

# PANORAMA 1998

## LES FAITS PORTEURS D'AVENIR\*

### O. APPERT

ISIS<sup>1</sup>

L'année 1997 est à marquer d'une pierre blanche pour l'industrie pétrolière et gazière. Les bénéfices des compagnies, tant pétrolières que parapétrolières, ont ainsi atteint des sommets, alors que leurs valeurs boursières ne cessaient de grimper. Ces résultats financiers exceptionnels ont en fait reflété une conjonction d'éléments favorables au secteur. La demande mondiale est toujours en forte croissance. Le « terrain de chasse » continue à s'étendre, grâce notamment aux progrès technologiques et à l'ouverture de très nombreux pays aux compagnies pétrolières internationales. Quant au raffinage, qui faisait pourtant figure de parent pauvre au sein des différentes activités des sociétés ces dernières années, il aura finalement connu un léger mieux.

À travers l'analyse des événements majeurs survenus en 1997, qui ne saurait éluder la crise financière asiatique ou la conférence de Kyoto, l'objectif est avant tout de mettre en évidence les éléments qui devraient conditionner l'avenir de l'ensemble de l'industrie des hydrocarbures. Cette dernière, alors que l'année 1998 semble s'ouvrir sous des auspices moins favorables, devra tirer les leçons de ce passé récent pour être à même de relever les deux grands défis qui se présentent à elle : l'environnement, enjeu majeur à tous les niveaux, et la technologie, qui permet de repousser les limites du possible, techniquement et économiquement.

#### PANORAMA 1998 PRESAGES FOR THE FUTURE

1997 has been a red-letter year for the oil and gas industry. Thus, the benefits of both oil companies and service and supply ones have rocketed, while their market values have kept shooting up. Actually, those exceptional financial results have reflected a conjunction of elements favorable to the sector. World demand is still growing rapidly. The "hunting ground" keeps spreading, more particularly thanks to technological progress and the opening up of a large number of countries to international oil companies. As for refining, which has been the poor relation where oil company business is concerned for the past few years, it will eventually have slightly improved.

Through the analysis of the major events of 1997, which couldn't ignore the Asian financial crisis or the Kyoto Conference, the purpose is first and foremost to enhance the elements that should condition the future of the whole hydrocarbon industry. Whereas the year 1998 seems to be opening up in less favorable auspices, the latter will have to draw lessons from this recent past in order to be up to the double challenge that it will have to face: the environment, a major stake at all levels, and technology, which makes it possible to push back even further the limits of what is technically and economically possible.

(1) 1, avenue de Bois-Préau,  
92852 Rueil-Malmaison Cedex - France

\* Allocution prononcée lors du colloque international Panorama 1998 tenu à Paris le 29 janvier 1998.

PANORAMA 1998  
 LOS HECCHOS LLEVADEROS DE FUTURO

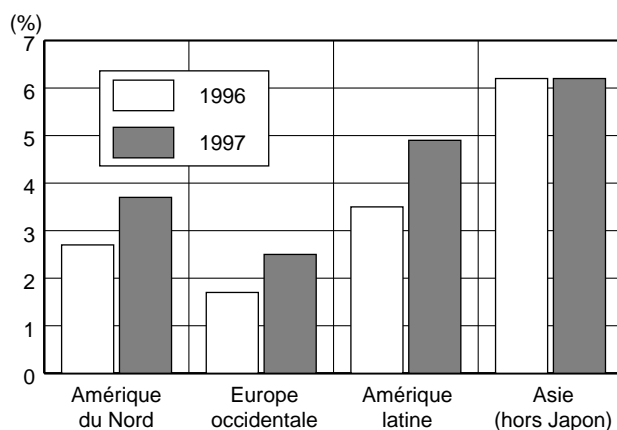
El año 1997 deberá ser recordado como un año benéfico y de extraordinario desarrollo para la industria del petróleo y del gas. Los beneficios de las compañías, tanto petroleras como parapetroleras, han alcanzado cumbres de alto vuelo, mientras que sus valores bursátiles aumentaban constantemente. Estos resultados financieros han reflejado en los hechos una conjunción de elementos favorables para la profesión. La demanda mundial se encuentra siempre en fuerte incremento. El "coto de caza" continúa ampliándose, debido, básicamente, a los progresos tecnológicos y a la apertura de muy numerosos países a las compañías petroleras internacionales. Por su parte, la refinación, que tomaba un semblante de pariente pobre en el marco de las diversas actividades de las sociedades durante estos últimos años, ha presentado finalmente todos los síntomas de una ligera mejoría.

A través del análisis de los acontecimientos más destacados acaecidos en 1997, que no deberían hacer perder de vista la crisis financiera asiática o la conferencia de Kioto, el objetivo consiste - antes que nada - en evidenciar los elementos que deberían constituir la condición de un futuro prometedor para el conjunto de la industria de los hidrocarburos. Así como el año 1998 parece iniciarse bajo auspicios menos favorables, esta industria deberá sacar las enseñanzas de este pasado reciente para poder encontrarse en condiciones de aceptar los dos grandes retos que se presentan ante ella : el medio ambiente, importante envite en todos los niveles, y asimismo, la tecnología, que permite llevar más lejos los límites de lo posible, y ello técnica y económicamente.

INTRODUCTION

**L'année 1997 restera celle de la crise asiatique,** avec sa contagion progressive à la plupart des pays de la zone qui, les uns après les autres, se sont trouvés dans l'œil du cyclone. Toutefois, jusqu'ici, la Chine et l'Inde semblent rester à l'écart de la tourmente, ce qui constitue un point à suivre de très près, s'agissant du tiers de l'humanité.

Mais cette crise financière majeure n'est apparue qu'en milieu d'année, et **1997 restera comme une année de forte croissance économique pour la plupart des grandes régions du monde :** +3,7 % (contre 2,7 % en 1996) en Amérique du Nord, 2,5 % (contre 1,7 %) pour l'Europe occidentale, 4,9 % (contre 3,5 %) en Amérique latine, autour de 5 % en Pologne, en Slovaquie, en Égypte, en Afrique du Sud, etc. (fig. 1).



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 1  
 Croissance du PIB.  
 Growth in GDP.

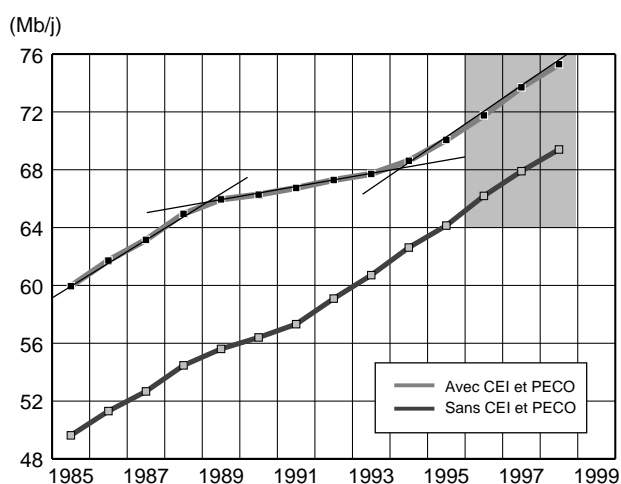
Au total, la croissance mondiale en 1997 devrait être supérieure à 3 %, ce qui constitue un bon millésime pour l'économie mondiale, même si l'orage asiatique risque de réduire quelque peu la récolte 1998, qui s'annonçait pourtant comme une fort belle année.

Crise asiatique, forte croissance économique ; 1997 restera aussi une année importante en matière d'environnement. Et cela, tant au plan de l'environnement global avec la tenue de la conférence de Kyoto, qu'au plan de l'environnement local, avec la prise de conscience des pics de pollution urbaine et la préparation des nouvelles normes européennes d'émissions.

## 1 L'ÉQUILIBRE DU MARCHÉ PÉTROLIER

### 1.1 Une forte croissance de la demande mondiale

Après une augmentation de 1,5 Mb/j en 1995, puis de 1,6 Mb/j en 1996, la demande pétrolière mondiale a retrouvé et même dépassé, avec une croissance de 2 Mb/j l'année dernière, le rythme de progression de la fin des années 1980 (fig. 2).



Source : AIE IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 2

Demande pétrolière mondiale.  
World petroleum demand.

Cette évolution s'explique en grande partie par l'inversion de tendance dans les pays de l'ex-Union Soviétique, annoncée l'an dernier : après huit années de décroissance de la demande, qui avait chuté de moitié, passant de 8,9 Mb/j en 1988 à 4,3 Mb/j en 1996, l'année 1997 a été marquée par une amorce de reprise, aux environs de 4,5 Mb/j (fig. 3).

En dehors de cette zone, la demande est restée en forte progression (+ 1,8 Mb/j en 1997), mais cette dernière est toujours géographiquement inégale. Les pays de l'OCDE, qui représentent encore environ 60 % de la demande hors CEI et PECO, poursuivent leur croissance post-industrielle à faible contenu énergétique. Un tiers seulement de la hausse leur est ainsi imputable et elle est le fait essentiellement de l'Amérique du Nord.

Ce sont donc toujours les pays en voie d'industrialisation qui tirent la demande mondiale. Malgré la crise

financière, l'Asie reste sans surprise le continent le plus dynamique, avec une progression de 0,9 Mb/j en 1997, soit une croissance d'environ 6 %, comparable à celle de 1996. Les valeurs avancées pour 1998 sont sensiblement plus faibles (+ 0,6 Mb/j), mais il est encore un peu tôt pour estimer avec précision l'impact des ajustements financiers de cette zone, que je viens d'évoquer.

(Mb/j)	96/95	97/96*	98/97*
OCDE	0,7	0,6	0,5
CEI	-0,5	0,2	0,1
Reste du monde	1,4	1,2	1,1
• dont Asie	0,9	0,9	0,6
Total	1,6	2,0	1,7

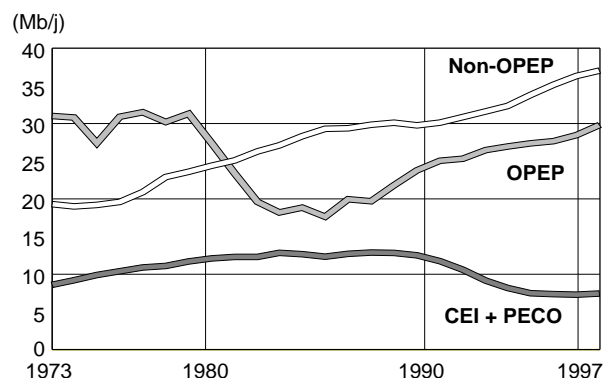
\* Données janvier 1998 IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998  
Source : AIE

Figure 3

Demande pétrolière mondiale. Variations par zone géographique.  
World petroleum demand. Variations by geographic area.

### 1.2 Une adaptation facile de l'offre

Face à cet accroissement sensible de la demande, l'offre s'adapte sans aucun mal. Elle est toujours abondante et, dans un avenir proche, une surproduction est peut-être plus à craindre qu'une offre insuffisante, et ce pour plusieurs raisons (fig. 4).



Source : AIE IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 4

Production pétrolière mondiale (LGN inclus).  
World petroleum production.

Pour la première fois depuis 10 ans, **la production de la CEI a** relevé la tête en 1997 et pourrait de nouveau progresser de 0,2 Mb/j en 1998 selon l'AIE ; de plus, l'avenir prometteur de la mer Caspienne ne peut qu'accélérer la reprise dans les années à venir.

Le deuxième élément est lié à la hausse de **la production non-OPEP** (hors CEI) (fig. 5). La croissance de 0,7 Mb/j observée en 1997 est nettement plus faible que celle envisagée initialement par l'AIE (+ 1,9 Mb/j) par suite du retard de certaines mises en production. 1998 devrait en bénéficier et la croissance attendue de la production est à nouveau de 1,9 Mb/j, avec une hausse significative en mer du Nord (+ 0,5 Mb/j) et une accélération en Amérique latine (+ 0,6 Mb/j).

