attendant la fin d'une crise économique qui s'annonce pourtant longue ? Est-il possible d'assurer un climat de paix sociale en temps de crise et de mettre en œuvre un programme ambitieux de préparation au pic de production de pétrole ? Une « croissance verte », c'est à dire en produisant et en utilisant toutes les technologies existantes économes en énergie, permettrait-elle d'atteindre les deux objectifs de soutien de la reprise économique et d'amélioration significative de l'efficacité énergétique ou bien est-ce une vision optimiste ?

La phase de « *bumpy plateau* » devrait vraisemblablement présenter une certaine volatilité des prix du pétrole, ce qui, en termes de signal auprès des consommateurs, semble particulièrement néfaste à une bonne compréhension du problème énergétique à venir. Il serait bon qu'au moins pendant cette phase, qui reste gérable avec nos outils actuels tel que la fiscalité, une sensibilisation solide s'opère avec si possible un signal média explicitant le phénomène inéluctable de « peak oil » et la volonté politique d'un signal prix clair et non chaotique traduisant l'inéluctable tendance haussière<sup>17</sup>. Au moins devrions-nous profiter de cette phase pour mieux comprendre les aspirations de nos concitoyens et les types de solutions alternative au pétrole qu'ils préfèrent une fois qu'ils auraient clairement assimilé cette question contraignante. Il faudrait interroger les arbitrages possibles au sein des budgets totaux des ménages en incluant toutes les dépenses (transports, logement, y compris énergie alimentation, loisirs...), mais cela constitue également un défi à relever pour la recherche, dont les préoccupations, à de rares exceptions près, restent encore d'ordinaire bien trop segmentées ou sectorielles. Assurément les démarches prospectives devraient tenir compte de l'inertie inhérente à la mise en place d'infrastructures de transport ou de déploiement des solutions décentralisée sur l'ensemble d'un parc de véhicules. C'est la prise en compte de ses délais qui permet de prendre conscience de la proximité de la date de 2020 comme début de la phase de déclin de la production de pétrole.

---

<sup>17</sup> la fiscalité peut lisser une croissance modérée des prix, quitte à en utiliser les excédents temporaires pour des mesures sociales ou le remboursement de la dette

#### **4. Encadré : Ce qu'il faut schématiquement retenir en conclusion**

Pic de production de pétrole : Nous sommes probablement déjà entrés dans une phase de forme « plateau ondulé » pour la production, phase qui devrait probablement durer jusqu'environ 2020, sans qu'il soit possible d'exclure que la phase ultérieure se produise quelques années plus tôt. Ensuite nous entrons dans une phase de déclin de la production de l'ordre de 2% par an, éventuellement de l'ordre de 5 à 8% pendant quelques années en tenant compte des facteurs géopolitiques. Le pétrole étant une ressource finie, nous ne sommes pas confrontés à un simple problème d'investissement puisqu'une augmentation de l'effort afin d'augmenter l'offre, en imaginant que se soit réalisable, creuserait, amplifierait, accélérerait le déclin par la suite en le rendant plus difficile encore à gérer.

Le pic de production pour le gaz naturel devrait se produire ensuite vers 2030, ce qui rend inefficace (voire à terme impossible) un report massif vers une propulsion à gaz des véhicules. Les contraintes sur la production de charbon (pic de charbon après 2050) pourraient aussi rendre inefficace une liquéfaction massive.

Les prix qui en découlent pour les produits pétroliers, et en particulier les prix finaux de nos carburants à la pompe, sont difficiles à prévoir mais devraient s'orienter à la hausse avec une volatilité peu propice aux anticipations. Il est donc probable que la décennie qui s'ouvre voit encore se produire un ou plusieurs brefs épisodes de hausse (hausse puis baisse) du prix des carburants, d'une ampleur analogue voire supérieure à celui que nous avons connu au cours de l'année 2008.

Une vision (encore persistante mais nettement minoritaire) qui consiste à n'envisager le problème de la raréfaction du pétrole que sous l'angle d'un problème d'investissement accroît l'incertitude en s'opposant à un quasi-consensus sur la date du pic de production, voire même sur la forme de la courbe (déclin après le plateau). Quoi que l'on puisse en penser, cette incertitude serait probablement levée par la butée sur une limite de production avec un nouvel épisode de hausse du type de 2008. Des programmes d'adaptations devront être envisagés dans l'urgence. Les secteurs les plus impactés seraient bien évidemment les transports et le chauffage des bâtiments (qui comptent parmi les plus importants, que ce soit en parts et en croissance).

