

# ***Que penser de l'épuisement des réserves pétrolières et de l'évolution du prix du brut ?***

**Académie des technologies**

**Commission Energie et Changement climatique**

**Groupe de travail Pétrole**

***Communication à l'Académie des technologies***  
**Mars 2007**

Dans le cadre de ses travaux sur les interférences entre les choix énergétiques du XXI<sup>e</sup> siècle et le risque de changement climatique, la commission « Energie et changement climatique » (CE&CC) de l'Académie des technologies a installé des groupes de travail sectoriels analysant chacun des secteurs de l'énergie, son évolution et son rôle propre dans le problème mondial qu'est le réchauffement planétaire.

Concernant les énergies fossiles, à la suite des groupes de travail concernant le gaz naturel, puis le charbon (dont les rapports sectoriels sont sur le site de l'Académie), un groupe de travail « pétrole » a été créé fin 2003. Au cours de trois années de travaux, et outre ses échanges internes, le groupe a rencontré les acteurs principaux du secteur pétrolier, et présenté en commission des rapports d'étapes dont cette édition 2007 constitue la finalisation, intégrant les changements importants observés dans le marché et les technologies du pétrole ces récentes années.

La CE&CC remercie les participants à ce groupe pour le travail accompli, et particulièrement les rédacteurs de ce rapport.

Le président de la commission, Gilbert Ruelle

\_\_\_\_\_

Ce rapport sur le pétrole a été confié à un groupe de travail composé de MM :

**Denis Babusiaux (IFP),**

**Pierre-René Bauquis (Professeur associé, ENSPM),**

**Pierre Castillon (Académie des technologies),**

**Xavier Préel (Total),**

**Pierre Sigonney (Total),**

**Bernard Tissot (Académie des sciences et Académie des technologies),**

et animé par MM. Denis Babusiaux et Pierre-René Bauquis, rédacteurs de ce rapport.

## **INTRODUCTION**

Longtemps réservée à des débats de spécialistes, la question du pic de la production pétrolière mondiale est maintenant couramment évoquée par la grande presse. Celle des prix du pétrole fait souvent la « une » de nos quotidiens.

L'objectif de cette note est de présenter une synthèse des différents points de vue en présence. Nous mettrons l'accent sur l'étude du moyen et long terme et n'évoquerons que brièvement les aspects géopolitiques et leurs conséquences à court et moyen terme. Nous n'aborderons pas l'analyse du fonctionnement à court terme des marchés (marchés spot et marchés à terme, comportement des fonds non commerciaux (hedge funds), influence des statistiques de stocks sur la formation des prix, ..).

Nous consacrerons la première partie de ce document aux données et aux hypothèses concernant les réserves et les profils de production. Nous analyserons ensuite les mécanismes de formation des prix.

Dans une troisième partie nous présenterons brièvement quelques scénarios d'évolution possible.

## **I. RESERVES ET PRODUCTIONS**

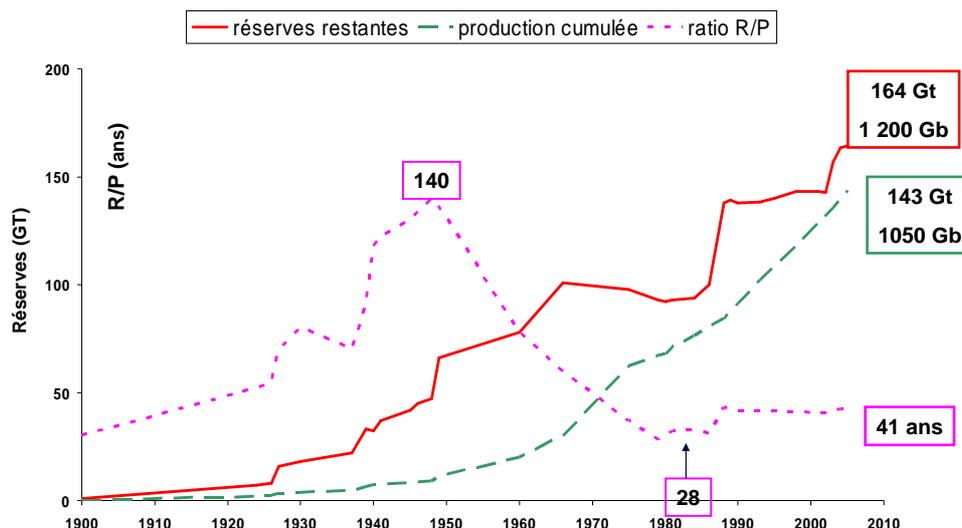
### **I.1. Les notions de ressources et de réserves**

Dans l'industrie pétrolière, il est d'usage courant de distinguer ressources et réserves. Les premières correspondent aux quantités d'hydrocarbures, récupérables ou non, contenues dans le sous-sol. Les réserves au sens strict (classification AAPG, SPE, WPC1 2000) sont formées des accumulations identifiées qui sont ou seront récupérables dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui, dans les gisements en exploitation ou en cours de développement. Les réserves de pétrole dites prouvées sont estimées à environ un milliard de milliards de barils (entre 1 et 1,3), soit 150 milliards de tonnes environ ou encore une production d'une quarantaine d'années au rythme actuel. En tonnes d'équivalent pétrole, les réserves gazières représentent un volume du même ordre de grandeur que celui des réserves pétrolières, mais ces quantités correspondent à un ratio réserves sur production de plus de 60 ans. Les réserves de charbon représentent de l'ordre de 200 ans de production au rythme actuel, mais les définitions des réserves de charbon ne sont pas homogènes avec celles de pétrole, en particulier parce que les géologies sont très différentes.

Il convient de remarquer que les réserves d'un gisement ne sont connues de façon exacte que lorsque l'exploitation en est terminée et que le terme de réserve prouvée peut donner lieu à diverses appréciations. Il n'a pas la même signification pour les états producteurs ou pour la SEC (*Securities and Exchange Commission*). Pour les sociétés cotées en bourse de New York, la SEC définit les réserves prouvées comme celles dont l'existence est démontrée à partir des données géologiques et technico-économiques « avec une raisonnable certitude ». L'amplitude des réévaluations à la hausse des réserves aux États-Unis montre qu'il s'agit de règles particulièrement prudentes. Les réserves dont disposent les compagnies qui se conforment aux normes de la SEC ne représentent que 5 % environ des réserves mondiales. En dehors des pays industrialisés, les statistiques concernant les pays producteurs sont données par les États. Ces dernières sont en général comparables non aux réserves prouvées au sens de la SEC, mais plutôt aux réserves « prouvées + probables » définies par les compagnies comme celles dont la probabilité d'existence est supérieure ou égale à 50%.

---

<sup>1</sup> AAPG: American Association of Petroleum Geologists; SPE: Society of Petroleum Engineers; WPC : World Petroleum Congress.



**Figure 1. Evolution des réserves pétrolières mondiales**

Source: BP Statistical Review

La figure 1 donne l'évolution des réserves prouvées mondiales dans le passé. On observe une forte augmentation en 1986-1987. Il convient de noter qu'elle n'est pas due à des découvertes exceptionnelles. Au lendemain du « contre-choc » pétrolier, l'OPEP s'est posée la question de la définition de ses quotas de production en fonction du volume des réserves de chaque pays. Chacun des membres de l'organisation a ainsi réévalué ses réserves affichées. Certaines réévaluations sont donc politiques. Elles sont souvent effectuées à la hausse, mais pas uniquement. Ainsi, lorsque le Mexique a rejoint la zone de libre échange nord américaine, ce pays a révisé ses réserves à la baisse pour se mettre en conformité avec les normes en vigueur aux États-Unis. Au total, ceci a conduit le Mexique à diviser par un facteur 3 ses réserves « prouvées », ce qui illustre à nouveau les fortes incertitudes portant sur ce type de données.

Les principales sources statistiques sont publiées par *Oil and Gas Journal*, *BP Statistical Review*, *World Oil Journal* et par l'USGS (*United States Geological Survey*). Les études de l'USGS ont pour objet non seulement l'analyse des réserves découvertes mais aussi l'estimation des réserves ultimes, qui incluent les réserves restant à découvrir et l'effet estimé pour le futur de l'amélioration des taux de récupération, nous y reviendrons en section 4. La dernière publication de l'USGS est datée de 2000.

**Pétroles « conventionnels » et « non conventionnels ».** Les deux premières publications (*Oil and Gas* et *BP Statistical Review*) paraissent une fois par an et s'appuient sur les données fournies par les États. Longtemps convergentes, elles font apparaître une différence notable depuis 2003, année à partir de laquelle *Oil and Gas* comptabilise en réserves 175 milliards de barils à extraire des sables asphaltiques de l'Athabasca au Canada, considérés auparavant comme ressources « non conventionnelles » alors que BP inclut uniquement les volumes qui font l'objet d'une exploitation ou d'un développement en cours. On appelle (ou plutôt on appelait) hydrocarbures « conventionnels » ceux qui peuvent être produits dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui ou dans un futur prévisible. Les progrès techniques ont fortement déplacé la frontière entre « conventionnel » et « non conventionnel ». Ainsi dans les années 1970 étaient considérées comme « non conventionnelles » les pétroles des gisements en mer situés sous une tranche d'eau supérieure à 200 m, alors que l'on produit aujourd'hui sous 2 000 m d'eau. Jusqu'aux années 1990, les pétroles extra-lourds de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela, ainsi que les sables

asphaltiques du Canada étaient considérés comme « non conventionnels ». Bien que leur exploitation soit maintenant en cours, le qualificatif « non conventionnel » leur est en général encore associé. Remarquons d'ailleurs que l'essentiel des réserves du bassin de l'Orénoque n'est pas aujourd'hui comptabilisé en réserves prouvées.

Pour ce qui concerne les conditions économiques, le niveau des réserves est naturellement fonction du prix du brut présent et anticipé. En particulier, le prix est déterminant pour la mise en place de systèmes de production assistée qui peuvent améliorer sensiblement les taux de récupération, particulièrement pour les bruts lourds et extra lourds. Globalement cependant, l'élasticité des réserves au prix est faible et notamment très inférieure à celle que l'on peut observer pour le charbon, l'uranium ou les mines métalliques. De l'ordre de 1 ou supérieure à 1 pour les métaux de base et l'uranium, elle serait plutôt de l'ordre de 0,1 pour les pétroles conventionnels. L'effet le plus important d'une hausse (significative) des prix est, nous y reviendrons, de permettre l'accès à de nouveaux domaines tels que celui de l'off-shore profond, des bruts extra lourds ou des pétroles profondément enfouis.

La figure 2 donne la répartition géographique des réserves. Nous n'insisterons pas sur les implications géopolitiques de cette répartition qui sont bien connues.

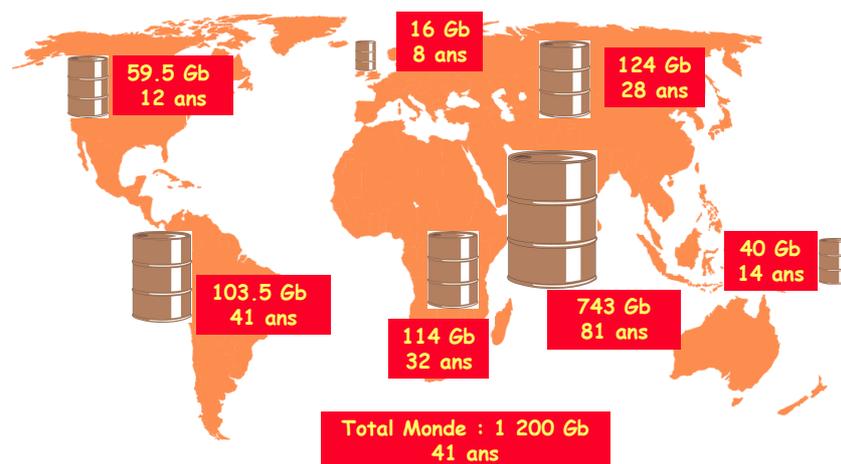


Figure 2. Réserves pétrolières et ratio réserves/production 2006

.Source: BP Statistical Review

Si les données relatives aux réserves prouvées sont sujettes à discussion, la question des réserves qui peuvent encore être découvertes et celle de l'amélioration future des taux de récupération donnent, elles aussi, lieu à d'importantes controverses entre « optimistes » et « pessimistes ».

