Ecole nationale supérieure **du pétrole et des moteurs**

L'avenir de l'industrie du raffinage

Janvier 1995

Actes de la journée d'études organisée
par J.P. Favennec et D. Babusiaux

économie et gestion

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE

Centre Économie et Gestion

L'avenir de l'industrie du raffinage

Janvier 1995

Actes de la journée d'études organisée
par J.P. Favennec et D. Babusiaux

Cahiers du CEG - n° 22

ENSPM - Centre Économie et Gestion
228-232, avenue Napoléon Bonaparte, Boîte postale 311
92506 RUEIL-MALMAISON CEDEX.
télécopieur : 33 (1) 47 52 70 66 - téléphone : 33 (1) 47 52 64 25

La collection "Cahiers du CEG" est un recueil des travaux réalisés au Centre Économie et Gestion de l'ENSPM, Institut Français du Pétrole. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'IFP ou de l'ENSPM.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Saïd NACHET *(Responsable de la publication) tél. :* **33 (1) 47 52 64 08**

"Cahiers du CEG" is a collection of researchs realized within the Center for Economics and Management of the ENSPM, Institut Français du Pétrole. The goal of such collection is to allow views exchange about the subjects treated of.

The opinions defended in the papers published are the author(s) sole responsability and don't necessarily reflect the views of the IFP or ENSPM.

For any additional information, please contact :

Saïd NACHET (*Editor*) tel. : **33 (1) 47 52 64 08**

Le présent recueil rassemble le texte des conférences prononcées lors de la journée d'études sur "l'avenir de l'industrie du raffinage" organisée le 9 juin 1994 par le Centre Économie et Gestion.

© ENSPM-FI - 1994

SOMMAIRE

- Introduction 1
  D. Babusiaux - ENSPM

- Situation et perspectives du raffinage 11
  J.P. Favennec - ENSPM-F.I.

- Impact des contraintes d'environnement, qualités des produits et émissions des raffineries 41
  P. Guérard - ELF

- L'avenir de l'industrie du raffinage, possibilités des nouvelles technologies 81
  E. Freund - IFP

- L'industrie du raffinage aux USA, quels enseignements pour l'Europe ? ... 125
  P. Obe - ESSO

- Le raffinage dans le Sud-Est asiatique 151
  D. O'Brien - USAEE

- L'avenir de l'industrie du raffinage 181
  J.C. Montanier - BP Oil Europe

Introduction

D. BABUSIAUX - ENSPM
(Directeur du Centre Économie et Gestion)

L'objectif de l'industrie du raffinage est naturellement de répondre à la demande en produits finis pétroliers.

Le premier facteur qui conditionne l'activité de l'industrie est donc l'évolution des volumes à traiter. On peut dans un premier temps rappeler que les consommations de produits pétroliers ont diminué entre 1980 et 1986 à la suite de l'augmentation des prix (chocs pétroliers) et du ralentissement de la croissance économique (figure 1). Les raffineurs ont dû réduire leurs capacités de traitement, celles-ci sont ainsi passées de 4,1 milliards de tonnes en 1980 à 3,6 milliards de tonnes en 1986. Les réductions les plus importantes ont eu lieu en Europe (- 300 Mt) et en Amérique du Nord (- 170 Mt) (figures 2 et 3).

Le deuxième facteur important est relatif à la structure des consommations. La diminution des volumes s'est en effet accompagnée d'un "allégement du baril" des produits pétroliers. Les produits à faible valeur ajoutée voyaient leur consommation sensiblement diminuer tandis que les produits légers continuaient leur progression (figures 4 et 5). C'est ainsi que la consommation de fuel lourd, qui représentait 31 % de la demande totale de produits pétroliers en 1972, est passée à 19 % en 1992 tandis que le gas-oil voyait sa part passer de 28 à 35 %. Cette évolution a entraîné des investissements en capacités d'unités de craquage, le taux de conversion (en équivalent craquage catalytique) étant passé en Europe de 5 % à 28 %.

Parallèlement les soucis de protection de l'environnement ont conduit à des spécifications plus sévères (augmentation de la production d'essence sans plomb, diminution de la teneur en soufre des gas-oils, etc.). La diminution des volumes s'est, en résumé, accompagnée d'une augmentation de la valeur ajoutée ce qui fait apparaître de nouvelles formes de compétition entre les opérateurs. C'est à J.P. Favennec (Centre Économie et Gestion, ENSPM) qu'il reviendra de compléter ce panorama et, en particulier, de donner des indications sur l'évolution des coûts et des marges.

L'évolution des contraintes liées à l'environnement, qu'il s'agisse de l'évolution de la qualité des produits ou des limitations des émissions des raffineries demandera encore, au cours des années à venir, des investissements très importants. La question qui se pose est alors celle de leur rentabilité et de leur financement. Si l'on regarde ce qui s'est passé en France au cours de la décennie 80, de façon très schématique, les résultats courants des

sociétés de raffinage opérant en France ont fait apparaître des pertes de 40 M.F. (résultats courants hors effet stock). Pendant la même période, toujours très grossièrement, elles ont effectué des investissements pour un montant à peu près équivalent d'une quarantaine de M.F. L'étude de J.L. Karnik[1] a montré que, toujours schématiquement, ces investissements ont été financés par la réalisation des stocks rendue possible par la baisse des volumes traités sur la période. Il est bien clair que l'on ne pourra pas compter dans l'avenir sur de tels financements. Par ailleurs, il est bien peu probable que les groupes pétroliers qui se sont partiellement "dé-intégrés" envisagent un financement sur longue période en provenance des activités d'autres secteurs. C'est à J.C. Company, Directeur Raffinage Europe, TOTAL et à P. Guérard, Chef de la Division Stratégie, ELF Raffinage Distribution, que sera posée la question des besoins (et de leur rentabilité) nécessaires en investissements dans le futur pour améliorer encore la capacité de conversion et pour continuer dans la voie de l'amélioration de la qualité des produits finis et de la protection de l'environnement.

Lorsqu'on regarde les analyses effectuées dans la presse spécialisée sur les différents salons de l'automobile, combien de fois peut-on lire "pas grand chose de neuf cette année". Et pourtant, quelle différence de confort, de consommation, de sécurité, etc. entre la voiture que nous achetons aujourd'hui et celle que nous achetions il y a 10, 20 ou 30 ans. Dans le domaine du raffinage, n'en est-il pas ainsi ? C'est E. Freund, Directeur de l'Objectif Raffinage-Pétrochimie, IFP qui présentera l'évolution des techniques et des procédés qui permettront de répondre aux évolutions qui viennent d'être évoquées.

Ces quatre premiers intervenants vont surtout nous parler de la situation européenne, mais l'industrie pétrolière est, bien entendu, une industrie mondiale et il n'est pas possible de consacrer une journée d'études à l'avenir du raffinage sans une analyse de la situation et des perspectives dans les autres régions du monde. Les capacités de raffinage aux États-Unis représentent 23 % des capacités mondiales. La structure de leur consommation est depuis toujours plus contraignante que celle des pays européens du fait de la très forte demande en essences auto (43 % de la demande) et les nouvelles normes d'essence reformulée, pour répondre aux exigences du "Clean Air Act", conduisent à de nouvelles évolutions. L'expérience américaine sera ainsi riche d'enseignement pour les autres pays. C'est P. Obé (Directeur Planning et Coordination, ESSO France) qui la présentera.

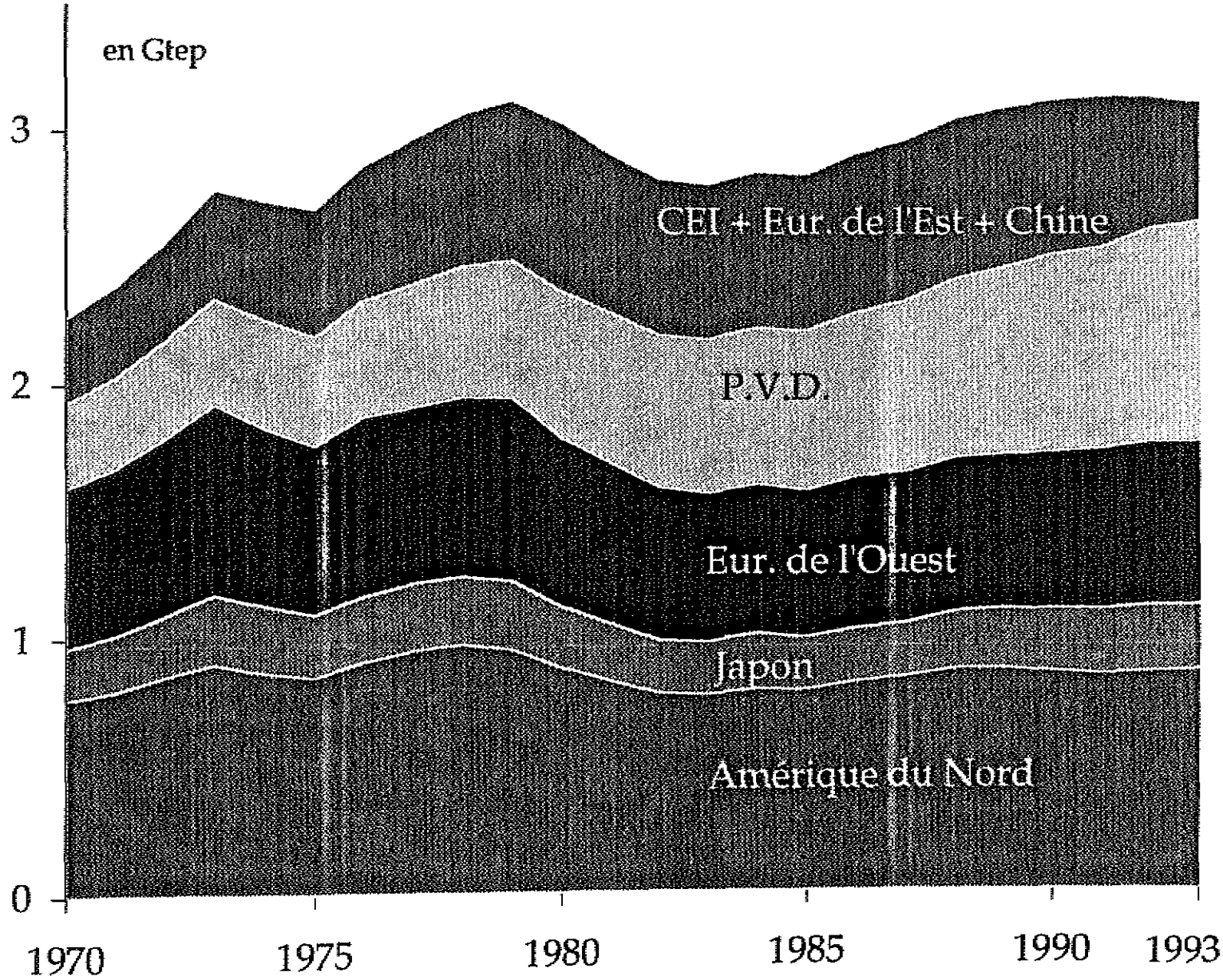
Enfin, il est inutile d'insister sur le potentiel de croissance de la zone Asie-Pacifique. On peut penser que la demande en produits pétroliers continuera d'y augmenter à un rythme de 30 à 40 Mt/an, ce qui peut conduire à une capacité de raffinage de 1 000 Mt/an au début des années 2 000 contre 700 Mt/an aujourd'hui. La possibilité pour l'industrie du raffinage de répondre ou non à l'accroissement des besoins de cette zone peut avoir des incidences

[1] Résultats financiers des sociétés de raffinage-distribution en France 1978-1989. J.L. Karnik, Cahiers du CEG, n° 5 et Bulletin de l'Industrie Pétrolière du 25 mars 1991.

majeures sur le commerce mondial des produits pétroliers. L'analyse correspondante sera réalisée par Dennis O'Brien, Président de l'Association for Energy Economics de l'Amérique du Nord (par ailleurs "chief economist" de Caltex).

Enfin, Jean-Claude Montanier (BP Europe), à partir de l'expérience de son groupe dans le secteur du raffinage, nous présentera ses propres perspectives sur l'avenir de notre industrie.

CONSOMMATION MONDIALE DE PETROLE

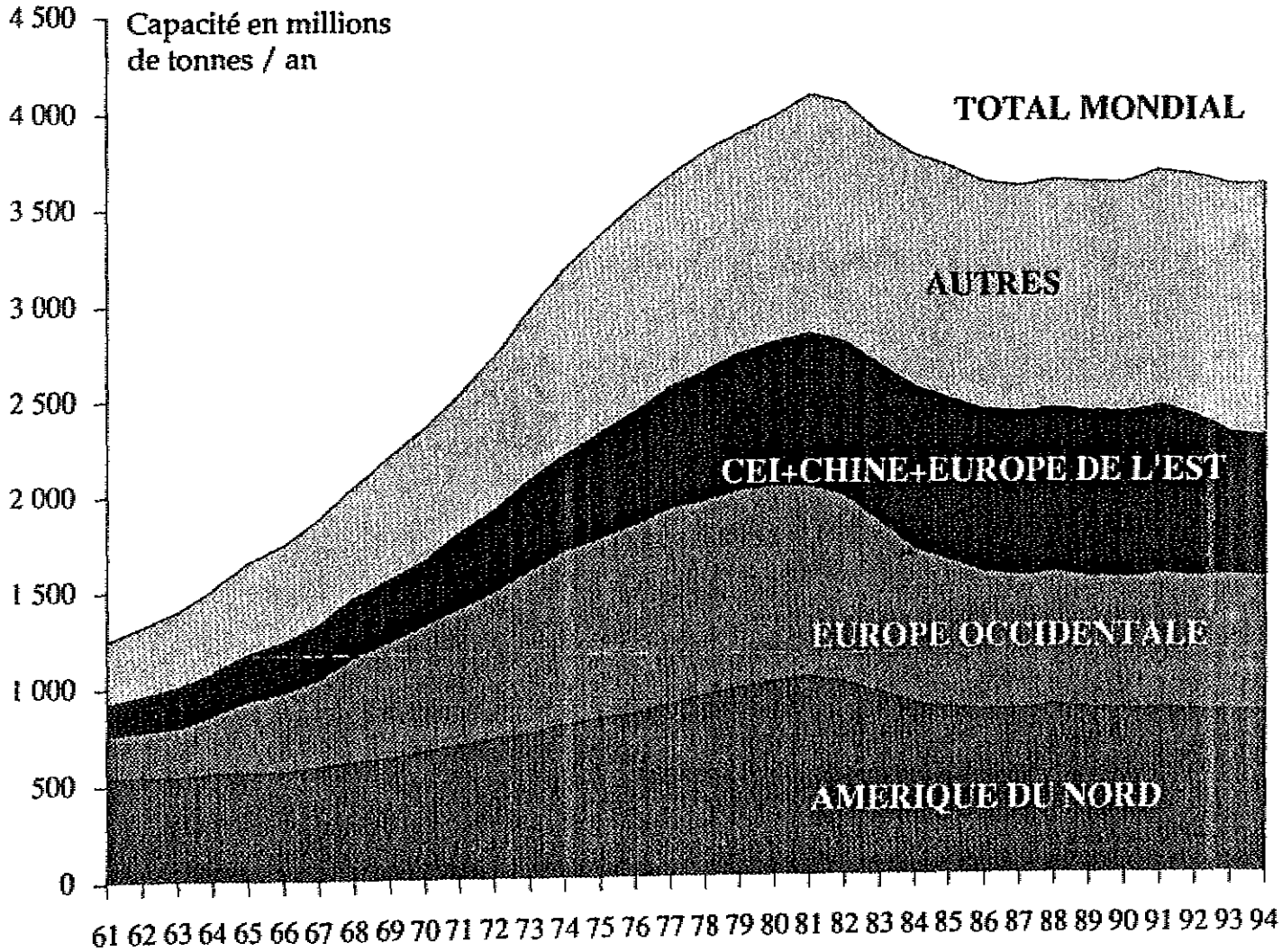


Source : BP Statistical Review Juin 94

© CEG-IFP. Août 94

023.Dbis

EVOLUTION MONDIALE DES CAPACITES DE RAFFINAGE

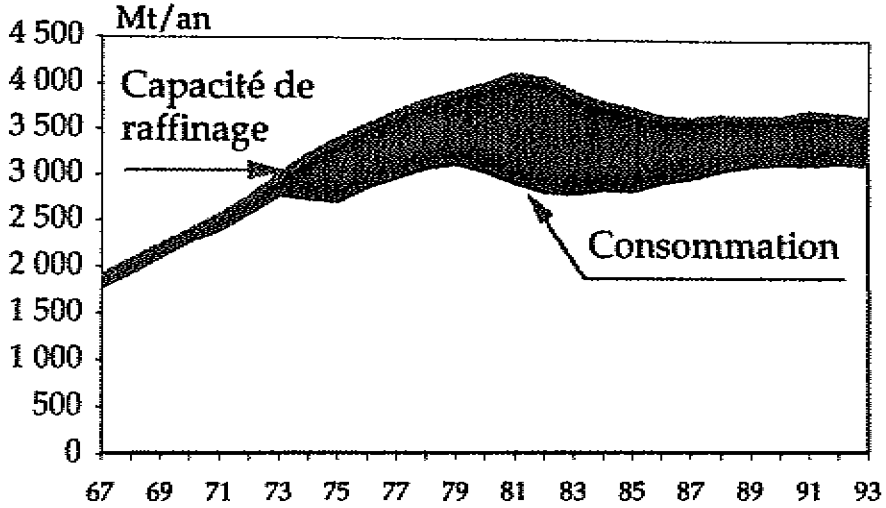


SOURCE : d'après Oil & Gas Journal. Décembre 93

© CEG-IFP. Avril 94

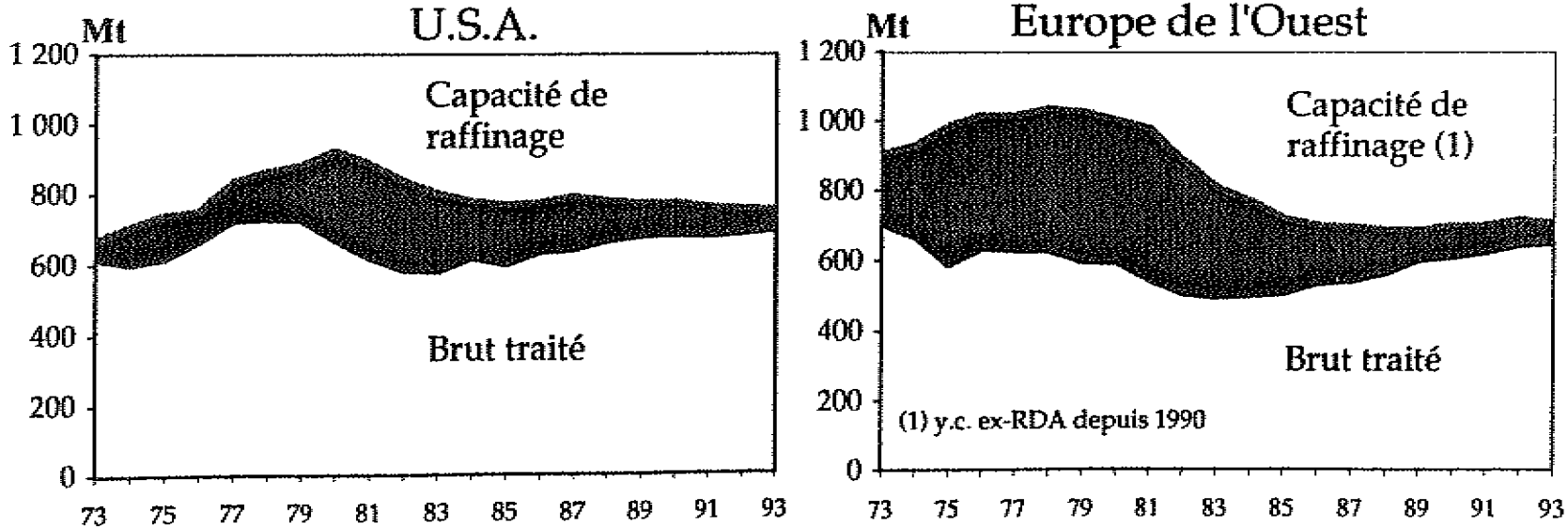
604.A*1

CAPACITES de RAFFINAGE et CONSOMMATION de PETROLE MONDIALES



Source : d'après Oil & Gas Journal et BP Statistical Review.

