



# Pétrole, panorama de l'année 2000 et perspectives

Jean-François Giannesini\*, conseiller du président de l'IFP

Nous vous présentons ici le texte de la conférence prononcée par Jean-François Giannesini, conseiller du président de l'Institut Français du Pétrole (IFP) à l'occasion de deux colloques internationaux tenus à Paris le 1<sup>er</sup> février 2001 et à Lyon le 6 février 2001 (NDLR).

**B**ien qu'il ne faille pas attacher trop d'importance aux particularités d'un calendrier, qui n'est que l'un des innombrables possibles, les dates rondes n'en sont pas moins des repères temporels commodes qu'il serait dommage d'ignorer.

Il y a un an, nous avons profité de Panorama 2000, le dernier du siècle, pour effectuer un survol rapide de l'histoire du pétrole durant le siècle qui s'achevait. Nous essaierons cette année, au cours de ce Panorama 2001, le premier du siècle, d'**identifier les grands défis qui se présentent à l'ensemble de la communauté pétrolière et gazière.**

Sans vouloir pour autant déflorer le cœur de notre sujet, disons que **la question fondamentale que nous pose le siècle qui s'ouvre est celle de la fin du cycle des hydrocarbures.** Ou pour formuler cette interrogation de manière plus opérationnelle, **lequel de ces deux évènements interviendra le**

**premier : l'épuisement des réserves ou le caractère insoutenable de la consommation traditionnelle des hydrocarbures en raison de son impact sur l'environnement ?**

Il nous faudra rester lucides et humbles. Nous ne pouvons pas espérer répondre de manière précise et argumentée à une telle interrogation. Nous sommes, là-aussi, face à ce type d'indétermination bien connu des chercheurs, qui veut que si l'on peut, avec quelque certitude, prévoir la réalisation d'un évènement, on ne saurait hélas en fixer avec précision le calendrier. Il est cependant possible d'identifier certains grands traits du scénario. En particulier, il apparaît que comme pour les défis que nous avait lancés le XX<sup>e</sup> siècle, ceux que nous présente le XXI<sup>e</sup> pourront être relevés grâce au progrès technologique.

Ainsi que le soulignait Pierre Jacquard dans sa conférence au Congrès mondial du pétrole en juin dernier à Calgary, la réponse à ces interrogations tient en un mot : confiance. Confiance dans les hommes, confiance dans la technologie.

**Mais avant d'aborder ces questions, tentons tout d'abord d'analyser les principaux évènements pétroliers et gaziers de l'année qui vient de s'achever**

Le **prix du pétrole** demeure le facteur principal rythmant l'activité de notre industrie. Comme pour toutes les matières premières pour lesquelles il n'existe pas de produit de substitution et dont les sources d'approvisionnement sont inégalement réparties sur la planète, les facteurs exogènes ont tendance à compliquer la dynamique des prix. L'année 2000 est à ce titre tout à fait illustrative. De manière générale, le prix du pétrole (Brent à Londres, marché IPE) a poursuivi en 2000 la remontée qu'il avait entamé début 1999 après la baisse continue de 1997 et 1998 (*figure 1*).

**AIE** : Agence Internationale de l'Énergie.  
**Antifer** : port pétrolier du Havre, France.  
**ARA** : Amsterdam, Anvers, Rotterdam : zone européenne concentrant des raffineries et industries pétrochimiques.  
**Brent** : qualité de pétrole issue du gisement de Brent en Mer du Nord et qui sert de référence pour l'établissement des prix.  
**BRS** : courtier en fret pétrolier.  
**CDIAC** : organisme en charge de l'étude des climats et de l'effet du CO<sub>2</sub>.  
**Flux tendus** : technique de production consistant à travailler avec un stock minimum.  
**IFP** : Institut Français du Pétrole.  
**IPCC** : Intergovernmental Panel for Climate Change.  
**IPE** : International Petroleum Exchange ; marché international du pétrole à Londres qui établit le prix du Brent en particulier.  
**NUS** : organisme international sur les « utilities ».  
**OCDE** : organisation de coopération économique.  
**OPEP** : organisation des pays exportateurs de pétrole soit : Algérie, Arabie Saoudite, Émirats Arabes Unis, Indonésie, Irak, Iran, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar, Venezuela.  
**Swiss Re** : grande société suisse de réassurance.  
**WTI** : West Texas Intermediate, qualité de brut servant de référence pour les cotations sur le marché de New York, le NYMEX.

\* Institut Français du Pétrole, 1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex.  
 Tél. : 01 47 52 60 00. Fax : 01 47 52 70 00.  
 E-mail : J-Francois.GIANNESINI@ifp.fr - http://www.ifp.fr



# RECHERCHE



Figure 1 - Évolution du prix du Brent à Londres, \$/bl  
(source : IPE, moyennes mensuelles).

Les réductions successives de production opérées par l'OPEP durant l'année 1999, le fait que la discipline au sein de cette organisation ait été respectée, nul ne voulant se retrouver dans la difficile situation résultant de la chute des prix au niveau de 10 \$/bl, l'attitude du Mexique gros fournisseur des États-Unis concourant à la stratégie de l'OPEP, tout cela devait permettre aux prix de passer le cap de l'an 2000 au niveau des 25 \$/bl dans la partie centrale de la fourchette 22-28 \$/bl, ce que souhaitaient la plupart des grands pays producteurs. Cette hausse amorcée au début de 1999 s'est donc poursuivie sur toute l'année 2000, à l'exception du mois de décembre, lequel a vu les prix revenir assez brutalement au-dessous de 28 \$/bl (figure 2).

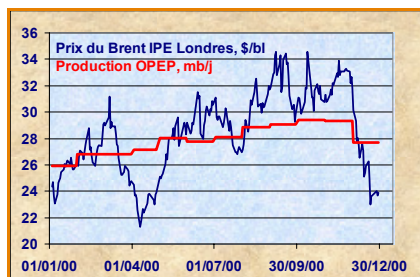


Figure 2 - Prix du Brent à Londres et production de l'OPEP  
(source : IPE Londres).

Notons au passage que ces prix ont eu le bon goût de ne pas trop contredire les prévisions que nous formulions l'an dernier lors de Panorama 2000. Nous pronostiquions un prix moyen au niveau de 25 \$/bl avec des pointes ponctuelles au-dessus de 30 \$/bl. Le prix moyen pour l'année 2000 aura été de 28 \$/bl et se sera maintenu au-dessus de 30 \$/bl durant 86 jours sur 240 jours de cotation.

Dans le détail, comment les choses se sont-elles passées ?

Poussé par une demande soutenue, liée à la forte croissance américaine et au retour de la zone Asie, le prix du pétrole est passé de 24 \$/bl au début de

janvier à plus de 30 \$/bl début mars. Face à cette envolée, l'OPEP décide fin mars d'augmenter sa production de 1,7 millions de bl/j. Les prix qui avaient déjà franchi la barre des 28 \$/bl à la baisse sur le simple effet d'annonce de la réunion de Vienne, venaient toucher les 22 \$/bl au début du mois d'avril. Mais la production réelle de l'OPEP n'augmentant en fait qu'au plus de 1,3 million de bl/j, ils reprennent très vite leur course ascendante. A partir du mois de juin, un facteur nouveau intervient : une tension sur les produits raffinés, tension due aux décisions prises par certains états américains de modifier leur législation sur les essences en vue d'augmenter la protection de l'environnement. Cette tension se traduit par une augmentation des prix des essences et du gazole, augmentation supérieure à celle induite par l'augmentation des prix du brut.

Alors que le ratio prix du gazole/prix du brut devrait rester à peu près constant lorsque ce dernier augmente, on voit qu'il augmente fortement à partir du début du mois de juin (figure 3). Cette augmentation du ratio traduit une augmentation de ce que l'on peut appeler la marge globale des raffineurs.

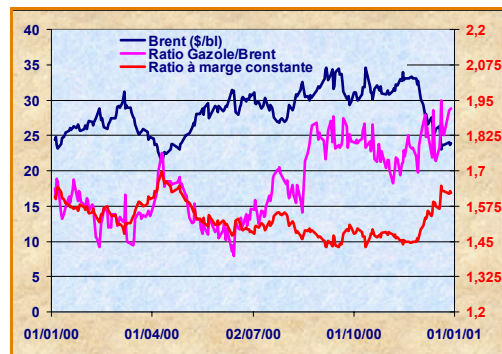


Figure 3 - Brent et ratio Gazole/Brent à Londres  
(source : IPE Londres).

En effet, si l'on recalcule le ratio théorique en supposant cette marge globale constante (sur la base des valeurs moyennes de janvier), on voit que le ratio théorique et le ratio réel sont parfaitement en ligne jusqu'à la fin du mois de juin, puis qu'ils divergent fortement à partir de cette date. En revanche, à partir de fin novembre 2000, les évolutions redeviennent parallèles, dénotant une stabilisation des marges de raffinage, stabilisation marquant la fin probable de la crise.

A partir du mois de juin, il y a donc bien eu une tension sur les prix des produits raffinés, tension provoquée par la tension sur les essences reformulées, laquelle par contrecoup engendrera une tension sur le gazole de chauffage. En effet, les



raffineurs ont consacré leur activité estivale à produire des essences, compte tenu de la faiblesse des stocks, ceci au détriment du gazole, alors que cette saison est généralement celle de la constitution des stocks de produits destinés au chauffage en vue de l'hiver. Ce qui explique également la tension sur les bruts légers, fortement demandés à cette époque par les raffineurs.

Dans le courant de l'été, l'effet des prix élevés des produits raffinés s'est fait sentir au niveau des consommateurs surtout auprès de ceux qui, en Europe particulièrement, bénéficient d'une détaxe (marins-pêcheurs, agriculteurs, transporteurs), le prélèvement de l'État ne venant pas jouer son rôle d'amortisseur.

En fait, le consommateur détaxé a pris de plein fouet l'effet de trois facteurs de hausse : la hausse du brut, la hausse du dollar par rapport à l'euro et le retour à des marges de raffinage plus normales.