## 1.2. Les arguments des optimistes

Si les pessimistes sont surtout des géologues, la plupart en retraite, le groupe des optimistes est essentiellement formé d'économistes tels que Morris Adelman et Michael Lynch du MIT. Ils font tout d'abord remarquer que les prévisions de raréfaction des ressources faites dans le passé ont toujours été démenties. Ainsi, à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, de nombreux experts prévoient un arrêt du développement industriel qui s'appuyait sur l'énergie du charbon, dont les réserves étaient estimées alors à 20 ans de production (de l'époque). En 1919, un article bien documenté paraissait dans « La Technique Moderne », montrant que la production pétrolière des États-Unis devait plafonner à très court terme, les réserves étant estimées à 22 ans à rythme constant, et que les

importations à partir du Mexique ou du Venezuela permettraient seulement de repousser de quelques années la pénurie annoncée.

Qui avait dit : « Je m'engage à boire tout le pétrole que l'on trouvera à l'Ouest du Mississippi ? »<sup>2</sup>

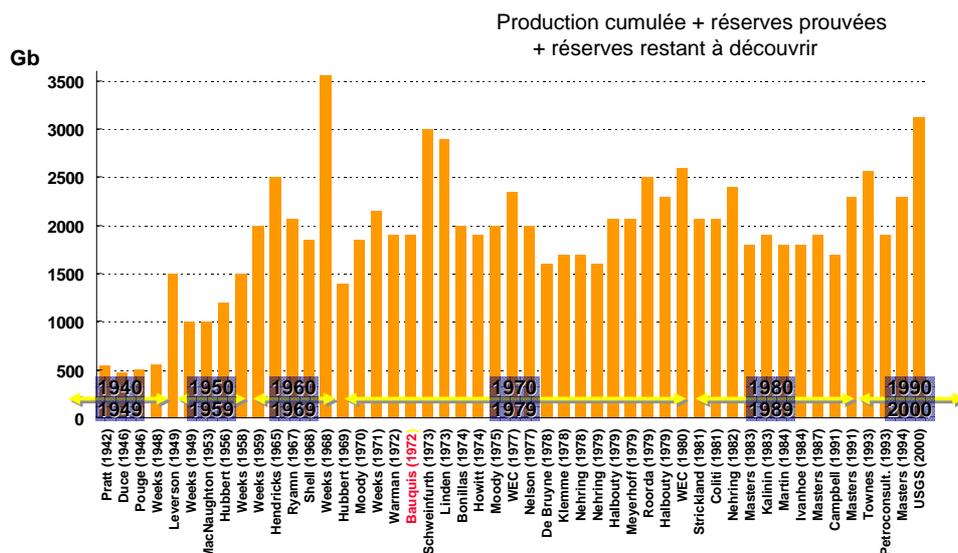
Plus près de nous, en 1979, BP publiait une étude intitulée « Oil crisis... Again ? » faisant apparaître un pic de la production mondiale (hors pays de l'ex URSS) en 1985. En 1990 il y avait un quasi consensus pour prévoir le pic de production de la mer du Nord vers 1995, date qui a été sensiblement repoussée. Ce sursis a été obtenu grâce à l'amélioration des taux de récupération et à la présence des infrastructures mises en place pour les gros gisements. Elles ont pu être utilisées pour écouler la production des petits gisements dont le développement isolé n'aurait pas justifié les investissements correspondants.

Les pessimistes s'appuient sur les connaissances acquises en matière de géologie qui conduisent à considérer comme très peu probables d'heureuses surprises de découvertes majeures. La plus grosse découverte au plan mondial des 30 dernières années, celle de Kashagan au Kazakhstan, estimée à 10 milliards de barils, permet de repousser le pic de la production mondiale de trois à quatre mois seulement. Depuis plusieurs décennies, les bassins sédimentaires sont bien délimités, et les estimations de réserves ultimes récupérables, (intégrant les productions passées) même si elles sont assez dispersées, oscillent entre 1,5 et 3 milliers de milliards de barils (fig.3). Les optimistes observent cependant une tendance à la hausse au cours du temps des estimations de réserves ultimes en provenance d'une source donnée. Ainsi l'USGS (« *United States Geological Survey* ») publiait en 1984 une estimation à 1 700 milliards de barils passant en l'an 2000 à 3 000 Gb. De même, Michael Lynch fait remarquer que les estimations du chef de file des pessimistes C. Campbell (auteur de l'ouvrage « *The coming oil crisis* ») sont passées de 1 575 Gb en 1989 à 1 750 en 1995 et à 1 950 Gb en 2002.

Une autre source d'inquiétude des pessimistes est relative au taux de déclin des productions, qui va en s'accroissant. Ce phénomène est dû à la mise en œuvre de procédés qui permettent d'accroître la production et donc son déclin sans pour autant augmenter sensiblement les réserves. Les optimistes considèrent que les progrès techniques correspondant à ces procédés permettent également de développer plus rapidement les gisements qui prendront le relais.

---

<sup>2</sup> John ARCHBOLD Directeur de la Standard Oil, 1885, lorsqu'on lui a parlé de possibles découvertes en Oklahoma.



**Figure 3. Estimations passées des réserves ultimes**

Source: IFP d'après Martin (1985), Campbell (1992) et USGS (2000)

John Mitchell (ancien « *Chief Economist* » de BP, actuellement au *Royal Institute for International Affairs*) remarque que malgré les prévisions de plafonnement de la production non-OPEP, celle-ci a augmenté avec une régularité remarquable de 1980 à 2005.

Les pessimistes s'inquiètent du fait que le renouvellement des réserves se fait seulement pour un tiers environ par des nouvelles découvertes. Le reste est obtenu par réévaluation de découvertes anciennes, que ce soit grâce à une meilleure connaissance du gisement ou grâce à une amélioration des taux de récupération. Pour eux, la baisse du volume des découvertes ne peut que conduire à une baisse du potentiel de réévaluations futures. M. Adelman répond qu'au Moyen-Orient, le faible niveau des découvertes peut s'expliquer simplement par le fait que les réserves obtenues par des développements modernes et des réévaluations de réserves de gisements anciens coûtent moins chères que celles obtenues par exploration, ce qui explique une activité d'exploration très limitée dans ces pays. La majeure partie des forages d'exploration est réalisée dans les pays les plus ouverts et considérés comme les moins risqués d'un point de vue politique et économique, c'est-à-dire dans les pays les plus explorés, alors que les pays offrant les meilleures perspectives de découvertes font l'objet d'une exploration réduite. Dans les pays en développement non OPEP, le nombre de forages représente seulement 2 % de ceux effectués aux États-Unis.

Enfin un géologue, pourtant assez pessimiste sur les réserves ultimes de pétrole conventionnel, Alain Perrodon (2004), fait remarquer que c'est avec de nouvelles idées que l'on trouve de nouvelles ressources, que de nouveaux concepts apparaissent de façon cyclique en géologie, ce qui doit « nous garder de tout pessimisme ». Il cite les pétroles non conventionnels. On peut aussi penser aux gisements profondément enfouis (à des profondeurs supérieures à 5 000 ou 6 000 m). De fortes incertitudes pèsent sur les volumes correspondants mais des espoirs apparaissent avec l'amélioration de la sismique et des techniques de forage adaptées à ces horizons. Ces prospects ont longtemps été considérés comme plutôt favorables au gaz, car la température à grande profondeur entraîne un craquage des hydrocarbures. Les spécialistes estiment cependant qu'un certain nombre de bassins pourraient présenter un gradient de température favorable à la présence d'huile. La découverte « Jack » de Chevron dans le golfe du Mexique en septembre 2006, par 2 100 m de hauteur d'eau et 6 000 m d'épaisseur de sédiments, est une découverte majeure qui

permet d'espérer d'autres découvertes de grande taille par grandes profondeurs. Pour l'ensemble de la zone, des estimations de réserves de 3 à 15 milliards de barils d'équivalent pétrole, dont une partie de liquides, ont été citées par la presse. Il s'agit cependant d'une « province » nouvelle, les incertitudes sont donc grandes aussi bien sur la productivité des futurs puits de production que sur les taux de récupération possibles.

En résumé, les optimistes admettent naturellement le caractère fini des ressources pétrolières mais font confiance aux capacités d'innovation de l'industrie et au progrès technique pour accéder à de nouvelles réserves. Ils estiment que seule une partie des ressources est aujourd'hui connue. Les productions possibles, toujours selon M. Adelman, sont le résultat d'une course entre l'épuisement des gisements connus et le progrès technique. Ce dernier a dans le passé fait la course en tête. Certains de ses effets permettent des évolutions relativement régulières, diminution des coûts de forage, amélioration des taux de récupération, meilleure image du sous-sol. D'autres sont plus difficiles à prévoir. Ainsi, dans le début des années 80, la production des huiles extra-lourdes de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela était considérée comme rentable, seulement pour du baril de prix du brut dépassant les 30 à 40 \$ (de l'époque). Le progrès technique, principalement la généralisation du forage horizontal, a permis d'abaisser ce seuil à moins de 15 \$ d'aujourd'hui (soit de l'ordre de 8 \$ de 1980).

### **I.3. Le point de vue dit des « pessimistes »**

Ils insistent tout d'abord sur le caractère politique, nous l'avons cité en section 1, des réévaluations de réserves faites par les pays de l'OPEP en 1986-87, qui ne correspondent pas à des réserves prouvées.

Leur point de vue se résume comme suit :

« Le pic de la production pétrolière mondiale se situera entre 2005 et 2010 à un niveau de l'ordre de 90 millions de bl/jour, tous hydrocarbures naturels liquides confondus ».

C'est le point de vue de l'ASPO (« *Association for the Study of Peak Oil and Gas* ») ou du moins de son Président Colin Campbell (ex BP). Quant au chef de file de l'ASPO en France, Jean Laherrère (ex Total) il situe le pic entre 2010 et 2015, au même niveau de 90 millions de barils par jour.

Il existe des variantes à l'intérieur même de l'école pessimiste, depuis des ultra-pessimistes pour lesquels le pic est en ce moment, tels K. Deffeyes (ex Shell et ex collègue de King Hubbert, actuellement professeur à Princeton), jusqu'à des demi pessimistes tels P.R. Bauquis (1999) pour qui le pic se situerait vers 2020 au niveau d'une centaine de millions de b/jour.

Les principaux arguments des pessimistes reposent sur les considérations ci-après :

1. Un argument très convaincant, à première vue, des optimistes est que les pessimistes se sont toujours trompés. Il est en effet incontestable que depuis près de cent ans il y a eu des prédications alarmistes sur la fin de la croissance des réserves pétrolières ou sur la date du début du déclin (ce qui revient au même).

Le contre argument des pessimistes (certains membres de l'ASPO eux-mêmes ont révisé à la hausse des chiffres de réserves qu'ils prédisaient il y a 5, 10 ou 15 ans...) est de dire que premièrement, nous disposons enfin et depuis peu d'un accès à l'ensemble des données 3G (géologie, géophysique, réservoir) de tous les bassins pétroliers, et deuxièmement que l'échantillonnage de ces bassins sous forme de puits est désormais suffisant pour que des méthodologies prédictives des réserves restant à découvrir soient désormais raisonnablement fiables (disons à plus ou moins 20 % près).

Si cela est vrai le gros de l'incertitude concernant les réserves d'hydrocarbures liquides restant à produire au cours du XXI<sup>e</sup> siècle concerne l'évolution des taux moyens de récupération que l'on peut envisager à l'avenir.

2. Concernant ces taux de récupération moyens, il existe un consensus selon lequel ce taux serait actuellement au plan mondial de 35 % (notons que ce taux varie en pratique de 5 % à 75 % selon les gisements et que le consensus sur une moyenne de 35 % ne reflète pas nécessairement la réalité qui demeure inconnue..).

Les pessimistes pensent que lors des cinquante années à venir ce taux pourrait être amélioré (par le jeu du progrès technologique et de prix du pétrole 3 ou 4 fois plus élevés en monnaie réelle) d'environ un tiers, c'est-à-dire passer à 45 ou 47 % (P.-R. Bauquis 2004). Pour les optimistes, le chiffre pourrait être de l'ordre de 60 % (Schlumberger)<sup>3</sup>. Remarquons que ce taux peut être assez sensible au prix du brut, particulièrement pour les huiles lourdes et extra lourdes.

3. L'argument principal des pessimistes est l'application à l'ensemble de la planète d'une méthodologie de type King Hubbert. Ce géologue de la Shell avait en 1956 prévu le début du déclin de la production des Etats-Unis à partir du début des années 70 (c'était en fait l'un de ses deux scénarios, celui qui a naturellement été retenu).