(Mb/j)	Non-OPEP	OPEP	Total
1996	1,1	0,6	1,7
1997 prévu	2,0	-0,3	1,7
1997 réalisé	0,7	1,4	2,1
1998 prévu	1,9	-0,3	1,6

Source : AIE

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

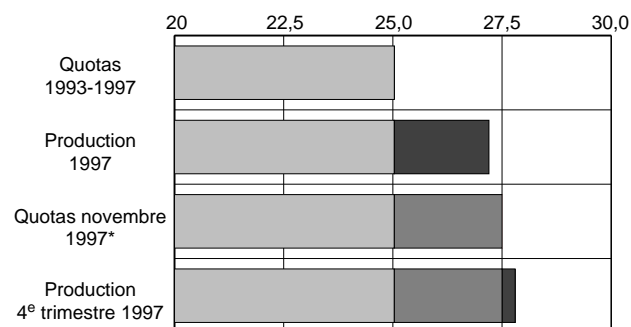
Figure 5

Accroissement de la production pétrolière mondiale.  
*Increase in world petroleum production.*

Les retards de la montée en puissance de la production non-OPEP ont permis aux **pays de l'OPEP** de dépasser significativement leurs quotas de production en 1997 (fig. 6), tous ces pays produisant en réalité au voisinage de leur pleine capacité court terme, à l'exception de l'Arabie Saoudite, des Émirats et du Koweït. Au total, l'OPEP a pu augmenter sa production de 1,4 Mb/j pour la porter à 27,2 Mb/j (hors NGL) en 1997, alors que l'AIE avait prévu une stagnation voire un léger déclin.

Dans ce contexte, l'OPEP a relevé de 2,5 Mb/j son plafond de production à 27,5 Mb/j à l'issue de sa 103<sup>e</sup> conférence, tenue à Djakarta fin novembre 1997. Les quotas de tous les pays sont relevés de 9,5 %, le total étant mieux en ligne avec les débits réels de l'OPEP au cours des derniers mois. Il s'agit là du premier relèvement global du plafond de production de l'OPEP depuis septembre 1993 ; un relèvement qui devrait permettre aux pays membres de faire disparaître l'essentiel des

dépassements et donc de manifester une plus grande cohésion, autour du nouvel objectif de production affiché. Toutefois, au-delà de cet aspect psychologique sur les marchés, les fondamentaux ne sont pas changés.



\* Applicables au 01/01/98. IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998  
Source : AIE

Figure 6

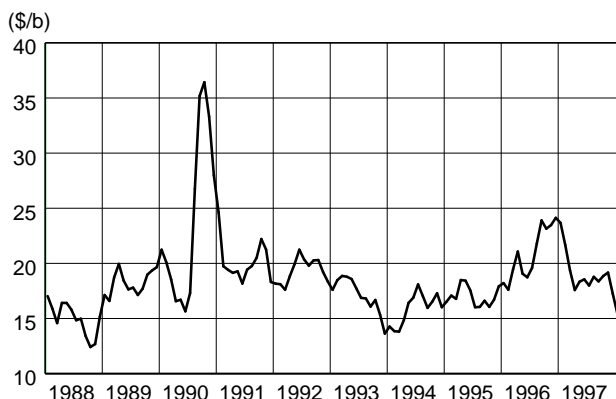
Production et quotas OPEP (hors LGN).  
*OPEC production and quotas (excluding NGL).*

Il n'en demeure pas moins que l'un des piliers de l'OPEP, le Venezuela, reste en désaccord avec cette politique des quotas et prône un abandon pur et simple de cette stratégie : d'ores et déjà, la production vénézuélienne excède sensiblement le nouveau quota qui lui est attribué ; l'ouverture de ce pays à l'industrie pétrolière internationale devrait encore l'accroître. Cette divergence sur la stratégie à suivre par l'OPEP doit retenir notre attention, car un éventuel retrait du Venezuela réduirait pratiquement l'organisation aux seuls pays du Golfe.

En matière de **prix du brut** (fig. 7), on notera qu'après les sommets atteints début 1997 et la forte chute du premier trimestre, ceux-ci se sont stabilisés assez rapidement dans une fourchette 18-20 \$/b, qui apparaissait comme la zone d'équilibre du marché avant la chute du début 1998. Parallèlement, on a assisté à un retour en « contengo » pendant la plus grande partie de l'année<sup>1</sup>, contrairement à ce que l'on observait depuis un certain temps ; cette situation, que l'on peut qualifier de plus « normale », avait tendance à devenir l'exception.

Enfin, si les incertitudes liées au retour partiel de l'Irak sur le marché — puis son éclipse durant l'été — ont accentué la volatilité du marché, les mouvements sont cependant restés d'une ampleur limitée.

(1) Un marché est dit « contengo » ou « en report » lorsque les cours des contrats sont d'autant plus élevés que les échéances sont éloignées. Dans le cas contraire, le marché est dit en « backwardation » ou « en déport ».



Source : Platt's IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 7  
Évolution des prix du Brent.  
Brent prices.

Tout ce qui précède nous conduit à penser que **1998 devrait encore se placer sous le signe de l'abondance** ; abondance d'autant plus forte que les nouveaux quotas de l'OPEP ne s'inscrivent pas dans le sens d'une reprise en main du contrôle du marché. Des incertitudes demeurent quant à la poursuite des exportations irakiennes, et sur les phénomènes de déstockage qui pourraient se produire, comme au début de 1996. Pour ces raisons, on peut s'attendre à une forte volatilité des prix.

Il convient également de noter que la demande mondiale devrait approcher 78 Mb/j au quatrième trimestre 1998, niveau jamais atteint par le passé. Chaque année, nous testons ainsi de nouveaux sommets de production, sans en avoir vraiment conscience ; n'oublions tout de même pas qu'aucun arbre ne monte jusqu'au ciel... À cet égard, on suivra avec attention l'évolution de la production non-OPEP, qui, après plusieurs années de forte croissance, a quelque peu déçu en 1997.

La déception, par contre, est un mot qui semble avoir disparu du vocabulaire de l'amont pétrolier, dont le dynamisme a encore une fois été flagrant en 1997. Je vous propose maintenant de regarder ce qu'il en a été.

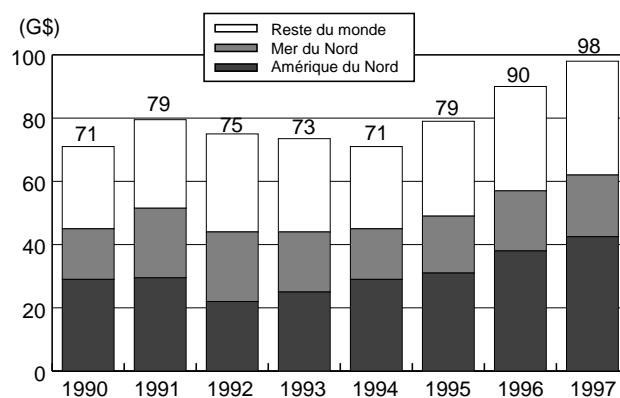
## 2 LE RENOUVEAU PÉTROLIER DES ANNÉES 1990

### 2.1 L'envolée des investissements

Au cours des dix dernières années, l'industrie pétrolière a connu une véritable mutation, fruit des circonstances — chocs et contre-chocs pétroliers —

d'avancées technologiques majeures, de gains de productivité considérables et de restructurations profondes.

Au total, en dix ans, l'industrie pétrolière est parvenue à réduire de moitié ses coûts de production dans les zones difficiles : 10 \$/b pour les gisements mis en exploitation aujourd'hui en mer du Nord, contre 20 \$/b au début des années 1980, pour des gisements de taille moyenne, et cette réduction des coûts est particulièrement remarquable depuis le début des années 1990 (fig. 8).



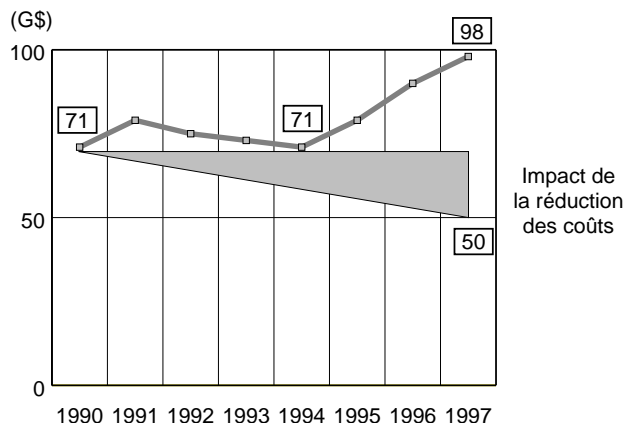
Source : IFP IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 8  
Investissements en Exploration-Production (anciens pays à économie planifiée exclus).  
Capital expenditures in Exploration-Production (excluding former planned economy countries).

Face à la forte réduction de ses coûts, il est tout à fait remarquable de constater que l'industrie pétrolière, loin de diminuer ses investissements, les a très fortement accrus ces dernières années : depuis trois ans, les investissements « amont » ont en effet augmenté de près de 40 %, pour atteindre près de 100 G\$ en 1997, en dépit d'anticipations de prix du brut toujours aussi hésitantes.

La réduction des coûts techniques a fortement renforcé et dynamisé cette envolée des investissements. Si l'on estime à 30 % cette réduction sur la période 1990-1997, c'est un doublement des investissements effectifs que l'on a enregistré en réalité sur cette période, par rapport au niveau de 1990 (fig. 9a).

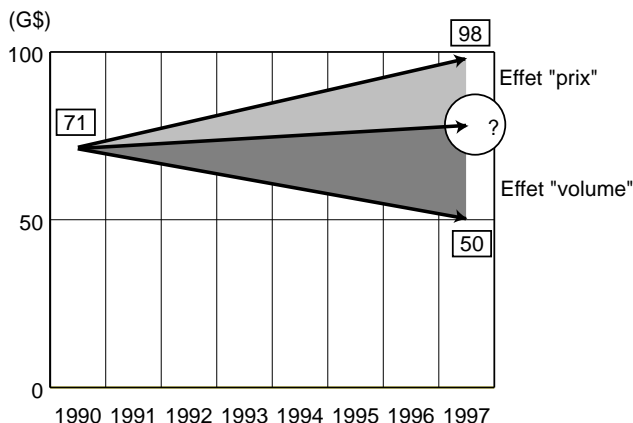
Ainsi, en exploration, le nombre d'équipes sismiques, en activité hors Amérique du Nord, a augmenté de 20 % entre 1994 et 1997. Sur la même période, le nombre de forages réalisés (hors Amérique du Nord) s'accroissait de 23 %, tandis que les forages



Source : IFP

Figure 9a

Investissements en Exploration-Production.  
Capital expenditures in Exploration-Production.



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 9b

Investissements en Exploration-Production. Effet volume/  
effet prix.  
Capital expenditures in Exploration-Production. Price  
effect/Volume effect.

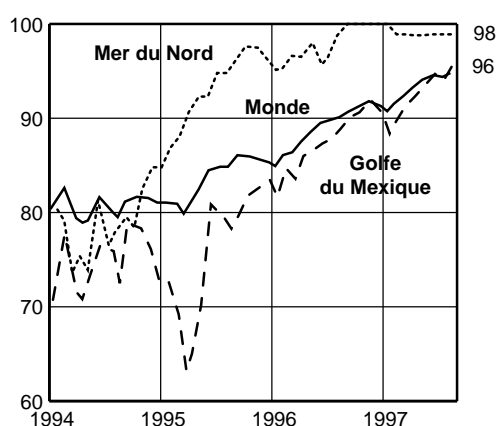
complexes (forages horizontaux, forages à grands dépôts, etc.), par nature beaucoup plus coûteux que les forages classiques, se multipliaient.

La demande a été particulièrement forte en offshore, où le taux d'utilisation des plates-formes de forage est passé de 70/80 % en 1994 (suivant les zones) à 95/99 % en 1997 (fig. 10).

Cette très forte demande s'est traduite par une envolée des taux de location : + 150 % pour les *jack-up*

(250-300 pieds), + 250 % pour les semi-submersibles de seconde génération (1 500-3 000 pieds) entre 1994 et 1997 ; certains rigs aptes à travailler par plus de 1 000 m d'eau se louent aujourd'hui 180 000 \$/j.