#### **5. Bibliographie**

- Bamberger, Y. Rogeaux, B., 2007. « Quelles solutions des industriels peuvent-ils apporter aux problèmes énergétiques? ». *Revue de l'énergie*, n°575, pages 5-16, Editions Techniques et économiques.
- DGEC, 2009. « *Les prix des produits pétroliers, l'industrie pétrolière et gazière en 2008* », Rapport de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat.
- British Petroleum, 2009. *Statistical Review of World Energy*
- Deffeyes, K. S., 2003. « Hubbert's peak » *Editions Princeton Paperbacks*.
- Hirsch, L. R., Bezdek R., Wendling R., 2005. « *Peaking of world oil production : Impacts, Mitigation, & Risk management* ». US Department of energy
- International Energy Agency, 2008. *World Energy Outlook*.
- Laherrère, J., Wingert, J-L., 2008. « *Forecast of oil production assuming strong economic constraints* », ASPO VII Conference, Barcelone, 20-21 octobre.
- Laherrère, J., 2009. « *Perspectives pétrole et gaz à l'horizon 2030* », Club de Nice VIIIe Forum énergie et géopolitique 3-5 décembre.
- Wingert, J-L., 2005. « *La vie après le pétrole, de la pénurie aux énergies nouvelles* », Editions Autrement, 248p.



## Annexe A : Les gisements géants, leur rôle clé et leur épuisement

Il existe actuellement environ 70 000 gisements en production dans le monde. Seulement 110 d'entre eux produisent plus de 100 000 barils par jour, représentant ensemble légèrement plus de 50% de la production mondiale de pétrole conventionnel<sup>18</sup>. Le tableau ci-dessous liste les 20 plus gros gisements en fonction de leur production en 2007. A eux seuls, ils produisent 22% des 85 Mb/j de pétrole produits. Sur ces 20 gisements, il est intéressant de noter que si 10 ont été découverts avant 1960 (inclus) , 2 seulement ont été découverts après 1980. Et à l'exception de ces deux derniers, tous les gisements sont désormais en déclin.

Le top 20 des gisements géants (et leur date de découverte)

Nom du gisement	Pays	Localisation	Année de découverte	Pic de production		Production en 2007
				Année	kb/j	kb/j
Ghawar	Saudi Arabia	Onshore	1948	1980	5 588	5 100
Cantarell	Mexico	Offshore	1977	2003	2 054	1 675
Safaniyah	Saudi Arabia	On/off	1951	1998	2 128	1 408
Rumaila N & S	Iraq	Onshore	1953	1979	1 493	1 250
Greater Burgan	Kuwait	Onshore	1938	1972	2 415	1 170
Samotlor	Russia	Onshore	1960	1980	3 435	903
Ahwaz	Iran	Onshore	1958	1977	1 082	770
Zakum	Abu Dhabi (UAE)	Offshore	1964	1998	795	674
Azeri-Chirag-Guneshli	Azerbaijan	Offshore	1985	na	na	658
Priobskoye	Russia	Onshore	1982	na	na	652
<i>Top 10 total</i>						<i>14 260</i>
Bu Hasa	Abu Dhabi (UAE)	Onshore	1962	1973	794	550
Marun	Iran	Onshore	1964	1976	1 345	510
Raudhatain	Kuwait	Onshore	1955	2007	501	501
Gachsaran	Iran	Onshore	1928	1974	921	500
Qatif	Saudi Arabia	On/Off	1945	2006	500	500
Shaybah	Saudi Arabia	Onshore	1968	2003	520	500
Saertu (Daqing)	China	Onshore	1960	1993	633	470
Samotlor (Main)	Russia	Onshore	1961	1980	3 027	464
Fedorovo-Surguts	Russia	Onshore	1962	1983	1 022	458
Zuluf	Saudi Arabia	Offshore	1965	1981	677	450
<i>Top 20 total</i>						<i>19 163</i>

Source: AIE, *World Energy Outlook 2008*

<sup>18</sup> Selon les données de 2007 du rapport de l'AIE « *World Energy Outlook 2008* », page 226. La production des 70 000 gisements est de 70,2 Mb/j ce qui correspond à une définition restrictive du pétrole. La production tous liquides (incluant notamment les condensats présent dans le gaz naturel et des pétroles lourds) est de l'ordre de 85 Mb/j. BP indique en effet pour l'année 2007 une consommation mondiale de 84,87 Mb/j.