Cette approche semble solide car elle se résume à des principes très simples :

- on ne peut produire que les barils que l'on a d'abord découverts ;
  - il existe un  $\Delta t$  (écart de temps) moyen entre la date de découverte et la date de production d'un baril, et cet écart peut s'estimer à partir des courbes de découvertes et des courbes de production (le  $\Delta t$  n'est pas constant au cours du temps et le progrès des technologies a une influence). La courbe représentant les découvertes dans un bassin donné en fonction du temps a généralement la forme d'une courbe en cloche. La courbe représentative de la production a une forme semblable avec un décalage dans le temps, de 10 à 30 ans suivant les bassins. Ce phénomène reflète le fait que l'exploration est un processus à efficacité d'abord croissante puis décroissante (courbe en S dite courbe d'écrémage) ;
    - pour un ensemble de gisements (bassin pétrolier), la courbe de production est une « courbe en cloche » et la somme de telles courbes à l'échelle mondiale serait de même forme. Si l'on suppose que ces courbes sont à peu près symétriques, comme cela est en gros le cas pour les États Unis, cela signifie que le pic de production est atteint lorsque la moitié des réserves ultimes a été produite.
4. Parmi les arguments additionnels des pessimistes, on notera la faible élasticité des volumes de réserves (et des taux de récupération) par rapport aux augmentations de prix sauf pour les bruts lourds et extra lourds. C'est la différence essentielle avec les autres ressources énergétiques : charbon ou uranium.
  5. Enfin, les pessimistes considèrent que l'approche traditionnelle de la problématique de ce qui nous « reste à produire », à partir du concept des « réserves prouvées récupérables » (on en a toujours pour 40 ans) est intellectuellement fautive, même si c'est la seule statistiquement accessible pour les observateurs extérieurs à la profession.

En effet, pour les spécialistes, les concepts pertinents à prendre en compte sont ceux des ressources et des réserves ultimes.

Le concept des « réserves prouvées » masque le fait que, au cours des trente dernières années, 50 % seulement des additions de réserves récupérables est dû à l'exploration, et que, au cours des

---

<sup>3</sup> Présentation de G. Montaron à l'ENSPM, 2003.

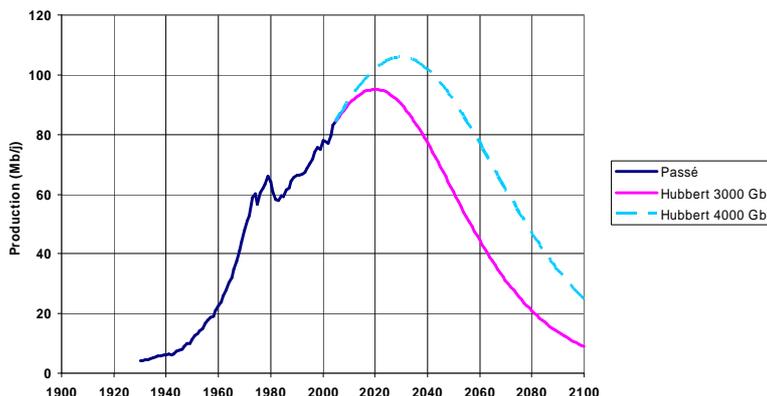
dix dernières années, ce chiffre serait tombé à 35% environ. Il est évident que la réévaluation des réserves des champs ne peut se poursuivre indéfiniment et qu'il y a une asymptote (reste à savoir si cette asymptote correspondra à un taux moyen de récupération de 45 % ou de 60 %..., ce qui constitue une importante incertitude résiduelle).

#### **I.4. Une vision intermédiaire**

Il n'est naturellement pas question de tenter une synthèse entre les points de vue pessimistes et optimistes, très éloignés l'un de l'autre. On peut cependant remarquer que les optimistes paraissent depuis quelques années moins affirmatifs sur la possibilité de repousser à un horizon très éloigné (XXII<sup>e</sup> siècle par exemple) le pic de production pétrolière. Ainsi M. Adelman a longtemps considéré que les réserves pétrolières étaient et resteraient pendant de nombreuses décennies semblables à des stocks de produits manufacturés, les activités d'exploration production étant semblables aux opérations de fabrication qui permettent de reconstituer les stocks. Sa dernière publication met davantage l'accent sur le fait que les transactions sur les barils en terre et les prix observés ne semblent pas compatibles avec la perception par les opérateurs d'une prochaine raréfaction. Il cite les incertitudes sur la course entre progrès techniques et demande de consommation sans affecter de probabilités plus favorables à l'un ou à l'autre.

Tous les observateurs sont en effet sensibles à un certain nombre d'observations qui ne peuvent être négligées par les plus optimistes. De façon imprévue, on a assisté à un plafonnement de la production de gaz aux Etats-Unis malgré une augmentation des prix et un fort accroissement des activités d'exploration orientées « gaz ». Le pic de production de la mer du Nord britannique est passé, celui de la Norvège apparaît. Les opérateurs pétroliers éprouvent non seulement des difficultés à acquérir de nouveaux domaines miniers, pour des raisons souvent politiques, mais aussi à identifier de nouveaux domaines d'exploration. Certains se voient de ce fait dans l'impossibilité de tenir leurs objectifs de croissance de leurs productions ou de leurs réserves.

Il semble donc assez peu probable que la production pétrolière puisse poursuivre sa croissance au-delà de quelques décennies. Pour avoir une idée de la date d'apparition d'un éventuel pic de production, il faut faire un choix parmi les hypothèses relatives aux réserves ultimes. Nous avons vu que l'éventail est très large et les incertitudes très nombreuses. Des valeurs intermédiaires sont fournies par différentes équipes de spécialistes, IHS, Energy File, USGS. Cette dernière estime les réserves ultimes de pétrole conventionnel à 3 000 Gb environ, dont 1 000 à peu près déjà consommés, un peu plus de 1 000 de réserves prouvées, le reste correspondant aux réserves à découvrir principalement dans les bassins à exploration incomplète ou encore inexplorés comme les bassins péri arctiques. Cet ordre de grandeur correspond également aux estimations que font les géologues de l'IFP. Si l'on retient cette valeur, la courbe de Hubbert fait apparaître un maximum vers 2020 (courbe en traits pleins sur la figure 4).



**Figure 4. Courbes de Hubbert correspondant à différentes hypothèses**

Source IFP

Aux réserves de pétroles conventionnels, il convient d'ajouter celles des pétroles souvent encore appelés « non conventionnels », huiles extra-lourdes, essentiellement au Venezuela, et sables asphaltiques, principalement au Canada<sup>4</sup>. Les ressources en place dans chacun de ces deux pays sont de l'ordre de 1 500 Gb. Les réserves qui peuvent être exploitées dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui sont estimées à 200 ou 300 Gb, volume correspondant à un taux de récupération moyen inférieur à dix pour cent. Les incertitudes sur l'évolution de ce taux sont nombreuses, mais l'évolution prévisible des techniques permet de penser que d'ici 2020 ou 2030 il pourrait être multiplié par deux, faisant passer le volume de réserves récupérables à 600 Gb environ, soit l'équivalent des réserves du Moyen-Orient. Cela conforterait l'hypothèse que peut être repoussé vers les années 2030 un déclin de l'ensemble des productions pétrolières, « conventionnelles » et « non conventionnelles ». Ce sont des hypothèses de ce type qui avaient été retenues pour l'élaboration des scénarios publiés par Shell en 2001. La courbe en tirets sur la figure 4 correspondrait à un montant de réserves ultimes de 4 000 milliards de barils, intégrant les pétroles non conventionnels et des réserves à découvrir sous des hypothèses assez optimistes (bonnes surprises de la géologie et/ou fortes améliorations des taux de récupération). Remarquons cependant que cette approche « théorique » avec des courbes de Hubbert ne tient pas compte du rythme des investissements nécessaires sur lequel nous reviendrons.

<sup>4</sup> Il s'agit en fait des mêmes types de pétrole dans des réservoirs semblables, mais visqueux au Venezuela et solide au Canada du fait des différences de gradient géothermique.

## II. LES COÛTS ET LES PRIX

### II.1. Formation des prix à long terme. Le pétrole ressource épuisable ?

Le premier choc pétrolier a mis en évidence le caractère épuisable des ressources pétrolières, quelque peu oublié au cours des décennies précédentes avec les grandes découvertes du Moyen-Orient et une rapide augmentation des productions. En 1974, les économistes, à la suite à R. Solow [1974], redécouvrent la loi d'Hotelling (cf. encadré), selon laquelle le prix d'une ressource épuisable doit croître à un taux égal au taux d'actualisation (lorsque les coûts d'exploitation sont négligeables). Les cours du brut reflètent alors sa rareté et non les coûts de production. Les prix observés après 1973, mais également après le deuxième choc pétrolier ont pu être jugés cohérents avec un modèle d'Hotelling intégrant les hypothèses les plus courantes à chaque époque sur le volume des réserves, le prix des énergies de substitution et l'élasticité de la demande. Cette loi constitue encore, explicitement ou implicitement, la référence d'un certain nombre d'économistes<sup>5</sup>.

La théorie s'appuie sur l'hypothèse<sup>6</sup> de l'existence d'une ressource en quantité limitée, qui devra être remplacée, lorsque elle sera épuisée, par un bien ou une technique de substitution (*backstop technology*) de coût plus élevé. Jusqu'au milieu des années 1980, on pouvait considérer que la ressource en question correspondait au pétrole « conventionnel ». Les techniques de substitution envisagées alors (hydrocarbures « non conventionnels », biomasse et autres énergies renouvelables, nucléaire, carburants liquides obtenus à partir du charbon) apparaissaient accessibles seulement à des coûts très nettement supérieurs aux prix pétroliers. Ceci tout au moins pour les produits « blancs », carburants et bases pétrochimiques.

Loi d'Hotelling et théorie des ressources épuisables.

H. Hotelling, économiste très fécond de l'entre-deux guerres, est généralement considéré comme le fondateur de la théorie des ressources épuisables, à la suite de l'article pionnier de L.C. Gray [1914]. Ses travaux sont redécouverts dans les années 1970 et rendus célèbres par un non moins célèbre article de R.M. Solow [1974]. Remarquons cependant, bien que son article ait été moins cité que celui de R. Solow, que E. Malinvaud [1972] avait retrouvé la « loi d'Hotelling » quelque temps auparavant avec une approche différente.

Cette loi, dans le cas où le coût de production est négligeable, exprime que : **le prix d'une ressource épuisable croît à un taux égal au taux d'intérêt réel (ou plutôt avec une approche plus actuelle, au taux d'actualisation).**

Si le coût de production n'est pas négligeable, c'est **la rente (prix-coût marginal) qui doit croître au taux d'actualisation.**

La théorie s'appuie sur une formulation rigoureuse (calcul des variations ou théorie du contrôle) mais s'explique très simplement. Si le prix de la ressource était stable (ou croissant en prévision à un taux inférieur au taux d'actualisation), les producteurs auraient intérêt à produire le plus rapidement possible, ce qui ferait chuter les cours. S'il devait croître à un taux supérieur, les producteurs retarderaient l'exploitation pour bénéficier d'une valeur actualisée plus élevée. La seule évolution permettant un équilibre de marché est donc celle qui rend stable la valeur actualisée des recettes unitaires futures, donc une croissance à un taux égal au taux d'actualisation.

Depuis, la situation a changé. La conviction jusqu'en 1985 d'une croissance inéluctable des prix a stimulé d'importants efforts de recherche et développement. Les progrès techniques ainsi réalisés ont permis de trouver des gisements plus difficiles à découvrir, ont conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération et à un développement du pétrole « non-OPEP », en particulier en mer. Après le contre-choc de 1986, ils se sont poursuivis et ont conduit à une forte diminution des coûts d'exploration et de production dans les pays non OPEP, surtout en mer profonde. La frontière entre pétrole « conventionnel » et « non conventionnel » (pétrole en mer profonde, huiles extra lourdes, sables asphaltiques) est régulièrement repoussée. Les opérateurs accèdent à des

<sup>5</sup> cf. par exemple P. Artus [2005].

<sup>6</sup> ainsi que sur différentes hypothèses de rationalité des comportements d'offre et de demande et, tout au moins dans sa version initiale, d'information parfaite.

gisements en mer de plus en plus profonde au moyen de techniques en constante amélioration. La figure 5 illustre les progrès obtenus dans ce domaine. La différence entre les coûts de production du pétrole en mer et à terre diminue. Comme indiqué précédemment, les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jusqu'aux années 90 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (40 \$ de l'époque ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de 20 \$/baril et leur exploitation à grande échelle a commencé. Nous reviendrons sur les coûts techniques au paragraphe suivant.