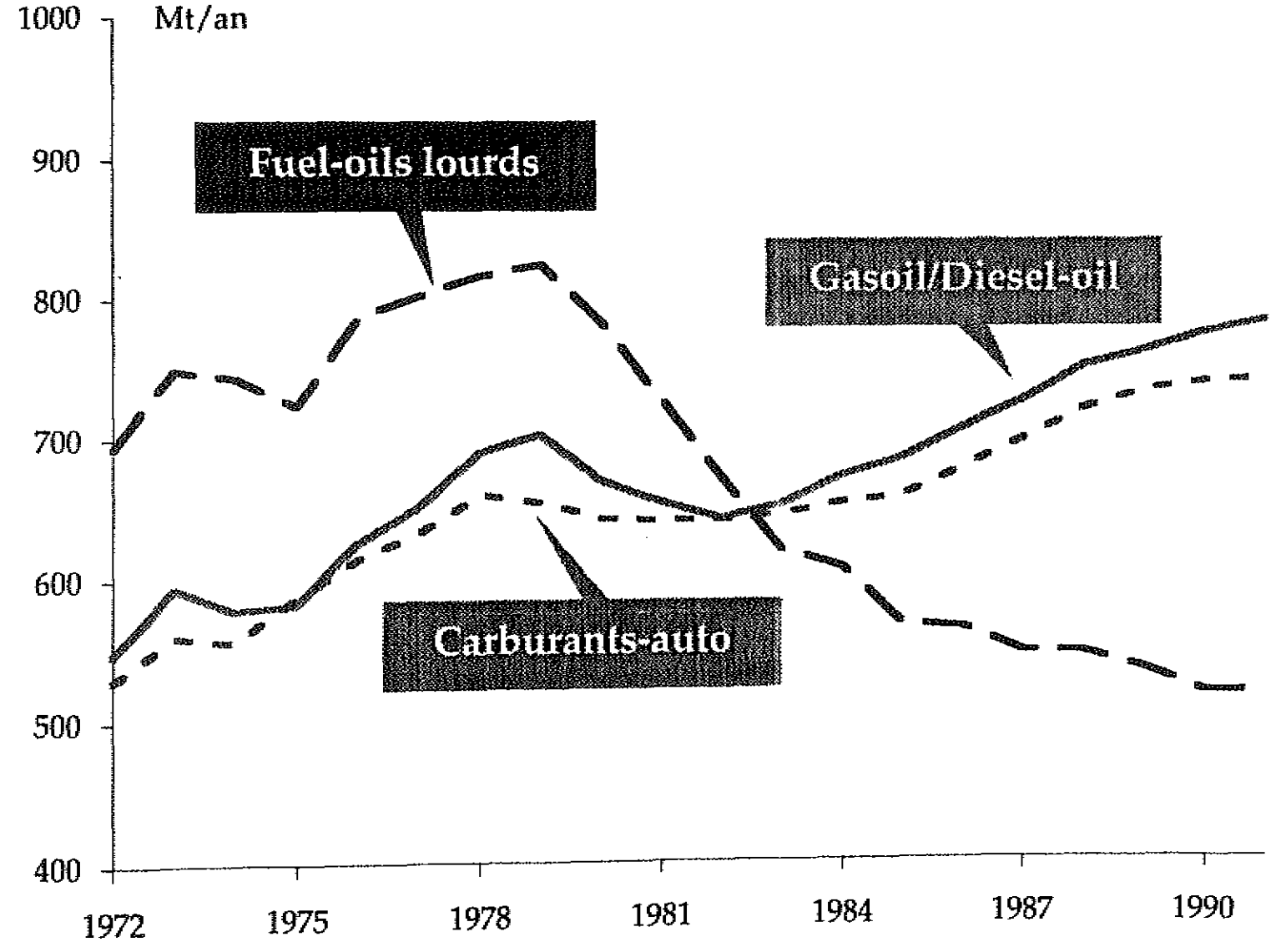
CAPACITES de RAFFINAGE et BRUT TRAITE



Source : d'après CPDP

© CEG-IFP. Décembre 1994

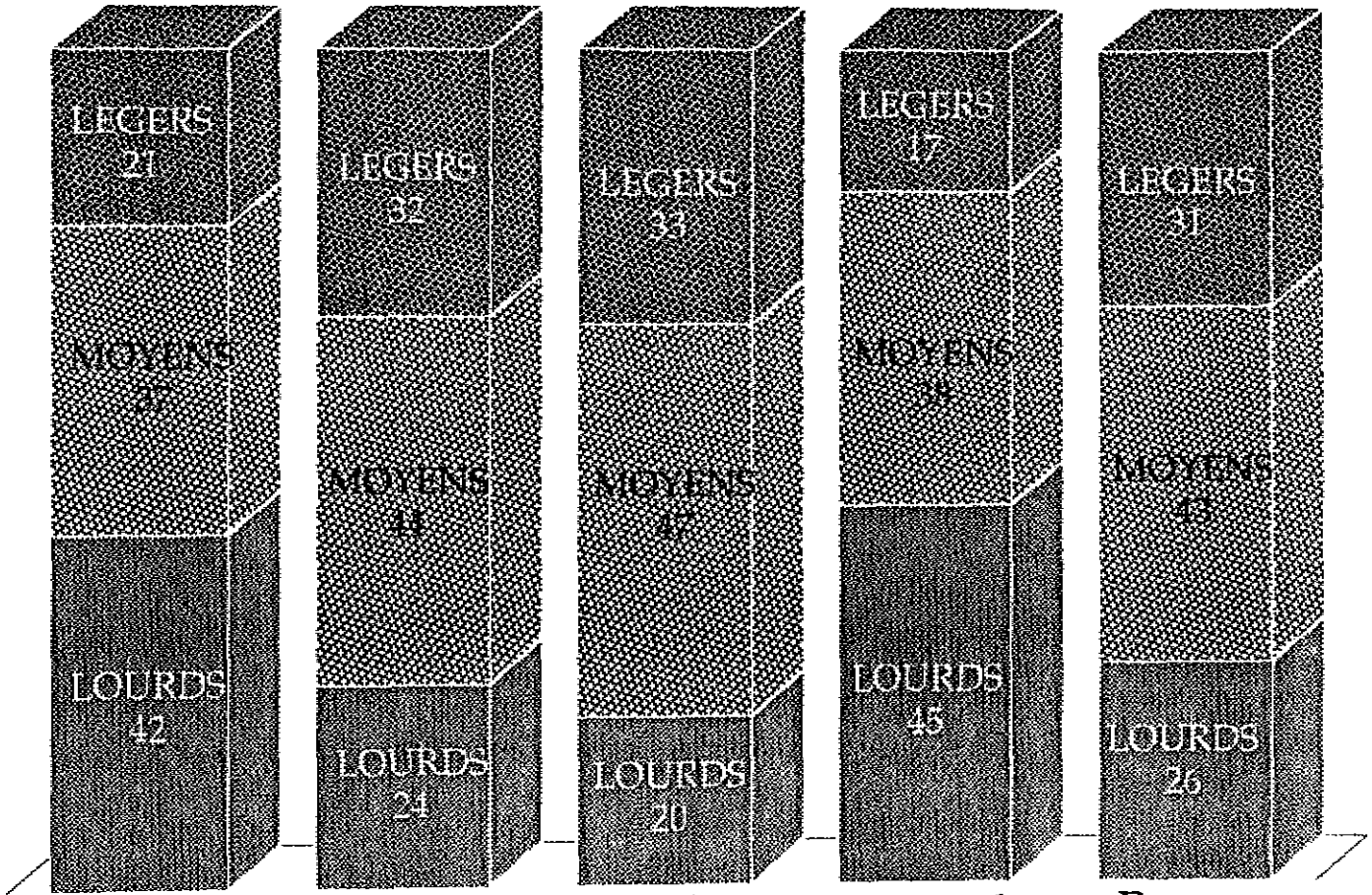
Evolution de la consommation mondiale de produits pétroliers



Source : AIE

© CEG-IFP. Octobre 94

DEMANDE INTERIEURE
Cas Européen en %



Source : d'après Dept. Eco/IFP - XVème congrès mondial du pétrole

© CEG-IFP. Octobre 94

SITUATION ET PERSPECTIVES DU RAFFINAGE

J.P. FAVENNEC - ENSPM-FI
(Adjoint au Directeur du Centre Économie et Gestion pour la Formation Permanente)

1 - Introduction

L'utilisation du pétrole remonte aux temps les plus anciens. Le roi mésopotamien SARGON fait référence au bitume dans les textes cunéiformes qui nous sont parvenus. Plus près de nous, au début de l'ère industrielle, ce sont les qualités lubrifiantes du pétrole qui seront recherchées.

Mais l'industrie du raffinage est réellement née en 1863 avec la construction de la première unité de distillation à Boston aux États-Unis. Certes cette unité n'a rien à voir avec les raffineries que nous connaissons aujourd'hui. Elle permet d'extraire du brut le pétrole lampant seul produit consommé à l'époque. Peu de temps après, l'apparition de l'automobile entraîne un rapide développement de la consommation d'essences et de gazole. L'industrie du raffinage prend son essor et à la veille de la deuxième guerre mondiale, la capacité de distillation atteint 364 MT/an dans le monde dont les 2/3 aux États-Unis et seulement 4 % (16 MT/an) en Europe. En 1994 elle est dix fois supérieure.

2 - Les besoins en pétrole

Tout le pétrole est, à l'exception de quelques cas d'utilisation directe -au Japon par exemple pour la production d'électricité- entièrement consommé sous forme de produits. C'est pourquoi nous examinerons d'abord les besoins en pétrole -qui conditionnent les capacités de raffinage- et les réserves dont nous disposons.

La consommation de pétrole dans le monde est de l'ordre de 3 100 millions de tonnes par an. Le pétrole reste la principale source d'énergie commerciale et couvre environ 39 % des besoins.

La consommation d'énergie dans son ensemble dépend surtout de la croissance économique et des prix. Cette consommation a fortement augmenté après la deuxième guerre mondiale : de 1950 à 1980 elle a été multipliée par 4. Au début des années 80, à la suite du second choc pétrolier et de la forte augmentation du prix du brut, la consommation d'énergie a légèrement régressé avant de croître à nouveau de 1986 à 1990.

La stagnation de la demande depuis 1990 résulte de la conjonction de plusieurs facteurs :

- forte hausse de la demande d'énergie dans les pays du Sud Est Asiatique qui se caractérisent par des taux de croissance économique particulièrement impressionnants souvent supérieurs à 10 % par an,

- récession économique en Europe de l'Ouest où la consommation d'énergie est restée stable,

- enfin, et surtout, forte baisse de la demande d'énergie dans les pays de l'Europe de l'Est.

Un retour à la croissance économique aussi bien en Europe de l'Ouest que -peut être à plus longue échéance- en Europe de l'Est et principalement en Russie, signifierait une demande à nouveau accrue d'énergie qui pourrait être de l'ordre de 10 milliards de tonnes d'équivalent pétrole (TEP) en 2000 et de 12 ou 13 milliards de Tep en 2020.

La part du pétrole qui couvrait 45 % des besoins mondiaux en énergie en 1980 et 39 % en 1990 continuera à décroître pour se situer vers 35 % au début du prochain siècle. Mais en valeur absolue la consommation de pétrole continuera à augmenter. L'augmentation devrait être de l'ordre de 25 à 50 millions de tonnes par an (environ 1 % de croissance annuelle) et provenir pour l'essentiel de l'Asie et de l'Amérique du Sud. La demande de pétrole dans le monde pourrait donc se situer à environ 3.7 milliards de tonnes par an en 2000 puis nettement dépasser 4 milliards de tonnes au début du XXIème siècle.

3 - Demande et réserves

La demande de pétrole est appelée à croître, mais les réserves dont nous disposons permettront-elles de faire face à cette demande ?

En 1994, les réserves assurées de pétrole sont de l'ordre de 135 milliards de tonnes soit environ 45 années de consommation au niveau actuel. Mais on peut très légitimement supposer que nous disposerons de pétrole au-delà du milieu du siècle prochain :

- les réserves de pétrole conventionnel à découvrir représentent de 70 à 85 milliards de tonnes,

- une amélioration des techniques de récupération permettra sans doute de disposer de 100 milliards de tonnes supplémentaires,

- enfin, les gisements de pétrole lourd du Venezuela et des sables asphaltiques du Canada recèlent des réserves de plusieurs centaines de

milliards de tonnes d'hydrocarbures dont environ 80 seraient économiquement récupérables.

4 - Évolution des capacités de raffinage

Les capacités de raffinage, mesurées par les capacités de distillation atmosphérique, sont passées d'un peu plus de 1 milliard de tonnes par an en 1950 à plus de 4 milliards de tonnes par an en 1980. Elles ont été réduites à moins de 3.60 milliards de tonnes en 1986, à la suite du second choc pétrolier. Après la chute du prix du pétrole, les capacités ont à nouveau très légèrement progressé de 1987 à 1991. Elles sont actuellement de l'ordre de 3,64 milliards de tonnes par an.

L'Amérique du Nord, avec 848 millions de tonnes reste la principale zone de raffinage dans le monde. Les États-Unis, avec 754 millions de tonnes, possèdent 90 % des capacités de cette zone.

L'Europe de l'Ouest, avec 709 millions de tonnes reste une zone de raffinage importante, malgré les réductions très fortes de capacités effectuées au début des années 80. L'Union Européenne avec 610 millions de tonnes y domine largement.

Les capacités en Europe de l'Est sont de l'ordre de 640 millions de tonnes, dont près de 500 millions dans l'ex-URSS. La Russie à elle seule a une capacité de 320 millions de tonnes. Cependant, dans l'ex-URSS et en particulier en Russie, ces chiffres ne doivent pas faire illusion : les installations sont en moyenne anciennes, peu sophistiquées et actuellement très sous utilisées.

En Asie (du Pakistan au Japon, et en incluant l'Australie et la Nouvelle Zélande) les capacités sont de l'ordre de 680 millions de tonnes par an. Le Japon dispose des capacités les plus importantes (240 millions de tonnes). Cette région deviendra très probablement dans les prochaines années la principale zone de raffinage en raison de la croissance économique, très forte, qui se nourrit d'une importante consommation de produits pétroliers. L'utilisation de produits pétroliers est d'autant plus importante que les autres ressources énergétiques sont limitées.

L'Amérique Latine possède 374 millions de tonnes de capacités de raffinage. Des capacités importantes sont localisées dans les Caraïbes et au Venezuela : elles sont souvent orientées vers l'exportation et les États-Unis sont un débouché privilégié pour les raffineries de cette sous région.

Le Moyen-Orient, avec une capacité de l'ordre de 250 millions de tonnes, a vu également croître ses capacités de distillation, malgré les destructions des conflits Iran-Irak et Irak-Koweit en partie d'ailleurs réparées.

Enfin l'Afrique, à l'exception de l'Afrique du Nord, ne dispose que de capacités limitées, destinées pour l'essentiel à l'alimentation des marchés locaux.

Au total, il existe actuellement dans le monde un peu plus de 700 raffineries. La capacité moyenne d'une raffinerie est donc de l'ordre de 100 000 b/j soit 5 MT/an. Les plus grandes raffineries atteignent près de 600 000 b/j (30 MT/an) (Venezuela - Amuay ; Iles Vierges ; Arabie Séoudite - Ras Tanura ; Corée et ex-URSS). En fait dans le monde seules une trentaine de raffineries dépassent 300 000 b/j de capacité (15 MT/an). Un tiers de ces raffineries sont localisées dans l'ex-URSS. A l'inverse de nombreuses petites raffineries (< 1MT/an) subsistent d'une part dans les pays producteurs, à proximité de champs de pétrole -c'est le cas des États-Unis où plus de 40 raffineries de ce type existent- d'autre part dans des pays où la consommation est faible.

5 - Capacités et taux de marche

Les capacités de distillation ont subi, comme nous l'avons mentionné, d'importantes réductions au début des années 80, aux États-Unis et en Europe. Entre la fin des années 70 et le milieu des années 80, plus de 300 MT/an de capacité de distillation ont été fermées en Europe de l'Ouest et plus de 200 MT/an aux États-Unis.

Ces fermetures étaient la conséquence inéluctable d'une forte contraction de la demande de produits, conséquence du second choc pétrolier de 1979-1980 qui avait vu le prix du pétrole passer de 12 à plus de 30 $/bl. Parallèlement, des marges de raffinage étaient au début des années 80 à un niveau historiquement bas. Or la baisse de la demande signifiait également une diminution des taux d'utilisation des capacités de raffinage, donc des coûts à la tonne traitée en hausse du fait de l'importance des frais fixes.

Les fermetures décidées avaient donc pour objectif un meilleur équilibre offre-demande et pour corollaire une amélioration des taux de marche. Cet objectif est en 1994 largement atteint : le taux d'utilisation (rapport entre la quantité de brut traitée et la capacité de distillation) qui était en moyenne de 70 % en 1982 a atteint 84 % en 1992 dans le monde. Ce taux était supérieur -toujours en 1992- à 86 % aux États-Unis et à 92 % en Europe de l'Ouest. Cette amélioration des taux d'utilisation est bien entendu la conséquence des réductions de capacité, mais également d'une certaine reprise de la consommation à partir de 1986, année de la chute du prix du pétrole.

6 - Évolution de la demande par produits. Structure du raffinage

L'utilisation des capacités de distillation atmosphérique pour décrire les raffineries ne donne qu'une idée imparfaite de la situation du raffinage zone par zone.

On distingue en général :

- les raffineries simples équipées d'une colonne de distillation atmosphérique et en général d'une unité de reformage catalytique (pour fabriquer des composants essence à haut indice d'octane) et d'unités d'hydrodésulfuration de distillats moyens,

- les raffineries complexes équipées en outre d'unités de conversion classique type FCC (craquage catalytique), hydrocraquage ou viscoréducteur,

- les raffineries ultra complexes c'est-à-dire des raffineries comportant des installations de conversion classique et des unités de conversion profonde, capables de traiter directement tous les résidus atmosphériques ou sous vide, en les transformant en produits légers.

Les consommations des différents produits pétroliers ont évolué de manière très contrastée depuis 20 ans. La forte augmentation des prix du pétrole en 1973 puis en 1979-1980 a provoqué une chute de la demande de fioul lourd dans les pays industrialisés. Le fioul lourd a été remplacé par du charbon et du gaz dans de nombreuses industries et pour la production d'électricité. Le nucléaire a également pris une part très forte dans le secteur électrique. En France, 15 millions de tonnes de fioul étaient brûlées en 1973 dans les centrales électriques alors qu'en 1993 la consommation d'EDF était inférieure à 2 MT. Le nucléaire couvre désormais plus de 75 % de la production française d'électricité. Cette même tendance se retrouve, à un degré moindre, dans d'autres pays industriels.

Dans le secteur du chauffage des locaux, le fioul domestique a également été largement remplacé par le gaz et par l'électricité.

Par contre, la consommation des autres produits pétroliers : essences auto, gazole moteur, carburéacteur, produits non énergétiques : huiles, bitumes, charges pétrochimiques a continué à progresser au cours des 20 dernières années. On estime d'ailleurs que la part de produits pétroliers non substituables par d'autres sources d'énergie continuera à croître dans les prochaines années. De l'ordre de 60 % en 1990, elle pourrait atteindre plus de 70 % en 2000 et plus de 80 % vers 2030.

Au total, au niveau mondial, la demande de produits légers représente aujourd'hui 29 % de la demande totale de pétrole, celle de distillats (carburéacteur, gazole et fioul domestique) 35 % et celle de fioul 19 % seulement. La part du fioul est encore inférieure à ce dernier chiffre en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest.

L'accroissement de la demande de produits légers et moyens au détriment de la demande de fioul a entraîné autour des années 80 la construction de nombreuses unités de conversion, capables de transformer les fractions lourdes de distillation en fractions plus légères, composantes essences ou distillat. La plupart des unités construites ont été du type FCC (craquage catalytique en lit fluide) ces unités présentant le double avantage d'un

rendement élevé en essences et d'un coût relativement modéré lorsqu'on le compare à celui d'un hydrocraqueur. Le taux de conversion, mesuré par la somme pondérée des capacités de conversion d'une raffinerie ramenée à la capacité de distillation atmosphérique a crû dans toutes les régions du monde.

Le développement de la conversion a été particulièrement net en Europe de l'Ouest où le taux de conversion est passé de 6 % en 1975 à 28 % en 1993. En 1977, Europe occidentale disposait de 143 raffineries, mais seules un tiers d'entre elles disposaient de FCC. En 1993 deux tiers des 100 raffineries restantes sont désormais équipées de FCC. Des évolutions similaires ont été observées dans les autres régions du monde.