Si l'on calcule le prix du brut apparent pour ce consommateur, c'est-à-dire sur la base du taux de change fixe observé en début d'année et d'une marge de raffinage constante elle aussi égale à celle du début de l'année, on voit que le consommateur paye un prix apparent de plus de 40 \$/bl pour un prix réel voisin de 32 \$/bl.

Les courbes de la *figure 4* montrent clairement deux décrochages : l'un de l'euro par rapport au dollar début avril, l'autre des marges de raffinage en juin. A voir ces évolutions, on comprend mieux les mouvements sociaux des consommateurs : le gazole qu'ils payaient sur la base d'un brut à 25 \$/bl au début de l'année, ils le payaient en fait sur une base de 45 \$/bl à la fin de l'été, toutes choses égales par ailleurs.

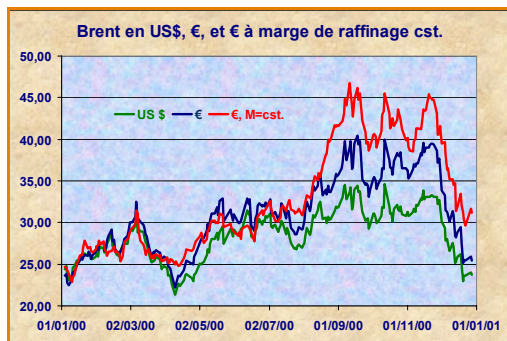


Figure 4 - Brent en dollars et en euros  
(source : IPE, IFP).

Notons que cette augmentation des marges de raffinage n'a rien de scandaleux. Celles-ci se maintenaient depuis plusieurs années à des niveaux trop bas pour permettre la réalisation des investissements requis par la demande du consommateur en produits de qualité.

A cette époque de l'année, les raffineurs confrontés à la faiblesse de leurs stocks en produits légers sont à la recherche de bruts légers (Mer du Nord, Sahara, etc). Or dans la zone OPEP, et plus particulièrement en Arabie Saoudite, s'il y a bien un excédent de capacité de production, cet excédent, malheureusement, est essentiellement en bruts lourds souffrés, des qualités que les raffineurs occidentaux ne veulent pas traiter.

Il faudra attendre que les raffineurs d'Asie du Sud-Est et en particulier du sous-continent Indien, achètent ces qualités de brut au cours de l'automne et exportent le gazole produit avec ces bruts vers les États-Unis, pour voir les premiers effets de la mise en œuvre de ces capacités excédentaires sur les prix. Ce problème de la qualité des bruts mis sur le marché est également apparu lors de l'ouverture des stocks stratégiques aux États-Unis. Les raffineurs du Golfe du Mexique ont été peu enclins à acheter ces bruts qui, pour des quantités importantes, n'ont en fait pas trouvé d'acheteur sérieux. L'impact de leur mise sur le marché aura été finalement assez faible.

Il y a là un point à retenir : l'utilisation des stocks stratégiques, hors période de crise sérieuse, dans le seul but de réguler le marché peut s'avérer d'une efficacité douteuse. Il est évident que la décision politique d'utiliser ces stocks, comme celle de modifier la structure des taxes, doit obéir à des contraintes d'urgence stratégique majeures et non à des considérations relevant du calendrier électoral. Un autre facteur de l'accélération de la hausse des prix a été l'augmentation des taux de fret. Alors que fin 99 ces taux étaient tous inférieurs à 20 000 \$/j, ils se sont mis à grimper dès le printemps 2000 pour atteindre jusqu'à 80 000 \$/j à l'automne (Ras Tanura-Yokohama 250 000 T). Certes le coût du transport demeure marginal, puisque même avec ces taux élevés le coût reste de l'ordre de 2 \$/bl, mais cette hausse traduit en fait un certain manque de capacité de transport dont l'effet sur les prix du brut est probablement plus ample que son simple impact sur le prix du transport.

On notera également le rapprochement des prix en euro et en dollar à la fin de l'année compte tenu de la meilleure tenue de la monnaie européenne.

La crise donc n'étant pas liée à l'approvisionnement en brut, on comprend mieux pourquoi la décision de l'OPEP d'augmenter sa production en octobre restera pratiquement sans effet. Il faudra attendre décembre, avec un certain soulagement des tensions sur le gazole de chauffage, pour les raisons vues plus haut, ainsi qu'une météorologie assez clémente, pour que les stocks se reconstituent et que s'amorce un début de retournement de la tendance haussière.



A ces facteurs directement liés à la production et au raffinage du pétrole, est venu s'ajouter durant l'année un certain nombre de **facteurs exogènes** dont les trois principaux ont été :

- la crise israélo-palestinienne, qui à la mi-octobre provoquera une hausse soudaine de plus de 4 \$/bl,
- les incertitudes pesant sur le résultat des élections américaines,
- les difficiles négociations périodiques entre l'Irak et les Nations-Unis en vue du renouvellement de l'accord « pétrole contre nourriture ».

Avant de nous pencher sur ce qu'il est possible de prévoir pour les mois qui viennent, voyons tout d'abord quel aura été l'effet de ces prix élevés sur l'économie des pays consommateurs.

Comme nous le soulignons l'an dernier, les deux « marqueurs » de l'effet des prix du brut sont l'inflation et la croissance.

Si l'on compare pour la France les chiffres de l'inflation brute et ceux de l'inflation sous-jacente (hors énergie, tabac et alcool), on voit que l'augmentation du prix du brut a incontestablement provoqué une hausse de l'inflation en 2000 mais que cette hausse est restée très modérée (figure 5).

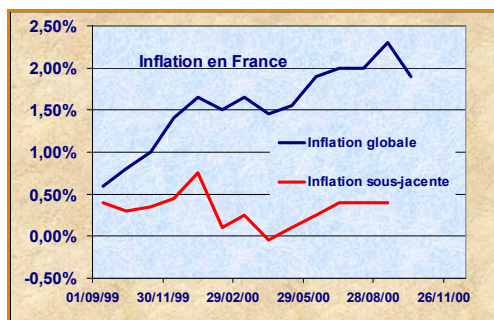


Figure 5 - Inflation en France (source : Observateur de l'Expansion).

L'augmentation des prix du pétrole aurait provoqué une surinflation un peu supérieure à 1 %.

Le montant de la facture pétrolière est passé au-dessus de 1 % du PIB (figure 6). Au plus bas, le montant de la facture était en 1998 de l'ordre de 0,6 % du PIB. Il faut noter qu'une partie non négligeable de la hausse de cette facture est due à la baisse substantielle de l'euro par rapport au dollar. Sur la croissance, l'effet de cette hausse du prix du pétrole est difficile à déterminer sans passer par des modèles macro-économiques, en raison des impacts multiples. Au niveau mondial, les experts estiment en général l'impact négatif de cette hausse à environ 0,7 %. Pour la France, moins dépendante du pétrole que la plupart des nations industrialisées, cet impact négatif pourrait être inférieur à 0,5 %.

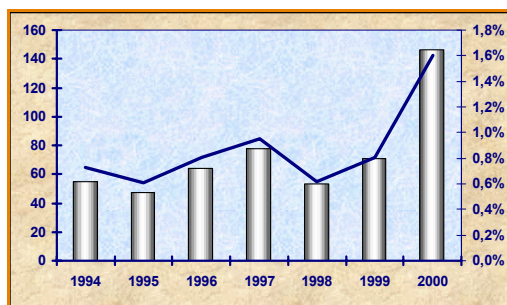


Figure 6 - Facture pétrolière de la France, GF et % du PIB (source : Observatoire de l'énergie).

Sur la balance du commerce extérieur, l'augmentation du prix du brut ainsi que la chute de l'euro auront pesé lourdement (figure 7).

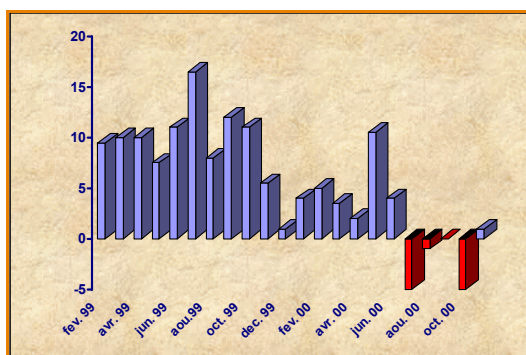


Figure 7 - Solde du commerce extérieur de la France corrigé des variations saisonnières, en GF (source : Douanes).

Alors que le solde annuel du commerce extérieur était en 1999 de 112 GF, ce solde était en octobre 2000 de 18 GF. Mais l'augmentation de la facture pétrolière n'explique pas tout. Les autres importations ont été également en hausse en raison de la poussée des investissements des entreprises et de l'augmentation de la consommation des ménages en octobre. Est aussi en cause une certaine stagnation des exportations françaises depuis le mois de mai 2000.

## Que peut-on espérer, ou craindre, pour l'année 2001 ?

Avant toute chose redisons-le au risque de nous répéter, les prévisions sur le prix du pétrole sont très aléatoires en raison de l'impact sur ces prix de phénomènes exogènes totalement imprédictibles. Ceci parce qu'ils sont liés à des phénomènes eux-mêmes imprédictibles (accidents, aléas climatiques) ou parce qu'ils relèvent de la sphère politique ou géopolitique, sphère au sein de laquelle les acteurs n'agissent pas toujours de manière raisonnée et donc prédictible.



Si dans un premier temps nous ne tenons pas compte des phénomènes exogènes, il apparaît que **deux facteurs principaux vont influencer l'évolution des prix en 2001 : l'équilibre de l'offre et de la demande, et l'évolution des stocks**, ces deux facteurs étant liés bien évidemment.

Si tout le monde, pays producteurs, pays consommateurs, compagnies pétrolières grandes ou petites, souhaite des prix stables ou tout au moins en évolution douce, nombre d'experts s'accordent pour dire qu'une stabilité complète des prix qui résulterait d'un équilibre maintenu entre l'offre et la demande, est en fait un objectif difficilement accessible. Tout au plus, dans les conditions actuelles de fonctionnement du marché, peut-on espérer atteindre une situation que nous qualifions l'an dernier de macrostable mais micro-instable, c'est-à-dire un maintien des prix dans une bande de fluctuation assez large, 22-28 \$/bl pour citer les chiffres généralement admis.