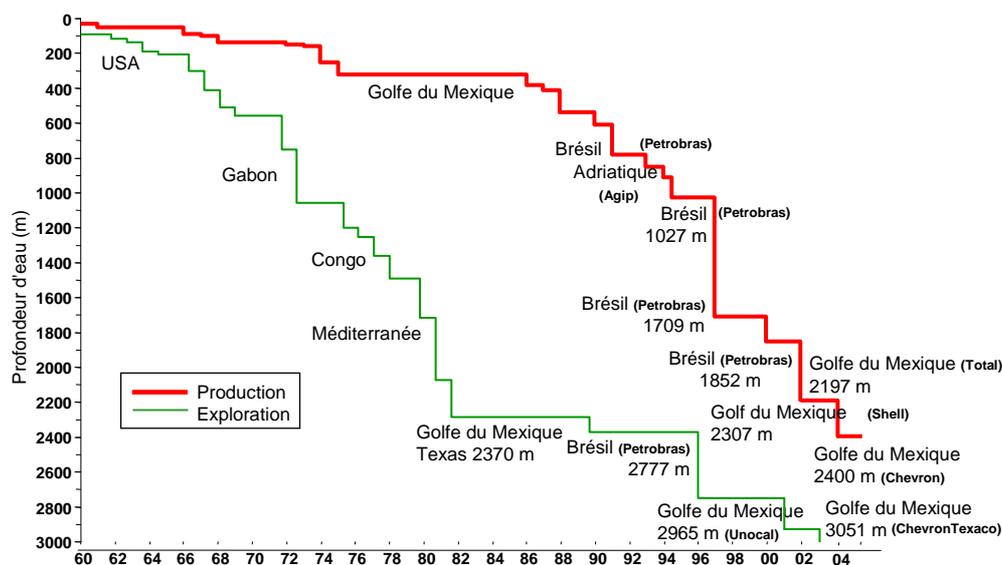


Figure 5. Records de forage en mer

Il existe en fait un *continuum* de ressources en hydrocarbures (gisements plus difficiles d'accès, pièges plus complexes, plus difficiles à détecter, offshore profond et très profond, huiles extra-lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux, ...). La distinction traditionnelle entre pétroles conventionnels et « pétroles non conventionnels » n'a en fait aujourd'hui plus de sens. Ce *continuum* n'est d'ailleurs pas limité aux hydrocarbures d'origine pétrolière. Nombreuses sont les recherches sur le développement des techniques de production de carburants liquides à partir du gaz naturel (GTL, *Gas to Liquids* par procédés Fischer-Tropsch) ou à partir de charbon (CTL *Coal to Liquids* par liquéfaction directe ou indirecte après gazéification). Nous reviendrons sur ces procédés au paragraphe suivant. Ce *continuum* s'étend aux carburants issus de la biomasse, en utilisant des produits ou procédés disponibles (éthanol, ETBE, huiles végétales, esters méthyliques d'huile végétale) ou faisant l'objet de recherche (filière ligno-cellulosique ou BTL, *Biomass to Liquids*). À plus long terme, il est même possible d'envisager une « carbonation » de l'hydrogène produit à partir d'énergie nucléaire ou renouvelable (Bauquis 2004), ou, dit différemment, une hydrogénation du carbone (filière HTL, *Hydrogen to Liquids*).

En schématisant, à l'horizon de plusieurs décennies, il n'y a pas limitation des ressources en hydrocarbures (naturels plus synthétiques), mais il y a et il y aura nécessité de faire appel à des techniques plus complexes et plus chères (ou actuellement considérées comme telles) au fur et à mesure de l'épuisement des gisements classiques.

Contrairement à la situation qui prévalait jusqu'aux années 1980, le coût marginal de production (en développement, c'est à dire comprenant les charges d'investissement) ne peut plus être considéré comme négligeable. On ne peut donc plus dire que le prix du pétrole doit croître à un taux égal au taux d'actualisation, puisque la rente d'Hotelling censée augmenter à ce taux ne représente plus qu'une partie du prix du brut. De plus, si l'on considère les prix observés en 2006, l'écart avec

les coûts des techniques de substitution s'est fortement atténué. Enfin, sur ces coûts des ressources alternatives, les incertitudes à long terme sont très importantes. Il est par conséquent difficile d'utiliser la théorie d'Hotelling pour estimer les évolutions futures des prix pétroliers.

A court ou moyen terme, une rente d'oligopole peut être créée et maintenue par la fixation de quotas de production par l'OPEP. Par ailleurs, toujours sur courte ou moyenne période, des prix élevés peuvent résulter de la confrontation d'une demande avec des capacités de production insuffisantes. Nous y reviendrons. Pour l'analyse de la formation des prix à long terme, un élément déterminant devrait être le coût de la ressource marginale à laquelle il est fait appel.

## II.2. Les coûts techniques de production

En-dehors d'une rente de rareté, les coûts moyens et les coûts marginaux de production sont la première référence pour l'analyse de la formation des prix. Comme indiqué précédemment, les coûts moyens de production ont fortement baissé au cours des deux dernières décennies. La moyenne des coûts supportés par la dizaine des plus grandes compagnies internationales est passée de 14 \$/b environ en 1990 à moins de 8 \$/b en 2000. On observe cependant depuis une certaine remontée de ces coûts, liée en partie au moins à une hausse du prix des prestations fournies par les sociétés de services parapétrolières.

### Les pétroles conventionnels

La figure 6 donne les résultats d'une étude un peu ancienne mais assez complète sur les coûts relatifs aux pétroles conventionnels et dont les ordres de grandeur sont confirmés par une étude de l'IFP. Précisons qu'il s'agit de coûts techniques intégrant les coûts de développement mais aucun élément de taxe ou redevance. Cette figure fait également apparaître les coûts de production qui donnent un ordre de grandeur des coûts marginaux de court terme, couramment de l'ordre de quelques dollars par baril. Enfin ces valeurs correspondent à des moyennes, sachant que les coûts sont très variables d'un gisement à l'autre. Dans la plupart des zones citées se trouvent des gisements dont le coût de revient est proche du seuil que se fixent les compagnies pétrolières pour leurs décisions d'investissement. Ce seuil peut donner un ordre de grandeur des coûts marginaux de long terme (comprenant les charges d'investissement), tout au moins dans les zones où la fiscalité n'introduit pas un biais trop élevé.

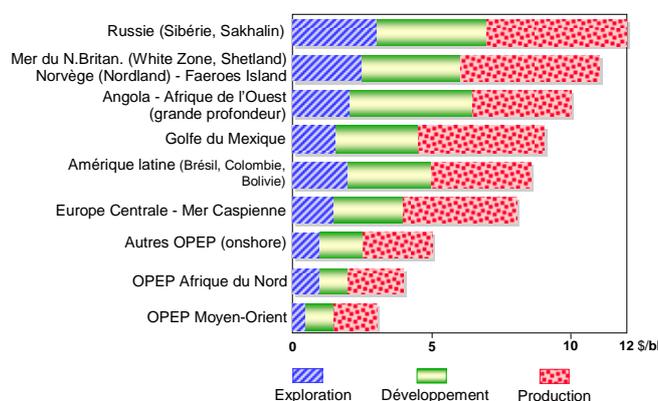


Figure 6. Coût technique d'un baril de brut en dollars 1999.

Source: ADL, Long term Outlook, 1999

Les seuils utilisés par les compagnies étaient généralement de 14 ou 15 \$/b au cours de la décennie des années 1990. Depuis la montée des prix survenus en 2000, ils ont été revus à la hausse, d'abord vers 17 \$/b. A partir de 2004, ils ont été relevés à des valeurs de l'ordre de 25 \$/b

pour les grands projets, et parfois supérieures. Remarquons cependant que l'évolution des règles fiscales et leur diversité rendent moins pertinente l'approche d'un seuil de rentabilité en terme de coût technique.

Pour compléter cette étude, il convient de donner quelques ordres de grandeur des coûts des pétroles non conventionnels, des hydrocarbures synthétiques et des carburants de substitution.

### **Les huiles extra lourdes et les sables asphaltiques**

Les coûts moyens de production des **huiles extra lourdes du Venezuela** sont de l'ordre d'une quinzaine de dollars par baril avec des coûts variables de l'ordre de 6 \$/b (projets réalisés avant la hausse du prix des équipements et des services de ces dernières années). Les coûts moyens pourraient être d'une vingtaine de dollars par baril pour des projets nouveaux. Il s'agit ici des coûts associés à une production dite « froide », c'est-à-dire par drainage naturel à l'aide de puits horizontaux, technique qui conduit à des taux de récupération assez faibles (de l'ordre de 8 à 10 %). L'injection de vapeur entraînerait des coûts plus élevés mais permettrait d'obtenir des taux de récupération nettement meilleurs.

Les coûts des pétroles extraits des **sables asphaltiques de l'Athabasca** étaient tombés à moins d'une vingtaine de dollars pour les exploitations en cours avant la montée des prix du gaz, prix auxquels les coûts de production sont très sensibles. Selon l'AIE (2006), ils se situeraient entre 16 et 33 \$/b, que la production soit effectuée avec des techniques minières ou par des techniques pétrolières avec injection de vapeur (SAGD, Steam Assisted Gravity Drainage). Ces dernières entraînent une consommation du gaz nécessaire à la production de chaleur au moins deux fois supérieure à celle des techniques minières. (La vapeur injectée dans des puits horizontaux fluidifie le brut qui est recueilli par d'autres puits horizontaux situés plus bas). Ces éléments prennent en compte les installations dites d'*upgrading* (conversion des bruts ultra lourds de 9 à 11 degrés API en des bruts « synthétiques » plus légers, de 25 à 35 degrés API).

L'exploitation des **schistes bitumineux** est très ancienne. Elle nécessite de très lourdes consommations d'énergie. Elle fait l'objet de recherches, en particulier par Shell dans le Colorado sur des techniques de transformation du kérogène par chauffage *in situ*. Il est cependant peu probable que ces recherches conduisent à une production commerciale significative avant 2020.

### **Les hydrocarbures de synthèse obtenus à partir de charbon et de gaz**

Il existe deux types de procédés de production d'**hydrocarbures synthétiques à partir de charbon (Coal to Liquids)**. L'un correspond à une conversion directe par hydrogénation du charbon, l'autre à une conversion indirecte, la gazéification du charbon produisant d'abord un gaz de synthèse (CO + H<sub>2</sub>), transformé ensuite en hydrocarbures liquides par le procédé Fisher-Tropsch. Les produits obtenus, principalement des carburants diesel, sont d'excellente qualité (sans soufre et avec un très bon indice de cétane). Pendant la dernière guerre, l'Allemagne utilisait les deux types de procédés. Actuellement les seules usines de capacité industrielle sont celles de Sasol en Afrique du Sud, qui utilisent le procédé Fisher-Tropsch. Plusieurs unités sont en cours de construction en Chine. Quand au procédé d'hydrogénation directe, il fait l'objet d'un projet de grande taille également en Chine, avec participation du groupe IFP-Axens (fourniture du procédé et de l'ingénierie).

Avant la récente hausse du prix de l'acier, des matières premières et des services, on considérait que les procédés de CTL étaient rentables à partir d'un prix du baril de l'ordre d'une cinquantaine de dollars (hors coût lié aux émissions de CO<sub>2</sub>) pour des unités de production situées à proximité de mines à bas coûts. Depuis, les estimations du seuil de rentabilité ont été revues à la hausse, aux alentours de 70 à 80\$/b. Rappelons que les réserves de charbon représentent de l'ordre de 200 années de production au rythme actuel (avec de fortes incertitudes cependant). Les limitations du

CTL viendront probablement non des contraintes sur la matière première, mais du coût qu'il conviendra d'associer aux émissions de CO<sub>2</sub>.

La production d'**hydrocarbures liquides à partir de gaz naturel (Gas to Liquids)** utilise également le procédé Fischer Tropsch. La première unité de GTL a été construite en 1991 par Mossgas (maintenant Petro) en Afrique du Sud. Shell a ensuite démarré une unité de 14 500 b/j en 1993 en Malaisie. La hausse des prix pétroliers intervenue depuis 2000 a favorisé l'étude de nombreux projets. Deux d'entre eux ont été lancés au Qatar, le premier d'une capacité de 34 000 b/j par SASOL fin 2003, le deuxième par Shell en 2005 (deux fois 70 000 b/j). Le premier, en test en 2006, devrait démarrer en mars 2007. Les coûts annoncés seraient de l'ordre de 25 dollars par baril lorsque le gaz est produit à bas coût et fourni à bas prix (entre 0,5 et 1 \$/MBTU), pour un carburant diesel de très bonne qualité, assurant la rentabilité du projet pour un prix du brut d'une vingtaine de dollars par baril. La hausse de coûts des matières premières et des services intervenue depuis 2004 a changé la donne. Avec des coûts d'investissement unitaires qui seraient multipliés par trois et une valeur du gaz plus élevée, le projet de Shell serait ainsi rentable seulement pour un prix du brut de 50 à 60 \$/b. Le succès de ces premières réalisations sera déterminant pour le développement de la filière. Différents projets sont à l'étude, mais les développements resteront vraisemblablement limités à des productions de niche. Ces coûts sont en effet donnés hors coûts des émissions de CO<sub>2</sub>, et le GTL comme le CTL entraînent d'importantes consommations d'énergie. De plus, les opportunités risquent d'être limitées par l'apparition du « pic » de la production mondiale de gaz, qui pourrait suivre le « pic » pétrolier avec un décalage d'une dizaine à une quinzaine d'années selon les estimations de P. R. Bauquis<sup>7</sup>. Notons cependant que suivant d'autres auteurs, les incertitudes sur le pic gazier sont encore plus fortes que celles qui pèsent sur le pic pétrolier. En particulier, dans un futur lointain, on ne peut exclure que soient développées des techniques permettant une production à partir des hydrates de méthane (clathrates). Ceux-ci représentent des ressources mal connues mais qui pourraient être très importantes.