L'industrie du raffinage aux États-Unis se caractérise par un taux de conversion particulièrement élevé (56 % en 1993). Traditionnellement, l'industrie américaine a du faire face à une demande très forte en essence auto. La demande américaine est de l'ordre de 340 millions de tonnes par an, soit 42 % de la demande totale de produits pétroliers aux États-Unis et 42 % de la demande totale en essences dans le monde. L'importance du parc auto, les fortes consommations unitaires des voitures aux États-Unis, l'équipement d'une partie du parc de véhicules utilitaires en moteurs à essence expliquent la forte demande d'essences. A l'inverse les ressources abondantes en gaz et en charbon ont considérablement réduit le marché du fioul domestique et du fioul lourd. En conséquence les raffineries américaines -ou du moins les plus importantes- sont équipées non seulement d'unités de FCC, mais également d'unités de cokéfaction. 80 % des unités de ce type sont localisées aux États-Unis.

7 - Coûts de raffinage. Marges de raffinage

L'investissement d'une raffinerie entièrement neuve dépend de sa taille, de sa complexité et de sa localisation. Bien que la prudence soit de rigueur dans ce domaine, on estime généralement qu'en 1994 une raffinerie de 160 000 b/j, équipée de craquage catalytique, viscoréduction, et unités d'essences, construite en Europe reviendrait environ à 1.5 milliard de dollars. Ce coût peut être nettement accru en cas de réglementations antipollution extrêmement sévères tant au niveau de l'environnement de la raffinerie qu'au niveau de la qualité des produits.

Les coûts de raffinage, hors coûts de matière première, sont pour l'essentiel les coûts fixes, frais de personnel, frais d'entretien, assurances, taxes etc. ainsi que les coûts liés au capital investi (amortissement et rémunération).

Pour une raffinerie telle que celle définie ci-dessus, les coûts variables (catalyseurs, produits chimiques, consommables, coût du fond de roulement) sont de l'ordre de 3 à 4 $ par tonne de brut traitée. Les frais fixes, hors coût du capital, sont de l'ordre de 100 à 120 millions de dollars, soit, en supposant un fonctionnement à pleine capacité, un coût par tonne de brut traité de l'ordre de 12 à 15 $. Le coût du capital, pour une raffinerie

entièrement neuve, est très élevé, de l'ordre de 200 millions de dollars par an, soit en supposant à nouveau un fonctionnement à pleine capacité, de l'ordre de 25 $ par tonne.

Au total, l'ensemble des coûts liés au traitement d'une tonne de brut (hors coût de ce brut lui-même) serait donc dans une raffinerie neuve, supposée fonctionner à pleine capacité, de l'ordre de 40 $/tonne (coûts variables, coûts fixes, coût du capital).

Les marges de raffinage ont été depuis au moins 15 ans, en moyenne très inférieures à ce chiffre. Très faibles au début des années 80, les marges se sont lentement redressées à partir de 1988 pour atteindre en 90-91 des niveaux relativement élevés (de 20 à 30 $/tonne). Ce redressement traduisait un rééquilibrage de l'offre et de la demande lié en particulier à la forte réduction des capacités de raffinage du début des années 80 et, à un degré moindre, à la reprise de la demande de la fin de ces mêmes années 80.

Mais, même dans les périodes les plus favorables, les marges de raffinage n'ont pas atteint sur une période de plusieurs mois un niveau de l'ordre de 40 $/tonne. Si les sociétés pétrolières ont pu afficher des résultats positifs à la fin des années 80, c'est surtout parce que les coûts du raffinage européen sont nettement inférieurs à ce niveau. En effet, la plupart des raffineries en opération ont été construites avant le premier choc pétrolier. En France, la raffinerie la plus récente date du milieu des années 70. Les installations initiales sont donc largement amorties. Certes, des investissements nouveaux sont réalisés en permanence sur les sites de raffinage. Mais les charges de capital liées à ces investissements nouveaux sont très inférieures à celles qui résulteraient de la construction d'une raffinerie nouvelle.

Au total, les coûts actuels de raffinage dans une raffinerie européenne classique sont de l'ordre de 3 dollars par baril, les marges sont du même ordre. Elles permettent donc de couvrir pour l'essentiel les coûts. Mais le problème du financement des investissements nouveaux se pose.

Tournons-nous vers l'avenir pour tenter de discerner les besoins d'investissements de notre industrie. Nous examinerons successivement les besoins de capacités de distillation nouvelles pour faire face à l'accroissement de la demande en valeur absolue, puis les besoins en capacité de conversion ou d'amélioration des produits pour faire face à l'évolution de la structure de la demande et à la fabrication de produits de qualité sans cesse améliorée, enfin les besoins en équipements nouveaux pour respecter les contraintes d'environnement qui affectent les sites eux-mêmes.

8. Besoins en nouvelles raffineries

La consommation de pétrole devrait rester à peu près stable dans les pays occidentaux, en particulier aux États-Unis, en Europe Occidentale et au Japon. La construction de nouvelles raffineries dans ces zones est peu

probable, d'autant plus que la rigueur des contraintes environnementales est un frein puissant. En Europe de l'Ouest, le seul projet est celui de la raffinerie de Leuna. La faiblesse des marges, qui, si elles se maintenaient dans l'avenir à leur niveau actuel, ne permettraient qu'une faible rentabilité du raffinage en Europe, explique les très longues négociations autour de ce projet.

Les projets nouveaux sont pour l'essentiel localisés en Asie : plus de la moitié des nouvelles capacités de distillation prévues se rencontrent sur ce continent. Des constructions substantielles sont également envisagées au Moyen-Orient et en Amérique Latine.

9. Investissements liés à l'évolution de la structure de la demande

Dans les pays en développement, la croissance de la demande en produits se portera surtout sur les carburants. La plupart des raffineries, nouvelles ou anciennes devront être équipées d'unités de conversion.

L'absence de construction de raffineries nouvelles aux États-Unis, en Europe Occidentale et au Japon ne signifie pas que les opérateurs pétroliers de ces régions n'auront pas à investir. Mais la situation est plus complexe. En Europe, à la fin des années 80 la construction d'unités de conversion profonde, capables de transformer directement une partie notable des résidus (atmosphériques ou sous vide) en produits légers, apparaissait inéluctable du fait de la diminution constante de la demande en fioul, mais également d'un approvisionnement en brut que l'on supposait devoir être de plus en plus lourd et sulfureux avec le temps. Au milieu des années 80, Exxon construisait un Flexicoker à Rotterdam et Shell développait une unité d'hydroconversion de résidu sous vide également à Rotterdam dans sa raffinerie de Pernis.

Plusieurs facteurs semblent actuellement contrecarrer cette évolution :

- le faible niveau du prix du brut a pour corollaire un prix du fioul relativement bas, tout à fait compétitif avec celui du charbon. Il n'est donc pas certain que la demande de fioul lourd continuera à diminuer sensiblement,

- l'approvisionnement en brut pourrait ne pas subir de modifications importantes de qualité à court terme. Certes, l'on sait que les réserves de pétrole brut lourd sont plus importantes que les réserves de pétrole brut léger alors que les productions portent plutôt sur les qualités à faible densité. Mais les découvertes récentes au Moyen-Orient de pétroles de degré API élevé, l'augmentation de la production en Mer du Nord au cours des derniers mois, montrent que "l'alourdissement" de l'approvisionnement n'est pas inéluctable,

- l'amélioration des techniques de craquage catalytique permet de traiter dans les FCC des charges de plus en plus lourdes et réduisent donc les

besoins en unités spécifiques de conversion profonde (à condition que les teneurs en impuretés métalliques soient suffisamment basses).

Un dernier élément important freine le développement de la conversion profonde type Flexicoker ou hydroconversion : la taille des investissements requis (plusieurs centaines de millions de dollars) et la faiblesse des marges de raffinage qui ne permet pas une récupération rapide des dépenses à consentir.

On peut enfin remarquer que le tassement récent des différentiels de prix entre bruts légers et bruts lourds est un autre obstacle aux projets de conversion profonde. De nombreuses raffineries, en particulier aux États-Unis, mais également dans d'autres régions du monde, sont désormais capables de traiter des bruts lourds. Elles cherchent, pour valoriser au mieux leurs investissements, à traiter en priorité des bruts de densité élevée, faisant ainsi augmenter les prix de ces bruts.

10. Investissements liés aux contraintes d'environnement

Au-delà des investissements nécessaires, d'une part pour satisfaire une demande globalement en augmentation, d'autre part pour adapter l'outil de raffinage à la fabrication d'une proportion sans cesse croissante de carburants au détriment du fioul, des investissements supplémentaires sont nécessaires pour faire face aux contraintes d'environnement qui touchent à la fois les émissions des raffineries et la qualité des produits.

L'aspect le plus spectaculaire touche à la qualité des produits. Essence sans plomb à indice d'octane élevé, essence reformulée, gazole à très basse teneur en soufre et fioul lourd à teneur en soufre également réduite obligent les raffineries à des investissements importants et accroissent les coûts de fabrication.

Plus de la moitié de l'essence automobile vendue dans le monde est désormais de l'essence sans plomb. Aux États-Unis et au Japon les ventes d'essences plombées ont quasiment disparu. En Europe, après un décollage assez tardif, en particulier dans les pays du Sud, la progression des ventes de sans plomb est rapide. Depuis le premier janvier 1993 toutes les automobiles vendues dans l'Union Européenne sont équipées de pots catalytiques et ces automobiles doivent impérativement utiliser une essence sans plomb. Ces moteurs sont désormais réglés pour fonctionner avec un carburant d'indice d'octane recherche de 95 minimum. Auparavant, les essences auto étaient additionnés de plomb tetra ethyl, qui permettait un gain de 3 à 5 points d'indice d'octane, selon la qualité de l'essence de départ et la quantité d'additif. L'interdiction du plomb a entraîné pour les raffineurs l'obligation d'accroître de plusieurs points l'indice d'octane clair de leurs carburants. Pour atteindre cet objectif, plusieurs moyens peuvent être utilisés, et sont souvent utilisés concouramment :

- opération des unités de reformage catalytique à plus grande sévérité,

- construction d'unités d'isomérisation et d'alkylation qui produisent des composants essence à indices d'octane assez bon ou élevé,

- utilisation de MTBE (Methyl Tertio Butyl Ether) composant à très haut indice d'octane qui résulte de la réaction de l'isobutylène et de méthanol. Certaines raffineries sont équipées d'unités de MTBE (mais les quantités obtenues ainsi sont faibles car la production d'isobutylène dans un FCC est modeste). Des unités importantes de MTBE existent à Rotterdam et à Fos et désormais dans de nombreux pays producteurs de pétrole.

L'essentiel des constructions d'unités nouvelles pour la fabrication d'essences sans plomb en Europe est désormais réalisé. Cet effort de construction (environ 5 milliards de dollars) a néanmoins représenté une dépense équivalente à près de 2 ans d'investissements annuels courants de notre industrie. Il se traduit par un coût supplémentaire de fabrication de l'essence certes très variable d'une raffinerie à l'autre mais en moyenne de l'ordre de 20 $ par tonne.

Il est frappant de constater que le coût de fabrication de l'essence a augmenté alors même que le prix de l'essence sur les marchés internationaux est plutôt en baisse. Cette baisse, largement soulignée, explique en partie la faiblesse des marges de raffinage en 1992 : les nouvelles unités de production d'essence ont accru les disponibilités de ce produit alors même que la demande stagnait du fait de la crise économique.

Le nouveau défi posé à l'industrie du raffinage est celui de la fabrication de gazole à très faible teneur en soufre. La teneur maximum de l'ordre de 0.2 à 0.3 % dans la plupart des pays industrialisés est d'ores et déjà réduite à 0.05 % aux États-Unis et sera ramenée au même niveau en Europe en 1996. Les conséquences sous forme de construction de nouvelles unités d'hydrodésulfuration sont importantes et les investissements à entreprendre sont sans doute du même ordre de grandeur que ceux consentis pour la fabrication d'essence sans plomb.

D'autres contraintes se présentent pour l'industrie du raffinage : essence reformulée aux États-Unis à l'horizon 1995, réduction de la teneur en soufre des fiouls lourds, pour laquelle il n'existe pas encore de programme établi mais qui apparaît inéluctable, renforcement des limitations des teneurs en polluants des rejets gazeux et aqueux des raffineries elles-mêmes.

Nous ne mentionnerons ici que rapidement, bien que l'enjeu soit considérable, les contraintes de réhabilitation des sites qui pourraient avoir pour conséquence de ralentir les fermetures de raffineries, compte tenu des dépenses que pourraient entraîner les remises en état des sites éventuellement pollués.

11. Échanges inter régionaux de produits pétroliers. Les flux de produits

Les échanges internationaux de produits pétroliers, bien que beaucoup moins importants que les échanges de pétrole brut, n'en jouent pas moins un rôle fondamental dans l'équilibre entre les ressources et les besoins en produits finis.

Les trois grandes zones consommatrice de pétrole sont également nettement importatrices de produits : les États-Unis, l'Europe Occidentale et l'Asie.

A l'inverse, les grandes zones de production de pétrole sont également des zones d'exportation de produits :

- au Moyen-Orient, les neuf pays du Golfe Arabo Persique disposent d'une capacité de raffinage de 220 MT/an et d'une capacité d'exportation (différence entre la capacité nominale et la demande de produits) de l'ordre de 70 MT/an. Plusieurs raffineries de cette zone : raffineries de Koweït et d'Abu Dhabi, raffineries de Yanbu, de Jubaïl et de Rabigh en Arabie Séoudite sont largement orientées vers l'exportation.

- en Afrique du Nord, l'Algérie et la Libye ont des surplus notables de produits qui sont exportés vers l'Europe et les États-Unis. Une partie de ces surplus consiste d'ailleurs en résidu atmosphérique, retraité dans les raffineries étrangères.

- le Venezuela et les raffineries voisines de la zone des Caraïbes (Antilles Néerlandaises, Iles Vierges, Trinité et Tobago) exportent largement leurs produits vers les États-Unis.

- enfin, l'ancienne Union Soviétique, de par ses capacités massives de raffinage peut exporter et exporte des quantités substantielles de produits. La faiblesse des capacités de conversion explique que ces produits sont souvent des produits de distillation directe : naphta, gazole et résidu atmosphérique. Potentiellement ces exportations pourraient être actuellement très supérieures car les capacités de raffinage sont largement sous utilisées.

Une analyse des flux de produits montre que l'Asie est surtout alimentée par le Moyen-Orient, que les États-Unis importent leurs produits du Venezuela et des Caraïbes, alors que l'Europe de l'Ouest était en 1990 un débouché pour l'ex-URSS, l'Afrique du Nord, mais également le Moyen-Orient.

Le développement des raffineries sources ou raffineries à l'exportation, en particulier dans les pays de l'OPEP est un problème largement débattu dans l'industrie pétrolière. L'accroissement des ressources financières des pays producteurs de pétrole à la suite du premier choc pétrolier les a conduit à vouloir transformer davantage de pétrole en produits sur place, avant son exportation. D'où les constructions de raffineries sources des années 70 et du

début des années 80. Mais il est vite apparu que la rentabilité de telles unités était limitée dans la mesure où les coûts de construction, dans la péninsule arabe par exemple, sont supérieurs aux coûts dans les pays importateurs et où les coûts de transport des produits sont supérieurs à ceux du brut. En d'autres termes l'exportation du brut est sans doute plus attractive d'un point de vue économique que l'exportation de produits.

12. "L'intégration" des pays producteurs

C'est pourquoi, les projets de raffineries source se sont faits très rares. Par contre certains pays producteurs développent une stratégie d'acquisition de participations dans le raffinage des pays consommateurs.

- l'Arabie Séoudite en association avec Texaco, dispose aux États-Unis de 3 raffineries. Elle possède également des participations en Corée et vient de prendre 40 % de Pétron aux Philippines. Au total les raffineries étrangères où Arabie Séoudite est présente représentent une capacité de près d'un million de barils/jour (hors rachat récent de la société scandinave OK Petroleum par des intérêts privés séoudiens).

- Le Venezuela contrôle entièrement quatre raffineries aux États-Unis et est présent dans deux autres. En Europe PDVSA, en association 50-50 avec VEBA est présente dans 5 raffineries (dont deux entièrement contrôlées par RUHROEL). Au total le Venezuela est présent dans 18 raffineries d'une capacité de près de 2 Mb/j hors de ses frontières.

Trois autres pays producteurs sont présents dans le raffinage européen : le Koweït qui possède entièrement deux raffineries au Danemark et aux Pays-Bas, la Libye qui possède des participations dans les raffineries de Cremone, de Harburg et de Collombey, Abu Dhabi présent dans le capital de CEPSA en Espagne et qui rachète actuellement une part de OMV société autrichienne propriétaire des raffineries de Schwechat et Burghausen.

Au total les pays de l'OPEP contrôlent, en partie ou en totalité, une capacité de raffinage de l'ordre de 200 MT/an en dehors de leurs frontières. Ceci s'accompagne de droits ou d'engagements à fourniture de brut supérieurs à 110 MT/an. Il s'agit donc pour les pays qui ont choisi cette stratégie d'intégration aval de s'assurer progressivement des débouchés croissants pour leurs bruts.

La stabilisation de la demande aux États-Unis et en Europe Occidentale ne laisse pas entrevoir un accroissement substantiel des importations nettes de produits dans ces deux régions. Par contre les besoins en produits de l'Asie ne pourront sans doute être que difficilement satisfaits par les projets de construction en cours. Il est donc très possible que cette zone, d'une part ait à accroître ses importations de produits finis, à partir du Moyen-Orient mais peut être également de la Méditerranée et de la Côte Ouest des États-Unis, d'autre part soit le nouveau théâtre d'un partenariat dans le raffinage entre les pays producteurs du Moyen-Orient et les sociétés locales comme

l'exemple des Philippines et les négociations passées ou en cours entre l'Arabie Séoudite et le Japon ou la Corée le montrent.

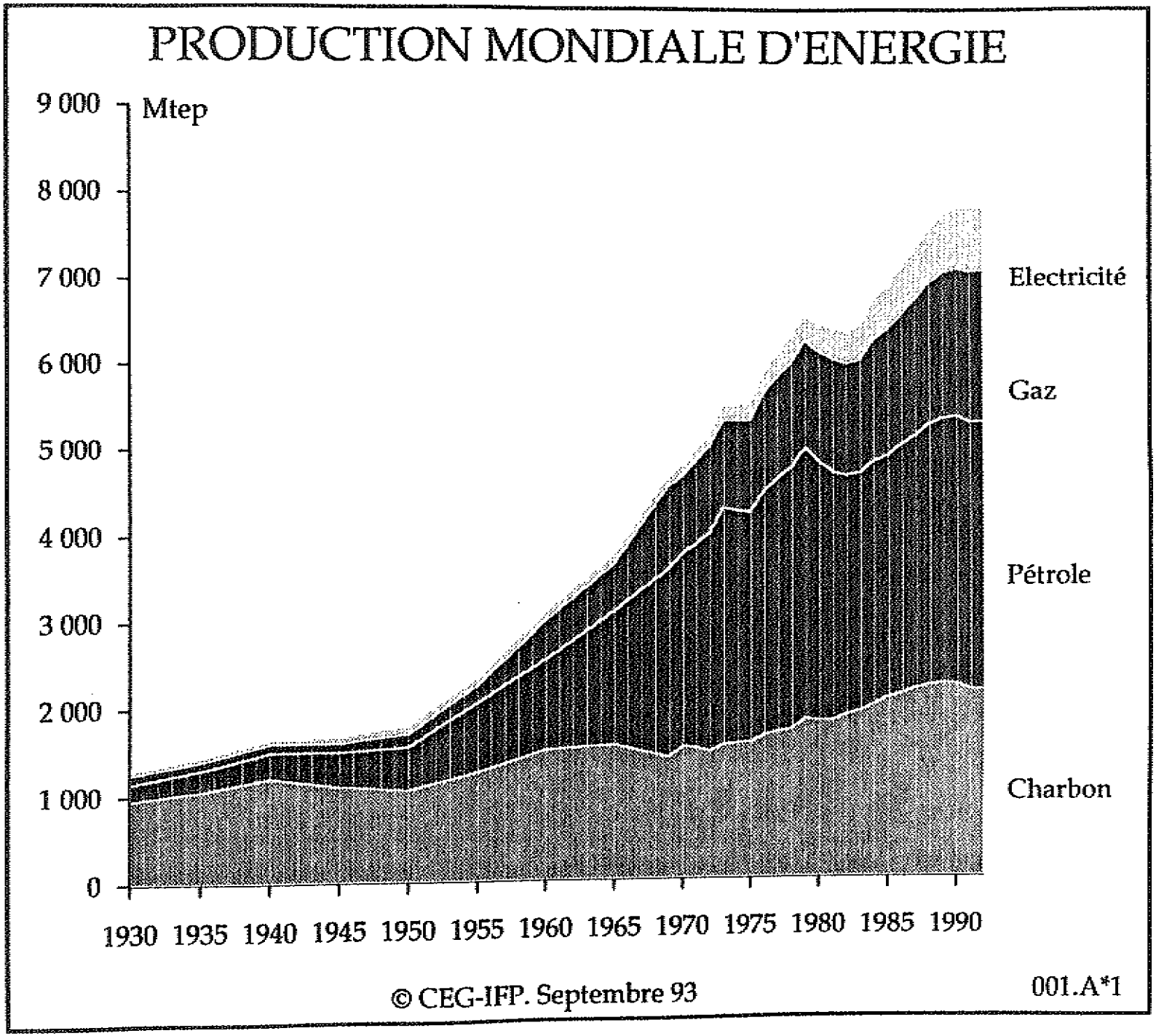
13. Conclusion

La faiblesse des marges de raffinage reste sans doute le problème numéro un de notre industrie. L'impossibilité, sauf cas de protection du marché, d'assurer une rentabilité convenable à des raffineries entièrement nouvelles risque de ralentir les investissements nécessaires pour faire face à une demande croissante au niveau mondial.