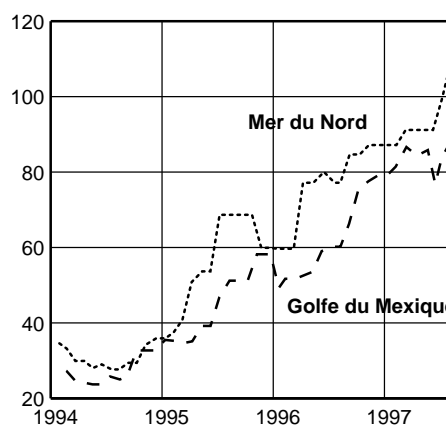
L'accroissement observé recouvre donc à la fois un **effet volume** et un **effet prix** (fig. 9b). Effet volume, qui manifeste le renforcement de l'activité du secteur et qui a été prépondérant en début de période ; effet prix, qui traduit une certaine tension sur l'offre des moyens



Source : Offshore Rig Locator

Figure 10a

Activité de forage offshore. Taux d'utilisation des plates-formes en mer (%).  
Offshore drilling activity. Utilization rate of offshore drilling platforms (%).



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 10b

Activité de forage offshore. Taux de location des semi-submersibles de 2<sup>e</sup> génération (milliers \$/j).  
Offshore drilling activity. Dayrate of second generation semisubmersibles (thousand \$/d).

de production (notamment ceux ayant le plus fort contenu technologique) et qui a permis à l'industrie parapétrolière de reconstituer ses marges et de procéder elle-même à des investissements qu'elle avait eu tendance à différer, faute de marges suffisantes, depuis près de dix ans.

Il est très délicat d'estimer ce qui revient à l'effet volume et ce qui relève de l'effet prix : un calcul sommaire tendrait à montrer que l'augmentation réelle de l'activité pourrait représenter environ les deux tiers du total.

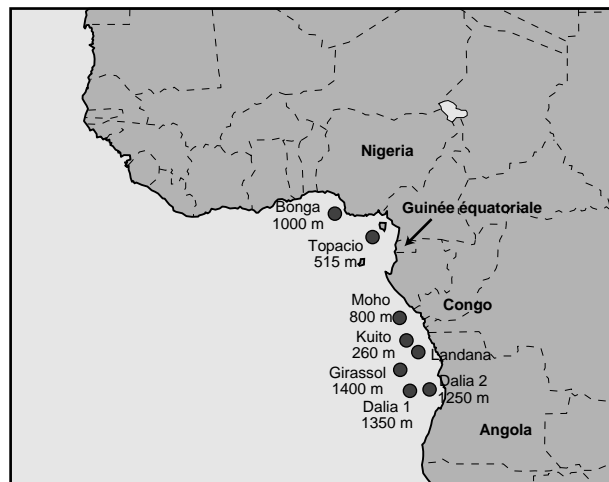
## 2.2 L'ouverture du « terrain de chasse »

Pourquoi un tel accroissement des investissements ? La raison essentielle paraît être l'ouverture récente du « terrain de chasse » de l'industrie pétrolière ; une ouverture très large qui offre aux compagnies pétrolières des opportunités sans précédent (depuis les années 1950 et les grandes découvertes du Moyen-Orient). Cette modification de la donne pétrolière s'exerce principalement dans quatre directions :

**L'offshore profond**, c'est-à-dire par plus de 200 m d'eau, présente *a priori* un potentiel exceptionnel : 55 millions de km<sup>2</sup> de bassins sédimentaires, soit près de quatre fois l'offshore classique ; en outre, il convient de remarquer que les permis actuellement délivrés en couvrent moins de 5 %. Il s'agit donc de l'un des derniers domaines encore « vierges », donc susceptible de renfermer des gisements « géants ». Aussi, aucune grande compagnie ne peut en être absente. C'est ce qui explique la compétition très vive, que certains qualifient même de « sauvage », pour l'obtention de permis, notamment dans l'offshore très profond, entre 2 et 3 000 m d'eau. Tel est le cas notamment pour toute la province pétrolière couvrant l'offshore profond du golfe de Guinée (fig. 11), en particulier au large de l'Angola et du Congo, où ont été réalisées quelques très belles découvertes :

- en Angola : Girassol en 1996 (1 400 m d'eau), puis Dalia 1 (1 350 m), Dalia 2 (1 250 m), Kuito (260 m) et Landana en 1997 ;
- au Congo : Moho en 1995 (800 m d'eau) ;
- en Guinée équatoriale : Topacio en 1996 (515 m d'eau) ;
- au Nigeria : Bonga en 1996 (1000 m).

Qui plus est, le taux de succès de l'exploration dans le golfe de Guinée est actuellement deux fois plus élevé que dans le golfe du Mexique, ce qui renforce l'engouement pour cette zone.

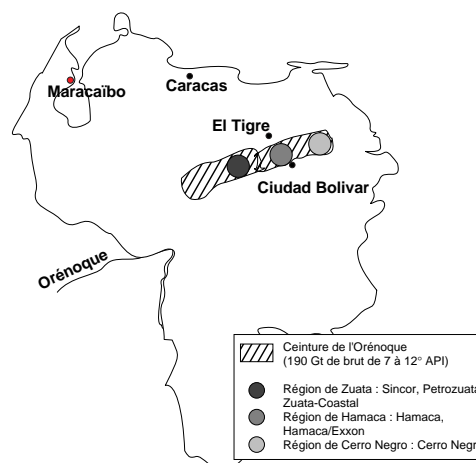


IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 11

Golfe de Guinée. Découvertes récentes en offshore profond.  
*Gulf of Guinea. Recent deep offshore discoveries.*

La deuxième extension majeure du « terrain de chasse » concerne l'exploitation des bruts extralourds de la ceinture de l'Orénoque (fig. 12). Le volume de brut en place, d'une densité comprise entre 7 et 12° API, est estimé à 190 milliards de tonnes, parmi lesquels plus de 40 seraient d'ores et déjà considérés comme techniquement récupérables ; cela représente plus de 20 % des ressources en place (contre 4 %, il y a 10 ans) et près de 30 % des réserves prouvées de pétrole conventionnel.



IFP/Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 12

Localisation des bruts extralourds de la ceinture de l'Orénoque.  
*Location of extra-heavy crudes in the Orinoco belt.*

La manne potentielle apparaît donc exceptionnelle, mais l'exploitation de ces ressources ne va pas sans poser de sérieux problèmes techniques liés à la densité et à la viscosité de ces fluides. Les difficultés de production et de transport vers les zones d'exportation et de raffinage obligent à mettre en œuvre des solutions originales, qui couvrent aussi bien l'amont que l'aval : le forage horizontal, avec injection de vapeur ou de gazole, y côtoie les techniques d'hydrogénation et de transformation que nécessitent les huiles extralourdes.

Aujourd'hui, malgré un coût du brut « allégé » de 12 \$/b, un certain nombre de compagnies internationales ont lancé ou sont sur le point de lancer des projets en collaboration avec les filiales opératrices de PDVSA (fig. 13).

Si les six projets les plus avancés sont menés à bien, ce sont 850 000 b/j de brut « allégé », d'une densité de 15 et 30° API, qui pourraient être produits à l'horizon 2005/2010. L'ensemble représenterait un investissement global supérieur à 17 G\$.

Au-delà du Venezuela, il existe des ressources importantes d'huiles lourdes et extralourdes, souvent délaissées, dans de nombreux pays tels que l'Argentine, la Colombie, le Brésil, le Mexique ou le Canada.

D'une manière plus générale, **les grandes percées technologiques** réalisées depuis le début des années 1980, ouvrent de larges horizons nouveaux. Après avoir contribué à réduire les coûts de production, elles constituent aujourd'hui une véritable « boîte à outils » qui fournit des réponses précises et pertinentes et autorise ainsi une démarche méthodique et performante. Peu à

peu, les zones jugées inaccessibles se réduisent, telle une peau de chagrin, et les prouesses se succèdent. L'année 1997 aura notamment été marquée par l'exploit de *Phillips Petroleum*, en mer de Chine, qui a battu le record du plus grand déport avec 8 065 m ; 1997 aura également été l'année de la mise en production d'Hibernia au large de la côte est du Canada, au moyen d'une structure en béton, imaginée par *Doris*, pour absorber et disperser les forces lors des chocs avec des icebergs, très nombreux dans cette zone.

Comme il vient d'être vu, la croissance du « terrain de chasse » a été significative grâce aux progrès technologiques. Mais, un événement récent est venu se greffer à cette évolution : **l'ouverture de très nombreux pays aux compagnies pétrolières internationales**. Conséquence du mouvement mondial de dérégulation de l'économie, elle ne peut qu'amplifier l'élargissement du « terrain de chasse » (fig. 14).

En effet, les compagnies vont pouvoir apporter leur savoir-faire, leurs technologies et leurs capitaux à nombre de pays producteurs dont les portes leur étaient jusqu'ici fermées. L'Amérique latine vient tout de suite à l'esprit, avec l'évolution en Argentine ou au Venezuela, mais certains pays de l'OPEP, par exemple, entrent également dans ce cadre. Il en est ainsi de l'Algérie, où les résultats sont déjà spectaculaires.

Il y a dix ans, le « terrain de chasse » de l'industrie pétrolière ne portait que sur 15 % des réserves pétrolières mondiales ; aujourd'hui, il correspond à près de 40 % et pourrait atteindre 60 % d'ici à quelques années. C'est une très grande opportunité pour notre industrie.

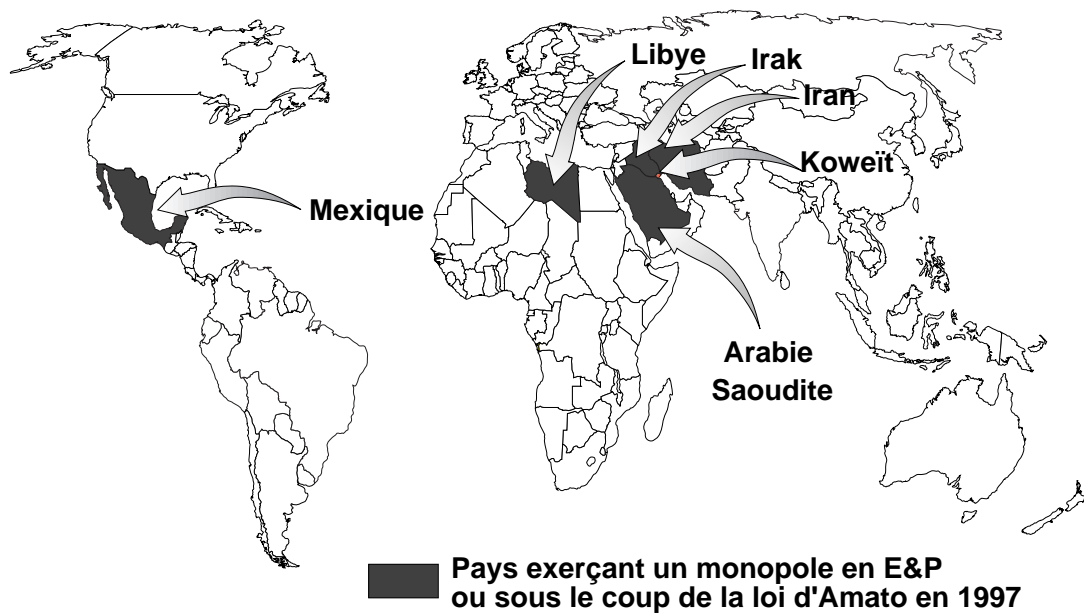
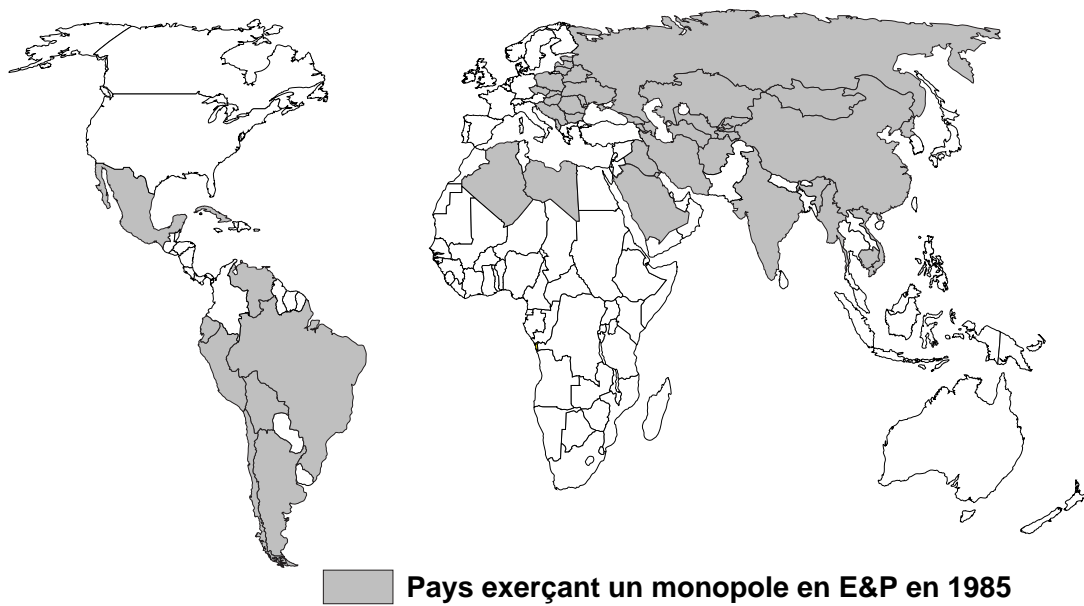
	Brut synthétique		Invest.	Début
	Capacité (b/j)	Densité (°API)	G\$	production
<b>Petrozuata</b> Maraven/Conoco	105 000	21	2,7	1998
<b>Sincor</b> Maraven/Total/Statoil/Norsk Hydro	175 000	30	2,7	2001
<b>Cerro Negro</b> Lagoven/Mobil/Veba Oel	120 000	16	2,5	1999
<b>Hamaca</b> Corpoven/Arco/Phillips/Texaco	180 000	25	3,5	2000
<b>Zuata/Coastal</b> Maraven/Coastal	100 000	14-22	2	nd
<b>Hamaca/Exxon</b> Corpoven/Exxon	170 000	15	4 (est.)	2002
	<b>850 000</b>		<b>17,5</b>	

Figure 13

Bruts lourds de l'Orénoque.  
*Orinoco heavy crudes.*

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998





Source : IFP

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 14

Exploration-Production : internationalisation des opportunités.