### Les biocarburants

Les **biocarburants** utilisés aujourd'hui, dits de **première génération**, sont principalement l'éthanol pour les moteurs à essence et les esters méthyliques d'huiles végétales pour les moteurs diesel. En 2005, la production mondiale d'éthanol carburant a représenté une trentaine de millions de tonnes contre 4 Mt pour le biodiesel. L'éthanol brésilien est produit à partir de canne à sucre à des coûts semblables, voire inférieurs, à ceux de l'essence traditionnelle. Hors Brésil, le coût des biocarburants est à peu près le double de celui (hors taxe) des carburants pétroliers (0,4 à 0,6 contre 0,2 à 0,3 €/l en 2006). Les biocarburants n'émettent pas de GES d'origine fossile. Le potentiel de substitution aux carburants pétroliers est limité à quelques pourcents en raison de la concurrence avec la production alimentaire.

Pour aller au delà, il sera nécessaire de développer les **filières de deuxième génération** qui permettent d'utiliser la biomasse **ligno cellulosique** (le bois et la paille). Les estimations optimistes font état d'un potentiel de substitution de 30% à l'horizon 2030. La filière BtL (Biomass to Liquids) consiste en une gazéification de la biomasse suivie d'une production de kérosène et de carburant diesel par le procédé Fisher Tropsch. La deuxième voie est relative à la production d'éthanol par fermentation. Ces filières font l'objet de nombreuses recherches pour réduire les coûts de production qui seraient aujourd'hui de l'ordre d'un euro par litre d'équivalent pétrole.

### Le rôle du progrès technique

Quelles pourraient être les évolutions futures ? Les ressources en hydrocarbures constituant le *continuum* mentionné ci-dessus pourraient être aujourd'hui classées par coûts croissants. Il est

<sup>7</sup> « Les pics mondiaux du pétrole et du gaz », présentation au Conseil d'Analyse Stratégique, Paris, 28-10-2006

donc probable qu'avec l'épuisement des gisements faciles à produire les coûts et les prix seront amenés à augmenter. Il ne s'agit cependant pas d'une certitude : rappelons qu'au début des années 1980 tous les scénarios publiés d'évolution des prix pétroliers étaient à la hausse et que le progrès technique a joué un rôle déterminant pour mettre en défaut ces hypothèses. Mais s'il est un domaine dans lequel la prévision est un art particulièrement difficile, c'est bien celui des évolutions technologiques. Les exemples en sont nombreux. En témoignent dans le secteur de l'énergie, outre la baisse spectaculaire des coûts de production des huiles extra lourdes déjà citée, les améliorations de rendement des centrales de production électrique à cycle combiné. Les progrès sont souvent plus rapides que prévu. Ils ne sont cependant pas toujours au rendez-vous comme le montre l'exemple de la fusion nucléaire. Il y a une cinquantaine d'années, on pensait qu'elle pourrait être contrôlée pour des applications à la production d'électricité à un horizon de 35 à 50 ans. C'est toujours d'une cinquantaine d'années que l'on parle aujourd'hui, sans qu'il y ait de certitudes sur des débouchés commerciaux.

### **II.3. Les coûts externes et les émissions de gaz à effet de serre**

Les options à prendre dans le secteur de l'énergie doivent tenir compte des préoccupations concernant le changement climatique. Les émissions de gaz à effet de serre, liées à l'utilisation des énergies fossiles, entraînent une élévation de la température de notre atmosphère qui pourrait atteindre en moyenne, selon les experts du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat), 1,5 à 6 degrés d'ici la fin du siècle. Bien que les incertitudes qui pèsent sur l'ampleur et les conséquences du phénomène soient fortes, il semble avéré qu'il conduira à un accroissement de la fréquence des « événements extrêmes », tempêtes, inondations, périodes de canicules. Malgré la non ratification du protocole de Kyoto par les États-Unis, les directives de l'Union Européenne s'inscrivent dans la logique des engagements pris à Kyoto et un marché européen de permis d'émissions de gaz carbonique est en place depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Les différentes mesures qui devront être prises pour limiter les émissions se traduiront par un coût qui devra être affecté à l'utilisation des hydrocarbures. Pour de nombreux analystes, le recours aux énergies fossiles et au pétrole en particulier risque d'être limité beaucoup plus par les contraintes sur les gaz à effet de serre que par une raréfaction des ressources.

La récupération assistée par injection de vapeur, le traitement des pétroles extra lourds, l'exploitation de sables asphaltiques ou de schistes bitumineux, la conversion de gaz ou de charbon en hydrocarbures liquides, demandent des consommations énergétiques élevées et entraînent donc des émissions de CO<sub>2</sub> importantes. L'internalisation des coûts externes correspondants ou le recours au captage et au stockage du carbone peut modifier la hiérarchie des coûts directs. Elle peut constituer un frein au développement des pétroles « non conventionnels » et des procédés de récupération assistée destinés à augmenter les taux de récupération. Dans ce domaine également, les évolutions techniques seront déterminantes. Pour limiter les émissions de CO<sub>2</sub>, on peut envisager que les calories nécessaires aux procédés de récupération assistée et d'exploitation des pétroles non conventionnels soit apportées par des réacteurs nucléaires. Captage et stockage géologique du carbone offrent de nombreux espoirs, l'évolution des coûts correspondants est cependant difficile à prévoir. Nous renvoyons sur ce point au rapport du groupe de travail « Que peut-on faire contre le CO<sub>2</sub>? ». Un coût modéré de captage et stockage pourrait favoriser un nouveau développement du charbon.

### **II.4. Les aspects géopolitiques et la formation des prix à court et moyen terme**

Le pétrole est un bien stratégique aussi bien pour les pays producteurs que pour les pays consommateurs. Les deux tiers des réserves mondiales de brut « conventionnel » sont situées au Moyen Orient et 80% des réserves mondiales prouvées sont détenues par des compagnies

nationales. Bien connus sont les évènements politiques ayant pour origine des questions pétrolières ou ayant des répercussions sur le marché pétrolier. Rappelons qu'il s'agit d'un marché mondial dans la mesure où les coûts de transports sont faibles et très inférieurs à ceux que l'on observe pour les autres énergies. Les questions géopolitiques sont ainsi sensiblement différentes pour ces énergies parentes que sont le pétrole et le gaz naturel. Pour nous limiter aux évènements dont les conséquences ont été particulièrement importantes, citons la guerre des six jours et l'embargo décrété par les pays arabes, la guerre du Kippour, la révolution iranienne, la guerre Iran-Irak et les deux guerres dites « du Golfe ». La figure 7 présente un résumé de l'histoire des prix du brut en relation avec certains de ces évènements. Avec des impacts plus limités, on pourrait également mentionner les incertitudes au Venezuela relatives à la politique du président Chavez ou les craintes de l'Europe sur les approvisionnements russes liées en particulier aux questions de transit par gazoducs ou oléoducs. Enfin parmi les aspects géopolitiques sont souvent citées les décisions de l'OPEP. Remarquons cependant que si le conflit de 1973 a été un facteur de déclenchement du premier choc pétrolier, la hausse des prix était inéluctable compte tenu de la progression de la demande (7 à 8 % par an), très sensiblement plus rapide que celle des augmentations des capacités de production.

Enfin, dans les pays producteurs, l'ouverture ou non du domaine minier aux compagnies internationales est le résultat de décisions politiques. Ainsi, au Mexique et en Arabie Saoudite, l'exploration et la production de pétrole sont un monopole des compagnies nationales PEMEX et ARAMCO. En Iran, l'accès des compagnies étrangères n'est pas fermé, mais seulement « entrouvert ». Ce pays a inventé une forme originale de contrats, dits « *buy back* », contrats de services à risques de durée limitée, afin de respecter un principe inscrit dans la constitution selon lequel l'état a le monopole du développement des ressources pétrolières. De telles formules contractuelles complexes constituent un frein important aussi bien du côté du pays hôte que des opérateurs internationaux. En Russie, on assiste depuis quelques années à une reprise en main des secteurs pétrolier et gazier par l'état, et plus récemment en Amérique latine (Venezuela, Bolivie).

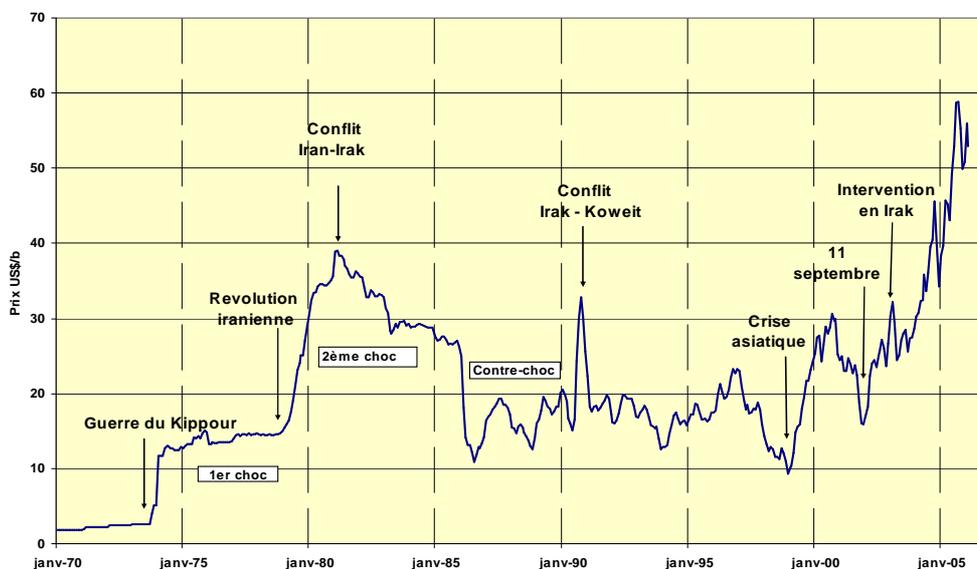


Figure 7. Prix du pétrole brut (dollars courants)

Source: DOE, USA

Le cartel

Depuis le premier choc pétrolier, les augmentations de prix du pétrole brut sont couramment interprétées comme le résultat d'un comportement de cartel<sup>8</sup> des pays de l'OPEP. Parmi ceux-ci l'Arabie saoudite a toujours eu une position primordiale.

En dehors des périodes de chocs et contre-choc, elle a joué un rôle de régulateur des prix, en acceptant d'être le (ou le principal) producteur d'appoint. Pour s'adapter à la demande, elle a accru ses ventes en 1977-78. En 1979-80, limitée par ses capacités de production, elle ne peut faire face à l'augmentation de la demande en partie liée à des comportements de spéculation (suite à la révolution iranienne). Elle laisse « filer les prix ». Pour les maintenir ensuite à leur nouveau niveau, elle diminue sa production de 1981 à 1985. On observe d'ailleurs ici une situation inhabituelle : les gisements du golfe Persique, à coût très bas, devraient être exploités avant ceux de coût marginal plus élevé s'il y avait une gestion économique mondiale centralisée ou sous un régime de concurrence. C'est le contraire qui s'est produit: lorsque la demande s'est contractée à la suite des substitutions énergétiques et des politiques d'économie d'énergie, l'offre non-OPEP, grâce aux progrès techniques cités précédemment, a poursuivi sa croissance tandis que chutait la production OPEP et principalement celle de l'Arabie. En 1985 elle est à son plancher (2,5 Mb/j contre 11 en 1980). La chute des revenus entraîne des tensions au sein de l'Organisation. L'Arabie décide de restaurer ses parts de marché. C'est le début du contre-choc et de la baisse des prix (figure 7).