En Europe, où il ne s'agit pas de construire de nouvelles raffineries mais d'équiper les usines existantes des installations nécessaires pour faire face aux contraintes de structure de la demande, de qualité des produits et d'environnement, le financement de telles installations n'est pas acquis. Il est d'autant moins acquis que le coût supplémentaire de fabrication des produits ne se répercute pas dans les prix. Nous avons déjà souligné qu'au moment même ou la production d'essence sans plomb est en plein développement son prix s'est affaissé sur les marchés internationaux.

Notre industrie est sans doute au milieu du gué. A moyen terme on peut sans excès d'optimisme imaginer qu'un équilibre offre-demande très resserré raffermira les marges et permettra de rentabiliser les nouveaux investissements. Mais ceux-ci auront-ils été partout effectués à temps ?

PRODUCTION MONDIALE D'ENERGIE



© CEG-IFP. Septembre 93

001.A*1

DEMANDE MONDIALE D'ENERGIE COMMERCIALE
(10^9 tep)

	1980	1990	2000	2010	2020
PETROLE	3.0	3.1	3.7	4.2	4.8
GAZ	1.3	1.7	2.3	2.9	3.6
CHARBON	1.8	2.2	2.6	3.2	3.7
NUCLEAIRE	0.15	0.45	0.6	0.8	1.1
HYDRAULIQUE et autres énergies	0.45	0.55	0.8	0.9	1.1
TOTAL	6.7	8	10	12	14.3

Source : Divers

© CEG-IFP. 29 Mars 94

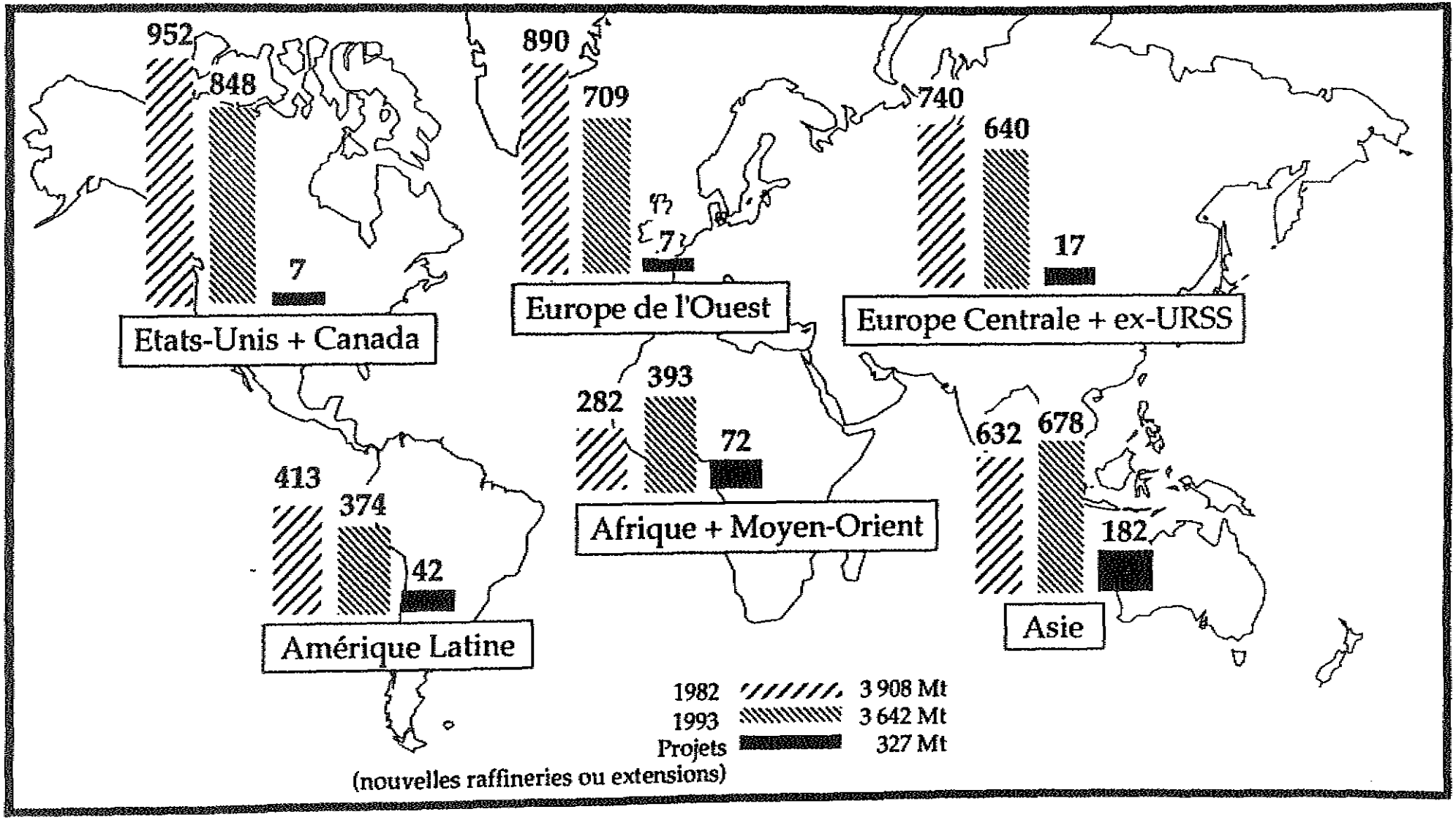
DUREES DE VIE DES RESERVES DE BRUT

	Quantités	Durées de vie au rythme actuel de la consomm.
Réserves prouvées	135 Gt	42
Réserves de bruts conventionnels restant à découvrir	70 - 85 Gt	22 - 27
Accroissement du taux de récupération de 30 % à 40 %	99 - 104 Gt	31 - 33
Bruts non conventionnels : sables asphaltiques canadiens		
bruts extra-lourds vénézueliens	77 Gt	24
TOTAL	381 - 401 Gt	119 - 126

Source : d'après Dpt. Economie. Février 93

© CEG-IFP. Juin 93

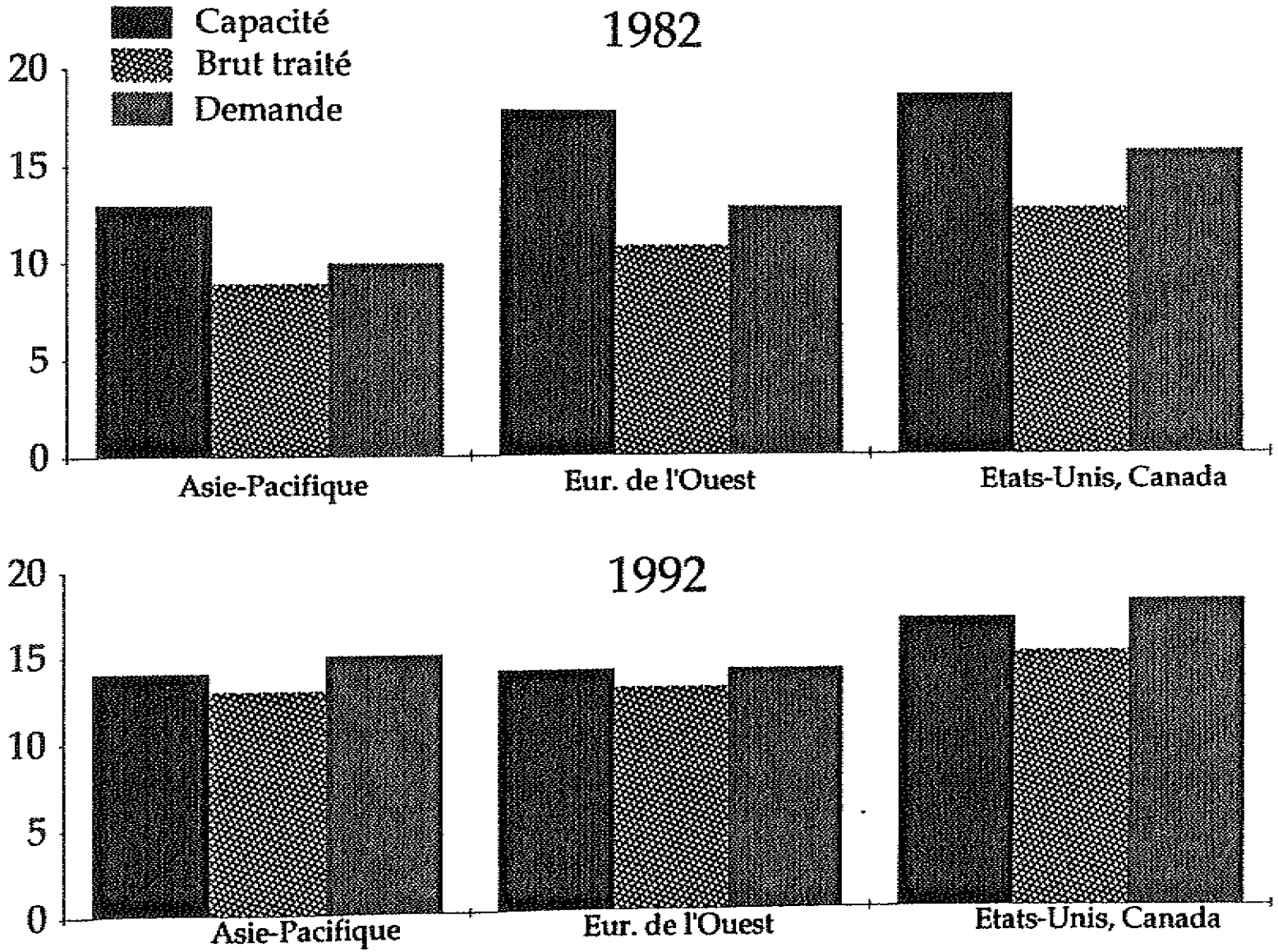
Capacité de raffinage en millions de tonnes en 1982, 1993 et projets futurs



© CEG-IFP. Mai 94

606.B

Capacité de raffinage, brut traité, demande (Mb/j)



Source : Oil & Energy Trends

© CEG-IFP. Juin 94

603.A

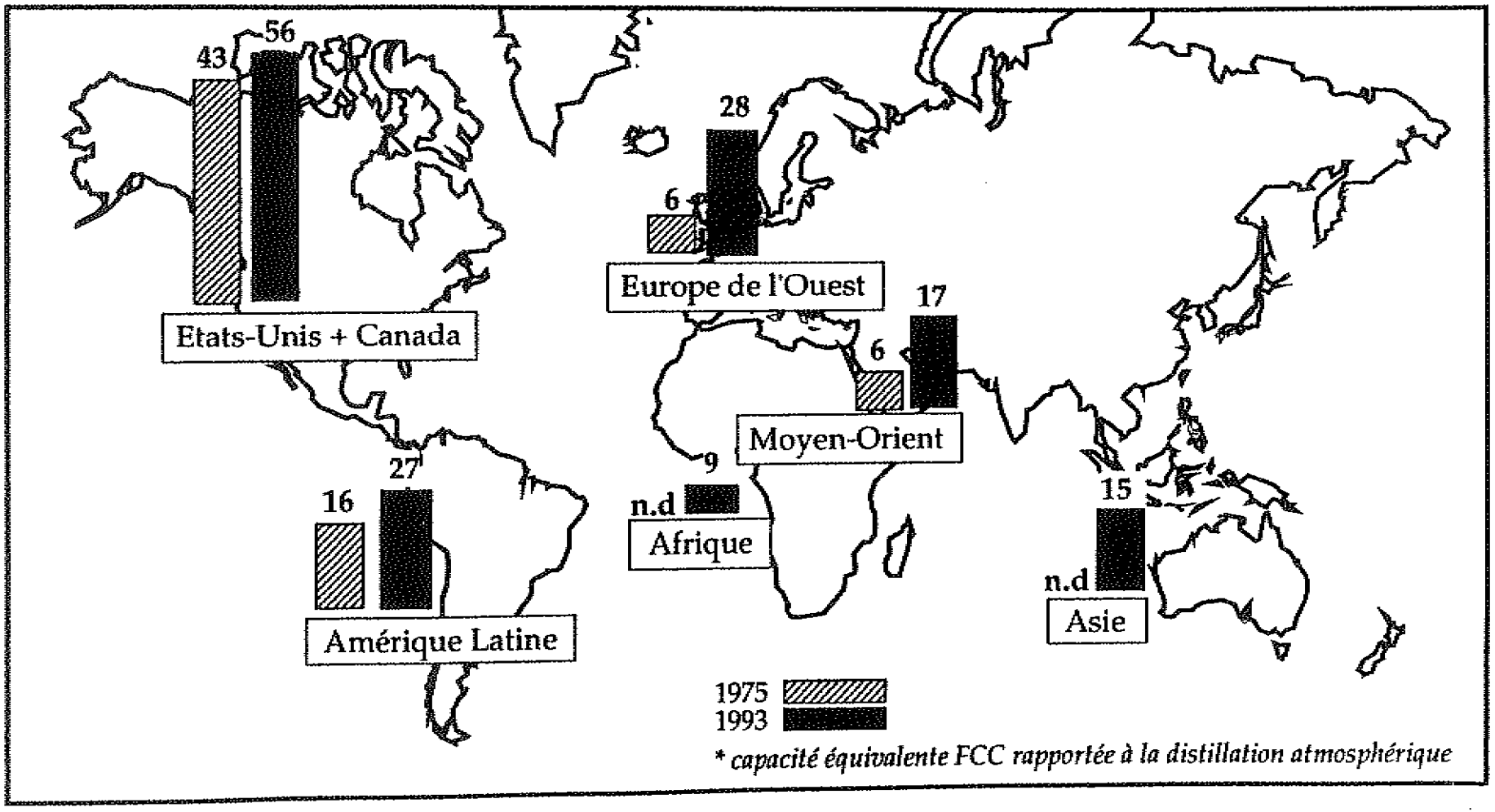
CONSOMMATION PETROLIERE DU MONDE

PRODUITS	1992**		1978*		1972*	
	MT	Part du total %	MT	Part du total %	MT	Part du total %
CARBURANTS	786	29	661	27	564	26
DISTILLATS MOY.	953	35	745	30	601	28
FUEL OIL LOURD	512	19	705	28	679	31
AUTRES	486	18	369	15	335	15
TOTAL	2 737	100	2 480	100	2 179	100

Source : d'après BP Statistical Review.
*** Hors CEI, Europe de l'Est et Chine**
**** Hors CEI et Europe de l'Est**

© CEG-IFP. Août 93

Taux de conversion* en 1975 et 1993



© CEG-IFP. Mai 94

606.A

636.A*10

INVESTISSEMENTS
suivant la complexité de la raffinerie
Millions de dollars

	Raff. simple sans conversion 5 MTA	Raffinerie conversion classique 8 MTA	Raffinerie conversion profonde 8 MTA
Unités de traitement (hors cracking)	230	360	360
Complexe cracking (D.S.V, F.C.C. Alkyl. viscoréd.)	-	375	375
Complexe conversion profonde	-	-	700
Liaisons et stockages	350	740	1020
TOTAL	*580*	*1475*	*2455*

© CEG-IFP. 25 janvier 94

COUT DU RAFFINAGE - 1994 ($/t)

	Raff. simple sans conversion 5 Mt / an	Raffinerie conversion classique 8 Mt / an	Raffinerie conversion profonde 8 Mt / an
Catalyseurs + Produits chimiques (+ 50 % pour la conversion profonde)	**1.0**	**2.0**	**3.0**
Frais financiers à court terme	**1.5**	**1.5**	**1.5**
TOTAL DES COUTS VARIABLES (hors utilités)	**2.5**	**3.5**	**4.5**
Personnel	2.6	3.6	5.4
Entretien	4.6	7.4	12.3
Autres frais fixes + frais de siège	2.3	3.7	6.1
Amortissement économique	3.8*	6.3*	23.0
TOTAL DES COUTS FIXES	**13.3**	**21.0**	**46.8**
TOTAL (*) (hors utilités)	**15.8**	**24.5**	**51.3**
Utilités	2.8	4.2	7.0

(*) comprend seulement 25% de l'amortissement économique (sauf conversion profonde)

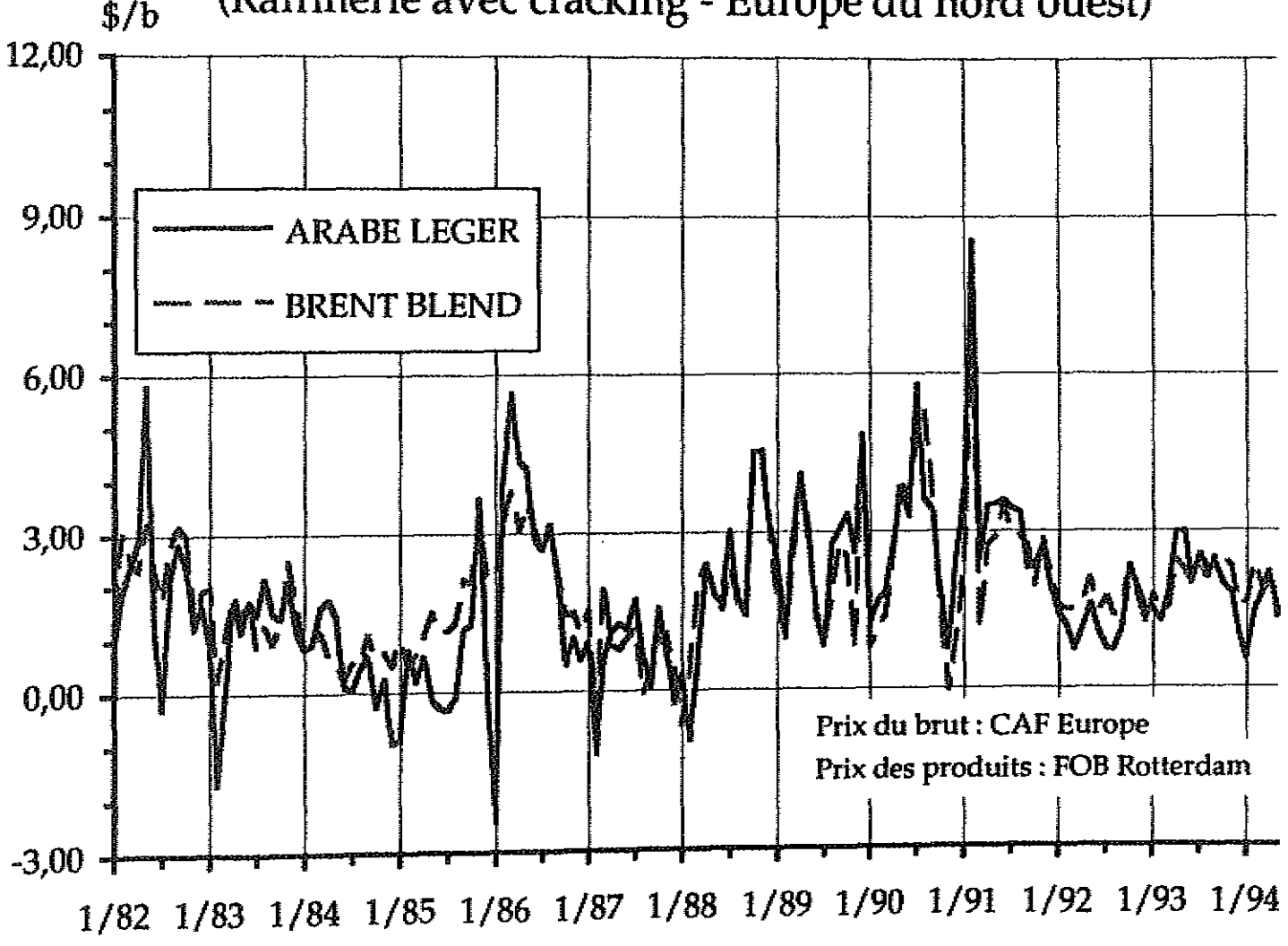
Prix du fuel 70.0 $/t

© CEG-IFP. 25 janvier 94

635.C*11

MARGES BRUTES DE RAFFINAGE

(Raffinerie avec cracking - Europe du nord ouest)