Il y a plusieurs raisons à cela. La première est que compte tenu du coût des stocks, coût accentué par la volatilité des prix, les entreprises pétrolières travaillent de plus en plus à flux tendus. Le serpent se mord la queue, car cette manière de procéder engendre elle-même l'instabilité des prix et augmente donc le risque contre lequel on souhaite se prémunir. La deuxième est que les réponses aux évolutions de prix sont empreintes d'une grande inertie, alors que les réactions du marché sont immédiates. Illustrons ce fait par un exemple simple. Face à la montée des prix en mars 2000, l'OPEP décide d'augmenter sa production de près de 1,7 Mbl/j. Pour que cette décision soit prise, il aura fallu attendre plusieurs semaines que les pays producteurs se mettent d'accord et se retrouvent à Vienne pour entériner cet accord. Le marché réagira immédiatement à cette annonce par une baisse quasi immédiate de près de 5 \$/bl. Mais comme les premiers effets de cette hausse de la production n'atteindront les raffineries des consommateurs que quelques 60 jours plus tard, c'est-à-dire début juin, les prix ont très vite repris leur ascension. Alors que le marché réagit dans l'instant même, il faut à l'offre des semaines pour effectuer son ajustement.

Et encore nous avons admis que les pays producteurs disposaient d'une capacité instantanée de production, soit par des stocks flottants ou à terre dans leurs terminaux de chargement, soit par une capacité directe au niveau des gisements. S'ils devaient ajuster ces capacités par développement de nouvelles réserves, le délai de réaction se mesurerait alors en mois, si ce n'est en années.

Au niveau de la demande, une des causes de l'instabilité est son caractère saisonnier. En effet, la

demande de produits et par voie de conséquence de brut, après effet de stock, est très saisonnière et ce de manière différente selon les produits. On circule plus en voiture en été qu'en hiver et l'on se chauffe plus en hiver qu'en été. Comme de plus la très grande majorité des consommateurs se trouve dans l'hémisphère nord, le caractère saisonnier de la demande en est accentué. A cela ajoutons que si l'automobiliste remplit son réservoir en moyenne deux fois par mois, le consommateur de gazole de chauffage, lui, remplit sa cuve deux fois par an. Cette variation annuelle de la demande au niveau des produits entraîne une variation au niveau de la qualité de la demande de brut – bruts légers non soufrés pour la production de carburant, bruts pouvant être plus lourds pour les produits de chauffage.

D'ailleurs, plus les exigences liées à la protection de l'environnement se feront fortes, plus les produits devront évoluer en qualité, et plus les contraintes sur les qualités de brut seront élevées. L'impact sur la stabilité des prix peut être considérable ainsi que l'a montré l'année 2000.

Cela dit, face à ces facteurs d'instabilité, quels sont les **points d'ancrage permettant d'espérer une certaine stabilisation des prix** ? Ils sont heureusement assez nombreux.

Tout d'abord, **une croissance modérée de la demande pour la période 2001-2002 paraît le scénario le plus probable**. Essentiellement parce que des prix élevés du brut sont porteurs, à terme, d'une modération de cette demande.

A cet égard, les prévisions de croissance de la demande publiée par l'AIE de 2,5 % en 2001 sont peut-être quelque peu surévaluées, sauf si une politique de restockage important s'amorçait au sein de l'OCDE (*figure 8*).

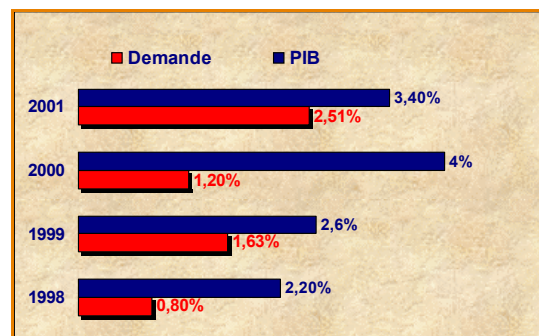


Figure 8 - Croissance de la demande mondiale et du PIB (source : AIE).

Certes l'élasticité de cette demande au prix est faible, mais on a bien vu durant l'été 2000 que le seuil d'acceptabilité avait été franchi. Les



# RECHERCHE

consommateurs ont un peu changé leurs habitudes (tout au moins pour quelques mois), les gouvernements ont relancé les politiques d'économie d'énergie et par-dessus tout cela, l'inflation a fait un retour sensible et la croissance a freiné, ceci surtout dans les pays en voie de développement. Il est certain qu'un « atterrissage » de la croissance américaine au premier trimestre de 2001, joint à un hiver modérément froid, devrait détendre la demande. Les premiers mois de la présidence Bush, si la météorologie se met de la partie, pourraient s'avérer cruciaux. Un deuxième point d'ancrage de la stabilité est la **cohésion de l'OPEP** et le **respect par ses membres d'une politique commune de quota**. A cet égard, le respect de cette politique en 1998/1999 a été pour l'organisation un succès majeur. L'objectif du rétablissement des prix du brut a été atteint. Si l'OPEP dans les mois qui viennent fait preuve de la même réussite dans la maîtrise des prix et arrive à maintenir ceux-ci dans la bande des 22-28 \$/bl, nous tiendrons là un événement politiquement et économiquement considérable, événement que nous n'hésiterons pas à comparer à l'accord d'Achnacarry de 1928, lequel avait engendré la stabilité des prix pendant plus de quarante ans.

Dernier élément de stabilisation que nous retiendrons, **l'impact des investissements** en exploration-production dans la zone non-OPEP.

Les importants investissements de 1997 et 1998 devraient commencer à porter leurs fruits (figure 9). La production non-OPEP, qui stagnait depuis plusieurs années devrait reprendre sa croissance. Déjà l'an dernier nous notions les effets positifs des développements en mer profonde dans le Golfe du Mexique. 2001 devrait voir la mise en production des premiers gisements géants découverts par grande profondeur en Afrique de l'Ouest. Cette augmentation de la capacité de production hors OPEP est incontestablement un facteur de stabilisation, dans la mesure où elle redonne à cette organisation des marges de manœuvre.

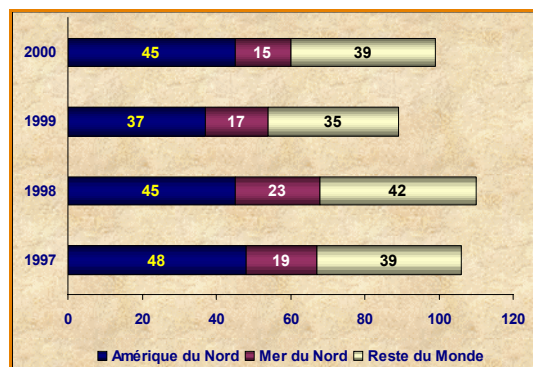


Figure 9 - Investissements, en G\$ (source : IFP).

Car c'est là un des points noirs du dispositif. **La plupart des pays de l'OPEP, à l'exception de l'Arabie Saoudite et des Émirats, sont aujourd'hui en limite de capacité, le cas de l'Irak étant mis à part (figure 10).**

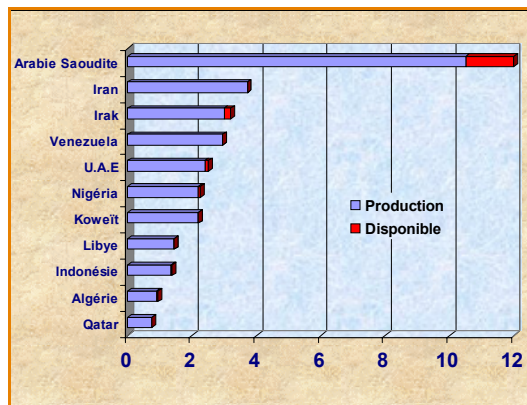


Figure 10 - Production et capacité disponible OPEP, mbl/j (source : AIE 12/2000).

Cette capacité résiduelle de production était en novembre 2000 de 2,2 mbl/j soit 7 % de la capacité totale de l'OPEP et elle était concentrée à 78 % en Arabie Saoudite. De plus, il faut bien voir que la capacité résiduelle de ce pays est constituée pour l'essentiel de production de pétrole lourd et soufré (Safanyia), qualité que les raffineurs occidentaux n'apprécient que très peu, compte tenu des contraintes environnementales qui pèsent sur leurs produits.

C'est cette situation de mise en butée qui nous faisait craindre il y a un an un choc pour 2002. Faut-il aujourd'hui maintenir cette prédiction, ou bien le choc anticipé de 2000 nous évitera-t-il celui de 2002 ? Notons tout d'abord que si nous situons l'origine du choc possible de 2002 dans un manque de capacité de production de brut, l'origine de la crise de 2000 se trouve dans un manque de capacité de fourniture de produits raffinés (essences reformulées aux États-Unis), lequel a entraîné par contrecoup une hausse des prix du brut selon un mécanisme que nous avons vu plus haut. Or, cette augmentation forte des prix du brut pourrait avoir deux conséquences favorables : 1- une réduction de la demande par effet d'élasticité des prix et de réduction de la croissance, 2- une augmentation des moyens financiers des pays producteurs de l'OPEP susceptible de nourrir des investissements en nouvelles capacités de production. Au total, si les pays fortement producteurs dirigent bien une partie importante de leurs surplus financiers engendrés par la forte remontée des prix du brut durant l'été 2000 vers des investissements en capacité de production, si le problème irakien peut voir sa solution, les



mâchoires du crocodile s'ouvriront et s'éloignera de notre horizon la crise que nous envisagions pour 2002.

La **variation des stocks** est, disions-nous plus haut, le deuxième paramètre important qui va peser sur l'évolution des prix en 2001.