*Exploration-Production: internationalization of opportunities.*

## 2.3 Les perspectives de la mer Caspienne

Il paraît utile à présent de consacrer un peu de temps à la CEI, et plus particulièrement à la mer Caspienne, en raison du potentiel considérable qu'on lui accorde.

Plus vaste mer fermée du monde, avec une superficie de 420 000 km<sup>2</sup>, la Caspienne, où or noir a longtemps rimé avec caviar, est un des berceaux de l'histoire pétrolière : la Caspienne, c'est Bakou, les fontaines naturelles de pétrole, et l'exploitation systématique de cette richesse par les frères Nobel, dès 1872... Mais aujourd'hui, la Caspienne, c'est au moins 100 à 200 Gb de réserves de pétrole, et peut-être un nouveau Moyen-Orient, selon certains experts de compagnies pétrolières. De telles perspectives ne manquent pas d'attirer les convoitises, et toutes les compagnies pétrolières s'y intéressent, notamment les sociétés américaines, appuyées par une diplomatie active. Il y a cependant deux ombres à ce tableau.

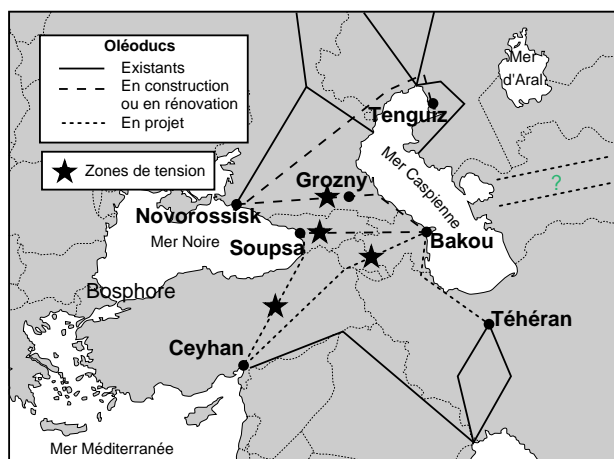
La première porte sur la définition du statut juridique de la Caspienne (fig. 15). Cinq pays entourent cette mer : le Kazakhstan et le Turkménistan à l'est, la Russie et l'Azerbaïdjan à l'ouest, l'Iran au sud. Les deux pays potentiellement les plus richement dotés sont l'Azerbaïdjan, où l'AIOC, un consortium de 11 membres, exploite notamment le gisement géant de Chirag, et le Kazakhstan, où *Chevron*, associé à *Mobil* et *Lukoil*, en fait de même avec le champ de Tengouiz. Il n'est donc pas étonnant de les voir réclamer un statut de mer, qui réserverait à chaque pays la totalité de sa production. Les trois autres riverains, Iran, Russie et Turkménistan dont les « eaux territoriales » sembleraient moins pourvues d'hydrocarbures, préféreraient un statut de lac, qui obligerait à partager l'ensemble de la production. La situation est d'autant plus complexe que les accords à renégocier sont très anciens, les premiers étant antérieurs à la Première Guerre mondiale.

Le deuxième souci réside dans l'enclavement de cette région et donc dans la difficulté d'évacuation du pétrole et du gaz. Enjeu décisif pour les producteurs de cette zone, l'exportation des hydrocarbures de la Caspienne fait l'objet de nombreux projets (fig. 16).



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 15  
La mer Caspienne.  
*The Caspian Sea.*



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 16  
Évacuation du brut de la Caspienne.  
*Exports of Caspian crude.*

Deux d'entre eux traversent la Russie. Le *CPC* (*Caspian Pipeline Consortium*) a pour but d'évacuer les fluides issus des champs kazakhs vers le port russe de Novorossisk, sur la mer Noire. Il doit entrer en service à la fin 1999. Le second projet aurait la même destination, mais partirait de Bakou, la capitale de

l'Azerbaïdjan. Il s'agirait en fait de la rénovation d'une conduite existante, qui présente l'inconvénient de traverser la Tchétchénie. Malgré la menace russe de construire une dérivation autour de Grozny, l'enjeu commercial devrait avoir raison des querelles actuelles. Reste le problème de l'engorgement du Bosphore, qui risque d'obliger à une nouvelle rupture de charge, en utilisant un oléoduc terrestre, qui pourrait traverser, par exemple, la Bulgarie.

Par ailleurs, les pays producteurs, redoutant une trop grande dépendance vis-à-vis de la Russie, se tournent vers d'autres tracés qui évitent cette dernière. À l'ouest, le port géorgien de Soupsa pourrait offrir une deuxième solution pour la mer Noire, mais la Méditerranée et le terminal pétrolier de Ceyhan en Turquie peuvent également fournir un débouché intéressant, bien que les deux routes envisagées traversent des régions instables. La première serait doublement contrariée par les troubles en Géorgie et au Kurdistan turc, la seconde par le conflit entre l'Arménie et l'Azerbaïdjan au sujet du Haut-Karabakh. Au sud, une connexion éventuelle au réseau iranien pour atteindre le golfe Persique aurait le mérite de limiter les dépenses. Enfin, de nombreuses options restent en concurrence à l'est, en direction des marchés asiatiques. Cependant, les distances sont considérables et les obstacles (chaînes montagneuses,

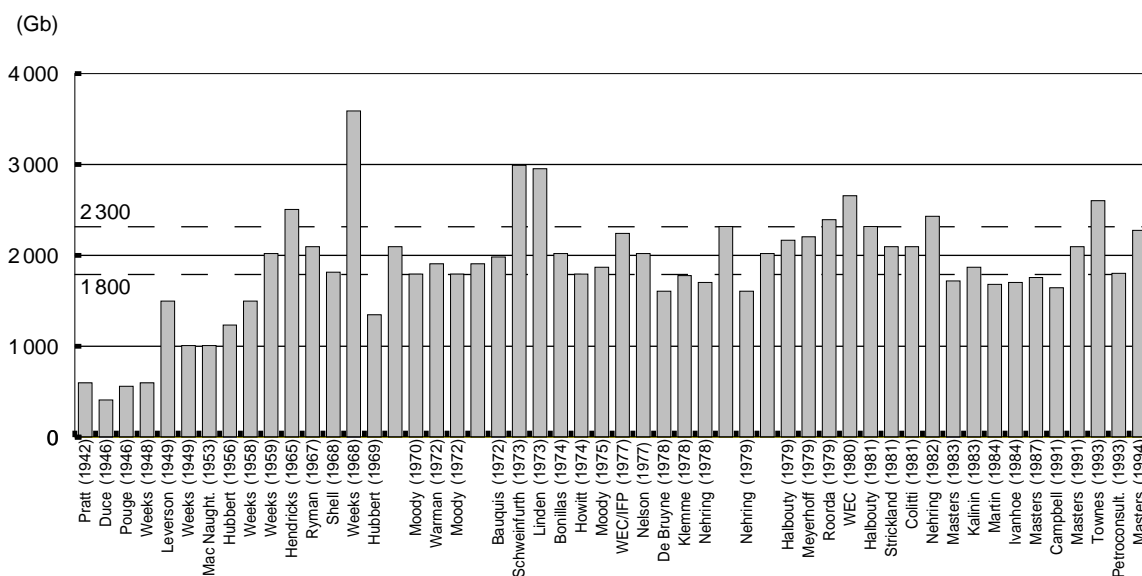
climat, etc.) assez dissuasifs. La question de l'évacuation du gaz de la région, en particulier celui produit au Turkménistan, relève de la même problématique.

## 2.4 La problématique renouvelée du concept de réserves pétrolières

L'opulence présumée en mer Caspienne rappelle que l'année 1997 aura été marquée par le réveil du débat récurrent sur les ressources pétrolières (fig. 17).

Rappelons seulement que la controverse oppose les optimistes, qui estiment éloignée la pénurie physique de pétrole, aux pessimistes, qui considèrent que la menace se situe à relativement brève échéance. En fait, les tenants de chacune des deux positions ont une vision différente de l'évolution de l'efficacité de l'industrie pétrolière.

Pour les plus optimistes, les ressources ultimes récupérables de pétrole conventionnel, qui incluent les 800 Gb déjà produits, atteindraient 2 300 Gb, soit 60 années au rythme actuel de la production mondiale. Pour les pessimistes, les ressources ultimes se limiteraient à quelque 1 800 Gb, ce qui situerait le début du déclin de la production pétrolière autour des années 2000. Sans vouloir trancher définitivement, je me limiterai sur ce sujet à quelques évidences « robustes ».



Sources : Martin (1985), Campbell (1992).

IFP/Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 17

Évolution des estimations des réserves ultimes récupérables.

Estimates of ultimate recoverable reserves of oil by various authors.

- Tout d'abord, les ressources pétrolières sont, par nature, « finies » dans un monde « fini ». Un jour viendra inévitablement où le déclin sera en vue.
- Ensuite, il paraît clair que le concept même de « réserves pétrolières » reste trop flou ; annoncées par les gouvernements, les réserves conservent trop souvent une forte connotation politique (cas des fortes réévaluations des pays de l'OPEP dans les années 1980). À cet égard, on peut espérer que les définitions du calcul des réserves, entérinées au 15<sup>e</sup> Congrès mondial du pétrole (Pékin, oct. 1997), conduiront à plus d'homogénéité et plus de rigueur.
- Il n'en demeure pas moins qu'en agissant sur la mobilisation de nouvelles réserves, le progrès technologique repousse sans cesse l'échéance du déclin de la production ; de ce point de vue, les réserves pétrolières doivent être considérées comme un concept « dynamique ».
- En outre, grâce au progrès technique, la frontière entre pétrole conventionnel et non conventionnel recule sans cesse : l'offshore profond (ou même très profond) n'est déjà plus du pétrole non conventionnel ; les huiles extralourdes du Venezuela commencent à être exploitées... À terme, ce seront toutes les ressources de pétrole non conventionnel qui basculeront, tandis que le gaz naturel pourra être transformé en produits pétroliers. Et ces perspectives ne sont déjà plus futuristes.

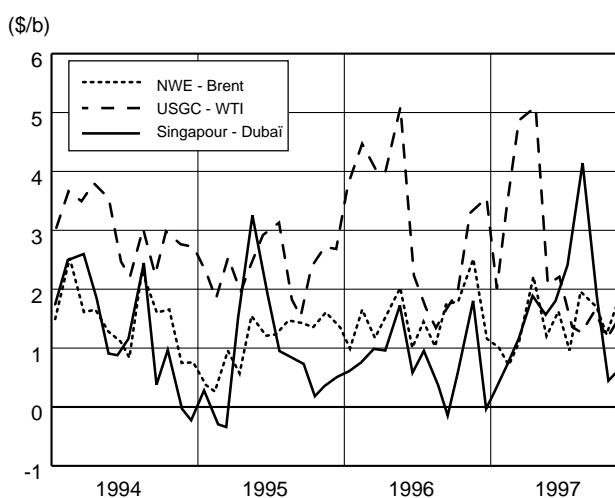
Incontestablement, l'ouverture de « terrain de chasse » fournit dès maintenant de réelles opportunités à une industrie pétrolière internationale qui, dans le secteur « amont », paraît être entrée dans une phase de très grand dynamisme.