© CEG-IFP. Juin 94

655.A*14

CAPACITE DE RAFFINAGE
FERMETURES ET EXTENSIONS

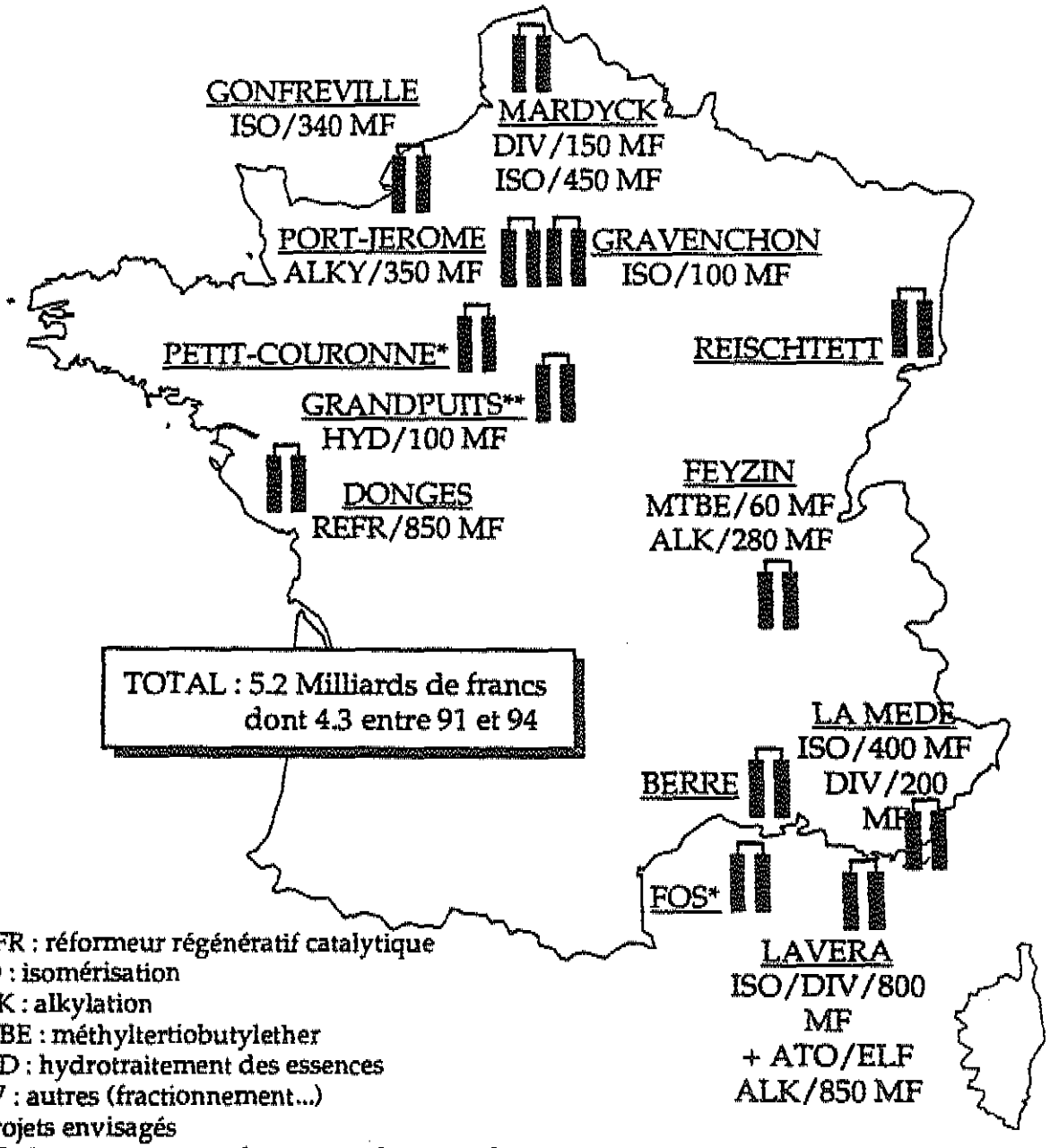
Mt/an	Capacité installée 1/1/94	Fermetures 1993	Augmentation de la capacité prévue (93-97)
CEI + Europe de l'Est	640	1	17
Amérique du Nord	848	3	7
Europe Occidentale	709	8	7
Extrême Orient	568	-	182
Amérique Latine	374	-	42
Moyen Orient	251	-	55
Afrique	142	4	17
Chine	110	-	-
TOTAL	3 642	16	327

Source : d'après Oil & Gas Journal et Petroleum Economist

© CEG-IFP. Avril 94

673.L*24

INVESTISSEMENTS DU RAFFINAGE FRANCAIS POUR L'ESSENCE SANS PLOMB



REFR : réformeur régénératif catalytique
ISO : isomérisation
ALK : alkylation
MTBE : méthyltertiobutylether
HYD : hydrotraitement des essences
DIV : autres (fractionnement...)
* Projets envisagés
** Hydrotraitement + reformage de la coupe de coeur

Source : d'après DHYCA. 1992

© CEG-IFP. Juin 93

EVOLUTION DE LA TENEUR EN SOUFRE MAXI DU GAZOLE

	USA	EUROPE	
		GAZOLE ROUTIER	GAZOLE DE CHAUFFAGE
1992	0.2	0.3 (Allemagne, Benelux, Danemark = 0.2)	0.3
1/10/1993	0.05 (sauf petites raffineries)		
1/10/1994		0.2	0.2
1/10/1996		0.05*	
1/10/1999			0.1
INVESTISSEMENTS REQUIS	$ 3 MILLIARDS	$ 3 MILLIARDS	
COUTS SUPPLEMENTAIRES	$ 10 à 20 / TONNE		

*Introduction progressive du 0.05 dès 1993 - 25 % du gazole routier à 0.05 dès 1995

© CEG-IFP. Juillet 93

FLUX DE PRODUITS PETROLIERS
Millions de tonnes par an

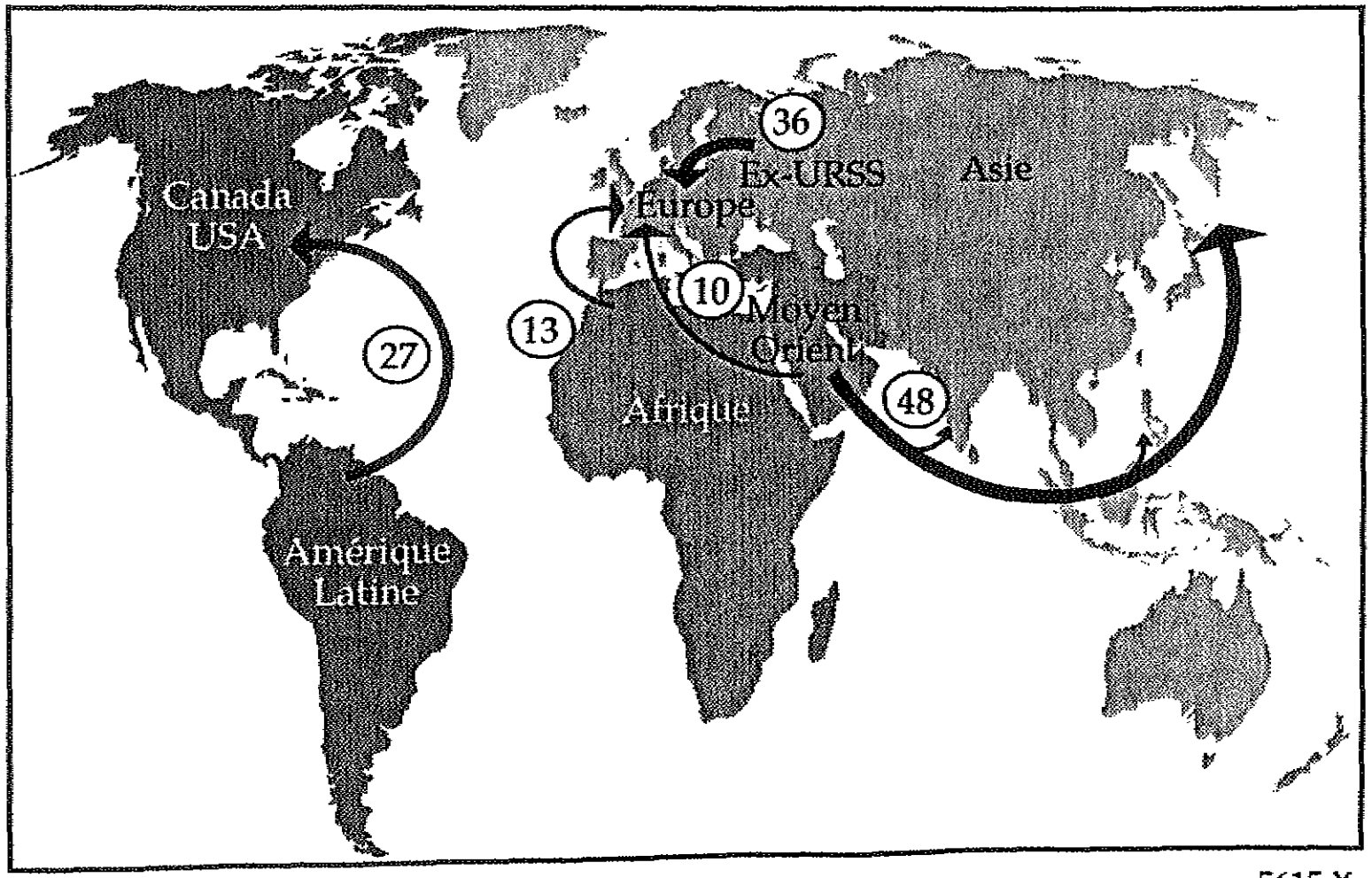
Principales zones d'importation			
	1992		
	Importations	Exportations	Importations nettes
Amérique du Nord	94	58	36
Europe OCDE	82	34	48
Asie (sauf chine)	113	38	75

Principales zones d'exportation			
	1992		
	Exportations	Importations	Exportations nettes
Amérique Latine	46	9	37
Moyen Orient	68	2	66
Afrique	36	7	29
Europe de l'Est et Chine	40	17	23

Source : BP Statistical Review

© CEG-IFP. Juin 94

Carte des principaux flux de produits pétroliers 1990 (Millions de tonnes)



Source : Drewry

© CEG-IFP. Juin 94

5615.X

LE RAFFINAGE DE L'OPEP A L'ETRANGER

		COMPAGNIE	Capacité installée Mb/j	Part OPEP
ABU DHABI	AUTRICHE / ALLEMAGNE	OMV	282	19,60%
	ESPAGNE	CEPSA	360	10%
ARABIE SEOUDITE	USA	STAR ENTERPRISE	625	50% (50% TEXACO)
	COREE	SSANGYONG	146	35%
	PHILIPPINES	PETRON	147	40%
KOWEIT	DANEMARK	KPC	56	100%
	PAYS-BAS	KPC	75	100%
LIBYE	ITALIE	TAMOIL	95	45%
	ALLEMAGNE	HOLBORN	78	30%
	SUISSE	COLLOMBEY	72	45%
VENEZUELA	USA	CITGO	569	100%
		Autres	443	30-100%
	ALLEMAGNE	RUHR OEL	716	
	BELGIQUE / SUEDE/ RU	NYNAS	62	50% (50% NESTE)

Source : Pétrostratégies. 23 mai 94

© CEG-IFP. Juin 94

IMPACT DES CONTRAINTES D'ENVIRONNEMENT

QUALITÉ DES PRODUITS ET ÉMISSIONS DES RAFFINERIES

P. GUERARD - ELF
(Chef de la Division Stratégie)

1. Introduction

Aujourd'hui, la nécessité de respecter les normes imposées par l'environnement conditionne une grande partie des investissements des raffineurs, qui sont appelés à améliorer la qualité de leurs produits et à limiter les émissions polluantes sur les sites.

Durant la décennie 1990-2000, si l'on suppose que les spécifications sur les essences ne deviendront pas plus sévères, l'industrie du raffinage européenne (102 raffineries) devra déjà dépenser 23 milliards de dollars en investissement, dont 15 milliards en maintenance et 8 milliards pour répondre aux évolutions quantitatives et qualitatives de la demande. En effet, il faut augmenter le nombre d'unités de conversion et améliorer la qualité des produits pour répondre à une demande en hausse d'essence sans plomb et de produits à basse teneur en soufre (0,05 % pour le gazole dès octobre 1995, 0,1 % pour le fioul domestique pour octobre 1999 probablement, production plus élevée de fioul BTS).

Et, si les contraintes environnementales se renforcent, les raffineurs devront faire face à des dépenses supplémentaires. Notre présentation sera plus particulièrement orientée sur les essences ; on évoquera le cas des distillats et le problème des autres rejets que sont les eaux usées et les poussières.

On fera souvent référence aux tableaux présentés lors de la conférence.

2. Fabrication des essences et améliorations possibles

Rappelons que les essences doivent répondre à de nombreuses spécifications, qui concernent la teneur en soufre et celle en benzène, la proportion de composés oxygénés, la tension de vapeur RVP et le point de distillation. De plus, on doit s'attendre à une limitation des teneurs en aromatiques et en oléfines, dans un proche avenir.

En ce qui concerne les émissions rejetées par les moteurs (cf. tableau "Effets de la composition des essences sur les émissions"), seuls les hydrocarbures imbrûlés, le monoxyde de carbone et les oxydes d'azote sont aujourd'hui réglementés. Pour améliorer la qualité de l'air, on cherche à

-> réduire les émissions de benzène et d'hydrocarbures totaux ; ce qui implique la diminution des aromatiques, du benzène notamment,
-> réduire les émissions de vapeur (liées à la tension de vapeur),
-> réduire les émissions de SO_2,
-> réduire les oléfines dans les émissions pour limiter la formation de "smog" photochimique.

La fabrication des essences est relativement complexe puisqu'il existe différentes bases possibles, qui sont plus ou moins soufrées et qui comportent des proportions variables en différents hydrocarbures.

Les aromatiques, benzène inclus, proviennent essentiellement du réformat. La teneur en aromatiques dépend du type de réformage et de la nature du brut. Par exemple, les bruts de Mer du Nord contiennent beaucoup de benzène et autres aromatiques par rapport aux pétroles du Moyen-Orient. L'essence lourde de FCC contient aussi beaucoup d'aromatiques.

Les oléfines se trouvent dans les essences, légères et lourdes de FCC et dans le naphta de craquage thermique.

Le soufre provient essentiellement des essences lourdes du craquage catalytique; la teneur en soufre de ces essences dépend, à son tour, de la teneur en soufre de la charge du FCC.

La tension de vapeur varie, en particulier, avec le pourcentage de butane contenu dans l'essence.

Il faut donc examiner, successivement, chaque spécification.

2.1. Les solutions pour améliorer la qualité des essences

En ce qui concerne le benzène, le constituant à réduire en priorité, il existe principalement trois solutions (selon que l'on se place à l'entrée ou à la sortie de l'unité de réformage) : l'ajustement préalable du point initial dans la charge, ou, ultérieurement, l'extraction du benzène ou l'hydrogénation du réformat léger.

Il existe deux façons de réduire les autres aromatiques, toluène et xylènes. D'une part, ils peuvent être séparés du benzène extrait de l'essence de réformat, puis déalkylés en benzène à traiter à son tour (cf. schéma) : cette solution présente l'inconvénient de consommer de l'hydrogène et elle est d'un coût élevé. D'autre part, on peut envisager de remplacer une partie du

réformat par des composés oxygénés (MTBE[1], ETBE[2], TAME[3]) ; mais la moindre utilisation du réformage entraîne une diminution de la production d'hydrogène, indispensable pour l'hydrotraitement des distillats et l'hydrocraquage.

Quant aux oléfines, celles qui sont présentes dans les essences légères de FCC peuvent servir à la synthèse des composés oxygénés (éthers) à partir de l'isobutène et des pentènes. Les oléfines issues des essences lourdes de FCC peuvent être diluées par d'autres bases non oléfiniques (composés oxygénés, isomérat, alkylat).

Le soufre provient des essences de FCC. Comme dans le cas du benzène, le raffineur est devant l'alternative "avant ou après". En effet, on peut désulfurer soit la charge de craquage, soit l'essence lourde de FCC. La première solution contribue à augmenter le nombre d'octane et permet d'obtenir parallèlement du gazole à basse teneur en soufre, mais elle est plus coûteuse en investissement et en énergie. La seconde solution, moins onéreuse, conduit à une baisse de l'indice d'octane de 2 points, qui oblige à "ajouter de l'octane" ultérieurement.

Remarquons enfin que les spécifications de la tension de vapeur, fonction du pourcentage de butane et du point de distillation, peuvent être atteintes sans difficulté.

2.2. Le coût de la qualité des essences pour le raffineur

Nous reprenons ici les résultats d'une étude effectuée en septembre-octobre 1993 à la demande du Ministère allemand de l'Environnement. Les valeurs des investissements sont données avec des fourchettes extrêmement larges. Certaines spécifications considérées (aromatiques) sont encore du domaine de l'étude et ne seront pas soumises à la Commission Européenne avant 1995-1996, pour une éventuelle mise en application en l'an 2000.

a) Méthodologie d'évaluation des coûts de raffinage

L'industrie européenne du raffinage a fait l'objet de simulations selon deux approches différentes.

D'une part, on a étudié un **modèle régional**, qui simule l'offre et la demande dans trois régions (Europe du Nord, zone atlantique, zone méditerranéenne). On traite les mêmes bruts que les raffineries actuelles, dans des proportions variables selon la région: 50 % de Brent pour la zone atlantique contre plus de la moitié de bruts du Moyen-Orient pour la zone Méditerranée (cf. tableau "Bruts traités"). Comme il peut exister des

[1] Méthyl Tertio-Butyl Ether $(CH_3)_3$-CO- CH_3

[2] Ethyl Tertio Butyl Ether

[3] Tertio Amyl Méthyl Ether C_2H_5-$(CH_3)_2$-C-O-CH_3

synergies au niveau régional, ce modèle donnera les valeurs minimales des coûts.

D'autre part, on a considéré un second modèle formé de deux schémas type de raffinerie (avec craquage catalytique ou thermique) qui traitent deux sortes de brut utilisés aujourd'hui, un brut de Mer du Nord uniquement ou un mélange de Brent et d'Arabe léger.

Les coûts d'investissement et de production ont été évalués avec différentes teneurs en benzène et en aromatiques, inférieures aux proportions actuelles. La tension de vapeur est supposée égale à 60 KPA, contre 80-85 aujourd'hui. On a aussi fixé successivement trois teneurs en soufre (500, 200 et 100 ppm). On n'a considéré qu'un seul composé oxygéné, le MTBE.

Si l'on n'envisage aucun investissement supplémentaire, chacun des deux scénarios conduit à une qualité moyenne des essences, donnée par le tableau "Qualité des essences à l'horizon 2000".

b) Comment réduire le benzène?

Rappelons que la teneur en benzène, fonction de la nature du brut traité, est limitée actuellement à 5 %.

Tant qu'il s'agit d'atteindre des proportions maximales de 2 % ou de 1 %, il existe deux procédés, à développer à plus ou moins grande échelle. On peut hydrogéner le benzène et isomériser le cyclohexane obtenu ; on peut aussi extraire le benzène (0,2 à 0,4 MT/an pour 2 %, 1,5 MT/an pour 1 %). Dans les deux cas, on doit générer - ou purifier- l'hydrogène nécessaire.