Lorsque l'Arabie a la volonté et la capacité d'actions de régulation, quel est alors le rôle du marché ? Selon une boutade attribuée à R. Mabro, l'Arabie et le marché se partagent, pour moitié chacun la détermination du prix du brut : au premier les deux premiers chiffres avant la virgule, au second les deux chiffres suivants. Remarquons que l'Arabie a assumé l'essentiel des réductions de production entre 1980 et 1985, mais qu'elle s'est refusée à jouer seule ce rôle en 1998-99. Le délai nécessaire pour rallier ses partenaires de l'OPEP ainsi que des producteurs non-OPEP (Norvège, Mexique, Russie) explique le temps écoulé avant que les prix ne retrouvent un niveau considéré comme satisfaisant par les pays producteurs. Dans l'intervalle le bas niveau des prix avait conduit certains analystes à parler d'une perte de pouvoir de l'OPEP. Celle-ci a cependant montré ensuite entre 2000 et 2003, y compris lors de l'intervention américaine en Irak, qu'elle pouvait effectuer une gestion fine de la situation pour maintenir les prix dans la fourchette (22 à 28 dollars par baril) qu'elle s'était fixée en mars 2000, ou tout au moins en défendre la borne inférieure. Les possibilités de régulation disparaissent cependant lorsque les excédents de capacité de production sont insuffisants, comme cela a été le cas en 1979 et à partir de 2004.

### **Les forces de rappel du marché**

En fait, on peut considérer comme P.N. Giraud [1995] qu'il n'y a pas un seul prix d'équilibre (ou un seul sentier de l'évolution du prix d'équilibre), mais une plage, une fourchette aux bornes difficiles à quantifier. À l'intérieur de cette fourchette, l'Arabie et ses partenaires peuvent maintenir durablement un prix. Mais si le prix est trop élevé (période 1980-1985) les forces de rappel du marché, malgré une certaine inertie, retrouvent leur efficacité : substitutions, économies d'énergie, investissements en zones non-OPEP, ... De plus, parmi les membres du cartel, la tentation de ne pas respecter les quotas s'accroît quand les prix sont élevés. Comme l'a fait remarquer Sadek Boussena<sup>9</sup>, « l'OPEP est forte quand les prix sont faibles, mais elle est faible quand les prix sont forts ». La tentation devient encore plus vive quand les excédents de capacité sont importants. Ces derniers rendent d'ailleurs également plus difficile la conclusion d'accords consistant à répartir entre les membres de l'oligopole des gels supplémentaires de capacités.

<sup>8</sup> Plus précisément d'un oligopole dominant avec frange concurrentielle. Les pays arabes peu peuplés, à fortes réserves, (Arabie, Koweït, Émirats) dont les moyens financiers sont moins pressants, qui peuvent plus facilement limiter leurs productions, constituent le cœur de l'oligopole (cf. par exemple P.N. Giraud [1995]).

<sup>9</sup> Professeur associé à l'Université de Grenoble, ancien ministre algérien de l'Énergie, ancien président de l'OPEP.

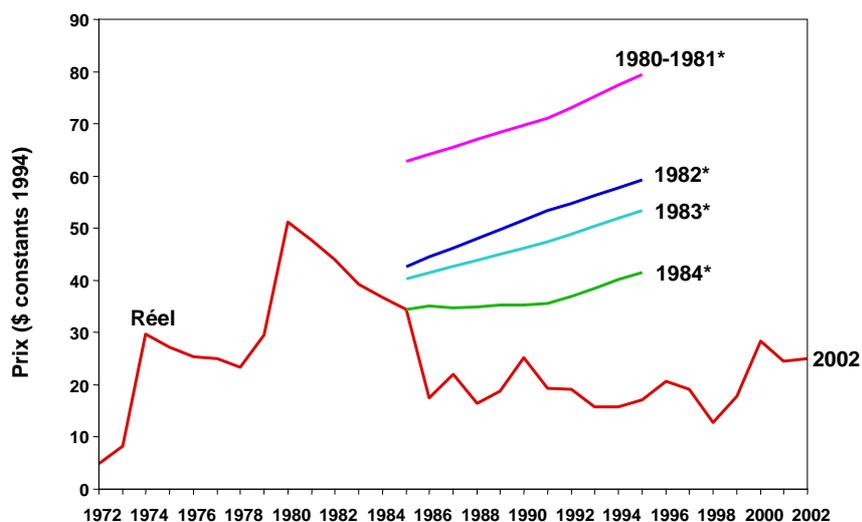
D'un autre côté, quand les prix sont bas, les investissements des opérateurs en exploration-production sont ralentis, d'une part, à cause de la dégradation de la rentabilité des projets, d'autre part, en raison d'une limitation des capacités de financement. Les prix bas favorisent également une augmentation des consommations qui peut alors devenir plus rapide que l'accroissement des capacités de production : c'est la situation que l'on a pu observer entre 1998 et 2000. De plus, une forte dégradation des rentrées de fonds pourrait, dans certains pays, conduire à des mouvements sociaux et à une instabilité politique que l'ensemble des acteurs cherche à éviter.

De façon schématique, on pourrait résumer en remarquant que dans l'industrie pétrolière, comme dans la plupart des autres industries, les capacités de productions sont parfois excédentaires, parfois saturées. Lorsqu'elles sont excédentaires, on observe comme toujours une tendance des prix à la baisse. C'est principalement en pareille circonstance que l'OPEP peut intervenir. Lorsque l'on arrive à saturation des capacités de productions, les prix augmentent jusqu'à ce que les capacités soient restaurées. A partir de 2004, non seulement les excédents de capacité de production ont été fortement réduits, mais de plus les capacités de traitement en raffinerie se sont trouvées saturées. La question qui s'est posée dans un premier temps a été de savoir si après un « pincement » passager entre l'offre et la demande, les prix pourraient retrouver un niveau d'équilibre peu différent de celui des années 1990, ou si la hausse de ces dernières années reflète une modification plus structurelle, l'accroissement de la demande nécessitant un recours à des productions de coût marginal plus élevé. Depuis 2005, nombreux sont les économistes et les politiques qui pensent que cette dernière vision est la bonne, parlant d'un « changement de paradigme » des prix du pétrole et des autres sources d'énergie.

Pour que la force de rappel joue, un certain nombre de conditions sont cependant nécessaires. Pour que les décisions soient prises, les actions engagées et en particulier les investissements réalisés, il ne suffit pas que les prix soient élevés, mais que l'on prévoit qu'ils resteront élevés.

### **Le rôle des anticipations**

Les décisions d'investissements s'appuient naturellement sur des hypothèses de demande et de prix à moyen et long terme. Mais les prévisions de prix sont toujours difficiles, et l'on peut remarquer que dans le domaine pétrolier, les prévisions sont souvent auto-destructrices. Un exemple particulièrement significatif est relatif au contre-choc de 1985. Jusqu'à celui-ci, toutes les prévisions de prix du pétrole étaient à la hausse, ainsi que le montre la figure 8, y compris lorsque plusieurs scénarios étaient construits. Par exemple, en 1980, le Commissariat Général du Plan français en avait défini trois, qui faisaient apparaître des augmentations respectives, en monnaie constante de 2, de 7 ou de 14 % par an. Certes, des décisions politiques telles que celles concernant le programme nucléaire français avaient été prises pour des raisons d'indépendance énergétique, et ceci dès le lendemain du premier choc pétrolier. Mais une partie importante des économies d'énergie, des substitutions, des efforts de recherche et développement et des investissements en exploration et production de pétroles « difficiles » en zone non OPEP a été réalisée non seulement parce que les cours du brut étaient élevés, mais surtout parce qu'il était considéré comme improbable que les prix ne poursuivent pas leur croissance.



\* Préviation de prix datant de l'année indiquée, pour la période concernée

**Figure 8. Evolution des prévisions de prix du brut**

Source: ENSPM-FI d'après Platt's, AIE et BP Statistical Review

Les anticipations ont sans doute également joué un rôle dans l'enchaînement des évènements qui ont conduit à la situation de saturation des capacités de production et de raffinage apparue en 2004. Le rythme d'augmentation de la demande, en particulier de la demande chinoise depuis 2003, n'avait pas été prévu. De plus, jusqu'à l'été 2003, la quasi totalité des analystes tablaient sur un retour de l'Irak sur le marché, avec un développement de nouvelles capacités de production dans ce pays qui se serait traduit par d'importants excédents de capacités de l'OPEP. L'augmentation des exportations irakiennes aurait conduit à une nécessaire réduction de production des autres pays de l'OPEP, en particulier de l'Arabie. Un tel consensus était évidemment peu favorable à l'investissement dans ces pays. Conjugué avec le ralentissement de la demande observée à la suite des évènements du 11 septembre 2001, il a entraîné un ralentissement des dépenses mondiales d'exploration et développement en 2002 et 2003, qui s'est ajouté à celui des années 1998 et 1999. En bref, le consensus qui prévalait jusqu'en mi-2003 sur l'apparition d'excédents de capacités a contribué à la disparition de ces excédents.

### III. LES EVOLUTIONS POSSIBLES

#### III.1. La demande

Le premier déterminant de la demande pétrolière, comme de la demande d'énergie en général, est la croissance économique. L'élasticité de la demande au PIB<sup>10</sup> est en général de l'ordre de 1 ou supérieure à 1 dans les pays en développement. Elle est inférieure à 1 (de l'ordre de 0,7 à 0,9) dans les pays industrialisés où l'intensité énergétique<sup>11</sup> décroît régulièrement depuis de nombreuses décennies. Cette tendance devrait se poursuivre dans le futur. Ainsi, l'AIE (2006) et l'EIA (2007) (Energy Information Administration du DOE, Department of Energy) des Etats Unis prévoient une baisse de l'intensité énergétique mondiale, de 1,7 % par an jusqu'en 2030 pour l'AIE, de 1,8 % par an pour l'EIA (cette baisse est sensiblement plus rapide que celle prévue par l'AIE en

<sup>10</sup> Ratio de la variation relative de la demande (exprimée par exemple en pourcentage) à la variation relative du Produit Intérieur Brut, exprimée dans la même unité (par exemple en pourcentage).

<sup>11</sup> Ratio de la consommation d'énergie au PIB.

2004, soit 1,2% par an, compte tenu d'hypothèses de prix plus élevées). Pour le pétrole, la plupart des analystes prévoient que l'essentiel de l'accroissement futur des consommations viendra des pays en développement et en particulier des pays asiatiques Chine et Inde. Enfin, toujours pour le pétrole, le secteur des transports devrait voir sa part dans les consommations totales poursuivre sa croissance et représenterait selon l'AIE les trois quarts de l'augmentation des consommations mondiales des trois premières décennies du siècle. C'est dans ce secteur des transports que les substitutions sont le plus difficiles. Le deuxième déterminant de la demande est naturellement le prix. L'élasticité de la demande au prix du pétrole est difficile à estimer. Elle est faible mais non négligeable. Une valeur couramment citée de -0,05 à court terme au niveau mondial impliquerait une baisse des consommations de l'ordre 2 Mb/j lorsque le prix augmente de 50 %. Cette élasticité évolue au cours du temps par suite de l'accroissement de la part des usages non substituables et de la modification du comportement des agents. Les automobilistes par exemple sont moins sensibles à une hausse du prix des carburants quand leurs revenus sont plus élevés. Il faut remarquer que, si les prix du brut se rapprochent, en monnaie constante, de leur valeur du début des années 1980, le prix d'un litre d'essence rapporté au revenu des ménages dans les pays industrialisés ne correspond qu'à la moitié environ de celui de cette période<sup>12</sup>. Par ailleurs, l'analyse de l'impact d'une hausse des prix sur la croissance économique est également délicate. L'étude de l'AIE (2004) conduisait à une estimation d'une baisse d'un demi pour cent environ pour une augmentation du prix du baril de 10 dollars. Les impacts observés de 2003 à 2006 semblent nettement moins importants. Enfin, un facteur explicatif de la faible sensibilité de la demande reste dans de nombreux pays les subventions accordées aux produits pétroliers qui masquent les signaux correspondant aux prix du brut. Dans d'autres pays comme en Europe, c'est le poids des taxes sur les carburants, indépendantes des prix du brut, qui joue un rôle d'amortisseur.

Pour les deux ou trois décennies à venir, les scénarios des organismes officiels (tout au moins si l'on retient les scénarios de référence ou « *business as usual* ») prévoient une poursuite de la croissance de la demande pétrolière, de 1,3 % par an pour l'AIE (2006b), de 1,5 % par an d'ici 2030 pour la Commission Européenne (2007), de 1 à 1,9 % par an suivant les scénarios pour Shell (2005). Remarquons que la plupart de ces organismes ont revu à la baisse leurs estimations par rapport à celles des années précédentes en raison de la hausse des prix et d'une probabilité considérée comme faible de baisse importante de ces prix à l'avenir. Le taux de croissance prévu par l'EIA (2006) est ainsi passé de 1,9 % par an à 1,1 % par an entre le scénario de l'Annual Energy Outlook 2004 et celui de 2007.