En ce qui concerne les stocks, nous entrons dans un sujet délicat, car l'incertitude est la marque de la plupart des chiffres publiés. La preuve en est que ceux-ci sont périodiquement révisés. Toutefois, on ne saurait jeter la pierre aux organismes qui prennent le risque de diffuser des chiffres à ce sujet ; ils rendent un grand service à ceux qui s'efforcent de comprendre les mécanismes d'un marché complexe. L'évolution des stocks connus de l'OCDE telle que reportée par l'AIE, montre que le stock moyen (de janvier à janvier) a progressé de 2 jours de consommation en 1997, est resté stable à 57 jours en 1998, pour diminuer de près de 5 jours à 52 jours en 2000 (*figure 11*). Pour cette dernière année, on peut estimer la variation des stocks à environ 1 jour de consommation.

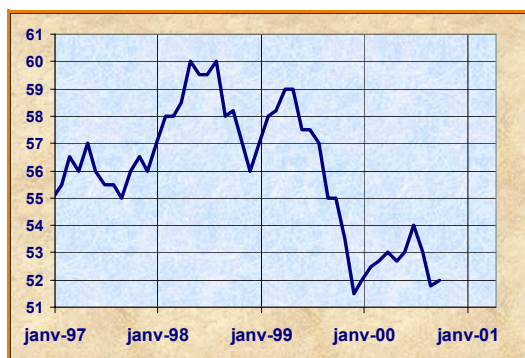


Figure 11 - Stocks OCDE en jours de consommation moyenne (source : AIE).

Ceci est encore plus net sur l'évolution de la différence entre demande et fourniture, telles qu'évaluées par l'AIE (*figure 12*).

Ces courbes montrent bien un surplus de fourniture en 1998 et un certain déficit en 1999. En 2000, à compter du printemps, il semble bien que l'on soit passé en phase de restockage à un rythme important de l'ordre de 1,8 mbl/j. Toutefois, ce restockage n'apparaît pas dans les stocks déclarés de l'OCDE. En effet, sur la base des chiffres de l'AIE des trois premiers trimestres de 2000, on peut estimer le gain en 2000 à 1 jour de demande alors que la différence cumulée sur l'année entre demande et fourniture correspond à environ 7,5 jours de demande. Notons qu'en 1998 une différence à peu près équivalente avait été observée.

Où sont les barils manquants ? D'abord, tous ne manquent pas car tous n'existent pas. Une fraction

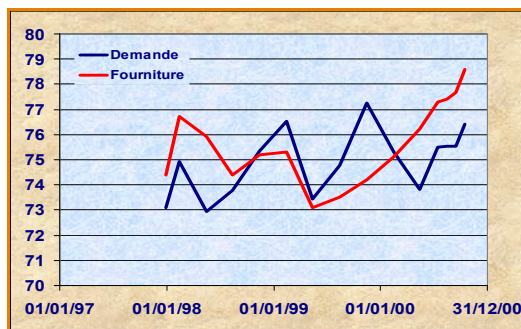


Figure 12 - Demande et fourniture de pétrole brut (source : AIE).

non négligeable correspond aux erreurs matérielles dans les statistiques. Un jour de production d'erreur correspond sur l'année à une erreur de 0,3 %. Pour le reste, les experts avancent trois causes principales :

- Un surstockage momentané des productions de pétrole lourd soufré de l'Arabie Saoudite dans le sous-continent Indien et en Chine, pays où les raffineurs acceptent de traiter ces qualités.
- Comme en 1998, une augmentation très nette des stocks en attente de chargement, quantités vendues mais non chargées, compte tenu d'un certain manque de tankers pour des voyages en direction de l'Occident.
- Une augmentation des stocks OPEP réputés produits mais non vendus et en attente d'acheteurs dans les terminaux au Moyen-Orient, dans des stockages intermédiaires sur le chemin vers les marchés (Afrique du Sud) ou même au niveau des marchés. Rappelons que l'Iran dispose de capacités de stockage dans la zone ARA et à Antifer et l'Arabie Saoudite dans la zone Caraïbes. Ces stocks permettent aux pays producteurs de l'OPEP de continuer à vendre des volumes constants tout en respectant les quotas au niveau de la production des gisements, au cas où ces quotas viendraient à baisser.

Sur ce dernier point, il faut bien voir que si l'OPEP décidait d'appuyer sur le frein au début de 2001 afin de stabiliser les prix aux environs de 25 \$/bl, une mise sur le marché de ces stocks « cachés » aurait pour effet de rendre le terrain glissant et le freinage inopérant, tout au moins pendant un certain temps.

En résumé, à ne considérer donc que les facteurs endogènes, les raisons d'entrevoir une certaine stabilité des prix dans la bande 22-28 \$/bl sont plus nombreuses que les craintes de voir les prix crever le plafond à la hausse. Toutefois, la question des stocks pourrait entraîner une chute momentanée des prix sous le plancher à la fin de l'hiver 2001, si les conditions météorologiques restent douces. A plus



# RECHERCHE

long terme, cette stabilisation pourrait perdurer si les pays de l'OPEP profitent du niveau actuel des prix pour investir dans des capacités de production nouvelles. Ils disposent des réserves pour cela.

**En ce qui concerne les compagnies**, il est évident que cette évolution des prix du pétrole a entraîné une amélioration substantielle de leurs résultats. Comme le faisait pressentir la fin de l'année 1999, **2000 pourrait être une année record**. Les investisseurs ne s'y sont pas trompés, alors que de janvier 2000 à janvier 2001 le CAC 40 à Paris restait pratiquement stable, la valeur pétrolière phare, Total, gagnait 20 % et les valeurs du parapétrolier entre 35 et 90 % (figure 13).

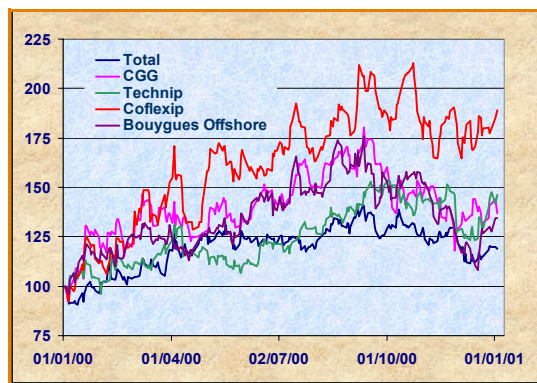


Figure 13 - Évolution du cours des valeurs pétrolières et parapétrolières à la bourse de Paris.

Cependant, malgré un niveau élevé des prix, les compagnies pétrolières et spécialement les plus grandes n'ont pas substantiellement augmenté leurs budgets en exploration-production comme on l'a vu ci-dessus. Les dépenses en vue de découvrir de nouvelles réserves ou d'en mettre en production sont restées inférieures à 100 G\$ au niveau mondial, en-dessous des montants investis en 1997 et 1998, malgré des prix bien supérieurs à ceux de cette période. En fait, les compagnies ont été influencées par deux facteurs : 1- un certain manque de confiance dans la hausse des cours et dans la capacité de l'OPEP à les maintenir dans la bande de variation de 22-28 \$/bl (certaines compagnies et non des moindres, comme Shell, ont continué à évaluer leurs projets sur la base d'un baril à 16 \$), 2- trois des quatre plus grandes, ExxonMobil, BP et TotalFinaElf, étaient en 2000 dans un processus de consolidation suite à d'énormes opérations de fusion-acquisition. La hausse des prix du brut a été pain bénit pour ces compagnies qui ont été dans une situation économique et financière idéale pour digérer ces opérations. Les budgets annoncés pour 2001 sont d'ailleurs en augmentation notable par rapport à 2000 surtout chez ceux qui avaient le plus réduit leur effort (tableau I).

Tableau I - Budgets annoncés pour 2001 par les compagnies pétrolières (source : Salomon-Smith-Barney).

	Budget estimé 2001 (G\$)	Croissance 2001/2000
ExxonMobil	7,9	+ 11 %
Royal Dutch Shell	6,1	+ 33 %
BP	8,0	+ 17 %
TotalFinaElf	5,7	0 %
Chevron	3,6	+ 15 %
Texaco	3,0	0 %

Nul doute que les sociétés de service du parapétrolier, surtout celles situées en amont de l'activité pétrolière, ne profitent de ces augmentations substantielles de dépenses, si elles se confirment. Les tensions de l'été 2000 sur les produits raffinés ont permis à **l'activité de raffinage** de retrouver un taux de rentabilité plus correct grâce à la remontée des marges (figure 14).

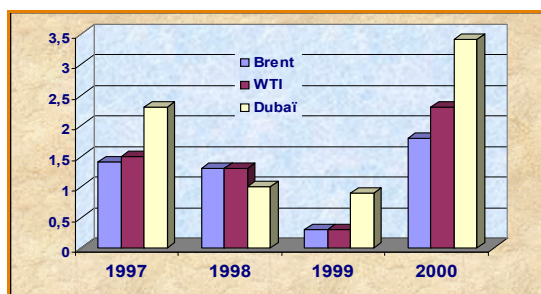


Figure 14 - Évolution des marges de raffinage, en \$/bl (source AIE).

Entre 1999 – année où les marges avaient atteint un niveau peu supportable et ce malgré la remontée des cours du brut – et 2000, ces marges auront été multipliées par un facteur variant de 4 à 6 selon les régions.

A cela plusieurs raisons. En 1999, la faiblesse des marges avait ralenti l'activité et en particulier l'approvisionnement des stocks d'essences aux États-Unis, d'autant plus que de nouvelles spécifications étaient attendues. Cette faiblesse des stocks d'essence a retardé le passage à la fabrication du fuel domestique, d'où des tensions sur les prix de ce type de produit. Le taux d'utilisation des raffineries a augmenté, améliorant les conditions économiques de fonctionnement.

Ce retour de l'industrie du raffinage à des marges plus correctes est le bienvenu. Bien que tous les grands pétroliers soient verticalement intégrés et que la bonne santé du secteur amont ait, dans le





passé, bien souvent compensé les difficultés de l'aval, la situation n'était pas saine. Ce retour à des taux de rentabilité plus satisfaisants va permettre de réaliser les investissements nécessaires afin d'adapter l'outil de raffinage au **durcissement des normes à venir pour les carburants**.