Par contre, pour abaisser la teneur en benzène à 0,7 voire 0,5 %, il faudra investir beaucoup plus dans les unités de génération d'hydrogène et incorporer des composés oxygénés dans les essences (4 à 7 MT/an de MTBE). La production de benzène est alors de 2 MT/an. Si l'on se reporte aux tableaux des coûts[4] ("Modèle régional" et "Raffinerie type"), on peut comparer les coûts d'une tonne d'essence, selon que l'on bénéficie ou non de la synergie régionale : pour 2 % de benzène, ils varient de 3,5 à 7 $/t ; ils augmentent, ensuite, de plus du double pour 1 %, et de manière quasi-exponentielle pour 0,05 %. Dans ce cas, le coût est très élevé, de 40 à 44 $/tonne d'essence, soit plus de six fois le coût nécessaire pour atteindre 2 %.

c) Diminution des aromatiques

En se reportant aux méthodes possibles pour abaisser le pourcentage des autres aromatiques dans l'essence, précédemment évoquées, on voit que

[4]charges de capital = 15% de l'investissement; pour une production européenne de 120 MT/an d'essence

la réduction de la teneur en benzène diminue en même temps la teneur en aromatiques.

La substitution d'une partie du réformat par des composés oxygénés conduit à investir dans les unités d'hydrogène et à acheter du MTBE. Ainsi, si l'on considère le modèle régional dans le cas où la teneur en benzène serait limitée à 1 %, il faudrait acheter 8 Mt de MTBE pour respecter une teneur en aromatiques de 30 % et 12 Mt de MTBE pour obtenir une teneur en aromatiques de 25 %. Dans le modèle "raffinerie-type" pour 1 % de benzène dans les essences, le passage à 30 % d'aromatiques conduit à doubler la teneur en MTBE qui atteint 10,5 %; la baisse à 25 % d'aromatiques oblige à augmenter encore la teneur en éther jusqu'à 15 %.

Le coût unitaire est compris entre 16 et 27 $/tonne d'essence dans le cas le moins sévère (teneur de 30 % en aromatiques); dans l'autre cas (25 %), la fourchette est très large, entre 25 et 50 $/t.

d) Investissements en unités de MTBE

La demande en MTBE pour une norme à 1 % de benzène dans les essences varie de 3 à 5 MT/an suivant le modèle; si, en outre, la teneur en aromatiques passe à 25 %, la demande sera de 8 à 17 MT/an Or, actuellement, l'offre totale de MTBE est de 3,4 MT/an, dont un tiers par les raffineries et le reste par la pétrochimie. Aussi faudra-t-il investir de 5 à 10 milliards de dollars en unités de production, si l'on envisage des teneurs de 10 ou 15 % de MTBE dans les essences.

e) Le coût lié aux autres spécifications des essences

L'abaissement de la **tension de vapeur** à 60 KPA (aujourd'hui de l'ordre de 80-85 KPA) implique une réduction de l'incorporation de butane, qui doit être remplacé par de l'alkylat et de l'isomérat, dans un volume de 3 Mt, pour un coût total de 3,3 $/t d'essence.

En ce qui concerne le **soufre**, la teneur varie beaucoup d'une raffinerie à l'autre. Pour compenser la perte d'octane liée à l'hydrodésulfuration de l'essence lourde de FCC, il faut incorporer de l'alkylat, de l'isomérat ou un composé oxygéné comme le TAME. Le coût total a été évalué à 2 $,7 $ ou 10 $/tonne d'essence quand on augmente la contrainte sur le soufre, fixée successivement à 500, 200 puis 100 ppm.

En revanche, la réduction de la température à laquelle 90 % de l'essence est distillée de 155°C à 150°C ne semble pas difficile à obtenir En effet, peu coûteuse en général, elle s'obtient par une diminution du point de distillation à 90 % des essences de FCC, dont la proportion dans le "pool" est plus faible en Europe qu'aux USA. Les coûts de réduction des oléfines sont aussi proportionnels au taux d'incorporation des essences de FCC.

f) Synthèse des surcoûts pour les essences (cf. tableau "Synthèse)

A partir de ces calculs, on peut évaluer les investissements supplémentaires et le coût par tonne d'essence, requis par ces spécifications plus sévères. On a envisagé cinq cas de plus en plus contraignants (rappel: la fourchette basse est donnée par le modèle régional, la fourchette haute par la raffinerie-type). Dans le dernier cas, on peut retenir, en première approche, un coût unitaire moyen de 30 $/t - ce qui serait considérable par rapport au prix d'une tonne d'essence.

3. Le cas des distillats

Il a été décidé, cette année, d'imposer une teneur maximale en soufre de 0,05 % dans le gazole à partir du 1er octobre 1996 et de 0,1 % dans le fioul domestique à partir du 1er octobre 1999 (décision non encore prise à l'heure actuelle mais entrant dans la Directive Soufre de la Commission Européenne).

En ce qui concerne **le gazole**, pour le moment, seule la teneur en soufre est limitée à 0,05 % à partir du 1er octobre 1996. C'est le Groupe tripartite (Union européenne-ACEA[5]-EUROPIA[6]) qui déterminera les autres spécifications qui concerneront l'indice de cétane, le pourcentage en aromatiques et polyaromatiques, le point de distillation (T 95 %) et la densité.

Rappelons qu'il s'agit d'un programme sur la qualité de l'air, les technologies des carburants et des moteurs, intitulé EPEFE[7]. Cette étude concerne donc, à la fois, le gazole moteur et les essences.

Pour le gazole, le seul paramètre fixé est le pourcentage en soufre dont la limite maximale est déjà décidée (500 ppm à partir d'octobre 1996). Notons que les valeurs minimales choisies ne correspondent pas nécessairement aux minima qui seront effectivement imposés.

Les réductions des émissions qui peuvent résulter de ce programme sont résumées dans la table III- "Summary of estimated effects (...) on emissions ".

---

[5]Association des Constructeurs Européens Automobile

[6]Association des Pétroliers Européens

[7]European Program on Emissions,Fuel, Engines technology

3.1 Réduction du soufre :

Cela suppose une modification de la charge des raffineries en augmentant l'approvisionnement en pétrole peu soufré, action limitée dans la mesure où le brut BTS ne représente que 30 % du total produit au niveau mondial. D'autre part, les raffineurs devront effectuer du revamping ou construire des unités d'hydrodésulfuration, qui pourrait les obliger à accroître leur production d'hydrogène si la désulfuration devait être plus poussée.

Au niveau européen, les coûts ont été estimés à partir des investissement des raffineries, sans modifier le marché actuel d'approvisionnement en brut . Pour obtenir les spécifications en soufre relatives au gazole moteur et au fioul domestique, le coût moyen est de l'ordre de 12 $/t à 15 $/t (charges de capital égales à 15 % du coût d'investissement, frais fixes et frais variables). A partir d'octobre 1996, une prime sera donc accordée aux raffineurs pour produire ce gazole très peu soufré ; mais il est probable qu'elle ne permettra de couvrir que les frais fixes et les frais variables, si bien qu'encore une fois, les raffineurs devront supporter le reste des charges de capital investi.

3.2. Évolutions futures

Ultérieurement, il faudra envisager d'autres améliorations de qualité pour le gazole, comme :

-> la réduction des aromatiques ; il est donc opportun de prévoir, déjà, la déaromatisation lors de la construction d'une unité d'hydrodésulfuration (nécessité de pressions élevées d'une centaine de bars) ;

-> l'amélioration de l'indice de cétane, qui est une fonction linéaire de la réduction du pourcentage d'aromatiques (cf. graphe, étude ancienne datant de 1977) ; on pourra aussi additiver, même si le gain est faible (3 points seulement) ;

-> le point 95 % de distillé, pour lequel il suffira de changer le point de coupe (moins de polyaromatiques), mais cela entraînera une augmentation de la production de fioul lourd, que l'Europe devra exporter.

4. Les rejets air-eau en France

La diminution de ces rejets requiert des investissements élevés pour se conformer aux normes environnementales.

Nous nous limitons ici au cas de la France, où un arrêté a été pris le 1er mars 1993, relativement aux prélèvements, consommations d'eaux et rejets des installations classées soumises à autorisation. Des spécifications particulières ont été déterminées suivant qu'il s'agit de raffineries neuves ou de raffineries existantes (avec leurs extensions).

4.1. Rejets dans l'air en France

A partir du 1er janvier 2000, les émissions de dioxyde de soufre seront limitées à 1700 mg/Nm^3, celles d'oxydes d'azote à 500 mg/Nm^3 et les poussières générées par le craquage FCC à 50 mg/Nm^3. Toutes les raffineries devront donc être équipées de dépoussiéreurs électrostatiques ; et celles qui utilisent du fioul lourd HTS comme combustible seront peut-être obligées de désulfurer leurs fumées.

4.2. Polluants dans les eaux

A partir d'un classement des raffineries en quatre catégories, en fonction de leur complexité -du schéma le plus simple au site avec conversion ou désulfuration profonde- des spécifications concernant les débits des divers polluants (valeurs exprimées par rapport au tonnage de brut traité) ont été prises en moyenne mensuelle et annuelle (on se reportera aux deux tableaux correspondants).

Le coût d'un traitement des eaux peut atteindre facilement 200 à 300 millions de francs ; ce qui est d'autant moins négligeable que cette dépense ne correspond à aucun gain de rentabilité.

5. Conclusion

Au cours de l'actuelle décennie, les mesures pour la protection de l'environnement auront obligé les raffineurs européens à de très lourds investissements, d'autant plus difficiles à supporter que les marges de raffinage sont faibles. Or, on doit s'attendre à un renforcement des contraintes de qualité : cette étude, fondée sur des normes hypothétiques, plus sévères, a montré que la mise en application de toutes les spécifications envisagées rendrait la fabrication des produits extrêmement complexe et onéreuse.

Les pétroliers savent bien que les carburants ne sont pas les seuls responsables des émissions et des rejets dans l'environnement. Il faut inciter aussi les constructeurs automobile à chercher, de leur côté, à améliorer les moteurs (délai d'action plus court pour les catalyseurs, par exemple), améliorer l'inspection et la maintenance des véhicules, améliorer le règlement de la circulation routière... et espérer que le marché reconnaîtra, dans une certaine mesure au moins, le surcoût de production pour les raffineurs.

EVOLUTION DES SPECIFICATIONS

PRODUITS

- **ESSENCES**

  Benzène - Aromatiques - Oléfines - Soufre - Distillation (P 90) - RVP - Oxygénés.

- **DISTILLATS**

  Soufre - Aromatiques - Cétane - Distillation - Densité.

REJETS

- Air
- Eau
- Poussières

EFFETS DE LA COMPOSITION DE L'ESSENCE SUR LES EMISSIONS

	Hydrocarbures		Co	Nox	Toxicité air			Co2 total	Coût
	Emissions	Vapeurs			Benzène	Butadiène	Aldehyde		
Réduction benzène	0-	0	0	0	↓↓	0	0	↑	↑
Réduction aromatiques	0-	0	↓	↑	↓	0+	0+	↑↑↑	↑↑↑
Addition d'oxygénés	↓	0+	↓↓	0+ (2)	↓	0+	↑	↑↑↑	↑↑↑
Réduction des oléfines	↑	↓	0-	↓	0	↓	0	↑↑	↑↑
Réduction du soufre (1)	↓↓	0	↓	↓	↓	↓	0+	↑↑	↑↑
Réduction du point 90 %	↑	↓↓	0	0	↓	↓	↓	↑	↑
Réduction RVP	↑	↓↓	0	0	0	0	0	↑	↑
Augmentation de l'octane	0	0	0	0	0	0	0	↑	↑

(1) pas d'effet sur les véhicules non catalysés.
(2) sur véhicules catalysés - baisse sur véhicules non catalysés.

SOURCES ET QUALITES DES BASES ESSENCES

AROMATIQUES

- **SOURCES** : Reformat (50-65 % vol. pour reformat léger, 65-75 % pour reformat lourd).

  % aromatiques dépend du type de reforming (plus élevé pour CCR) et du brut (les bruts de Mer du Nord contiennent des aromatiques).

  Essence loude de FCC (45 % aromatiques).

BENZENE

- **SOURCES** : Reformat léger (jusqu'à 18 % benzène).

  Dépend du brut (benzène élevé pour brut Mer du Nord et Nigéria).

OLEFINES

- **SOURCES** : Essence légère de FCC (45 % oléfines).
  Essence lourde de FCC (23 % oléfines).
  Naphta de craquage thermique (45 % oléfines).

SOURCES ET QUALITES DES BASES ESSENCES

SOUFRE

- **SOURCES** : Essences de FCC - soufre variable suivant la charge FCC (hydrotraitement possible).

- **TENSION DE VAPEUR** (RVP)

  - Fonction du butane.
  - Ethanol = RVP = 1,26 bar.
  - Pas de difficulté pour tenir les spécifications avec les autres bases.

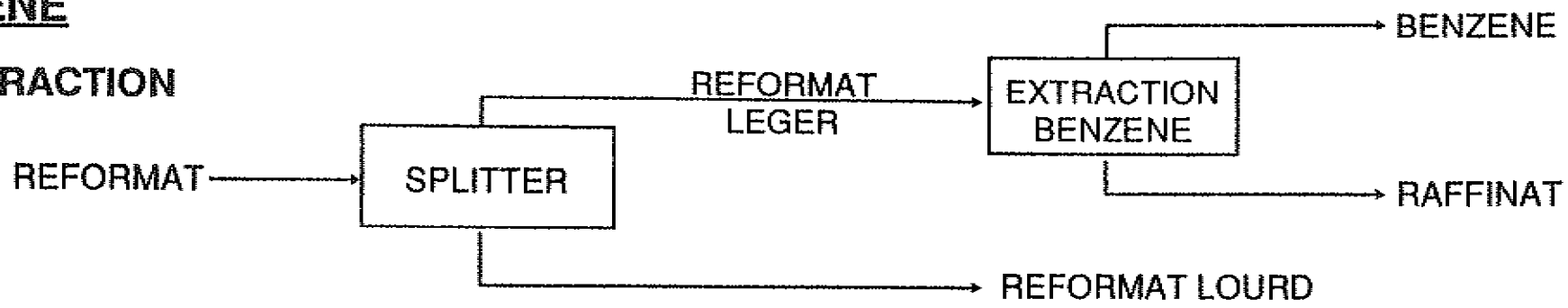
- **DISTILLATION** (point 90 % distillé ≤ 150°C).

  - Reformat lourd.
  - Essence lourde de FCC.

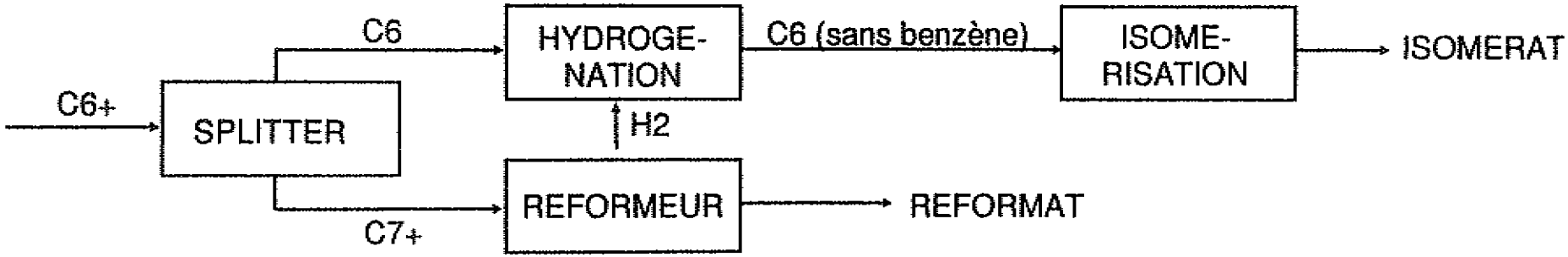
SOLUTIONS POUR AMELIORER LA QUALITE DE L'ESSENCE

BENZENE

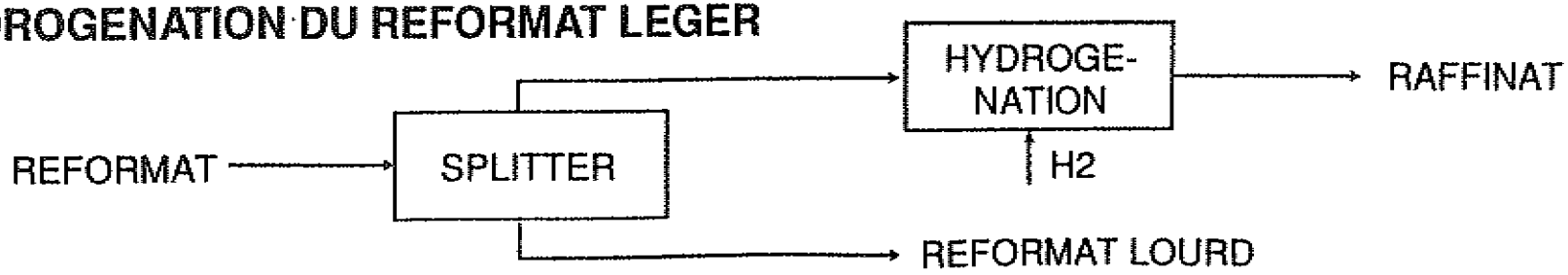
▶ EXTRACTION



▶ AJUSTEMENT POINT INITIAL CHARGE REFORMING

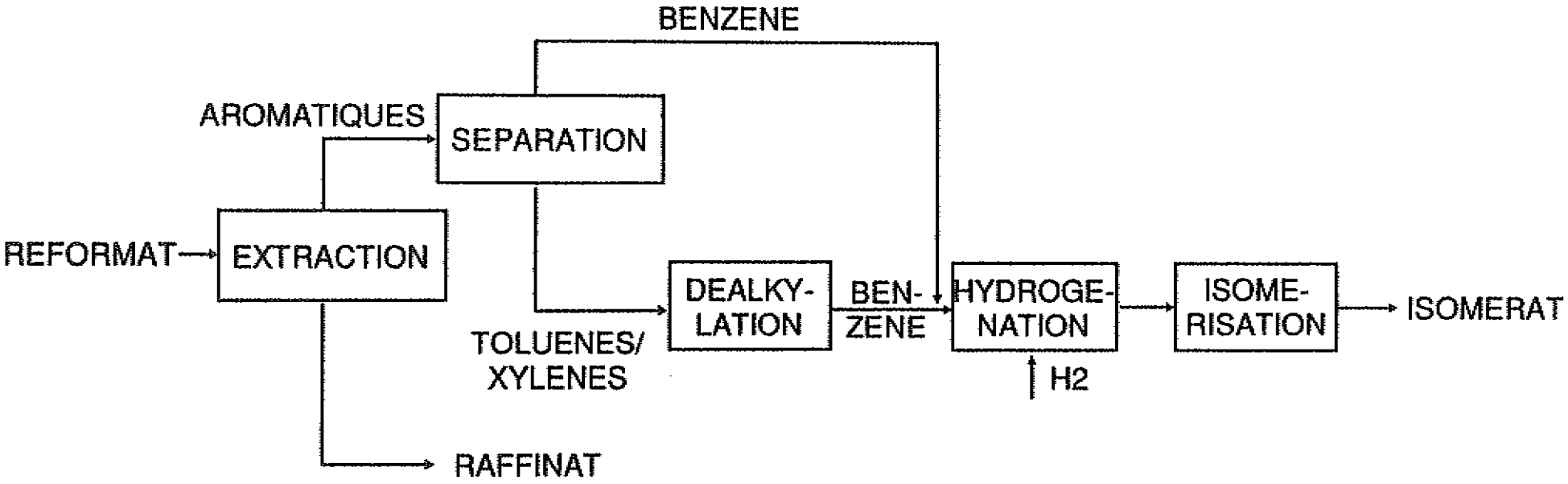


▶ HYDROGENATION DU REFORMAT LEGER



AROMATIQUES

▶ PROCESS



AROMATIQUES

- ***SUBSTITUTION***

  Incorporation de MTBE, Ethanol, Tame au lieu de Reformat.
  Désaturation du reforming. Baisse de production d'hydrogène.

OLEFINES

Oléfines légères C4 → MTBE
C5 → TAME

Oléfines lourdes → dilution par d'autres bases non oléfiniques (MTBE, Tame, Isomerat, Alkylat...).

SOUFRE

Provient des essences de FCC.

- Désulfuration des charges FCC :

  - Investissement élevé ;
  - Gain d'octane et de rendement ;
  - Production de GO à bas soufre ;
  - Coût énergétique élevé.

- Désulfuration de l'essence lourde FCC :

  - Investissement plus faible ;
  - Baisse de l'octane (2 points).

DISTILLATION

- Actions sur reformat lourd et essence lourde FCC (ajustement du point final de la charge reformat et du point final essence FCC).

INVESTISSEMENTS DU RAFFINAGE EUROPEEN

Durant la décade 1990-2000, l'industrie du raffinage devra dépenser 23 milliards de dollars d'investissement sans modification sur les spécifications essences.

- Investissements de maintenance = 15 milliards de dollars
- Investissements pour répondre aux évolutions quantitatives et qualitatives de la demande = 8 milliards de dollars.