### 3 LE LÉGER MIEUX DU RAFFINAGE

#### 3.1 Un contexte économique plus favorable

Depuis plusieurs années, l'industrie mondiale du raffinage fait figure de parent pauvre au sein des activités des compagnies pétrolières, dont la progression des résultats provient essentiellement de l'exploration-production et, de manière plus cyclique, de la pétrochimie. Depuis 1992, la difficulté de cette situation était particulièrement marquée en Europe et aux États-Unis, mais l'Asie échappait relativement à la morosité grâce à une forte croissance locale.

En 1997, après un premier trimestre très favorable, le raffinage asiatique aura vu sa rentabilité baisser sensiblement. Pour sa part, le raffinage du Vieux Continent aura finalement présenté une marge complexe<sup>2</sup> comparable à celle de l'année précédente, autour de 1,5 \$/b. Les compagnies européennes devraient toutefois voir leurs résultats s'améliorer du fait de la revalorisation du dollar par rapport à certaines monnaies et des réductions de coûts réalisées les années précédentes (fig. 18).



IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 18

Marges de raffinage complexes.  
*Complex refining margins.*

Le changement le plus notable aura tout de même résidé dans le redressement des marges aux États-Unis, qui sont passées de 0,74 \$/b à 1,9 (WTI Gulf). La forte demande en essences, combinée à des niveaux de stocks assez faibles, a créé une tension sur les prix, favorable à l'activité de raffinage.

Les compagnies pétrolières ont ainsi profité de ce climat moins hostile. Sur les neuf premiers mois de 1997, les majors affichaient en moyenne une progression de 20 % de leurs bénéfices dans le secteur raffinage-distribution.

(2) Le terme de « marge complexe » est une contraction pour désigner la **marge dégagée par une raffinerie complexe**. Une raffinerie est dite complexe lorsqu'elle est équipée d'unités (ou procédés) de conversion permettant de transformer des fractions pétrolières lourdes (fioul lourd) en produits plus légers comme l'essence ou le gazole. Le degré de complexité dépend de la capacité de ces procédés à convertir tout (conversion profonde) ou partie (conversion classique) de ces coupes lourdes.

### 3.2 Restructurations : des évolutions contrastées

L'année 1996 s'était caractérisée par la multiplication d'annonces de restructuration et de rationalisation dans l'industrie du raffinage, principalement aux États-Unis et en Europe. Au-delà de la volonté de diminuer fortement les coûts opératoires, c'est le manque de rentabilité de l'activité du raffinage qui avait poussé de nombreuses compagnies à considérer les alliances stratégiques comme un passage obligé pour accéder à des économies d'échelle significatives (fig. 19). Cependant, la suite donnée en 1997 à ces déclarations d'intention s'est avérée contrastée selon les zones.

Aux États-Unis, les restructurations sont nombreuses. Différents accords ont déjà été signés. Le principal concerne *Shell* et *Texaco*, qui doivent combiner leur activité raffinage-distribution sur l'ensemble du territoire ; *Aramco* est concernée à l'est des États-Unis à travers la filiale *Star*, qu'elle a en commun avec le major américain. Ce regroupement a reçu l'approbation de la Federal Trade Commission (FTC) sous réserve que *Shell* vende sa raffinerie d'Anacortes, dans l'État de Washington. La joint-venture résultant de cet accord détiendra une capacité de distillation de 85 Mt/an, soit un peu plus de 10 % de la capacité américaine.

D'autres alliances sont d'ores et déjà finalisées, comme le rapprochement entre *Total Petroleum North America (TOPNA)* et *Ultramar Diamond Shamrock (UDS)*, qui a été approuvé par la FTC. Citons également l'entente envisagée entre *Ashland* et *Marathon*,

qui pourraient partager leurs activités de raffinage et de distribution.

D'une manière générale, les fusions observées aux États-Unis devraient encore continuer, voire s'accélérer dans un avenir proche. En effet, les bénéfices retirés par les sociétés ayant réalisé les premiers accords s'avèrent en général supérieurs à ce qui avait été envisagé initialement. Les autres acteurs du marché ressentent donc une certaine pression et engagent des discussions pour monter dans le bon wagon, tant qu'il est encore possible de trouver le partenaire idéal.

Enfin, il est à noter que des indépendants suivent des politiques d'acquisition extrêmement efficaces. *Tosco* a ainsi réussi en cinq ans à devenir le sixième raffineur américain avec une capacité de 45 Mt/an, grâce notamment au rachat à prix réduits, dans une période difficile, de sites qui sont redevenus rentables en tournant à 100 % de leur capacité et en réduisant les charges de fonctionnement.

En Europe, la première et la plus importante transaction aura été l'alliance des branches raffinage-distribution de *Mobil* et *BP*. Ces deux sociétés estiment qu'elles devraient par cette opération économiser de l'ordre de 500 à 600 M\$/an, soit un niveau supérieur à celui qui était escompté lors de l'annonce faite en février 1996. En contrepartie, le coût de l'association dépassera 700 M\$. À la suite de cette opération, cette association atteint une part de marché consolidée sur les carburants de 12 %, soit un niveau équivalent à celui de chacun des deux leaders européens : *Exxon* et *Shell*.

États-Unis				Union européenne			
1988 (%)		1998* (%)		1988 (%)		1998 (%)	
Chevron	10,9	Shell/Texaco	10,7	Exxon	13,0	Exxon	13,0
Exxon	7,7	Exxon	6,6	Shell	12,6	Shell	12,1
Shell	6,6	Chevron	6,6	BP	7,9	BP/Mobil	8,2
Amoco	6,3	Amoco	6,4	Agip	6,9	Agip	7,9
Texaco	6,2	Mobil	6,0	Total	6,0	Total	6,5
Total 10	53,6	Total 10	59,2	Total 10	66,0	Total 10	69,6
Total : 15,7 Mb/j		Total : 15,9 Mb/j		Total : 12,2 Mb/j		Total : 12,3 Mb/j	

\* après restructurations

Figure 19  
Parts de marché dans le raffinage.  
Market shares in the refining sector.

Sources : OGJ, IFP

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Cependant, à ce jour, les autres projets de restructuration ont été d'une portée beaucoup plus réduite. L'accord entre *Exxon* et *OMW* pour coordonner l'activité de leurs raffineries de Karlsruhe ou, récemment, celui de coopération entre les sites d'Ingolstadt, en Bavière, sont très ciblés et à vocation locale. Pour ce dernier, la lettre d'intention signée fixe à 30 % la part de *BP*, à 25 % celles de *Mobil* et *Ruhr Oel*, et à 20 % celle d'*Agip*.

L'autre fait marquant de l'année 1997 dans le domaine des restructurations aura été l'échec du projet de fusion entre *Elf UK*, *Gulf-Chevron* et *Murphy* au Royaume-Uni, qui devrait finalement aboutir à la cession des actifs, réseau inclus, de la filiale de *Chevron* à *Shell*. Entre autres, la compagnie américaine devrait également fermer sa raffinerie de Milford Haven.

Au total, on se trouve globalement en fort retrait par rapport aux projets ambitieux que je vous avais décrits l'année dernière. Peut-on cependant s'attendre à de nouvelles opérations importantes en Europe ? La réponse n'est pas facile. En effet, si elles restent attrayantes, voire indispensables, pour redonner une rentabilité satisfaisante à l'activité du raffinage, il est en revanche peu probable qu'une opération d'aussi grande envergure que celle entre *BP* et *Mobil* se réalise. On devrait plutôt assister à des décisions de coopération locale visant à optimiser le fonctionnement d'un groupe de raffineries, ou à certaines ventes d'actifs par des opérateurs secondaires du marché ; le léger redressement actuel des marges n'incite d'ailleurs pas à des prises de décision radicales.

Au-delà de ces accords, la mise en service de la nouvelle raffinerie Mider à Leuna, d'une capacité de 8,7 Mt/an, aura été un réel événement, puisqu'il s'agit de la première raffinerie *grassroots* démarrée sur le Vieux Continent depuis 15 ans. Ces dernières années, ce type de projets se concentrait essentiellement en Asie et en Amérique latine. Il devrait d'ailleurs en être de même dans les années à venir.

Enfin, le Japon est également le théâtre d'un certain nombre de petites restructurations, qui font suite à la dérégulation du marché intérieur. L'accord le plus spectaculaire concernerait *Showa Shell Sekiyu* et *Mitsubishi Oil*, respectivement cinquième et sixième raffineurs nippons, dont le rapprochement des activités pourrait donner naissance au plus grand pôle aval au Pays du Soleil levant. Toutefois, cette alliance demeure pour l'instant en suspens.

En fait, il règne actuellement une atmosphère générale d'incertitude dans l'ensemble de l'Asie, du fait des troubles financiers. L'impact sur la croissance de la demande ne peut pas encore être convenablement apprécié, et le risque est fort de voir certains investissements reportés faute de financement adéquat. Ce dernier point est extrêmement important, compte tenu de la part prépondérante qu'occupait ce continent dans les projets de raffinage recensés avant la crise : 57 % des augmentations de capacités prévues de distillation atmosphérique, 38 % de celles d'hydrotraitement, 24 % de celles de conversion, etc. (fig. 20).

(%)	Production d'essences	Conversion	Hydrotraitement	Distillation atmosphérique
Europe OCDE	10	9	11	5
Amérique du Nord	4	9	6	4
CEI	7	13	10	8
Moyen-Orient	30	17	10	11
Amérique latine	13	16	17	7
Asie-Océanie	25	24	38	57
Autres	11	12	8	8
Total (Mb/j)	1,35	3,6	2,5	5,9

Figure 20

Répartition des investissements en raffinage par type d'unité (1997-2000).

*Breakdown of refining investments by type of unit (1997-2000).*

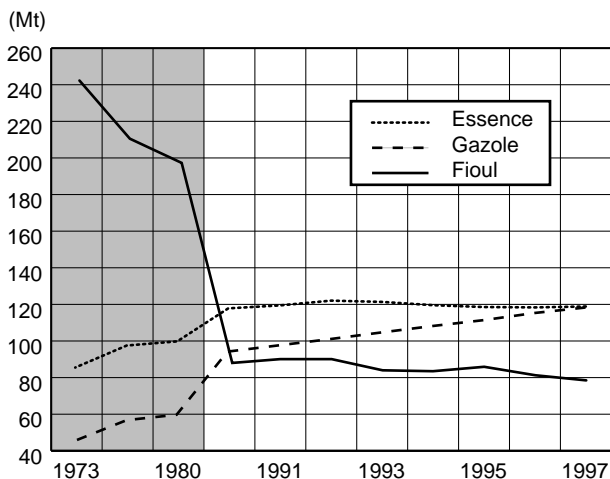
Source : IFP

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

### 3.3 Les perspectives

La consommation de produits pétroliers continue à augmenter. Les taux d'utilisation des capacités de raffinage se redressent donc, atteignant en Europe et aux États-Unis des valeurs voisines de 90 %. Toutefois, cet aspect masque une réelle inadéquation de l'outil à la demande. D'une part, la conversion est insuffisante et les fiouls lourds sont en excès, d'autre part le rapport essences/gazole connaît une évolution préoccupante en Europe, et plus particulièrement en France. En 1998, la consommation de gazole routier dans l'Union européenne devrait dépasser pour la première fois celle des essences, dont les excédents s'accroissent. Mais les déficits en distillats moyens sont encore limités et sans impact sur les prix (fig. 21).

Dans un avenir proche, malgré le léger redressement des marges, les constructions d'unités de conversion profonde ou d'hydrocraquage, qui permettraient de résoudre une partie du problème, resteront peu nombreuses. Leurs coûts demeurent très élevés dans un contexte d'incertitude. De fait, ce sont les contraintes sur la qualité des produits qui vont rester le facteur déterminant dans la politique d'investissements des compagnies de raffinage.