En particulier, cette amélioration des résultats devrait faciliter les investissements requis pour satisfaire aux normes des programmes Auto-Oil 1 et 2, investissements estimés entre 20 et 25 G\$ sur la période 2000-2005.

**En résumé, pour l'Europe tout au moins, la situation paraît favorable :** des prix du pétrole macrostables, une croissance douce mais robuste, un euro voguant vers la parité avec le dollar, l'hydre de l'inflation maîtrisée, des taux d'intérêt faibles, un chômage en décline, **sommes-nous à l'aube de l'âge d'or ?** Comme le disait un journaliste américain en ce tout début d'année 2001 : « *Dieu existe je l'ai rencontré, il s'appelle Alan Greenspan !* ». **Hélas, ce serait compter sans les facteurs exogènes à l'économie.**

De tous ces facteurs, les plus dangereux pour la stabilité des prix du pétrole sont sans conteste la crise israélo-palestinienne et la question de l'Irak. Sur ce dernier point, il est clair que tant que l'Irak ne sera pas réintégré dans la communauté économique mondiale, chaque phase de négociation de l'accord « pétrole contre nourriture » sera un facteur de déstabilisation des cours. Quant à la crise en Palestine, si ses effets sont restés en quelque sorte au niveau de l'écume des jours, c'est que les pays arabes producteurs ont eu la sagesse de ne pas utiliser l'arme à double tranchant du pétrole.

Mais cela ne doit pas pour autant nous faire oublier qu'une crise existe et que sa solution doit être trouvée.

Si les prix du pétrole ont connu une flambée en 2000, ceux du **gaz** n'ont pas échappé à la contagion (*figure 15*).

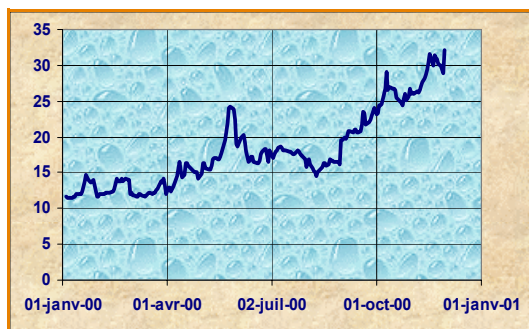


Figure 15 - Évolution du prix du gaz naturel à Londres, pc/thermie (source : IPE).

A Londres, le prix spot est passé de 11,6 pc/thermie en janvier 2000 à 31,7 pc/thermie fin novembre, soit une augmentation de près de 275 %.

De même, le prix spot du gaz aux États-Unis est passé de 2,5 \$/mBtu à 5,2 \$/mBtu à l'automne pour atteindre 8,4 \$/mBtu à la fin de l'année.

La hausse, plus forte aux États-Unis qu'en Europe, 340 % contre 275 %, est due au fait qu'à l'effet d'entraînement des prix du pétrole, s'est superposé un effet de rareté, effet absent sur le marché londonien, l'essentiel de l'approvisionnement de l'Europe en gaz restant régi par des contrats à long terme.

Mais au niveau du consommateur, la hausse des prix a été plus faible, car les contrats d'approvisionnement à long terme ont tendance à lisser l'évolution des prix (*figure 16*). Notons qu'en France, la hausse a été modérée et le niveau des prix également, plaçant notre pays dans le groupe des pays grands producteurs de gaz naturel.

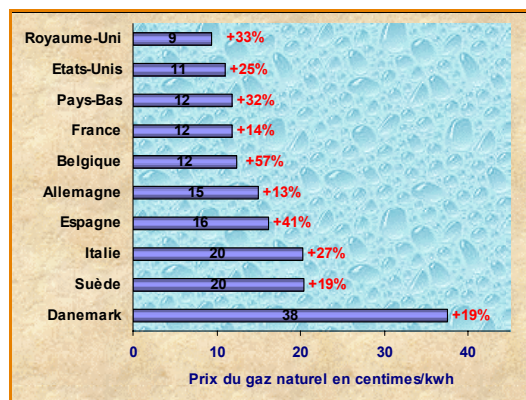


Figure 16 - Prix du gaz naturel en septembre 2000 dans les principaux pays industrialisés et augmentation par rapport à septembre 1999 (source : NUS).

Cette évolution illustre bien la **différence entre le marché du gaz et celui du pétrole** ainsi que l'effet des ouvertures différenciées des marchés nationaux à la concurrence. Il faut espérer que l'ouverture progressive de l'ensemble des marchés européens conduise à une certaine harmonisation des prix, et que ceux-ci baisseront à la plus grande satisfaction du consommateur. Une des principales questions posées par le marché du gaz en Europe, est le couplage des prix avec ceux du pétrole. Dans l'état actuel du marché, rien ne justifie un couplage étroit. En effet, pourquoi une source d'énergie, en grande partie produite en Europe, aux utilisations différentes et n'empruntant pas les mêmes circuits de transport et de distribution, devrait-elle voir son prix conditionné par celui d'une autre matière première ? L'argument de substitution ne paraît plus tellement pertinent.



# RECHERCHE

Chaque fois qu'une tension sur les prix des hydrocarbures apparaît, ressurgit la **question des réserves**. Il est vrai que cette question a été obsessionnelle pour nos générations issues de l'aventure saharienne.

Les générations qui depuis près de cinquante ans se sont succédées pour vivre l'aventure pétrolière peuvent quitter l'industrie la tête haute. Elles ont avec succès relevé le défi. Les réserves pétrolières qui au milieu du siècle étaient inférieures à 100 Gbl atteignent à l'aube du nouveau millénaire 1 000 Gbl, soit près de 40 années de consommation au rythme actuel (*figure 17*). Ce chiffre de 1 000 Gbl a été atteint en 1990 et est en légère augmentation depuis cinq ans.

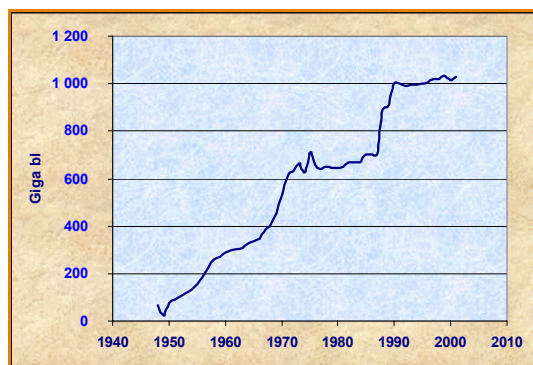


Figure 17 - Évolution des réserves de pétrole brut (source : *Oil & Gas Journal*).

En fait, ces chiffres sont quelque peu trompeurs. La valeur de 40 années est une moyenne obtenue à partir de deux populations très différentes : les réserves des pays de l'OPEP qui ont une durée de vie élevée et qui représentent environ 80 % des réserves totales, et les réserves des compagnies pétrolières qui ont une durée de vie courte de l'ordre de 12 ans.

Depuis 1992, globalement, l'accroissement des réserves de l'OPEP a été de l'ordre de 45 Gbl alors que la zone non-OPEP a perdu de l'ordre de 8 Gbl. Ces chiffres qui traduisent une certaine augmentation de la dépendance vis-à-vis des réserves de l'OPEP ne sont cependant pas inquiétants. Car en fait, grâce au progrès considérable de la technologie, en particulier ces vingt dernières années, la zone non-OPEP dispose d'un potentiel important de ressources qu'elle pourrait explorer et mettre en production si le besoin s'en faisait sentir. Ce même progrès de la technologie permet aujourd'hui de remplacer les notions traditionnelles de pétrole conventionnel et non conventionnel par un continuum technico-économique. **La limite entre pétrole exploitable ou non est essentiellement économique et il s'agit d'une limite dynamique qui ne cesse d'évoluer à la baisse en fonction du progrès technique.**

En résumé donc, que ce soit pour le pétrole brut ou pour le gaz, dont nous n'avons pas parlé, mais pour lequel les chiffres sont encore plus favorables et bien connus de tous, la question des réserves et de leur épuisement ne semble pas d'actualité. A la condition toutefois que **l'effort de recherche et de développement ainsi que d'innovation** ne soient pas relâchés, afin que ne s'éloigne pas de notre horizon le potentiel énorme de réserves que constituent aussi bien l'offshore profond que les pétroles lourds, ou l'amélioration des taux de récupération. Ressources auxquelles il est possible aujourd'hui d'ajouter la conversion en liquide du gaz.

Si la contrainte de réserves qui pèse sur notre approvisionnement en hydrocarbures, et nous le disions déjà l'an dernier, ne paraît pas devoir poser de problèmes insurmontables dans les décennies à venir, qu'en est-il de **l'impact de la consommation d'hydrocarbures sur notre environnement** ?

Disons-le de suite, nous considérons que lever cette nouvelle contrainte constitue le **principal enjeu énergétique pour les années à venir**. Un enjeu de même envergure que celui du renouvellement des réserves et qui devra vraisemblablement être affronté avec les mêmes moyens, ceux de la science et de la technologie. En d'autres termes, tous les efforts consentis pour s'assurer des décennies de réserves pourraient s'avérer vains si les hydrocarbures devaient faire l'objet d'un rejet de la part des consommateurs en raison de leur impact sur l'environnement.

**Quel est cet enjeu tout d'abord ? On peut le schématiser ainsi : il faut briser la chaîne qui conduit de la consommation des hydrocarbures aux désordres climatiques via l'augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère et l'effet de serre.**

Première question, cette chaîne est-elle réelle, c'est-à-dire quelle est la solidité de chaque maillon ? Nous n'avons pas la prétention d'apporter des réponses définitives à cette question, nous essayerons simplement de regrouper les données qui nous paraissent les plus pertinentes.

Passons rapidement sur le premier maillon ; que la combustion des hydrocarbures produise du CO<sub>2</sub> est une vérité d'évidence. Deuxième maillon, la combustion des hydrocarbures augmente la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère. Ceci en fait se décompose en deux questions : 1- note-t-on une augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère ? 2- dans quelle mesure la combustion des hydrocarbures contribue-t-elle à cette augmentation ?