  ⇒ Allègement du baril moyen : nécessité d'unités de conversion.

  ⇒ Amélioration de la qualité des produits :

  - accroissement de la demande en essence sans plomb,
  - passage à 0,05 % S du gazole et à 0,1 % du FOD,
  - accroissement de la demande en fuel BTS.

METHODOLOGIE D'EVALUATION DES COUTS DE RAFFINAGE

- Simulation de l'industrie européenne du raffinage selon deux méthodes :
  - Etude de l'offre et de la demande selon 3 régions (NWE - zone atlantique - zone méditerranée) - 102 raffineries.
  - Etude de 2 schémas type de raffinerie (FCC - cracking thermique) traitant du brut de Mer du Nord ou un mélange Brent-Arabe léger.

- Etude de l'impact sur les coûts de la modification des paramètres suivants :
  - **BENZENE** (réduit les émissions de benzène et HC totaux)
  - **AROMATIQUES** (réduit les émissions d'HC totaux)
  - **RVP** (réduit les émissions de vapeurs)
  - **SOUFRE** (améliore l'efficacité des catalyseurs)
  - **P 90 %** (élimine oléfines lourdes donc les oléfines légères dans les émissions)
  - **OLEFINES** (réduit la formation de "SMOG" photochimique)

SIMULATIONS RAFFINERIE

- **BENZENE**

  Situation actuelle = 3,2 % benzène
  Cas étudiés = 2 % - 1 % - 0,7 % - 0,5 %

- **AROMATIQUES**

  Situation actuelle = 35 - 45 % aromatiques
  Cas étudiés = 30 % - 25 % (benzène = 1 %)

- **RVP**

  Réduction à 60 KPA

- **SOUFRE**

  Cas étudiés = 500 - 200 - 100 ppm

- **DISTILLATION**

  Situation actuelle = P90 = 155°C
  Cas étudié = P90 = 150°C

BRUTS TRAITES

Le choix des bruts influe sur la teneur en benzène des essences.

BRUTS	ZONE ATLANTIQUE	N.W. EUROPE	MEDITERRANEE
MER DU NORD BRENT	50 %	25 %	4 %
MOYEN ORIENT (ARABE LEGER) (ARABE LOURD)	35 %	60 %	52 %
AFRIQUE DU NORD (SARIR)	6 %	10 %	36 %
AFRIQUE DE L'OUEST	9 %	5 %	8 %

QUALITE DES ESSENCES A L'HORIZON 2000

Sans investissements complémentaires, les qualités des essences seront comprises en 2000 dans les limites suivantes :

	BENZENE (% VOL.)	AROMATIQUES (% VOL.)	SOUFRE (PPM)	OLEFINES (% VOL.)	MTBE (% VOL.)
MODELE PAR REGION	2,7	36,5	800	13,4	1,5
RAFFINERIE TYPE	3,4	42,5	500	10,7	1,8

REDUCTION DU BENZENE

- **POUR ATTEINDRE 2 % BENZENE, IL FAUT :**

  - hydrogéner du benzène (cyclohexane) et isomériser,
  - extraire du benzène (production de 0,2 à 0,4 MT/an),
  - générer ou purifier de l'hydrogène.

- **POUR ATTEINDRE 1 % BENZENE, IL FAUT UTILISER LES MEMES PROCEDES A PLUS GRANDE ECHELLE (PRODUCTION DE BENZENE SUPPLEMENTAIRE = 1,5 MT/AN).**

- **POUR ATTEINDRE 0,7 OU 0,5 % BENZENE, IL FAUT :**

  - augmenter substantiellement les unités de génération d'hydrogène,
  - incorporer entre 4 et 7 MT/an de MTBE,
  - la production de benzène supplémentaire est d'environ 2 MT/an.

La réduction de la teneur en benzène réduit en même temps la teneur en aromatiques (substitution MTBE-Reformat, traitement du reformat).

REDUCTION DU BENZENE

MODELE REGIONAL

% BENZENE	INVESTISSEMENT (M$)	CHARGES DE CAPITAL (M$/AN)	COUTS OPERATOIRES (M$/AN)	COUT TOTAUX (M$/AN)	COUT UNITAIRE ($/T ESSENCE)
2 %	1100	165	263	428	3,5
1 %	3900	580	1137	1717	14,1
0,7 %	7600	1140	2028	3168	26,0
0,5 %	9600	1450	3518	4968	40,7

RAFFINERIE TYPE

% BENZENE	INVESTISSEMENT (M$)	CHARGES DE CAPITAL (M$/AN)	COUTS OPERATOIRES (M$/AN)	COUT TOTAUX (M$/AN)	COUT UNITAIRE ($/T ESSENCE)
2 %	3000	453	421	874	7,2
1 %	6790	1010	1205	2215	18,2
0,7 %	8130	1220	2185	3405	27,9
0,5 %	13800	2070	3270	5340	43,8

AROMATIQUES

Pour réduire la teneur en aromatiques, il faut recourir aux isomérisations, aux hydrogénations du benzène (nécessité d'unités de génération d'hydrogène suite à la moindre utilisation du reformer), ainsi qu'aux achats de MTBE (8 MT pour 30 % aromatiques, 12 MT pour 25 % aromatiques).

Dans le modèle "raffinerie type", pour 1 % de benzène, le passage à 30 % d'aromatiques fait doubler la teneur en MTBE (5,5 % ⇒ 10,5 %), la baisse à 25 % d'aromatiques fait augmenter la teneur en MTBE à 15 %.

AROMATIQUES

COUTS (base : benzène = 1 %)

MODELE REGIONAL

% AROMATIQUES	INVESTISSEMENT (M$)	CHARGES DE CAPITAL (M$/AN)	COUTS OPERATOIRES (M$/AN)	COUT TOTAUX (M$/AN)	COUT UNITAIRE ($/T ESSENCE)
BASE (32 %)	3900	580	1137	1717	14,1
30 %	2100	420	1558	1978	16,2
25 %	3900	580	2490	3070	25,2

RAFFINERIE TYPE

% AROMATIQUES	INVESTISSEMENT (M$)	CHARGES DE CAPITAL (M$/AN)	COUTS OPERATOIRES (M$/AN)	COUT TOTAUX (M$/AN)	COUT UNITAIRE ($/T ESSENCE)
BASE (37 %)	6790	1010	1205	2215	18,2
30 %	9400	1410	1915	3325	27,3
20 %	13500	2030	4150	6180	50,6

OXYGENES

MTBE

La demande en MTBE pour une norme à 1 % benzène dans les essences varie de 3 à 5 MT/an suivant le modèle. Si en outre la teneur en aromatiques passe à 25 %, la demande passe suivant le modèle de 8 à 17 MT/an.

L'offre actuelle est de 1 MT dans les raffineries et 2,4 MT en pétrochimie.

2 % oxygène	(= 10 % MTBE)	= 12 - 13 MT MTBE en Europe
2,7 % oxygène	(= 15 % MTBE)	= 18 - 20 MT MTBE

COUTS D'INVESTISSEMENTS

Pour 2 % oxygène ⇒ unités MTBE = 5 G$
2,7 % oxygène ⇒ unités MTBE = 10 G$

AUTRES SPECIFICATIONS

RVP

Pour baisser la RVP à 60 KPA

⇒ Réduction de l'incorporation de butane (perte d'octane).

⇒ Remplacement par alkylat et isomerat (en substitution de 3 MT de C4).

Coût total (investissement inclus) = 3,3 $/T essence.

SOUFRE

⇒ Hydrotraitement essence lourde FCC.

⇒ Pour compenser la perte d'octane, il faut incorporer alkylat, TAME ou isomerat.

Pour	S = 500 ppm	Coût total = 2 $/T essence
	S = 200 ppm	Coût total = 7 $/T essence
	S = 100 ppm	Coût total = 10 $/T essence

AUTRES SPECIFICATIONS

POINT 90 % DISTILLE (150°C)

⇒ Réduction du point 90 % essence FCC.

Peu coûteux en général (moins d'essence FCC dans le pool en Europe qu'aux USA).

OLEFINES

Les coûts de réduction de teneur en oléfines sont proportionnels au taux d'incorporation des essences FCC dans le pool.

SYNTHESE

	CAS ETUDIE	INVESTISSEMENTS M$	COUT UNITAIRE $/T ESSENCE
1	BENZENE = 1 %	4000 - 7000	14 - 18
2	BENZENE 1 % AROMATIQUES 30 %	2000 - 9500	16 - 27
3	BENZENE 1 % AROMATIQUES 30 % RVP 60 KPA	2300 - 10300	19,5 - 33
4	BENZENE 1 % AROMATIQUES 30 % RVP 60 KPA - S = 500 ppm	3200 - 14300	21,5 - 36
5	BENZENE 1 % AROMATIQUES 30 % RVP 60 KPA - S = 500 ppm P 90 % = 150°C	3700 - 16500	22,7 - 38

Fourchette basse = modèle régional

Fourchette haute = raffinerie type

DISTILLATS

GAZOLE MOTEUR

Soufre ≤ 0,05 % au 1/10/96.

Autres spécifications = attente des résultats du Groupe tripartite (union européenne - ACEA - EUROPIA) qui déterminera les spécifications :

- Cétane
- Aromatiques - polyaromatiques
- Distillation (T 95 %)
- Densité

FOD

Soufre ≤ 0,1 % au 1/10/99 (décision en 1994).

ETUDES EPEFE

EPEFE :

European program on emissions, fuel, engines technology.
Programme tripartite sur la qualité de l'air, les technologies des carburants et des moteurs entre la commission européenne, l'ACEA et EUROPIA.

GAS OIL MOTEUR :

Paramètres variables	Densité	= 828/855
	Cétane	= 50/58
	Polyaromatiques	= 50/58 (dopage)
	T 95 %	= 325/375°C
Paramètre fixe	Soufre	= 500 ppm

ESSENCE

Paramètres variables	Aromatiques	= 20-50 %
	E 100°C	= 35-65 %
	S	= 30-400 ppm
Paramètres fixes	Benzène	= < 2,5 % vol.
	E 70°C	= 25-35 %
	NOR/NDM	= 95-85
	MTBE	= < 10 % vol.
	Oléfines	= < 10 % vol.

Table III - SUMMARY OF ESTIMATED EFFECTS OF FUEL PROPERTY CHANGES ON DIESEL ENGINE/VEHICLE EMISSIONS

0 = no effect ± 0 = - 2 to +2% ↑ or ↓ = 2 - 10% effect ↑↑ or ↓↓ = 10 - 20% effect ↑↑↑ or ↓↓↓ = > 20% effect
? = Insufficient information

Light Duty Vehicles**

Property	Change	CO	HC	NOx	PM
Reduce Sulphur	2000 to 500 ppm	0	0	0	↓
Reduce Density*	850 to 820 kg/m³	↓	↓	0	↓↓↓
Reduce Poly-Aromatics*	6 to 3% v/v				
Increase Cetane No.	50 to 55	↓↓	↓↓	± 0	↓
Reduce T95	370 to 330° C.	- 0	- 0	- 0	- 0

Heavy Duty Engines**

Property	Change	CO	HC	NOx	PM
Reduce Sulphur	2000 to 500 ppm	0	0	0	↓↓
Reduce Density*	850 to 820 kg/m³	0	0	↓	↓
Reduce Poly-Aromatics*	6 to 3% v/v				
Increase Cetane No.	50 to 55	↓	↓	↓	↓
Reduce T95	370 to 330° C.	- 0	- 0	- 0	-0

Notes: * Insufficient data is available to reliably separate the influence of these parameters, which will be subject of further study.

** Above effects are not necessarily additive.

REDUCTION DU SOUFRE

SOLUTIONS POSSIBLES

- Approvisionnement en brut BTS : disponibilité limitée au niveau mondial (15 % du total produit),
- Revamping ou construction d'hydrodésulfurations.

  En cas de construction, il y a un intérêt à désigner l'unité pour une déaromatisation future.

  La désulfuration plus poussée peut entraîner des investissements de production d'hydrogène.

ESTIMATION DES COUTS AU NIVEAU EUROPEEN

Pour produire du GOM à 0,05 % S et du FOD à 0,1 % S, le coût moyen dans les raffineries NWE est de l'ordre de 12 $/T (charges de capital - 15 % du coût d'investissement + frais fixes + frais variables).

Analyse A.D. LITTLE basée sur l'offre-demande sans modification de l'approvisionnement en brut actuel et l'estimation des investissements par raffinerie.

DISTILLATS

AROMATIQUES

⇒ Déaromatisation

CETANE

⇒ Additivation (améliore le cétane de 3 points maximum).
⇒ Déaromatisation.

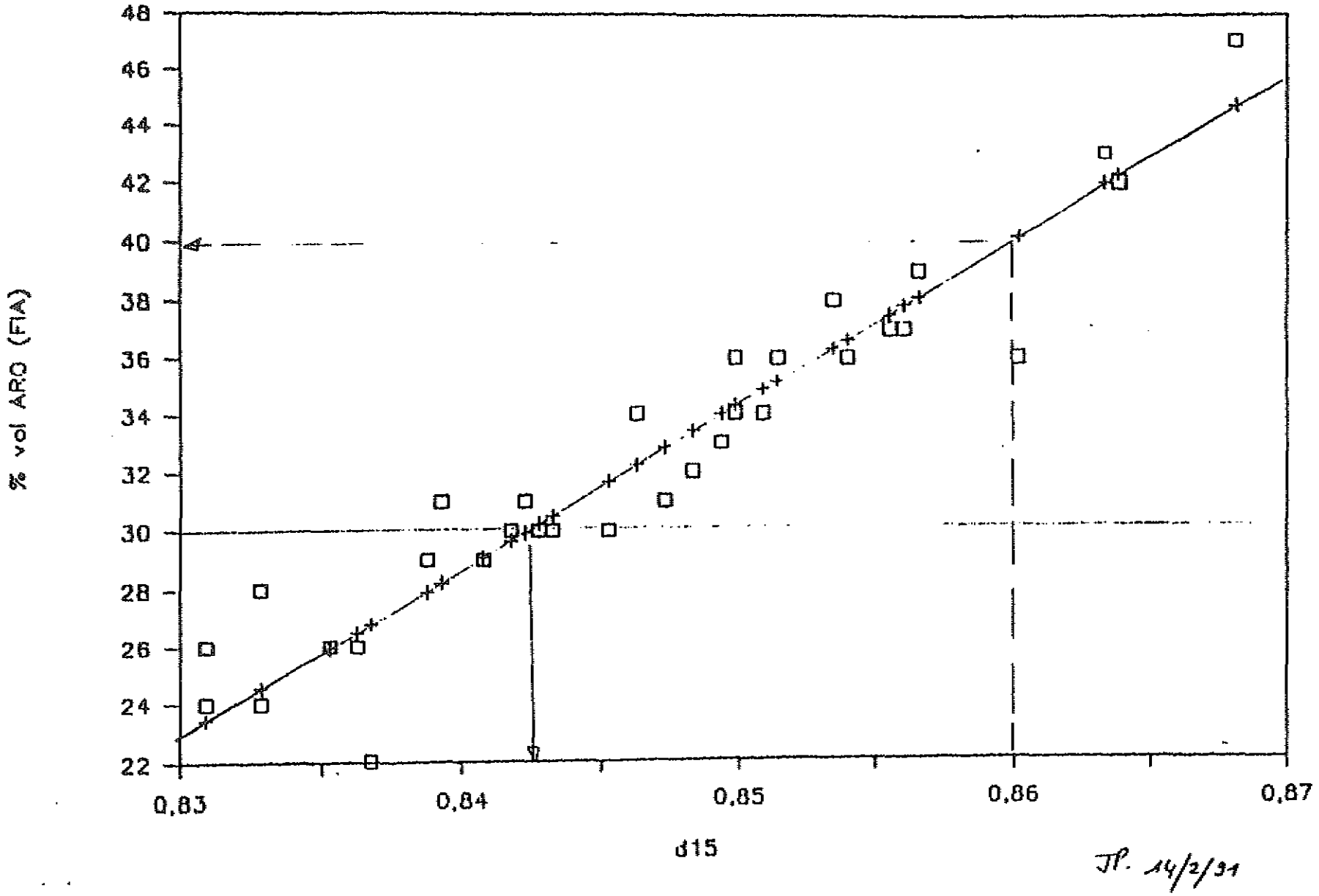
DISTILLATION

⇒ Changement du point de coupe.

Augmentation de la production de fuel lourd.

AROMATIQUES = f(d15)

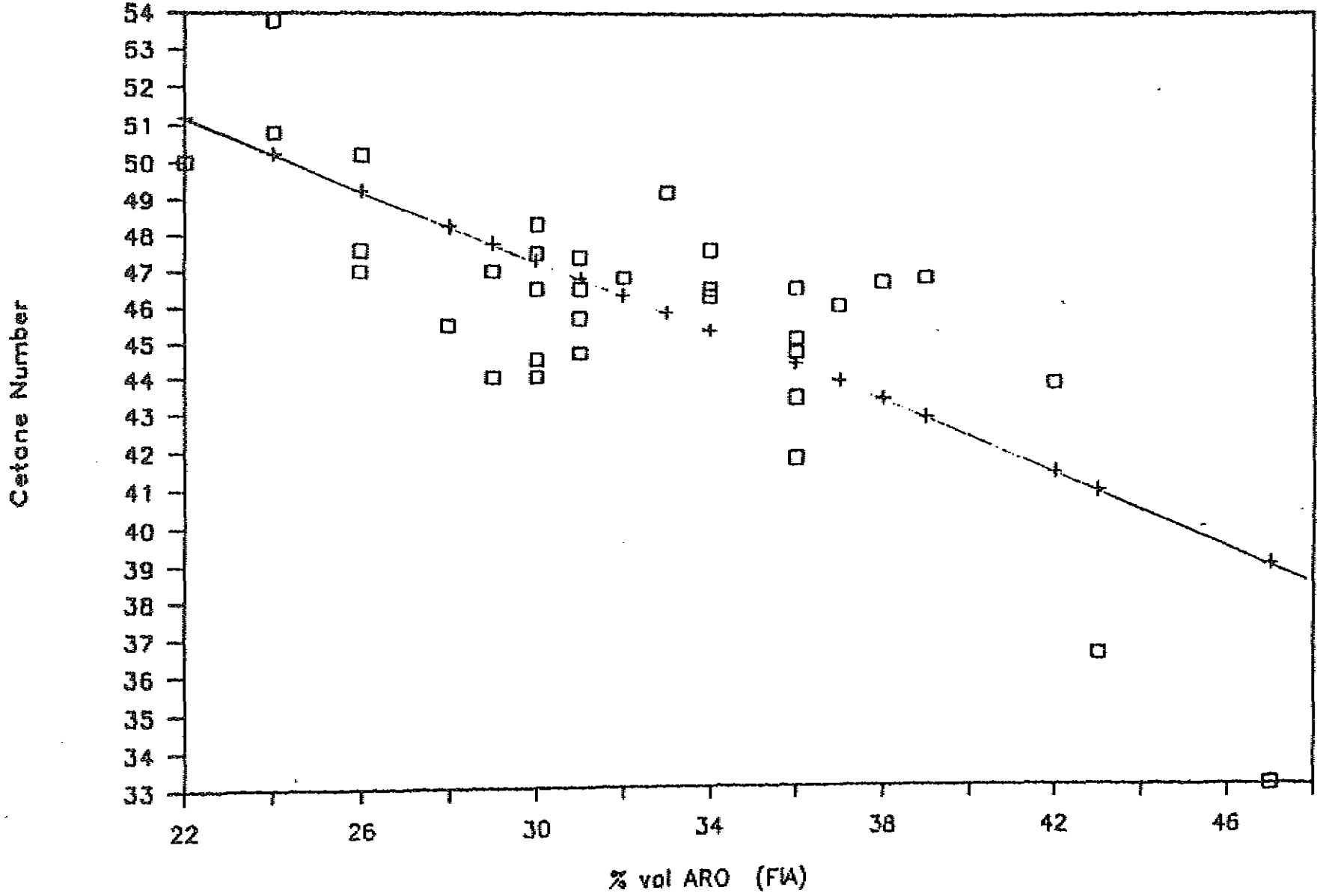
Diesel USA 1977



JP. 14/2/91

CETANE = f(%ARO)

Diesel USA 1977



REJETS AIR-EAU

Arrêté du 1er mars 1993.

Relatif aux prélèvements, consommations d'eaux et rejets des installations classées soumises à autorisation.