Ces scénarios posent deux problèmes. Le premier est celui de la disponibilité des ressources. Nous avons vu les différents points de vue en présence et nous y reviendrons au cours du paragraphe suivant. Le deuxième est celui des émissions de gaz à effet de serre qui augmentent en gros proportionnellement aux consommations d'énergie fossile. Ainsi, le scénario de référence de l'AIE (2006b) conduisant à des émissions de gaz carbonique considérées comme inacceptables, l'Agence préconise des politiques plus volontaristes, donnant lieu à un scénario « alternatif » permettant de limiter la demande pétrolière à 103 Mb/j en 2030 au lieu de 116. Pour aller au delà, il convient d'accélérer le développement des technologies appropriées, ce qui est possible comme le montrent les scénarios à 2050 « Accelerated Technologies » (AIE 2006a) qui permettraient de réduire de 56% la croissance des consommations pétrolières par rapport au scénario de base en 2050. Ces scénarios conduiraient à des émissions de l'ensemble du secteur énergie en croissance par rapport à celles de 2003 de 6 à 27 % contre +137 % dans le scénario de référence. Le plus favorable, Tech Plus, permettrait de les diminuer de 16%.

De façon semblable, le scénario « Carbon constraint » de la Commission européenne est un scénario « facteur 2 » (division par deux des émissions) pour l'Union Européenne. Au niveau mondial, il fait apparaître des émissions de 25% supérieures à celles de 1990. Il s'appuie sur une hypothèse de croissance du prix de la tonne de CO<sub>2</sub>, croissance linéaire pour les pays industrialisés, plus tardive pour les pays en développement, le prix atteignant 200 euros par tonne

<sup>12</sup> On observe une certaine stabilité de la part du revenu des ménages consacrée à leur consommation de carburant, cf. F. Lescaoux et O. Rech (2006).

en 2050. Il conduit à une réduction, par rapport au scénario de référence, de 20 % environ des consommations pétrolières à l'horizon 2050, à un peu plus d'une centaine de Mb/j après le passage par un maximum très aplati vers 2040.

Ces valeurs sont cependant encore très éloignées de celles des objectifs affichés par l'Union Européenne et par un certain nombre de pays dont la France, objectifs de diviser par deux les émissions mondiales et donc par 4 celles des pays industrialisés. Ils imposeraient des changements de comportement beaucoup plus importants et impliqueraient un coût de la tonne de CO<sub>2</sub> de plusieurs centaines d'euros (cf. par exemple ENERDATA (2005)).

La nécessité de politiques volontaristes avait également été mise en lumière par le Conseil Mondial de l'Energie (2003). Il a imaginé deux « histoires » de la première moitié du XXI<sup>e</sup> siècle. L'une d'elles est caractérisée par un manque de vision à long terme des différents acteurs qui prennent des décisions, en particulier des décisions d'investissement, en privilégiant des considérations de marché à court terme. Les inerties résultantes rendent plus difficiles les évolutions nécessaires. Le défaut de coordination internationale et une incapacité à mener les actions indispensables en temps voulu conduit à « la menace d'un monde invivable ». L'élévation des températures conduit à des sécheresses, des famines, un développement des maladies tropicales à des latitudes élevées. Dans la deuxième histoire, « l'espoir d'un monde vivable » apparaît à la suite de deux ou trois décennies de détérioration de notre environnement, après que des politiques de développement durable aient été mises en oeuvre et que les changements de comportement indispensables aient été obtenus.

## III.2. La production

### La courbe de Hubbert

Une première approche pour analyser les productions possibles à l'avenir consiste à utiliser la méthode de K. Hubbert, en supposant que la courbe de production pétrolière mondiale puisse ressembler à une courbe en cloche à peu près symétrique. Bien que la probabilité pour qu'elle soit vérifiée soit très faible, nous y reviendrons, considérons cette hypothèse dans un premier temps. Comme nous l'avons indiqué, les montants de réserves ultimes de l'USGS pourraient conduire à l'apparition d'un maximum de production entre les années 2020 et 2030. On pourrait remarquer tout d'abord que la courbe des découvertes d'un bassin n'est pas toujours symétrique et ressemble plus souvent à la courbe d'une loi log-normale qu'à une gaussienne. Une deuxième remarque importante à faire est qu'une courbe en cloche fait apparaître un infléchissement, un ralentissement de la croissance des productions, donc une impossibilité à répondre à l'accroissement de la demande bien avant la date du « pic ». Thierry Desmaret, président de Total, a présenté dès 2004 une courbe de ce type<sup>13</sup>, mettant en évidence un déficit de l'offre par rapport à la demande vers 2010. La figure 4 présentée plus haut au paragraphe 1.4 illustre de façon semblable les courbes de Hubbert correspondant à différentes hypothèses caractérisant l'offre.

En fait, quelle que soit la date prévue du « pic », il est peu probable que la courbe de production, au niveau mondial, ait la forme régulière et symétrique de Hubbert observée dans le cas des États-Unis. Cette dernière s'explique par la possibilité qu'avait ce pays de recourir à des importations. Au niveau mondial, l'apparition d'un pic ou la prise de conscience de sa venue risque de se traduire par une forte montée des prix, un troisième choc pétrolier plus ou moins brutal suivant le degré d'anticipation. Comme en 1980, il peut s'ensuivre des économies d'énergie et des substitutions ralentissant la demande. La courbe des productions peut alors s'infléchir plus rapidement que la courbe de Hubbert, comme cela a été le cas avec les deux premiers chocs. Ce peut être également le cas si les investissements ne suivent pas les évolutions de la demande.

---

<sup>13</sup> Oil Summit, Paris, 29 avril 2004.

## **Le rôle des investissements**

Le facteur prépondérant aujourd'hui et pour les prochaines années est sans doute lié au rythme des investissements nécessaires pour développer les capacités de production. La situation présente est caractérisée, nous l'avons vu, par une quasi disparition des excédents de capacité de production, expliquée par des investissements insuffisants pour répondre à une accélération de la demande non prévue en 2003 et 2004. Nous avons cité le rôle des anticipations et le manque d'ouverture du domaine minier. Les compagnies pétrolières ne peuvent investir que dans les pays qui sont demandeurs : cela n'a pas été le cas ces dernières années dans nombre de pays de l'OPEP. Les pays ayant les meilleurs potentiels de découvertes et de développement sont fermés ou peu ouverts aux investissements étrangers.

Ainsi, la croissance des investissements dans l'amont pétrolier a certes repris, stimulée par la hausse des prix. Elle se fait cependant dans des proportions moindres que celles que l'on aurait pu attendre à partir des observations des hausses de prix précédentes (environ deux fois moins). Elle se heurte non seulement au problème d'ouverture du domaine minier mais aussi à la saturation des capacités de l'industrie parapétrolière. Cette saturation a entraîné une forte hausse des prix des services parapétroliers au cours de ces deux dernières années, avec par exemple un triplement des coûts de location des plateformes de forage en mer. Le manque d'équipement de ce type constitue naturellement un frein à l'investissement. De plus, les statistiques relatives aux dépenses d'investissement peuvent ainsi être trompeuses, elles font état d'augmentations en valeur qui ne correspondent que très partiellement à des augmentations en volume.

Par ailleurs, un phénomène paradoxal apparaît : la hausse des prix, qui devrait avoir des incidences positives sur les investissements, peut avoir des effets restrictifs car elle incite certains pays producteurs à revoir les conditions contractuelles et fiscales d'opération des compagnies internationales. La disponibilité d'importantes ressources financières leur donne des marges de manoeuvre nouvelles, qui augmentent les délais de décision et de réalisation. Enfin, l'incertitude sur le maintien de la croissance de la demande et la perspective d'un contre choc possible incitent à la prudence les sociétés nationales des pays producteurs.

Pour les années à venir, la tension sur le prix des services parapétroliers devrait s'atténuer, on assiste à un nouveau développement des moyens et des capacités de l'industrie parapétrolière, favorisant l'investissement. Une augmentation des excédents de capacité est possible d'ici 2010-2012, de l'ordre de quelques millions de barils par jour, comme le montrent différentes études (IFP, CERA, Société Générale...).

A plus long terme, les incertitudes sont nombreuses, mais la quasi totalité des études font état d'un plafonnement inéluctable des productions non OPEP, qui pourrait apparaître vers 2010, pour des raisons géologiques. Quant aux pays de l'OPEP, certains et en particulier l'Arabie Saoudite souhaitent vraisemblablement limiter leurs productions et donc leurs capacités à des valeurs susceptibles d'être soutenues à long voire très long terme.

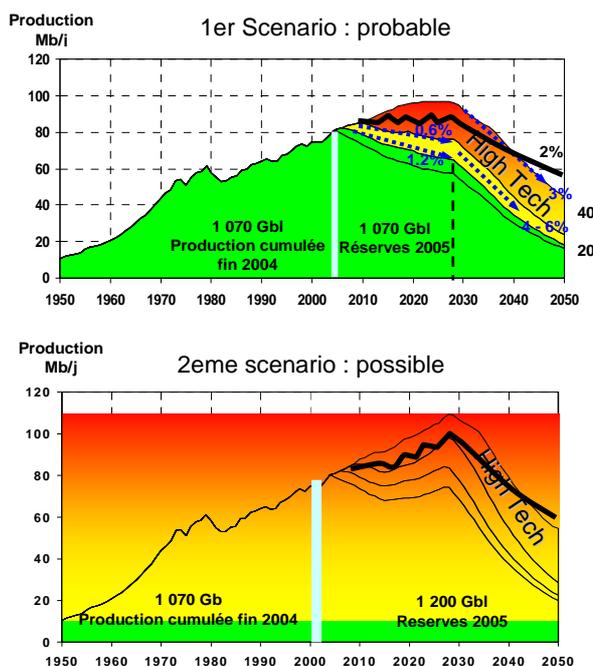


Figure 9. Scénarios de production

Source: Yves Mathieu (2006)

A la suite d'études conduites à l'IFP sur les projets d'investissement et les potentiels région par région, Y. Mathieu (2006) considère comme le plus probable une fluctuation des productions mondiales autour de 90 Mb/j au cours des deux prochaines décennies (en trait plein sur le graphique du haut de la figure 9). Ces productions incluent celles de pétroles non conventionnels. Ainsi, celles des sables asphaltiques du Canada, de 1 Mb/j en 2005, pourraient atteindre 3 Mb/j en 2015 et 5 Mb/j. en 2030. Elles seront cependant vraisemblablement insuffisantes pour repousser la date du plafonnement de la production mondiale, production sensiblement inférieure à celle qui correspondrait à une courbe de Hubbert, en raison de l'insuffisance des investissements. Ce « plateau ondulé » vers 90 Mb/j, éventuellement vers une centaine de Mb/j (courbe en trait plein sur le graphique du bas de la figure 9), pourrait se maintenir jusque 2025-2030, grâce aux pétroles non conventionnels. Au delà, la production mondiale déclinerait inéluctablement bien que se poursuivant après la fin du siècle.

### III.3. Les Prix

Nous ne prétendons pas proposer ici des prévisions, celles effectuées dans le passé par la plupart des experts ayant été mises en défaut. Nous donnerons seulement quelques éléments d'analyse et présenterons les principaux scénarios élaborés par différents organismes.

#### A court et moyen terme.

Nous avons mentionné les freins à l'investissement et la faible élasticité de la demande au prix. Sauf crise économique mondiale majeure, il est difficile d'imaginer une restauration rapide d'importants excédents de capacités de production. Il n'est donc pas impossible que les prix restent élevés au cours des années à venir, voire soient soumis à de nouvelles tensions en fonction des événements géopolitiques. Si des excédents apparaissent comme indiqué ci-dessus (études CERA, IFP,...), ils seront vraisemblablement limités à des valeurs qui peuvent être gérées par l'OPEP. Les prix devraient pouvoir être maintenus au niveau considéré comme souhaitable par l'Arabie et ses partenaires. Ils ont retenus la leçon du contre choc de 1986 et devraient définir un prix ou une fourchette de prix qui ne conduise pas à une trop forte « destruction » de la demande

adressée à l'OPEP par substitutions et économies d'énergie. Il est difficile d'estimer ce niveau. Il est vraisemblablement inférieur aux prix atteints au cours de l'été 2006 mais il est certainement supérieur à celui des années 1990. En effet, la progression de la demande et la prochaine venue d'un plafonnement des productions non OPEP rendent improbable une forte érosion de la part de marché de l'OPEP à des prix de 40, voire 50 \$/b. A moyen terme, de tels niveaux pourraient ainsi constituer un plancher à la baisse des prix.

A plus long terme, nombreux sont les scénarios possibles.