La *figure 18* donne les résultats des mesures de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère à Hawaï.

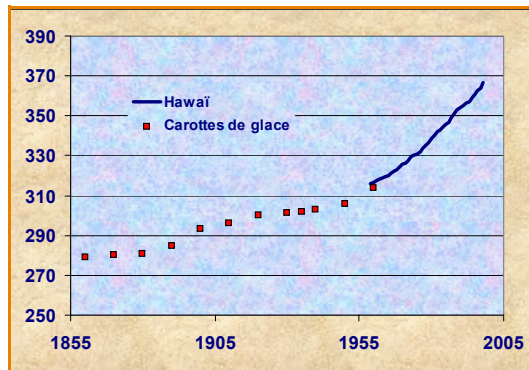


Figure 18 - Teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère, ppm (source : CDIAC).

Ce qui frappe dans cette évolution, c'est non seulement le niveau auquel elle se situe, mais également sa régularité.

Il faut regarder cette courbe en même temps que celle de la *figure 19* qui donne une vision plus lointaine de l'évolution de la teneur en CO<sub>2</sub>.

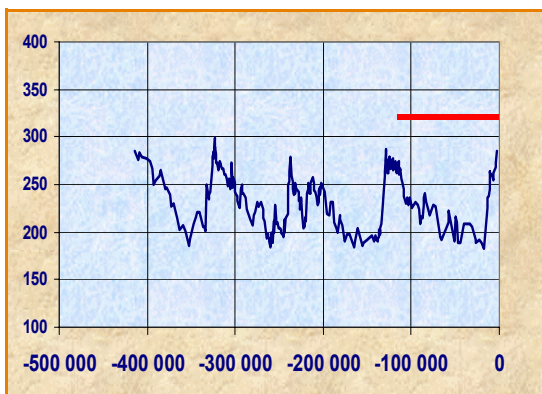


Figure 19 - Teneur historique en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère, ppm. Carottes glaciaires de Vostock Antarctique (source : CDIAC).

On voit qu'en 1860, la valeur de 280 ppm n'était pas extraordinaire, elle correspondait somme toute à la poursuite de la croissance observée depuis -20 000. Cette date marque le début d'un cycle de réchauffement (croissance de la teneur en CO<sub>2</sub>), succédant à une période de refroidissement (baisse de la teneur en CO<sub>2</sub>) portant sur quelques milliers d'années. Les fins de périodes de réchauffement sont toutes caractérisées par de fortes teneurs en CO<sub>2</sub> culminant à environ 300 ppm. De tels cycles – baisse régulière de la teneur en CO<sub>2</sub> sur plus de 100 000 ans suivis d'une augmentation rapide sur une quinzaine de milliers d'années – apparaissent régulièrement aussi loin que l'on remonte dans les mesures, soit sur plus de 400 000 ans.

Cependant, ainsi que nous le notions plus haut, à aucun moment il n'a été mesuré sur les carottes glaciaires anciennes de teneur en CO<sub>2</sub> supérieure à

300 ppm, limite dépassée sur les carottes récentes, et par les mesures effectuées à Hawaï au moyen d'analyseurs modernes depuis 1959. Bien sûr, on peut mettre en cause le pas de l'échantillonnage, qui pour ces carottes glaciaires varie entre 43 ans et 6 000 ans avec une valeur moyenne de près de 1 500 ans. Il est donc fort possible que des pics de teneur en CO<sub>2</sub> plus élevé que 300 ppm existent mais n'aient pas été mesurés.

Mais à en croire ces données, depuis 1950, nous avons dépassé la teneur en CO<sub>2</sub> que la nature semblait tenir depuis près de 400 000 ans comme indépassable.

La teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère augmente donc bien, elle a atteint des niveaux jamais observés dans le passé, et elle croît en s'accélégrant.

Que l'utilisation des hydrocarbures libère du CO<sub>2</sub>, nous l'avons dit, est une vérité d'évidence. Établir leur contribution dans l'accroissement de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère est moins facile.

L'ensemble de la planète – atmosphère, océans, biomasse, couches géologiques – est un énorme réservoir de carbone. La fraction mobile de ce carbone circule essentiellement sous forme de CO<sub>2</sub> (*tableau II*).

Tableau II - Teneurs en carbone (source : Laboratoire Météorologie dynamique).

	Carbone, Gt
Atmosphère	750
Océans	39 000
Sol superficiel	1 500
Biomasse	550
Couches géologiques	20 000 000

Les experts estiment que l'activité humaine a, depuis 1850, « largué » quelques 350 Gt de carbone dans l'atmosphère sous forme de 1 300 Gt de CO<sub>2</sub> (1 t de carbone donne 3,7 t de CO<sub>2</sub>). Ce chiffre représente un peu moins de 50 % du volume contenu dans l'atmosphère.

Dans le même temps, la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère est passée de 280 ppm à 370 ppm soit environ 32 % de plus, ce qui indiquerait qu'une partie de ce CO<sub>2</sub> résultant de l'activité humaine a été recyclée, soit par échange avec les océans, soit par la végétation.

Pour 1998, l'AIE évalue les quantités de CO<sub>2</sub> émises par l'activité humaine à 22 Gt, répartie selon les activités (*figure 20*).

La répartition par combustible montre que les hydrocarbures, pétrole et gaz, sont responsables de 62 % des émissions (1998) (*figure 21*).

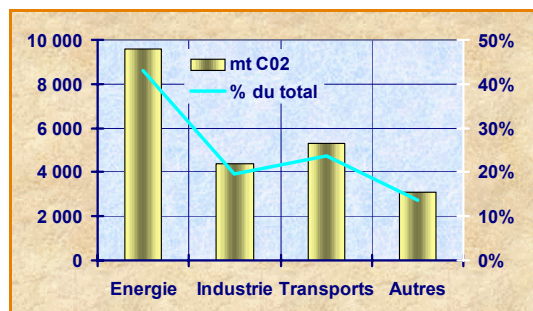


Figure 20 - Répartition de la production de CO<sub>2</sub> en mt (1998) (source : AIE).

Il est donc indéniable que la consommation des hydrocarbures contribue substantiellement à l'augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère.

L'effet de la teneur en CO<sub>2</sub> sur la température de l'atmosphère, autrement dit l'effet de serre, a été découvert par le physicien suédois Svante Arrhenius en 1896. Les mesures sur carottes glaciaires montrent bien une étroite corrélation entre teneur en CO<sub>2</sub> et variations de température.

Les mesures de température effectuées depuis 1860 montrent que pendant cette période, la température moyenne s'est élevée d'environ 0,6 °C, et ce essentiellement entre 1930 et nos jours, période durant laquelle la teneur en CO<sub>2</sub> moyenne de l'atmosphère est passée de 300 à 370 ppm (figure 22).

Il y a des dizaines de modèles mathématiques qui calculent l'effet de l'augmentation de la teneur en CO<sub>2</sub> sur la température moyenne de la planète et sur le climat. Ce n'est pas le lieu d'entrer dans le détail de ces calculs. Rappelons cependant quelques données de base.

L'augmentation de la température moyenne de l'atmosphère a pour effets principaux :

- d'accroître l'évaporation et donc les précipitations,
- d'augmenter l'instabilité de par le fait des différences de densité, différences résultant tout

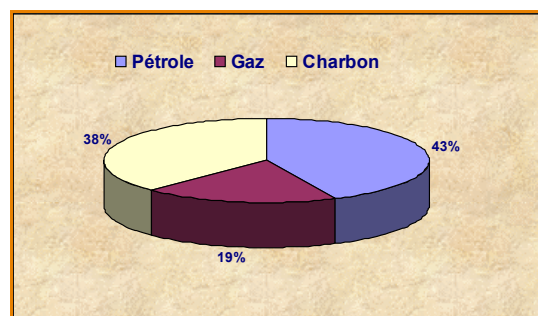


Figure 21 - Distribution des émissions de CO<sub>2</sub> selon les combustibles (source : AIE).

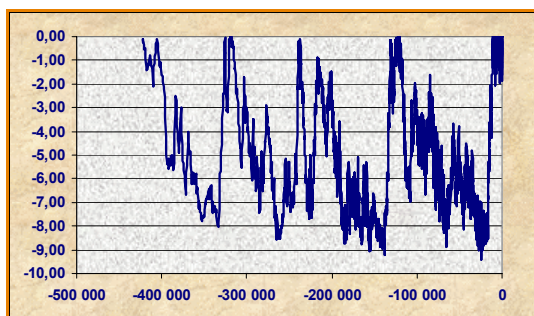


Figure 22 - Historique des variations de température. Carottes glaciaires de Vostock (source : CDIAC).

autant de la température elle-même que de la teneur en vapeur d'eau,

• de dilater la masse des océans.  
La quantification de ces effets sur le climat à long terme est à l'évidence très difficile, et les réponses des modèles dépendent beaucoup des hypothèses plus ou moins vérifiables qui y sont introduites.

Quelques éléments statistiques (source : IPCC) sont cependant disponibles :

- La décennie 90 aura été la plus chaude du siècle, et l'année 1998 l'année la plus chaude de cette décennie.
- L'épaisseur de la glace en Arctique a diminué de 42 % pendant les dernières décennies (source : Worldwatch Institute).
- L'élévation du niveau moyen de la mer a été de 10 à 20 cm pendant le XX<sup>e</sup> siècle. Le rythme d'élévation a été dix fois plus important durant le siècle dernier que pendant les derniers trois mille ans.
- Les précipitations se sont accrues au cours du siècle passé de l'ordre de 0,5 % à 1 % par décennie.

Il n'y a pas cependant d'éléments statistiques suffisants pour établir une augmentation des phénomènes naturels tels que tornades, cyclones, etc., du type de ceux qui ravagèrent la France et une partie de l'Europe à la fin de 1999. S'il y a eu plus d'ouragans et de tempêtes tropicales dans l'Atlantique ces dix dernières années (soit 15 au lieu de 10), il y en a eu moins dans le Pacifique (22 au lieu de 27).

Toutefois les statistiques données par les assureurs sont quelque peu inquiétantes.