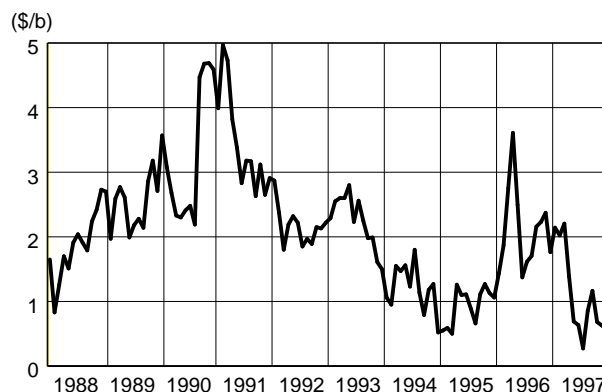
Source : AIE IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 21

Demande de gazole, d'essence et de fioul lourd dans l'Union européenne  
*Gas oil, gasoline and fuel oil demand in the European Union.*

À cet égard, l'exemple européen est édifiant. Pour satisfaire la limite de 500 ppm de soufre dans le

gazole, la capacité totale d'hydrotraitement en Europe, y compris bien sûr d'hydrodésulfuration, a augmenté d'environ 15 % sur les trois dernières années. Mais les industriels ont également eu largement recours, d'une part, aux disponibilités en bruts légers et peu soufrés, d'autre part, à des actions limitées de remodelage de leurs unités existantes. Le faible différentiel qui persiste entre les prix des bruts légers et des bruts lourds, du fait de l'abondance des premiers nommés, devrait perpétuer ce phénomène (fig. 22). Or, si celui-ci facilite le respect des spécifications, notamment sur le soufre, il présente l'inconvénient de réduire les marges de conversion, et ainsi de ne pas encourager de tels investissements.



Source : Platt's IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme 1998

Figure 22

Différentiel des bruts Brent-Dubaï.  
*Differential between Brent and Dubai crudes.*

En l'état actuel des projets, la progression attendue des capacités globales d'hydrotraitement sur les trois prochaines années n'est que de 10 % environ. Cependant, il est probable que l'incertitude liée à l'avenir des normes européennes a amené certains opérateurs à différer leurs décisions d'investir.

Cette incertitude a été partiellement levée par le vote unanime des ministres de l'Environnement de l'Union européenne, en juin 1997, en faveur d'une proposition modifiée de la directive carburants pour 2000 (fig. 23). Les principales valeurs seuil qui en résultent sont :

- essences : 150 ppm de soufre, 1 % de benzène et 42 % d'aromatiques ;
- diesel carburant : 350 ppm de soufre, 51 d'indice de cétane et 11 % de polyaromatiques.

Essence	1996	Projet 2000	Projet 2005
Soufre	500 ppm	150 ppm	50 ppm
Benzène	5 %	1 %	
Aromatiques	NS	42 %	35 %

Gazole	1996	Projet 2000	Projet 2005
Soufre	500 ppm	350 ppm	50 ppm
Cétane	49	51	
Polyaromatiques	NS	11 %	11 %

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 23

Qualité des produits en Europe. Position commune du Conseil des ministres européens (juin 97).

*Product quality in Common. Position of the European Council of Ministers (June 97).*

Ces limites ne sont toutefois pas définitives. Elles doivent être à nouveau examinées par le Parlement européen, dont on peut attendre des amendements plus sévères. Dans ce cas, une procédure de conciliation devra être mise en place.

Pour 2005, les indications se situent à 50 ppm de soufre pour les deux produits et à 35 % d'aromatiques pour les essences. Ces niveaux sont fortement discutés aujourd'hui et font l'objet d'un programme « Auto-oil 2 », lancé cette année par la Commission, dont les conclusions sont attendues pour la fin 1998.

Enfin, le poids de l'environnement devrait encore s'accroître dans l'avenir, notamment à travers des contraintes draconiennes sur les émissions des raffineries et la teneur en soufre des fiouls lourds. Dans ces conditions, on conçoit que le raffinage européen soit tenté de repousser au maximum ses décisions, d'autant que la relative amélioration des marges lui fournit un bol d'oxygène.

#### 4 LES CHANGEMENTS DE STRUCTURE DE L'INDUSTRIE PÉTROCHIMIQUE

L'année « pétrochimique » 1997 aura été caractérisée par une relative stabilité des prix des grands intermédiaires. Dans le domaine des oléfines, on a cependant constaté de légères variations en Europe. La hausse amorcée fin 1996 s'est poursuivie au cours des deux premiers trimestres, avant de laisser la place à une lente décroissance.

Les marchés restent dans l'ensemble assez dynamiques, l'Asie du Sud-Est se caractérisant toujours par des taux de progression particulièrement élevés. Les surcapacités en oléfines qui étaient annoncées ne semblent pas se concrétiser, malgré le démarrage de 7 vapocraqueurs entre novembre 1995 et juillet 1997, ainsi que 7 extensions notables. Mais le phénomène marquant tient sûrement aux déséquilibres persistants entre les progressions des consommations de propylène et d'éthylène d'une part, des xylènes et du benzène d'autre part. Pour faire face à ce double problème, ainsi qu'aux incertitudes relatives à la disponibilité des matières premières, les pétrochimistes augmentent la flexibilité de leurs installations de production.

La plupart des nouveaux vapocraqueurs sont, par exemple, conçus pour pouvoir utiliser alternativement diverses matières premières et plusieurs installations existantes ont été modifiées dans le même sens. Dans le secteur des oléfines, la souplesse d'opération des vapocraqueurs ne suffisant pas à résoudre le problème, les producteurs se tournent vers d'autres solutions, telles que l'utilisation accrue de propylène de FCC avec introduction de technologies plus sélectives en oléfines, la déshydrogénation du propane ou, à moyen terme, la métathèse. En ce qui concerne les aromatiques, la croissance des xylènes, beaucoup plus marquée que celle du benzène, a pour conséquence le développement de la construction d'unités de transalkylation.

Comme l'année précédente, on a également constaté en 1997 de très importants échanges de portefeuilles, avec une tendance générale à la spécialisation des compagnies et la formation d'entités très puissantes opérant dans des secteurs spécifiques. *Lyondell* et *Millenium* ont ainsi décidé de mettre en commun leurs activités oléfines et polymères, ce qui en ferait le deuxième producteur de polyéthylène aux États-Unis. *Du Pont* renforce sa position de leader mondial dans le nylon, par un jeu complexe d'alliances en Asie et en Amérique latine, et a également acquis l'essentiel de l'activité PTA-polyester d'*ICI*. Pour sa part, *Shell* a acheté la part de *Montedison* dans *Montell*. Enfin, *Neste* se désengage de *Boréal* et *Rhône-Poulenc* abandonne le secteur PTA-polyester en Europe.

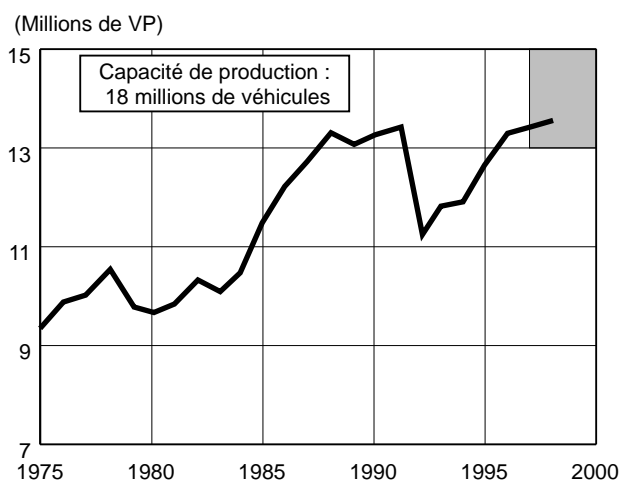
Pour conclure, l'Asie du Sud-Est mérite un commentaire particulier. En effet, cette zone continue à se caractériser non seulement par une forte croissance de la consommation, mais également par la construction de nombreuses installations de grande taille, avec la participation de compagnies occidentales et japonaises. Or,



les secousses financières constatées dans certains pays risquent de ralentir l'accroissement des capacités de production prévu dans cette région.

## 5 AUTOMOBILE : UN AVENIR CONDITIONNÉ PAR L'ENVIRONNEMENT

L'autre secteur majeur d'utilisation des produits pétroliers est bien évidemment l'industrie automobile. En Europe, les ventes de VP ont dépassé, en 1997, la barre des 13 millions, affichant une progression significative de 5 % par rapport à 1996 (fig. 24). Les primes gouvernementales accordées en Italie et en Espagne expliquent en grande partie cette évolution. Les rythmes prévus par la suite sont par contre moins encourageants, puisque, sur les trois dernières années de ce siècle, seule une hausse globale de 3 % est envisagée. Les ventes en l'an 2000 atteindraient ainsi au mieux 13,8 millions.



Sources : Cetrec, CCFA IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 24  
Marché automobile européen.  
*European automotive market.*

De plus, ces valeurs sont à comparer à une capacité actuelle de production de 18 millions d'unités. Or, cette surcapacité européenne ne semble pas devoir se résorber, malgré la fermeture en 1997 de l'usine de Vilvoorde de *Renault*, qui produisait environ 180 000 véhicules par an. Au contraire, l'implantation de nouvelles usines d'assemblage est à l'étude. Un accord a même déjà été signé entre *Toyota* et le gouvernement français pour

une usine qui produirait 100 000 unités en 2001, puis le double en 2005.

La concurrence, de plus en plus forte, conduit les constructeurs européens à élargir leur gamme et à diversifier leurs zones d'influence. Par exemple, *Renault* et *PSA* affichent leur volonté de réaliser 25 % de leurs chiffres d'affaires hors de l'Europe de l'Ouest au début du prochain siècle, contre 15 % actuellement.

En 1997, alors que le marché japonais des VP a continué à progresser, le recul de la demande aux États-Unis s'est accélérée. En 1998, la tendance devrait s'inverser pour ces deux pays, avec une légère baisse au Japon et un retour de croissance sur le marché américain.

Par ailleurs, il n'apparaît pas surprenant que la **croissance des pressions environnementales** est à nouveau l'un des faits marquants de l'année 1997.

S'inscrivant dans le mouvement général, l'Union européenne a prouvé qu'elle restait fortement décidée à réduire la pollution liée au transport. Ainsi, le Conseil européen a dégagé un accord unanime à Luxembourg sur les valeurs limites pour les rejets de polluants des véhicules en 2000 et 2005. Au même titre que celle sur les carburants, cette proposition doit cependant être présentée en seconde lecture au Parlement européen (fig. 25).

Dans ce contexte, les constructeurs sont toujours à la recherche de nouvelles voies pour satisfaire aux normes de plus en plus sévères sur les émissions de polluants. En parallèle, la baisse de consommation est à nouveau un objectif prioritaire pour les industriels.

L'allègement des structures et l'injection directe concentrent actuellement leurs efforts. Cette dernière technique conjuguerait une réduction de 35 % de la consommation et des émissions de CO<sub>2</sub> à un gain de puissance de l'ordre de 10 %. Quant aux problèmes liés aux émissions de NO<sub>x</sub> avec l'injection directe, que nous avons évoqués l'an dernier, ils ne sont toujours pas réglés, mais certains constructeurs affirment que des systèmes de catalyse satisfaisant aux normes européennes seront disponibles en 2005.