### **Les scénarios de prix « bas »**

Jusqu'en 2003 et même 2004, la plupart des scénarios de référence des organismes officiels, AIE, EIA, la Commission Européenne reflétaient une vision optimiste des productions possibles grâce à un recours accru au Moyen-Orient, à des efforts d'exploration et à l'amélioration des taux de récupération. Elle se traduisait par des prix en progression limitée, passant par exemple pour l'AIE (2004) à 25 \$/b en 2020 et à 29 en 2030. Shell (2001) avait construit des scénarios à plus long terme (2050). Ceux-ci supposaient des progrès techniques relatifs aux pétroles non conventionnels, à la production de carburants liquides à partir de gaz naturel ou de biomasse, ainsi qu'à la poursuite de l'amélioration de l'efficacité des moteurs automobiles et des techniques relatives aux autres utilisations. En supposant de plus une forte diminution des usages des produits pétroliers hors du secteur des transports, le relais aurait été pris à temps par les énergies renouvelables et donc sans impact significatif sur les prix qui seraient restés aux environs d'une vingtaine de dollars par baril. La décroissance sensible des productions pétrolières aurait alors été repoussée vers 2040.

Des scénarios de prix bas, ou plus exactement, de retour à des prix bas, paraissent peu probables aujourd'hui. Ils ne sont pas totalement à exclure. Ils pourraient résulter de la mise en place de politiques très volontaristes de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ils supposeraient de très importants changements de comportement, des investissements lourds dans tous les secteurs de l'énergie : efficacité énergétique, capacités de production pétrolière, énergies renouvelables et nucléaire. Ainsi le scénario à 2050 DGEMP-ENERDATA (2005) « Facteur 4 » (division par 4 des émissions de gaz à effet de serre en France à l'horizon 2050) conduit à des prix du brut de 20 à 30 \$/b, la réduction indispensable de la consommation d'énergie fossile faisant passer au second plan le problème de raréfaction des ressources. Parmi d'autres facteurs conduisant à une baisse des prix à long terme, il faut naturellement citer un ralentissement généralisé de la croissance mondiale (lié par exemple à une crise économique provoquée par les déficits américains). Hypothèses plus optimistes, de bonnes surprises pourraient venir de la géologie (importantes réserves d'hydrocarbures profondément enfouis par exemple) ou bien d'avancées technologiques majeures difficiles à imaginer (fortes améliorations des taux de récupération par exemple).

### **Les scénarios des organismes officiels**

Avec la montée des prix de ces dernières années, les organismes officiels ont révisé à la hausse leurs hypothèses de prix (et à la baisse leurs hypothèse de croissance de la demande pétrolière comme indiqué plus haut). Ainsi l'EIA a relevé de 20 \$/b le prix en 2030 de son scénario de référence entre l'édition de l'Annual Energy Outlook 2005 et celle de 2006, à 57\$/b (évolution quelque peu surprenante dans la mesure où les données concernant le long terme n'étaient guère différentes un an auparavant). Dans l'édition 2007, le prix du brut passe à 50 \$/b en 2014 avec le développement des capacités de production et à 59 (dollars 2005) en 2030 avec la nécessité de faire appel à des ressources plus chères. Pour l'AIE (2006b), le scénario « Business as usual » de la version 2006 du « World Energy Outlook » fait apparaître des prix du brut (approvisionnement moyen des pays membres de l'AIE en dollars constants) de 47\$/b en 2012, 50 en 2020 et 55 en 2030, tandis que l'édition précédente mentionnait 35\$/b en 2010 et 39 en 2030. Dans le cas où les freins à l'investissement, dont nous avons parlé, ne pourraient être desserrés (scénario

« Deferred Investment »), les prix seraient majorés d'un tiers. Pour la Commission européenne (2007), les prix passent à 40 \$ / b en 2010, 60 en 2030 et 110 en 2050 dans le scénario de référence. Dans le scénario « Carbon constraint », le prix en 2050 s'établirait à 90 \$ / b.

### **Les scénarios avec « double choc »**

Depuis 1987 la volatilité des prix a augmenté, il semble peu probable qu'elle puisse être réduite. La courbe représentative des évolutions des prix pourrait ressembler à un « chameau à deux bosses » pour reprendre l'expression de Pierre Radanne (2004). Elle correspond également au scénario considéré comme le plus probable par Denis Babusiaux (2006) et Pierre-René Bauquis (2006). Il s'agit d'un scénario de « double choc » qui présenterait un certain nombre de similitudes avec les évolutions observées entre 1973 et la fin des années 1980. Il a souvent été dit que la hausse récente des prix n'était pas comparable à celle de 1973, le premier choc pétrolier ayant été déclenché par une réduction de l'offre, tandis que celle de ces dernières années serait due à un emballement de la demande. Remarquons cependant qu'au cours des années 1960, la consommation mondiale de produits pétroliers augmentait de 7 à 8 % par an, et que les capacités de production n'augmentaient pas au même rythme. Les événements liés au conflit israélo-arabe (guerre du Kippour) ont accéléré la hausse des cours, mais cette hausse se serait vraisemblablement produite, sans doute plus étalée dans le temps.

En bref, la montée des prix de ces dernières années, comme celle de 1973, met en évidence un besoin pour les pays consommateurs de prendre des décisions. Un certain nombre de mesures ont été prises. Elles risquent cependant d'être très insuffisantes si la demande poursuit sa progression. Comme indiqué ci-dessus, en l'absence d'événements géopolitiques, il est possible que les capacités de production soient restaurées si tous les projets de développement voient le jour comme prévu. On peut alors assister à une stabilisation ou une érosion des prix pendant un certain nombre d'années. La baisse observée au cours des derniers mois de 2006 va dans ce sens. Ensuite, même si le « pic pétrolier » proprement dit intervient seulement vers 2030, il est probable, nous l'avons vu, que la production d'hydrocarbures naturels ne puisse pas suivre la demande dès la prochaine décennie. Avant que les prix ne retrouvent un nouvel équilibre de long terme évoqué ci-dessus (estimé par exemple par P.-R. Bauquis aux environs d'une centaine de dollars par baril, (dollars 2000), il est fort possible qu'intervienne un « choc » supplémentaire, avec des niveaux de prix de 200\$/b ou plus. Il risque d'être nécessaire pour que les investissements soient réalisés du côté de l'offre comme du côté de la demande, pour :

- mettre en place des politiques d'économie d'énergie,
- réduire en particulier fortement les consommations liées au transport automobile,
- développer sans subventions majeures les énergies renouvelables,
- stimuler la production de carburants de synthèse,
- relancer les programmes nucléaires,
- développer la production d'hydrogène à partir d'énergie nucléaire ou renouvelable.

Pour l'éviter et rendre possible un scénario intermédiaire tel que ceux de l'AIE ou du DOE, paradoxalement, il faudrait que ce scénario de double choc et une raréfaction des hydrocarbures naturels soient considérés comme inévitables. Rappelons en effet le rôle des anticipations et combien les prévisions peuvent être auto destructrices dans l'industrie pétrolière. Bref, le facteur le plus efficace permettant d'éviter une pénurie serait l'apparition d'un consensus sur sa venue. Il inciterait l'ensemble des acteurs à prendre les décisions à temps, les opérateurs industriels à investir, les gouvernements à prendre les mesures nécessaires, réglementations en faveur de l'efficacité énergétique, voire taxation, telles que celles proposée par Jean-Marc Jancovici (2006) ou, dans un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, par Henri Prévot (2007).

## **CONCLUSION**

Un futur sans crises pétrolières est assez peu probable, même si l'on retient des hypothèses optimistes de progrès techniques dans le secteur de l'exploration et de la production, dans le domaine de l'utilisation des produits pétroliers et/ou dans les techniques de substitution. En effet, il ne suffit pas que les ressources et les techniques soient disponibles, encore faut-il que les investissements soient réalisés à temps, aussi bien dans les domaines de la maîtrise de l'énergie et des énergies alternatives que dans le développement des capacités de production pétrolière. Ce dernier point supposerait aussi une volonté délibérée et continue des pays de l'OPEP de procéder à l'essentiel de ces investissements avec une certaine marge d'anticipation. Les investissements en question sont en effet très lourds, les gestions en flux tendus ne sont pas favorables à l'existence d'excédents de capacité. De plus, il n'est pas certain qu'un tel comportement soit dans l'intérêt de l'OPEP.

Enfin, il ne faut pas oublier que la question de l'avenir du pétrole n'est qu'un des éléments d'un problème beaucoup plus vaste, celui de la possibilité d'assurer un développement durable des sociétés humaines. L'eau, l'agriculture, enjeux majeurs avec celui de la santé, exigeront des quantités d'énergie de plus en plus importantes. La véritable question n'est donc pas celle des seuls hydrocarbures, mais celle de l'ensemble des énergies. Le XXI<sup>e</sup> siècle ne pourra vraisemblablement résoudre ses problèmes qu'en s'orientant résolument vers la sobriété énergétique. Il sera nécessaire par ailleurs d'utiliser toutes les complémentarités de développement des différentes énergies: coopération en amont et en aval entre pétrole et nucléaire, coopération entre énergies renouvelable et nucléaire.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- ALBA P., BOURDAIRE J.M. (2000), Le prix du pétrole, *Revue de l'Énergie*, n° 516, mai
- ARTUS P. (2005), Un baril à 300 dollars, *La Tribune*, 2 décembre
- BABUSIAUX D., LESCAROUX F. (2006), Prix du pétrole et croissance économique, *Réalités industrielles*, Août
- BABUSIAUX D., BAUQUIS P.-R., et al. (2002) Recherche et production du pétrole et du gaz, Réserves, coûts, contrats, Technip, Paris
- BAUQUIS P.-R. (2004) Quelles énergies pour les transports au 21<sup>ème</sup> siècle? *Les Cahiers de l'Economie No 55*, Institut français du Pétrole, octobre.
- BAUQUIS P.-R. (2006) Oil and Gas in 2050, Energy Forum, Cambridge, U.K., 15 March
- CAMPBELL C. J. (1997) The coming oil crisis, Multi-Science Publishing, Essex, England
- GIRAUD P.N. (1995), The Equilibrium Price Range of Oil - Economics, Politics and Uncertainty in the formation of oil prices, *Energy Policy*, Vol. 23, n° 1
- HOTELLING H. (1931), The economics of exhaustible resources, *Journal of Political Economy*, Vol 39, n° 2
- JANCOVICI J.-M., GRANJEAN A. (2006) Le plein s'il vous plait!, Le Seuil, Paris
- LESCAROUX F., RECH O., (2006) L'origine des disparités de demande de carburant dans l'espace et le temps: l'effet de la saturation de l'équipement en automobiles sur l'élasticité revenu *Les cahiers de l'économie No 60*, juin, Institut Français du Pétrole
- MATHIEU Y. (2006), Quelles réserves de pétrole et de gaz ?, *Conférence AFTP-SPE-Université Total*, Paris, 14 juin
- MITCHELL J. (2006) A new era for oil prices Chatham House, London [www.chathamhouse.org.uk](http://www.chathamhouse.org.uk), August
- PERRODON A. (2003), Des grandes vagues de l'exploration à l'estimation des réserves ultimes, *Pétrole et technique*, mai-juin
- PREVOT H. (2007), Trop de pétrole ! - énergie fossile et réchauffement climatique, Le Seuil, Paris
- RADANNE P. (2003), Chocs et contre-chocs pétroliers (1960 2060), *Annales des Mines - Responsabilité Environnement*, octobre.
- SOLOW R.M. (1974), The economics of resources or the resources of economics, *American Economics Review*, n° 64
- Agence Internationale de l'Énergie* (2006 a) « Energy Technology Perspectives 2006, Scenarios & Strategies to 2050 » IEA Publications, Paris
- Agence Internationale de l'Énergie* (2006 b) "World Energy Outlook 2006", IEA Publications, Paris
- Agence Internationale de l'Énergie* (2004) « Analysis of the impact of high oil prices on the global economy », IEA Publications, Paris
- Conseil d'Analyse Économique (2001)* , rapport Joël MAURICE « Prix du pétrole », La Documentation Française, Paris
- Conseil Mondial de l'Énergie* (2003) « Une seule planète pour tous », Conseil Français de l'Énergie, Paris

**DGEMP-Observatoire de l'Energie (2004) « Scénario énergétique tendanciel à 2030 » BIP N° 10129 et N° 10130, 5 et 6 juillet**

**Enerdata (2005) « Etude pour une étude prospective concernant la France », DGEMP, 1<sup>er</sup> février**

**Energy Information Administration (2006) Annual Energy Outlook 2007 with projections to 2030 (Early Release), United States Department of Energy, Washington D.C., December, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).**

**European Commission (2007) « World Energy Technology Outlook- 2050- WETO H2» Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg**

**European Commission (2003) «World Energy, Technology and Climate Policy Outlook» Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg**

**Royal Dutch Shell (2005) «The Shell Global Scenarios to 2025. The Future Business Environment»: Trends, Trade-Offs, and Choices" London**

**Shell International (2001) «"Energy needs, choices and possibilities, scenarios to 2050», Shell Center, London**

**United States Geological Survey (2000) World Petroleum assessment 2000, Washington D.C.**