Pour des dommages causés par des catastrophes naturelles, les assureurs auront payé entre 1990 et 2000 plus de 15 fois ce qu'ils ont payé entre 1960 et 1970, à périmètre égal (figure 23). Il faut cependant rester prudent quant à l'interprétation de ces chiffres, compte tenu d'une multitude de facteurs : augmentation de la richesse, concentration de cette richesse, variabilité des contrats et des comportements des assurés, etc.

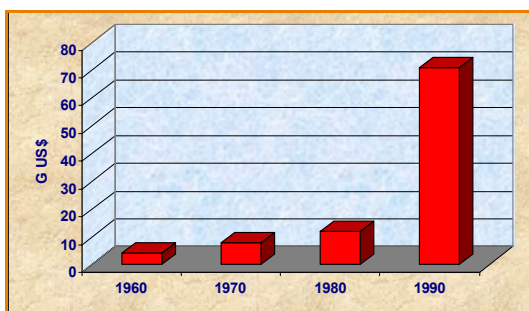


Figure 23 - Dommages payés par les assureurs pour des catastrophes naturelles (cumulés par décennie) (source : Swiss Re).

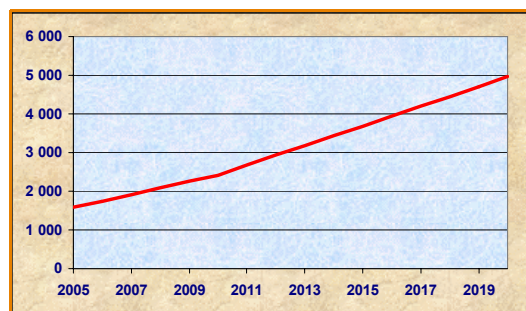


Figure 24 - Coût des permis d'émission pour la France en Meuro (100 euro/t de C) (source : Observatoire de l'énergie).

Comme nous l'avons dit plusieurs fois, il faut rester prudents quant aux interprétations des modèles mathématiques qui tentent de calculer les effets des émissions de CO<sub>2</sub> sur la climatologie et l'état de la planète. Bornons-nous dans ce domaine aux prévisions faites par un organisme international renommé, l'IPCC (Intergovernmental Panel for Climate Change). Les dernières prévisions de cet organisme pour 2100 sont :

- hausse moyenne des températures.....1,5 à 6 °C,
  - teneur en CO<sub>2</sub> de l'atmosphère.....540 à 970 ppm,
  - élévation du niveau de la mer.....0,14 à 0,80 m.
- Si les effets de la hausse considérable de la température sont difficiles à évaluer à une échéance si lointaine, ils sont a priori plus redoutables que souhaitables.

Ces divers éléments permettent de mesurer l'enjeu. Mais il en est un autre qui, à l'échelle de la France, parle encore plus.

Selon le scénario tendanciel établi par l'Observatoire de l'énergie en France, les émissions de CO<sub>2</sub> devraient atteindre les chiffres suivants (en Mt de carbone) :

2010.....128,7  
2020.....154,1

La base retenue dans le protocole de Kyoto étant de 104,5 Mt de carbone.

Si la France devait acheter des permis d'émission à partir de 2005 sur la base de 100 euros la tonne de carbone (ou 27 euros la tonne de CO<sub>2</sub>), le coût total entre 2005 et 2020 serait de l'ordre de 50 milliards d'euros (330 GF) (figure 24).

Face à une telle « perte » potentielle, n'importe quel acteur économique essaierait de la réduire en investissant.

Notons en passant que la dépense annuelle moyenne, soit 3,3 Geuro (22 GF) représente près de 90 % de la valeur ajoutée du parapétrolier français en 1999 !

Au niveau d'un pays ou d'un secteur industriel entier, il est clair que la **stratégie** doit également

être **d'investir dans des procédés nouveaux d'utilisation** qui réduisent cette forme de taxation de l'activité.

Il faut **rendre propre l'utilisation des hydrocarbures**, d'abord parce que c'est une nécessité sociale, ensuite parce que c'est une **nécessité économique**. Voir chaque année le nombre des victimes de catastrophes naturelles augmenter n'est pas plus acceptable que de devoir payer des droits d'émission exorbitants à des pays qui auront su investir à temps.

L'échéance à laquelle l'utilisation des hydrocarbures telle que nous la pratiquons aujourd'hui ne sera plus supportable, paraît plus proche de nous que celle qui marquera l'épuisement des réserves.

**Faire des hydrocarbures une énergie propre et disponible**, tel est l'enjeu qui s'offre à l'ensemble de notre industrie pour le début du XXI<sup>e</sup> siècle. Propre d'abord, car il ne sert à rien que les hydrocarbures soient disponibles si leur utilisation est impossible. La propreté est donc bien la priorité numéro un. Mais il ne faut pas pour autant négliger la disponibilité et en particulier l'abaissement des coûts. Rendre propre l'utilisation des hydrocarbures a et aura un coût, coût que, *in fine*, le consommateur devra bien supporter. Il faut donc poursuivre les efforts en vue d'abaisser le coût d'arrivée sur le marché du pétrole et du gaz, afin que la facture « propreté » pour le consommateur ne soit pas insupportable. Rendre propre l'utilisation des hydrocarbures signifie techniquement **supprimer, ou tout au moins réduire, les émissions de CO<sub>2</sub>**.

**Deux possibilités : ne pas produire de CO<sub>2</sub>, ne pas libérer le CO<sub>2</sub> produit dans l'atmosphère.**

Ne pas produire de CO<sub>2</sub> revient à utiliser dans les hydrocarbures l'hydrogène et non pas le carbone.

Ne pas émettre de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, si on le produit, conduit à la séquestration.

D'un autre côté, l'utilisation des hydrocarbures, et donc la production de CO<sub>2</sub>, se fait essentiellement de deux manières : concentrée pour la production



d'énergie et l'industrie, dispersée pour les transports et les usages domestiques.

La séquestration du CO<sub>2</sub>, qu'elle se fasse sous forme thermodynamique, chimique ou biochimique, est plus aisée et moins coûteuse lorsque la masse de CO<sub>2</sub> est importante.

Ces quelques considérations montrent que pour les transports et les usages domestiques, des hydrocarbures « décarbonés » avant combustion offrent une solution propre, alors que la séquestration offre une solution propre pour les usages industriels et la fourniture d'énergie. Mais qu'est-ce qu'un **hydrocarbure « décarboné »** ? Au simple plan de la chimie, c'est de l'hydrogène, puisque les hydrocarbures ne sont rien d'autre que de l'hydrogène et du carbone. Or les hydrocarbures sont la principale source naturelle d'hydrogène à l'état non oxydé, c'est-à-dire dans un état susceptible de fournir de l'énergie. Mais l'hydrogène, s'il est un carburant propre remarquable, sa combustion dans des moteurs à combustion interne ou les piles à combustible ne produisant que de l'eau, est un corps très volatil et donc dangereux à utiliser. Il n'est pas question, en particulier pour les usages domestiques, de remplacer le gaz naturel par de l'hydrogène qui serait distribué par le réseau gaz. De même, le stockage de quantités importantes d'hydrogène sous forme liquide, par exemple à bord des véhicules, n'est pas concevable aujourd'hui.

**Si l'on veut pouvoir utiliser l'hydrogène directement pour la fourniture d'énergie, de gros efforts de R & D sont encore nécessaires afin de sécuriser au maximum cette utilisation.**

Pour les usages domestiques, l'utilisation des hydrocarbures sous forme indirecte, c'est-à-dire après **génération électrique**, offre une solution immédiatement disponible. Les centrales à cycle combiné qui fournissent à la fois de l'électricité et de la chaleur sont une excellente solution, propre et efficace pour les usages domestiques urbains, à condition toutefois que le CO<sub>2</sub> produit au niveau de la centrale puisse être séquestré. En effet, des solutions économiques existent pour séparer le CO<sub>2</sub> contenu dans les gaz d'échappement des centrales, limitant, pour l'essentiel, les rejets dans l'atmosphère de l'azote et de la vapeur d'eau.

Hors le transport, on voit que la **séquestration du CO<sub>2</sub>** est une des voies à privilégier.

**Examinons donc rapidement les grands axes techniques que pourrait emprunter cette séquestration.**

Le premier axe est l'**axe thermodynamique**. Il consiste à comprimer le CO<sub>2</sub> et à l'injecter soit dans le sous-sol soit en mer profonde. Les gisements d'huile ou de gaz après exploitation sont

d'excellents pièges à CO<sub>2</sub>. D'ailleurs, l'injection de CO<sub>2</sub> est un procédé classique d'amélioration de la récupération du pétrole. Le problème principal est le coût du transport du CO<sub>2</sub> entre le lieu de production, la centrale électrique par exemple, et le lieu d'injection.

Le deuxième axe est celui de la **séquestration chimique**. Il s'agit de faire comme le fait la nature : piéger le CO<sub>2</sub> dans une roche sous forme solide. A l'heure actuelle, des expériences sont conduites aux États-Unis afin d'évaluer ces technologies sur le plan technique et économique. La difficulté réside dans le fait que la nature met des centaines de milliers d'années à réaliser cette opération, alors que nous voulons l'effectuer dans des délais infiniment plus courts.

Le troisième axe est celui de la **séquestration biochimique**. Le vivant, faune et flore, est capable de fixer le CO<sub>2</sub> sous forme solide, que ce soit minéral (coquillages, huîtres et moules) ou végétal (bois, cellulose, etc.). La reforestation de zones importantes serait un moyen de piéger du CO<sub>2</sub> dispersé. Dans ce cas le piégeage n'est certes que temporaire, mais comme il peut porter sur plusieurs dizaines d'années, il est un excellent moyen de stockage d'attente. Lorsqu'un arbre meurt, la décomposition du bois libère le CO<sub>2</sub> qui avait été piégé, mais une grande partie du CO<sub>2</sub> emmagasiné dans le système racinaire va rester dans le sol. Il est donc certain que ce type de piégeage pourrait s'avérer fructueux pour les pays qui ont de grands espaces faiblement peuplés. Les États-Unis, en particulier, étudient des végétaux génétiquement modifiés pour accroître leur capacité de stockage de CO<sub>2</sub>. Des cultures comme les algues fixent également le CO<sub>2</sub> mais pour une durée plus courte que dans le cas du bois. Le vivant (faune et flore), comme étape entre le gazeux et le solide, paraît être de loin la plus efficace des solutions biochimiques à long terme.