En second lieu, les constructeurs ont présenté plusieurs véhicules faisant appel à d'autres technologies. Ainsi, il a beaucoup été question des GPL, mais les disponibilités resteront relativement limitées par rapport aux carburants traditionnels et seul un remplacement partiel du parc existant est envisageable. Les véhicules hybrides sont le deuxième concept à avoir suscité l'intérêt de nombreux constructeurs (*Renault*, *VW*,

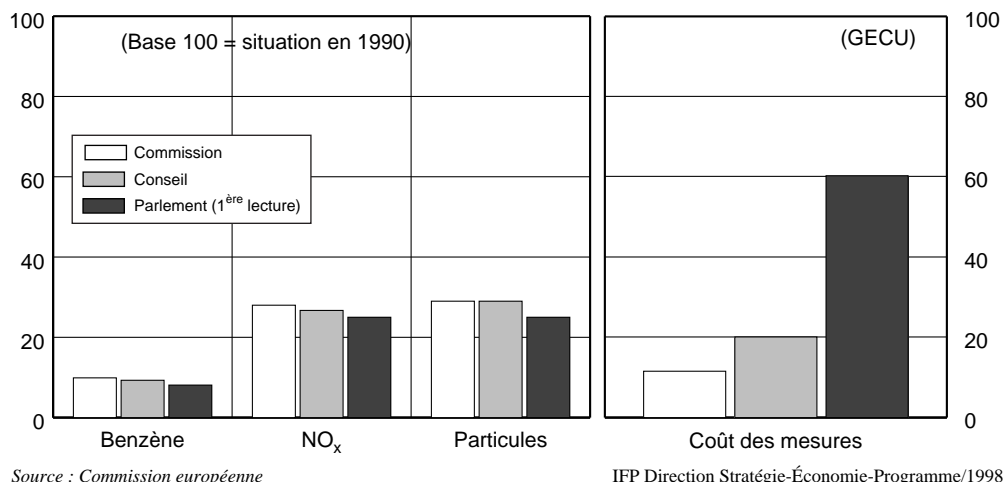


Figure 25  
Qualité de l'air : objectifs européens pour 2000.  
Air quality: European objectives for 2000.

Toyota, etc.). Si plusieurs versions ont été étudiées, la combinaison électrique en ville — thermique sur route (essence, Diesel, deux-temps, etc.) — recueille le plus de suffrages, car elle permet entre autres de s'affranchir du manque d'autonomie d'un véhicule tout électrique et de lutter efficacement contre la pollution urbaine. Les performances visées en termes de consommation sont de l'ordre de 3 l/100 km. Enfin, un certain regain d'intérêt s'est manifesté pour la pile à combustible, mais l'horizon commercial de ce type de véhicules semble malgré tout plus lointain.

## 6 ENVIRONNEMENT : DES ENJEUX GLOBAUX ET LOCAUX

Deux aspects essentiels de la protection de l'environnement ont connu en 1997 des développements majeurs.

En premier lieu, le plus récent, concerne la 3<sup>e</sup> conférence mondiale de Kyoto de la convention-cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques, qui s'est tenue au mois de décembre dernier.

Cette dernière s'était ouverte dans un climat d'incertitudes, notamment du fait des divergences profondes entre les États-Unis et l'Union européenne, concernant les objectifs à définir pour 2010 et les mesures à mettre en place. En outre, si la majorité des scientifiques apparaît convaincue que ce changement climatique anthropique est une réalité, en revanche son impact sur les régions du globe fait encore l'objet de discussions et polémiques.

Au bout du compte, après des discussions très difficiles, un protocole a été signé sur la réduction des gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et les substituts aux CFC) le 12 décembre. En voici les éléments les plus importants :

- une réduction moyenne de 5,2 % pour les 38 pays industrialisés effective entre 2008 et 2012 ;
- répartie selon le schéma suivant : – 8 % pour l'UE, – 7 % pour les États-Unis et – 6 % pour le Japon ;
- un report de la discussion sur l'utilisation d'instruments économiques ainsi que les modalités d'implication des autres pays à la prochaine conférence de Buenos Aires à la fin de 1998.

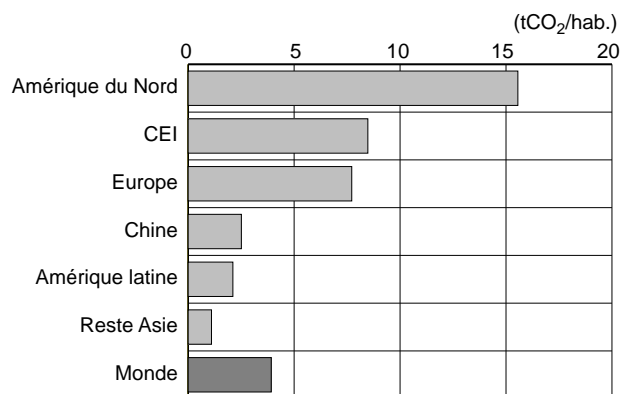
Ces engagements sont significatifs quand on sait que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie dans les pays de l'OCDE ont augmenté de 4 % entre 1990 et 1995, et que les projections pour l'an 2010 de l'AIE les font croître de près de 29 % pour les États-Unis, de 7 % pour le Japon et de 5 % pour l'Union européenne (fig. 26). Il faut souligner cependant que la ratification de ce protocole par le Sénat américain est loin d'être garantie.

Le chemin à parcourir pour satisfaire les objectifs de Kyoto sera long et difficile. L'enjeu est bien sûr considérable pour les industries pétrolières et gazières qui, durablement, fourniront les deux tiers des approvisionnements énergétiques mondiaux et donc seront à l'origine d'une part importante des émissions de CO<sub>2</sub>.

Il sera donc nécessaire qu'elles intègrent sur l'ensemble de la chaîne cette problématique du développement durable.

Ceci conduira, par exemple, en amont à envisager des schémas de production limitant au maximum le

torchage sur champ. De même, en aval, il faudra apporter des solutions pour réduire les autoconsommations énergétiques des raffineries qui augmenteront du fait des exigences croissantes de qualité des produits.



Source : AIE IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 26

Émissions de CO<sub>2</sub> par habitant.  
CO<sub>2</sub> emissions per capita.

Ces préoccupations d'environnement globales ne doivent pas faire oublier la sensibilité croissante des opinions publiques vis-à-vis de la pollution atmosphérique urbaine.

Ce thème déjà récurrent notamment aux États-Unis avec le *Clean Air Act Amendment* du début des années 1990, connaît aujourd'hui en Europe un développement rapide avec les différentes directives européennes en préparation précédemment évoquées.

Mais cette question est devenue encore plus sensible l'an dernier avec une série d'épisodes d'alerte avec pics de pollution. Les transports sont particulièrement visés car les polluants les plus souvent mis en cause sont les oxydes d'azote, les particules et l'ozone.

Il n'en reste pas moins qu'il subsiste des difficultés pour établir des relations précises de cause à effet entre les émissions de polluants, leur concentration finale dans l'air et l'impact sur la santé humaine.

L'approche conduite au plan européen, qui privilégie la notion coût-efficacité paraît la meilleure possible, car il est essentiel que les mesures que peuvent être amenés à prendre les pouvoirs publics améliorent sensiblement la situation actuelle sans mettre en danger le développement économique, ni les objectifs de réduction des consommations dont les enjeux ont été soulignés auparavant.

Il ne faut pas perdre de vue que l'accroissement de l'efficacité énergétique constitue une des meilleures réponses à la pollution locale et globale puisqu'il concilie à la fois conservation des ressources et développement durable.

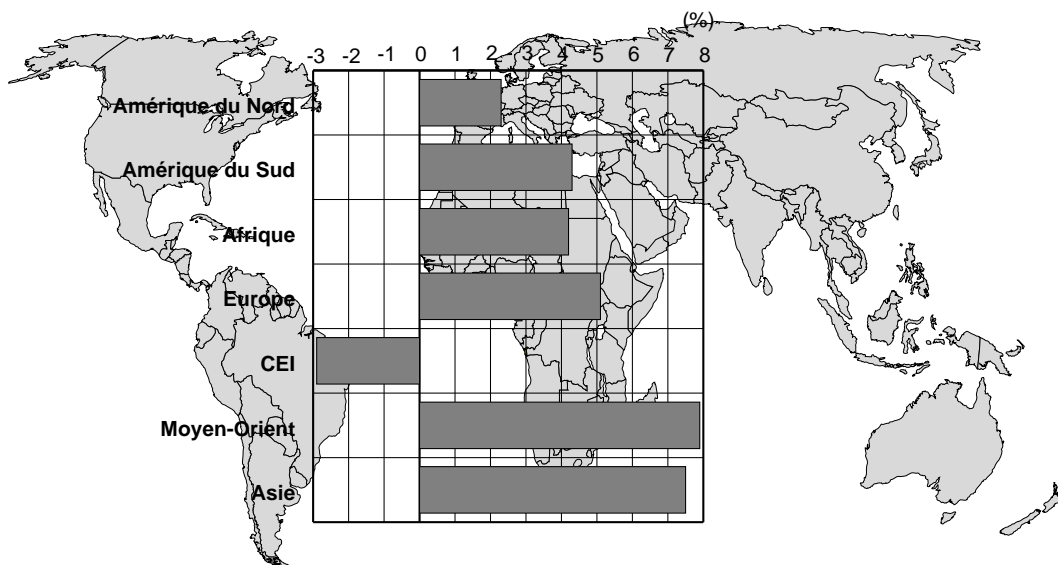
## 7 LE DYNAMISME CONFIRMÉ DE L'INDUSTRIE GAZIÈRE

### 7.1 Un marché en croissance (fig. 27)

Il est désormais de tradition, en ce qui concerne le marché gazier mondial, de souligner les perspectives brillantes attendues pour cette énergie. Chacun en connaît les raisons, liées aux qualités environnementales du gaz et aux performances toujours améliorées des centrales à cycle combiné. Les rendements sont en effet passés ces quatre dernières années de 50 à plus de 58 %, et des améliorations sont encore attendues. C'est une réelle mutation dans ce secteur, qui explique aujourd'hui, en particulier en Asie ou en Europe, la prolifération de ce type de projet qui concilie avantages économiques et environnementaux.

Cet engouement se traduit, au niveau mondial, par des taux annuels de croissance attendus de l'ordre de 2,5 % pour les toutes prochaines années. La consommation mondiale pourrait ainsi passer de 2 300 Gm<sup>3</sup> en 1996 à 2 800 Gm<sup>3</sup> en 2005 et 3 200 Gm<sup>3</sup> en 2010. Il s'agit là d'une tendance de fond de ce marché, quelque peu atténuée ces derniers temps par les bouleversements survenus en CEI et en Europe centrale. Si l'on exclut ces deux zones, la consommation a en effet progressé de plus de 4 % par an depuis 1990, contre « seulement » 1,8 % au niveau mondial. Les hausses ont été particulièrement fortes en Asie et au Moyen-Orient, de l'ordre de 7 %, mais aussi en Europe, en Amérique latine ou en Afrique, à un rythme de 4 à 5 %. Si l'année 1996 avait été un « excellent cru » pour l'industrie gazière, 1997 peut également être qualifiée « d'année classée », pour poursuivre la métaphore vinicole.

Au-delà de ces tendances générales, 1997 est à nouveau l'année des surprises ou plus exactement des innovations, commerciales et industrielles. Il ne s'agit pas d'un tournant, mais de nouvelles tendances émergent, susceptibles d'influencer le futur de cette industrie.



Source : Cedigaz

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 27

Croissance annuelle de la consommation de gaz (1990-1996).  
Annual growth of gas consumption (1990-1996).

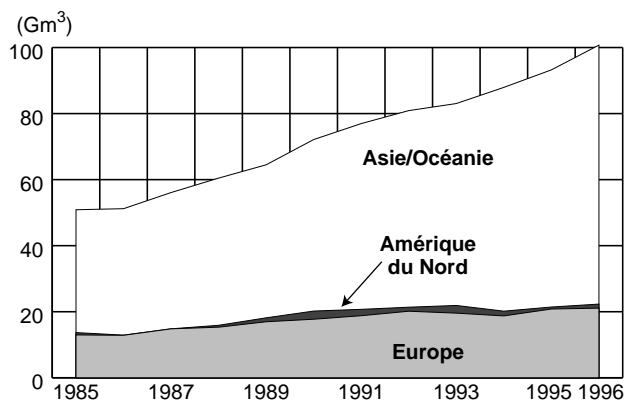
## 7.2 GNL : une souplesse accrue des relations acheteurs/vendeurs

Pour ce qui concerne le commerce du gaz sous forme liquéfiée (fig. 28), au cours de ces dernières années, les échanges ponctuels, abusivement qualifiés d'échanges spot, ont connu un développement sensible,

oscillant depuis 1995 entre 2 et 3 Gm<sup>3</sup>, soit seulement 2 à 3 % du commerce GNL. Le Qatar, dont l'unité est en fonctionnement depuis un peu plus d'un an, s'est engagé dans cette voie avec un accord portant sur 21 cargaisons à destination de l'Espagne.

Ce type de transaction est donc entré désormais dans les mœurs, et permet d'assurer une utilisation optimale des capacités disponibles. L'événement nouveau de l'année passée réside dans l'achat par *Cabot LNG* et *Duke Energy* aux États-Unis de quatre cargaisons de GNL au total en provenance d'Australie, sur une distance de 11 800 milles marins. Il ne s'agit certainement pas d'une renaissance du GNL sur le marché américain, mais cet accord montre que des opportunités existent. Les prix du gaz y sont en effet très volatils, particulièrement élevés en hiver, permettant des achats marginaux dans des périodes de tension.