**Annexe B : Les pays producteurs : 31 sur 49 ont déjà atteint leur pic**

La notion de pic de production est d'ores et déjà une réalité dans un certain nombre de pays dont la production a commencé à décliner. Lorsqu'il n'y a plus de pays susceptibles d'augmenter leur production pour compenser la baisse des pays en déclin, nous arrivons à un pic au niveau mondial. Le tableau ci-dessous est extrait des données publiées BP qui recensent la production de pétrole par pays depuis 1965. Il s'agit ici des 49 principaux pays producteurs de pétrole (formellement identifiés comme tels, les autres dont la production est inférieure à 80 000 baril/jour sont inclus dans des regroupements par continent, qui ne figurent pas dans le tableau). Les dates de pic de production par pays ont été obtenues à partir de ces séries temporelles. Toutefois, dans certains cas indiqués en remarque, la date du pic est à prendre avec précaution, car soit elle est trop récente, soit les pays en question ont connu une remontée significative de leur production depuis la forte baisse enregistrée après le pic présumé.

**Tableau : Les principaux pays producteurs de pétrole**  
(classés par date croissante de pic de production pour ceux qui l'ont déjà atteint)

Pays	Prod. au pic	Prod. en 2008	Année du pic	Remarques
Etats-Unis	11297	6736	1970	
Venezuela	3754	2566	1970	Des réserves en pétrole non conventionnel permettent de maintenir un plateau de production au niveau actuel. Faible fiabilité des données pour ce pays.
Libye	3357	1846	1970	
Koweït	3339	2784	1972	Baisse brutale après le pic et reprise depuis, ne dépassera probablement plus le niveau de production de 1972
Iran	6060	4325	1974	Chute brutale et plateau montant depuis début des années 1990
Indonésie	1685	1004	1977	
Roumanie	313	99	1977	
Trinidad & Tobago	230	149	1978	
Irak	3489	2423	1979	Production très irrégulière possibilité de dépassement futur du niveau de production de 1979
Brunei	261	175	1979	
Tunisie	118	89	1980	
Pérou	196	120	1982	
Cameroun	181	84	1985	
Fédération de Russie	11484	9886	1987	Chute brutale début 90's et plateau depuis 2005
Egypte	941	722	1993	
Inde	774	766	1995	Plateau
Syrie	596	398	1995	
Gabon	365	235	1996	
Argentine	890	682	1998	
Colombie	838	618	1999	
Royaume-Uni	2909	1544	1999	

République du Congo (Brazzaville)	266	249	1999	Plateau depuis le pic
Ouzbékistan	191	111	1999	
Australie	809	556	2000	
Norvège	3418	2455	2001	
Oman	961	728	2001	
Yémen	457	305	2002	
Mexique	3824	3157	2004	
Malaisie	793	754	2004	Plateau depuis 1998
Vietnam	427	317	2004	
Danemark	390	287	2004	
Nigeria	2580	2170	2005	Perturbation politiques de la production
Tchad	173	127	2005	Pays pétrolier récent (2002) la notion de pic est sans doute prématurée
Italie	127	108	2005	Plateau depuis 1997
Equateur	545	514	2006	
Arabie Saoudite	11114	10846	2005, En hausse	Baisse de production après le contre choc début 80's plateau montant depuis 1990
Canada	3320	3238	2007, En hausse	Date du pic non significative
Algérie	2016	1993	2007, En hausse	Date du pic non significative
Guinée équatoriale	368	361	2007, En hausse	Date du pic non significative
Chine		3795	En hausse	
Emirats Arabes Unis		2980	En hausse	
Brésil		1899	En hausse	
Angola		1875	En hausse	
Kazakhstan		1554	En hausse	
Qatar		1378	En hausse	
Azerbaïdjan		914	En hausse	
Soudan		480	En hausse	
Thaïlande		325	En hausse	
Turkménistan		205	En hausse	

Source : BP, *The oil drum*, Praveen Ghanta, Jean-Luc Wingert

Sur les 49 principaux pays producteurs de pétrole, seuls 14 ont une production encore en hausse. Il faut ajouter 4 pays susceptibles de maintenir ou augmenter leur production un certain temps encore, bien qu'ayant passé le pic de production (Irak, Iran, Russie, Venezuela). 31 de ces pays ont donc déjà clairement passé leur pic de production.