La séquestration du CO<sub>2</sub> est l'axe stratégique retenu par les États-Unis. Ne voulant pas réduire leurs émissions en touchant à leurs habitudes de consommation, les Américains du Nord s'appêtent à investir massivement dans les procédés de séquestration. L'objectif affiché du DOE (Department of Energy) est de réduire le coût de la séquestration d'une tonne de carbone à dix dollars ou moins d'ici à 2015.

Ce faisant, les États-Unis poursuivent un double but : 1- disposer les premiers de technologies qu'ils pourront proposer, sur une base commerciale, aux autres grands consommateurs d'énergie (l'Europe en particulier), 2- devenir un grand vendeur de droits à polluer.

Il y a là un véritable **défi lancé à l'Europe**. Il s'agit ni plus ni moins que de son indépendance



technologique dans le domaine de la protection de l'environnement et de sa position de vendeur ou acheteur sur un marché qui pourrait s'avérer des plus profitables.

Peux-t-on voir se développer en Europe une industrie de la décarbonation des hydrocarbures, ou en d'autres termes, l'objectif de rendre propres les hydrocarbures est-il susceptible de créer une activité industrielle profitable ?

La réponse positive à cette question se trouve dans la possibilité de faire se rencontrer une offre avec une demande solvable. Si le marché des droits d'émission se met en place, comme il y a beaucoup de chances que cela se fasse – surtout lorsque les États-Unis disposeront des technologies les mettant en situation de vendeurs sur ce marché – il y aura une demande solvable. En effet, toute solution technique qui conduira à éliminer, par quelque voie que ce soit, l'émission d'une tonne de carbone sera économiquement viable si son prix à la tonne de carbone est inférieur au prix du permis d'émission correspondant. Gageons même qu'en application des lois économiques bien connues, ce coût du permis d'émission sera au moins égal au coût marginal de la séquestration.

Quel est alors l'enjeu économique ?

Entre 2005 et 2020, la France va libérer en moyenne 31 mt de carbone par an. Si l'on se base sur un coût du permis d'émission de 100 euros la tonne de carbone, le marché global annuel se monte alors à 3,1 milliards d'euros.

Notons en passant qu'une des vertus, et non des moindres, du concept de permis de polluer aura été de créer la solvabilité de la demande de protection de l'environnement et de permettre l'évaluation des marchés comme nous venons de le faire. Sans cette solvabilité, l'économie de la protection environnementale serait restée virtuelle. L'échec relatif de la « e-économie » et son effondrement financier vient en grande partie du fait que face à une offre technique et commerciale structurée ne s'est pas trouvée une demande solvable.

Revenons au CO<sub>2</sub>. Comment bâtir une offre face à la demande ?

Le processus n'est pas très différent de celui qui a présidé à la naissance de l'industrie parapétrolière française et européenne. Les éléments principaux en sont :

- une R & D innovante, fortement soutenue par les fonds publics,
- la création d'entreprises avec un fort soutien technique et financier émanant d'organismes comme l'IFP,
- la mise en réseau de ces entreprises.

Mais il y a une condition nécessaire au succès d'un

tel projet. La protection de l'environnement ne doit pas être considérée par les acteurs industriels comme une contrainte pesante que l'on est obligé de respecter, comme un boulet que l'on traîne avec soi, mais comme un ensemble d'opportunités qui s'offre aux plus dynamiques. Il faut penser positivement l'environnement. C'est ce que font aujourd'hui l'industrie et les pouvoirs publics américains.

Dans cet esprit, revenons sur un sujet qui a souvent occupé la une des médias durant l'année 2000 : le **transport maritime des hydrocarbures**.

Deux événements majeurs sont intervenus l'année passée : le pompage des cuves de l'**Erika** et le naufrage du **Ievoli Sun**.

Mais avant d'aborder ces deux sujets, rappelons quelques éléments de base du transport maritime des hydrocarbures.

En 2000, le trafic pétrolier maritime a atteint environ 1 500 mt pour le brut et 400 mt pour les produits. En 2000, 42 % de la production de brut a emprunté la voie maritime pour atteindre les marchés (figure 25).

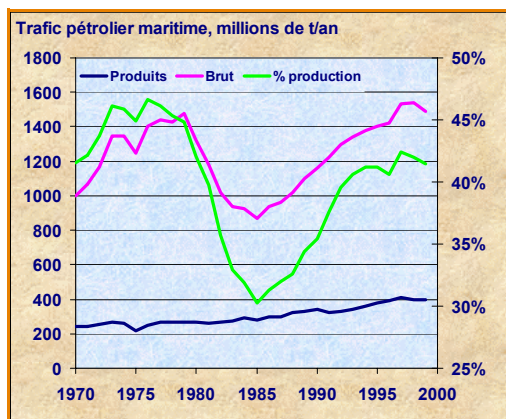


Figure 25 - Historique du trafic pétrolier maritime (source : BRS).

Depuis le début des années 80, des progrès considérables ont été réalisés dans le domaine de la sécurisation de ce transport (figure 26).

Le nombre d'accidents qui était de l'ordre de 25 par an dans les années 70 est passé à environ 8 par an pour la dernière décennie du siècle. Les quantités déversées ont, elles aussi, diminué mais dans une moindre proportion. La chute du marché du transport fin des années 70 début 80 a fait disparaître du marché les unités les moins performantes, donc les moins sûres, lesquelles unités étaient en général de petite taille.

La décision récente concernant l'utilisation de navires à double coque devrait avoir le même effet. Concernant l'Erika, l'année 2000 aura vu la réussite des opérations de pompage. Ces opérations,

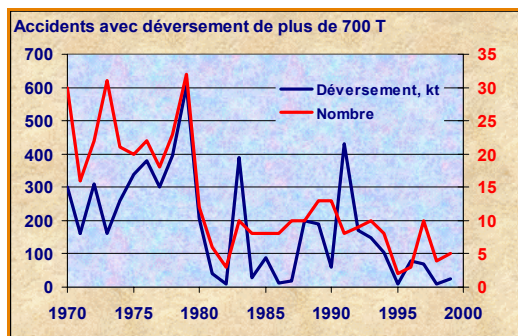


Figure 26 - Accidents de transport pétrolier, 1970-2000 (source : BRS).

difficiles en raison de la nature des fluides et des conditions de mer, se sont déroulées du mieux possible. L'industrie pétrolière et parapétrolière a incontestablement montré là sa maîtrise des opérations sous-marines. Il lui reste à démontrer qu'elle maîtrise tout aussi bien la phase de traitement des déchets récupérés.

Ce succès des opérations de pompage de l'Erika est de bon augure quant à la suite des opérations concernant l'Iévoli Sun. Le styrène contenu dans les cuves de l'épave devrait pouvoir être récupéré sans dommage pour l'environnement.

Quelques mots sur **l'année automobile** avant de conclure.

2000 ne devrait pas être un trop mauvais millésime. La régression est faible par rapport à 1999 : -0,7 %. Mais 1999 avait été une très bonne année. Les marques françaises se sont mieux comportées que les groupes étrangers : +5,4 % pour PSA et +2,7 % pour Renault, -5,2 % pour l'ensemble des marques étrangères. L'année aura été marquée par une diésélisation accrue du parc automobile, que ce soit dans les groupes français (PSA +14 %, Renault +6,7 %), ou chez les étrangers (Volkswagen +15 %, Opel +10,5 %, Mercedes +21,8 %), le diesel a gagné du terrain. La plupart des constructeurs prévoient que le succès de cette motorisation ne devrait pas se démentir en 2001.

Il est certain que les performances actuelles des moteurs diesel ainsi que de leurs équipements antipollution sont une excellente solution dans l'attente des moteurs du futur utilisant des carburants décarbonés.

## En conclusion

2000 aura donc été une année riche en événements pour l'énergie et en particulier pour les hydrocarbures. Mais, pour nous, elle marque par-dessus tout un tournant essentiel quant aux défis techniques et humains que nous devons affronter.

**A l'échéance du milieu du siècle qui débute, l'utilisation des hydrocarbures sera propre ou elle ne sera plus. La menace de l'épuisement des réserves a été écartée. L'apparition de nouvelles énergies pour le transport paraît bien lointaine et nous ne pouvons prendre le risque de compter dessus.**

Comme je le disais au début de cet exposé, nous pouvons avoir confiance dans le progrès technologique pour apporter les réponses aux questions que nous pose le siècle qui naît, mais le succès tient avant tout aux hommes et aux femmes qui depuis plus d'un siècle ont fait notre industrie. La génération des sahariens s'efface, celle de la mer est à son apogée, demain celle de la décarbonation prendra le relais. Nous devons lui préparer le terrain. En particulier, en maintenant notre effort de recherche et en créant les conditions d'épanouissement de ce que j'oserais nommer les nouveaux chercheurs : des hybrides de chercheurs et d'entrepreneurs. Des hybrides capables non seulement de trouver les moyens techniques d'atteindre nos objectifs, mais aussi de traduire ces moyens en une activité industrielle génératrice de richesses. Car le meilleur moyen d'inscrire la propreté des hydrocarbures dans la réalité des faits, c'est de l'inscrire dans la réalité du marché.

Notre objectif en tant que pétroliers a toujours été d'apporter aux habitants de la planète une énergie sûre et bon marché, afin que s'améliore sans cesse leur condition de vie. C'est notre devoir de faire que cette énergie, arrachée depuis plus de 150 ans aux entrailles de la terre, ne puisse être un jour la source de leur malheur. Les hommes et les femmes qui se sont succédés pour vivre l'aventure du pétrole ont toujours su affronter avec succès les défis qui se présentaient à eux, nul doute qu'ils sauront en faire autant pour ceux que leur offre le siècle à venir.