En Europe, un accord tripartite novateur a permis de trouver une issue pour le gaz du Nigeria à destination de l'Italie. Faute de terminal dans la péninsule transalpine, *GDF* recevra le GNL à Montoir-de-Bretagne et livrera à *ENEL* des quantités équivalentes par gazoduc. Cet accord de *swap* met en évidence les évolutions en cours sur ce marché, notamment une souplesse croissante des relations acheteurs/vendeurs.



Source : Cedigaz

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

Figure 28

Évolution du commerce de GNL. Décomposition par zone d'importation.

LNG Trade. Breakdown by Import Area.

### 7.3 Europe : une transition en cours

(fig. 29)

Ce premier tour d'horizon gazier nous amène en Europe, région où des bouleversements profonds sont en cours. Le marché gazier britannique, qui poursuit son évolution à l'américaine, est entré dans une nouvelle phase avec le lancement des premiers contrats par l'IPE au début de l'année passée. Le marché spot est donc désormais le marché directeur officiel et a représenté un volume de transaction équivalant à 40 % des échanges au mois de juillet 1997. Le lien physique qui s'établira en octobre 1998 entre le partenaire insulaire et le continent européen via l'Interconnector pourrait se traduire par l'émergence d'un marché spot en Europe. Zeebrugge, en Belgique, zone de convergence des gaz anglais, norvégien et algérien, pourrait ainsi devenir le premier *hub*, c'est-à-dire le lieu de cotation de référence du marché. L'avenir nous dira si la logique long terme reste malgré tout prédominante.

En ce qui concerne l'environnement réglementaire, l'année 1997 a vu l'aboutissement, le 8 décembre dernier, des négociations portant sur la libéralisation du marché du gaz dans l'Union européenne. Le seuil minimum d'ouverture des marchés, sujet qui constituait l'un des enjeux importants pour la France, a finalement été fixé à 20 %, contre 25 % pour la directive électricité. Ce seuil passera cinq ans plus tard à 28 %, puis à 33 % au bout de dix ans. Les impacts de la directive seront certainement progressifs, mais les acteurs s'adaptent déjà à ces évolutions futures. *Gasunie* souhaite renforcer son rôle de « marchand de gaz », dans un pays où les distributeurs s'ouvrent aux importations de gaz anglais. *Distrigaz* étudie une coopération avec *Gazprom*. *BP* et *Mobil* évoquent la possibilité d'approvisionner directement le marché italien. En France, *GDF* remonte la chaîne pour s'implanter dans la production, avec un accord conclu sur *Elgin Franklin* opéré par *Elf*. L'intégration gazière est/ouest, tant en

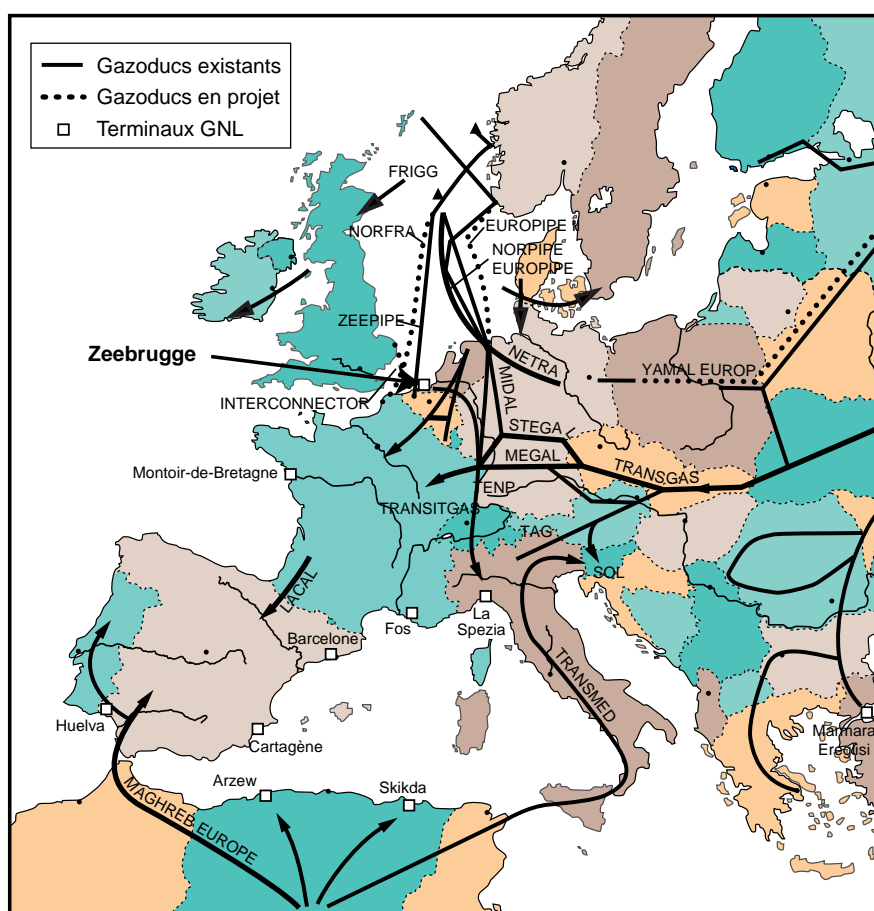


Figure 29  
Réseau de gazoducs en Europe.  
*European gas pipeline network.*

Source : Cedigaz

IFP/Direction Stratégie-Économie-Programme/1998

termes d'échanges que de partenariats, se renforce. *Shell* a ainsi annoncé en novembre dernier la constitution d'une alliance avec *Gazprom* en Russie, de portée à la fois financière et technique. En fin de compte, toutes ces tendances annoncent la constitution d'un marché plus complexe.

#### 7.4 Les grandes tendances à l'échelle mondiale

1997 a vu la confirmation de l'intérêt des compagnies et des gouvernements pour la transformation du gaz en produits liquides, notamment en gazole. Il s'agit là potentiellement d'un nouveau mode de valorisation du gaz. Outre les qualités des produits, cette technique offre l'intérêt de réduire les coûts de transport par rapport par exemple à une chaîne GNL. C'est donc une opportunité nouvelle pour valoriser du gaz lointain. La compétitivité de cette transformation du gaz en liquides reste encore à démontrer, mais *Phillips* et *Sasol* ont d'ores et déjà proposé de réaliser une unité au Qatar, et *Exxon* a également engagé des discussions avec la société nationale *QGPC*. Par ailleurs, *Sasol*, fort de son expérience en Afrique du Sud, étudie avec *Statoil* un projet de conversion sur barge. Un axe de recherche majeur se dessine donc, pour une technique qui pourrait progressivement s'imposer à l'avenir, à condition de se rapprocher des prix du marché.

Pour achever ce tour d'horizon gazier, il convient de mettre l'accent sur quelques événements marquants de l'année passée. Tout d'abord, le phénomène de concentration de l'industrie américaine s'est poursuivi, notamment par le rachat de *Tejas Gas* par *Shell*, pour un montant de 1,45 milliard de dollars, ou l'approbation par la FERC du rachat de *Pan Energy* par *Duke Power Co.*

Au Moyen-Orient, l'Iran semble désormais en mesure d'approvisionner la Turquie, pays de transition entre cette région et l'Europe. Les premiers appels d'offres ont en effet été lancés pour la construction du gazoduc en dépit des sanctions américaines frappant l'Iran. Ce pays a par ailleurs conclu un accord considérable de 2 milliards de dollars avec un consortium emmené par *Total*, associé à *Gazprom* et *Petronas*, pour la mise en production d'une partie du gisement géant de South Pars. Cet épisode est loin d'être une péripétie anodine, car il s'agit de la première mise à l'épreuve par une compagnie internationale de

la loi d'Amato-Kennedy, thème largement abordé l'année dernière.

Enfin, l'Amérique du Sud développe progressivement une interconnexion gazière d'envergure, avec le premier gazoduc entre l'Argentine et le Chili, et les prochaines liaisons prévues à destination du Brésil, en provenance d'Argentine d'une part, de Bolivie d'autre part. Ce mouvement s'inscrit dans le cadre d'une intégration plus générale incluant le secteur de l'énergie.

Que ce soit en Europe, ou dans les autres régions du monde, l'industrie gazière a à nouveau démontré en 1997 sa capacité d'adaptation et d'innovation dans un monde en rapide mutation. Dans l'avenir, cette qualité pourrait être illustrée par le développement d'unités flottantes de liquéfaction, supports susceptibles de trouver à terme des applications sur un marché qui évolue vers plus de souplesse chaque année.

#### CONCLUSION

En conclusion, il n'est pas exagéré de dire que 1997 a été très favorable aux compagnies pétrolières, dont les bénéfices ont atteint des niveaux records : +23 % pour 1996, +17 % au premier semestre 1997, pour les grands groupes américains ; sur ce même semestre, le profit net de *Shell* a atteint 25 milliards de francs.

1997 a été également une très bonne année pour les sociétés parapétrolières dont l'activité est liée aux investissements des sociétés pétrolières ; or, comme on l'a vu, ceux-ci ont retrouvé en 1997 des niveaux remarquables.

Ce contexte n'a pas échappé aux investisseurs qui sur les places boursières mondiales se sont portés massivement l'an dernier sur les valeurs pétrolières en particulier au premier semestre conduisant des hausses importantes des cours. Ainsi sur la Bourse de Paris, les cours des compagnies pétrolières ont augmenté pour la plupart en un an de 40 à 60 %. C'est considérable quand on compare ces chiffres à la croissance du CAC 40 qui a été certes favorisée par l'évolution du cours du dollar. L'année boursière a été encore plus propice pour les sociétés parapétrolières dont les cours ont augmenté à Paris de 80 à 140 %. Il faut aussi signaler l'étape importante pour l'*IFP* que constitue la mise en Bourse récente d'*Isis*, sa holding technologique. Sur les Bourses de Londres ou de New York, les performances des valeurs pétrolières ont aussi été bonnes. Cette croissance forte des valeurs pétrolières

et parapétrolières constitue à coup sûr un élément marquant de l'année 1997. Elle manifeste la confiance des investisseurs dans le devenir de ce secteur et dans son aptitude à relever les deux grands défis auxquels elles doivent faire face.

- l'environnement, présent à tous les niveaux, qui constitue un enjeu majeur de l'industrie pétrolière ;
- la technologie, afin de repousser encore les limites du possible et d'élargir le terrain de chasse.

Ceci nécessitera un effort notable et continu de R&D pour développer les technologies dont a besoin l'industrie. La poursuite du progrès technologique ne pourra s'inscrire que dans le cadre d'un partenariat accru entre industriels, laboratoires universitaires et centres de R&D publics ou privés .

Il peut paraître paradoxal de dresser un bilan si favorable alors même que depuis quelques semaines le secteur pétrolier et parapétrolier mondial semble confronté à une crise : les prix du brut ont atteint leurs plus bas niveaux depuis 1994 et les cours en Bourse ont connu un recul notable. Il n'en reste pas moins que 1997 a été une excellente année, mais 1998 s'ouvre sous des auspices moins favorables.

Il faut cependant souligner que les analyses des experts sur le court terme divergent fortement.

Pour mieux comprendre les évolutions du secteur, il convient d'être attentif à certaines variables qui me semblent déterminantes :

- tout d'abord, le contexte géopolitique au Moyen-Orient et au sein de l'OPEP, qu'il s'agisse de l'embargo irakien, de la politique de l'Arabie Saoudite ou du Venezuela ;
  - l'évolution de la production non-OPEP sera aussi déterminante ;
  - les compagnies pétrolières maintiendront-elles un niveau d'investissement élevé ?
  - quel sera l'impact de la crise financière en Asie ? Modifiera-t-elle les fondamentaux de la croissance économique de la Chine et de l'Inde ?
  - comment évolueront les marges de raffinage ?
- Autant de questions qui, en elles-mêmes, méritent qu'on en débattenne plus largement.

## REMERCIEMENTS

L'auteur remercie Xavier Boy de la Tour et Gilles Fournier pour les travaux à partir desquels ce document a été réalisé.

*Manuscrit définitif reçu en février 1998*