RAFFINERIES

Spécifications particulières pour : - Raffineries neuves
- Raffineries existantes et leurs extension

AIR

A partir du 1/01/2000	- SO2	= 1 700 mg/Nm3
	- NOx	= 500 mg/Nm3
	- Poussières FCC	= 50 mg/Nm3

EAU

- Classement des raffineries en fonction de leur complexité.
- Spécifications en moyenne mensuelle et annuelle.
- Débits de polluants exprimés par rapport au tonnage de produits entrants.

CATEGORIES DE RAFFINERIES

Catégorie 1 : Raffinerie simple : Distillation, reformage catalytique, désulfuration ;

Catégorie 2 : catégorie 1 plus craquage catalytique et / ou craquage thermique et / ou hydrocraquage ;

Catégorie 3 : catégorie 1 ou 2 et / ou unités de vapocraquage et / ou unités d'huiles ;

Catégorie 4 : catégorie 1, 2 ou 3 avec une conversion ou une désulfuration profonde.

RAFFINERIES EXISTANTES

CATEGORIE DE RAFFINERIES Flux massique maximal autorisé	1	2	3
Débit d'eau (en m3/t)	0,2	0,5	0,8
MEST (en g/t)	5	12,5	20
DCO (en g/t)	20	50	80
DBO5 (en g/t)	5	12,5	20
Azote total (en g/t)	4	10	16
Hydrocarbures (en g/t)	1	2,5	3
Phénols (en g/t)	0,05	0,125	0,2
Moyenne annuelle			

RAFFINERIES NEUVES

CATEGORIE DE RAFFINERIES Flux massique maximal autorisé	1	2	3	4
Débit d'eau (en m3/t)	0,1	0,2	0,4	0,8
MEST (en g/t)	2	5	10	15
DCO (en g/t)	10	15	30	60
DBO5 (en g/t)	5	5	10	15
Azote global (en g/t)	5	5	10	15
Hydrocarbures (en g/t)	0,1	0,25	0,5	2
Phénols (en g/t)	0,01	0,05	0,05	0,1
Moyenne mensuelle				

L'AVENIR DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE

POSSIBILITÉS DES NOUVELLES TECHNOLOGIES

E.F. FREUND - IFP
(Directeur de l'Objectif Raffinage-Pétrochimie)

1. Introduction

Il convient au préalable de définir ce que l'on entend par "nouvelles" technologies. Les technologies[1] requises pour construire la raffinerie de l'an 2000 existent, tout du moins en tenant compte des spécifications actuelles des produits pétroliers. Cette raffinerie peut être une raffinerie "sans fioul", comme le montre clairement la figure 1. Toutefois, une telle raffinerie serait très coûteuse du point de vue des investissements, entraînerait des frais opératoires élevés, et de plus présenterait des performances énergétiques médiocres (autoconsommation supérieure à 10 %).

Ces observations permettent de préciser la notion de nouvelles technologies. Il s'agit principalement de **technologies améliorées**, reliées de manière étroite à des technologies existantes et pour un nombre limité de cas de technologies réellement nouvelles, sans analogue antérieur. Bien entendu, si l'on se place dans une perspective à long terme (au delà, pour fixer les idées de 2020), un nombre peut être plus élevé de technologies réellement nouvelles peut être requis.

Nous examinons dans une première partie les problèmes à résoudre à court/moyen terme et les réponses technologiques.

2. Les problèmes à résoudre et les réponses technologiques

Nous considérons tout d'abord la conversion profonde (conversion des fuels résiduaires) et la conversion classique, puis la production des carburants : supercarburant et gazole et enfin brièvement l'élaboration des autres produits.

[1] C'est-à-dire les procédés et les catalyseurs associés

2.1 Conversion profonde

Ce domaine illustre parfaitement la discussion précédente : l'évolution actuelle et future du marché rend la conversion profonde incontournable sur le plan technique. La capacité installée est très limitée, non pas parce qu'il n'existe pas de solutions techniques, mais parce que les faibles prix du brut et les différentiels insuffisants qui en résultent entre fuels résiduels et carburants rendent non rentables la plupart des projets. Sur le plan technique, on peut résumer la situation en constatant qu'il n'existe qu'un nombre très limité de technologies commerciables et que, d'autre part, ces technologies n'ont pas été utilisées à grande échelle, à l'exception de la cokéfaction retardée (bon marché, mais peu performante), du déasphaltage au solvant lourd (intéressant mais associé à d'autres technologies) et de l'oxyvapogazéification (qui concerne normalement les résidus "ultimes").

De notre point de vue, les améliorations proviendront de 4 facteurs :

- Utilisation plus étendue des technologies déjà commercialisées. Il s'agit là d'un facteur de progrès essentiel .
- Démonstration commerciale de technologies entièrement développées. Cela implique en fait qu'il existe des technologies "en réserve".
- Catalyseurs plus performants pour la voie hydroconversion, permettant dans un premier temps de limiter la taille des réacteurs, puis de travailler à des niveaux de pression moins sévères. Le cas des catalyseurs d'hydrodésulfuration (figure 2) permet d'espérer dans le futur des gains non négligeables, sinon substantiels.
- Optimisation des combinaisons de procédés existants. Cette optimisation jouera un grand rôle pour diminuer les coût opératoires et surtout donner une plus grande flexibilité à la raffinerie.

Dans l'immédiat, aucune révolution n'est attendue dans ce domaine.

2.2 Conversion

Il s'agit des deux technologies bien connues : le craquage catalytique et l'hydrocraquage. En effet, d'une part, aucune technologie vraiment nouvelle n'est annoncée pour le court/moyen terme, d'autre part ces deux technologies présentent un fort potentiel d'amélioration.

Considérons tout d'abord l'hydrocraquage. Cette technologie fournit des distillats moyens et des bases pour huiles lubrifiantes de grande qualité, mais elle est très coûteuse, ceci étant dû :

a) aux paramètres opératoires sévères (en particulier la pression) ;

b) à la purification de la charge, constituée pour l'instant essentiellement par des distillats sous vide. On peut noter que cette restriction limite pour l'instant l'utilisation de l'hydrocraquage ;

c) à la complexité de la technologie (plusieurs réacteurs, recyclages, séparations intermédiaires etc. : cf. figure 3 procédé IFP d'hydrocraquage) ;

d) à la consommation élevée d'hydrogène.

Que peut-on attendre comme évolution ? Le point "d" est inévitable, car lié à la chimie des réactions que l'on souhaite favoriser. Pour les points "a", "b" et "c", la situation peut être améliorée grâce à de nouveaux catalyseurs actifs à des températures moins élevées (zéolithes, matrices actives complexes) tout en accroissant la sélectivité en produit(s) recherché(s), objectif non atteint aujourd'hui.

En ce qui concerne le craquage catalytique, la situation est très différente. Les produits obtenus sont de qualité médiocre (cas de l'essence) ou même mauvaise (cas des distillats moyens). Il y a par ailleurs un problème à terme avec les effluents du régénérateur (SOx et NOx). Par contre, ce procédé relativement "bon marché" est capable de convertir des charges "sales", que ces charges soient vierges ou issues de la conversion profonde. D'autre part, il présente un très grand potentiel d'amélioration :

— Amélioration des aspects purement technologiques qui jouent un très grand rôle (modification de l'injection de la charge, du réacteur, de la séparation des effluents, du stripping du catalyseur etc.).

— Mise au point de nouveaux catalyseurs, éventuellement assez différents des catalyseurs actuels.

— Introduction de prétraitements des charges plus sévères, ce qui accroît la qualité des effluents et permet le recyclage pratiquement à extinction des produits indésirables.

— Optimisation avec les procédés amont (conversion profonde, prétraitement) et aval (transformation des effluents), cette optimisation pouvant aboutir à des schémas nouveaux.

En définitive, le craquage catalytique devrait conserver son rôle de procédé de conversion des résidus, tout en fournissant, de manière indirecte (voir paragraphe suivant) des composants pour supercarburant et peut être à terme, des distillats moyens de qualité.

2.3 Supercarburant

Le pool supercarburant[2] est constitué schématiquement de bases essence auxquelles sont ajoutés des composants à hautes caractéristiques.

Les bases essences sont fournies par :

— Le reformage catalytique
Le procédé actuel dit "CCR" (Régénération Continue du Catalyseur) peut être considéré comme une technologie mature, qu'il reste à optimiser pour l'adapter aux futures spécifications (contrôle de la production de benzène) et aux besoins de la raffinerie en hydrogène.

— L'isomérisation du naphta léger
Ce procédé peut encore faire des progrès importants, de nouvelles technologies sont en développement ou apparaissent au niveau commercial ;

— Le craquage catalytique.
Compte tenu de la qualité médiocre de telles bases, leur incorporation directe décroît progressivement.

On peut remarquer qu'il n'existe pas de voie directe satisfaisante pour convertir le naphta lourd en supercarburant ayant la composition idéale (prédominance d'isoparaffines très branchées, peu d'aromatiques).

Les composants incorporés dans le supercarburant sont actuellement les éthers (et de manière marginale, d'autres composés oxygénés) et des hydrocarbures obtenus par synthèse à partir d'hydrocarbures C_3-C_5 : alkylat, produits de dimérisation des oléfines C_3-C_4 :

— Les procédés de production des éthers en C_5 (MTBE : méthanol + isobutène) et C_6 (TAME : méthanol + isopentènes) sont bien définis. Les développements actuels concernent des procédés efficaces de production d'éthers C_7 (C_8 ?), avec comme matière première les oléfines contenues dans l'essence de craquage catalytique, ou des produits de dimérisation des oléfines légères (figure 4 : procédé DIMATOL de l'IFP).

— Les procédés d'alkylation aliphatique (schématiquement : butène(s) + isobutane => isooctane), procédés à l'acide fluorhydrique ou à l'acide sulfurique font l'objet de développements importants, afin d'en garantir la sécurité (acide fluorhydrique) ou de résoudre le problème du transport d'acide sulfurique contaminé. De grands espoirs sont placés dans la mise au point de procédés nouveaux utilisant des catalyseurs solides et ne présentant plus les problèmes associés aux procédés actuels. Toutefois ces procédés nouveaux devront affronter la concurrence de procédés bien établis, donc ne devront pas souffrir d'une absence de compétitivité exagérée.

---

2 La discussion est limitée au supercarburant sans plomb.

— La dimérisation des oléfines légères, procédé commercial largement répandu (tel le DIMERSOL de l'IFP) fournit un mélange d'oléfines qui n'est plus considéré comme un composant d'un grand intérêt, compte tenu de limitations généralisées sur la teneur en oléfines. De nouveaux procédés sont en développement avec comme objectif l'obtention avec une sélectivité suffisante d'oléfines branchées, qui pourront soit être hydrogénées en isoparaffines, cas idéal mais très difficile à réaliser, soit servir de base éthérifiable.

Pour certains des procédés précédents, une production accrue d'oléfines légères spécifique est nécessaire (par exemple : isobutène pour la production de MTBE). Toute une série de nouveaux procédés sont à divers stades de développement ou de commercialisation récente :

— Isomérisation du n-butane en isobutane suivie d'une deshydrogénation (deux procédés commerciaux, d'autres en cours de commercialisation).

— Isomérisation squelettale des n-oléfines en iso-oléfines (plusieurs procédés en stade de la démonstration).

— Craquage catalytique avancé dédié à la production combinée d'oléfines légères, de GPL et d'essence (à caractéristiques améliorées par rapport à l'essence de craquage actuelle).

2.4 Pool gazole

Pour le court terme, les technologies nécessaires : désulfuration profonde et hydrogénation des aromatiques sont bien maîtrisées. Cependant, des catalyseurs d'activité améliorée sont en développement ou en cours de commercialisation ; ils permettront d'opérer dans des conditions plus douces (notamment : pression) avec des réacteurs de taille limitée. Par ailleurs, des mises en oeuvre innovantes —par rapport au schéma classique particulièrement simple des unités d'hydrodésulfuration— commencent à être proposées.

A moyen terme, le pool gazole devrait subir une évolution similaire à celle du pool supercarburant : contrôle plus strict de la composition, augmentation du cétane (avant additivation), introduction de composants (synthétiques) à hautes caractéristiques. Le contrôle de la composition peut être réalisé avec les technologies existantes, bien qu'à un coût éventuellement élevé : c'est le cas en particulier de l'hydrogénation profonde des aromatiques.

En ce qui concerne les autres objectifs, il n'existe pas actuellement de voies bien définies. Ce point fera l'objet d'une discussion dans la deuxième partie.

2.5 Autres produits

Ce très vaste domaine ne peut être abordé de manière générale. On peut cependant faire deux observations importantes :

- Beaucoup de produits connaissent ou vont connaître une évolution importante, qui, à la différence des carburants, sera essentiellement technique. C'est en particulier le cas des bases lubrifiantes et des bitumes.
- De nouveaux procédés apparaissent pour produire de manière économique ces produits à hautes caractéristiques. La production de bases à très haut indice de viscosité à partir des résidus d'hydrocraquage en est un bon exemple.

3. Perspectives à long terme

Un certain nombre de problèmes apparaissent comme non résolus dans le court/moyen terme. Nous considérons le cas des carburants.

3.1 Pool supercarburant

Un premier problème, déjà signalé, concerne la production de base supercarburant à très faible teneur en aromatiques, directement à partir du naphta lourd (par isomérisation sélective, hypothétique analogie de l'isomérisation du naphta léger). Le problème est rendu particulièrement difficile par le fait que seul un nombre limité d'isomères présente les bonnes caractéristiques (indice d'octane).

Un deuxième problème étroitement relié au précédent a trait précisément à la séparation de classes d'isomères : mono, di et triméthyle paraffines, alors qu'aujourd'hui seule la séparation n-paraffine/méthyl-paraffine est industrielle. Il faudrait de plus que cette séparation puisse être réalisée de manière économique, compte tenu de ce que les produits séparés ont une valeur comparable à celle du supercarburant.

Un dernier défi correspond à l'oligomérisation sélective des oléfines légères (C_2-C_4) en structures di et triméthyle, ce qui est réalisable mais dans des conditions économiques très éloignées de ce qui serait requis.

On peut donc en conclure que les problèmes posés à long terme pour les bases supercarburant sont particulièrement difficiles et que la mise à disposition des raffineurs de procédés commerciaux même à long terme n'est pas évidente.

3.2 Pool gazole

La situation dans ce cas est très différente car le pool gazole commence seulement une évolution similaire à celle concernant le supercarburant sans plomb.

Les principaux domaines pour lesquels devraient intervenir dans le long terme de nouveaux procédés concernent :

— De nouveaux composants à hautes caractéristiques apportant un gain important soit sur le cétane, soit sur la production par les moteurs Diesel des principaux polluants : particules, oxydes d'azote.

— La transformation aussi sélective que possible de composants à bas cétane (naphtènes, polynaphtènes) en isoparaffines peu branchées : ce point est d'autant plus important que la plupart des procédés de conversion profonde, ainsi que le craquage catalytique fournissent des coupes distillats moyens à haute teneur en aromatiques (donc après hydrogénation à haute teneur en naphtènes).

— La production de coupes gazole à haute cétane par oligomérisation d'oléfines légères ou "moyennes" (C_5-C_7) : ce type de procédés existe (une unité commerciale) mais ne conduit à des cétanes élevés qu'en partant d'oléfines-1 linéaires, dont la disponibilité est très limitée (donc le prix élevé).

Une voie très différente des précédentes consiste non plus à raffiner le brut, mais à partir de gaz de synthèse —lui-même issu soit du gaz naturel, soit des résidus pétroliers ou du charbon— et à produire par la synthèse Fischer-Tropsch des structures bien définies : n-paraffines, à partir desquelles il est possible, par des technologies connues, de passer avec une bonne sélectivité, à un mélange de distillats moyens de très grande qualité et de bases lubrifiantes à très haut indice de viscosité.

Actuellement, le bas prix du brut, ainsi que l'état de l'art de la synthèse Fischer-Tropsch ne permettent pas à cette voie d'être compétitive. Les progrès encore importants qu'il reste à réaliser (catalyseurs et leur mise en oeuvre) peuvent rendre ce mode d'accès concurrentiel. Dans le cadre du raffinage, ce serait un moyen de faire de la conversion profonde, en transformant des résidus ultimes en composants à très hautes caractéristiques.

En définitive, les perspectives d'évolution à long terme pour le gazole sont donc a priori importantes. Le problème est de pouvoir réunir les moyens considérables (développement et démonstration de chaînes complexes) nécessaires pour anticiper cette évolution.

4. Conclusion

Dans le court/moyen terme, les nouvelles technologies sont susceptibles de participer de manière notable à l'évolution du raffinage : amélioration des procédés existants (technologies et catalyseurs), introduction de nouveaux procédés, notamment pour la production de composants pour supercarburant à hautes caractéristiques et pour la conversion des résidus. Un certain nombre de problèmes restent posés pour le long terme, au moins pour les schémas actuels de raffinage. Des voies nouvelles pourraient jouer un rôle, en particulier la préparation à partir de gaz de synthèse de composants à très hautes caractéristiques.

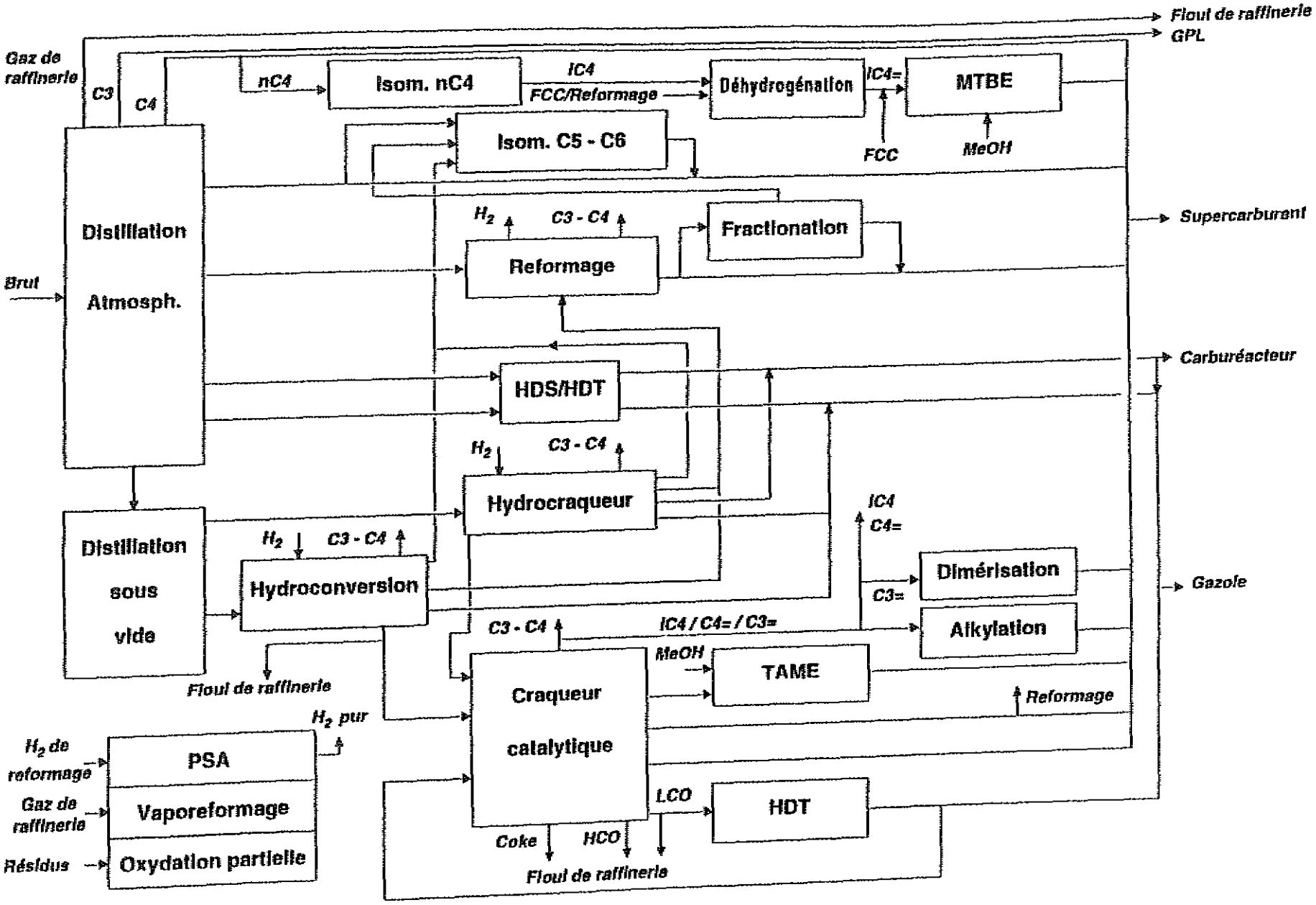


FIGURE 1 : RAFFINERIE DE L'AN 2000 SANS FUEL

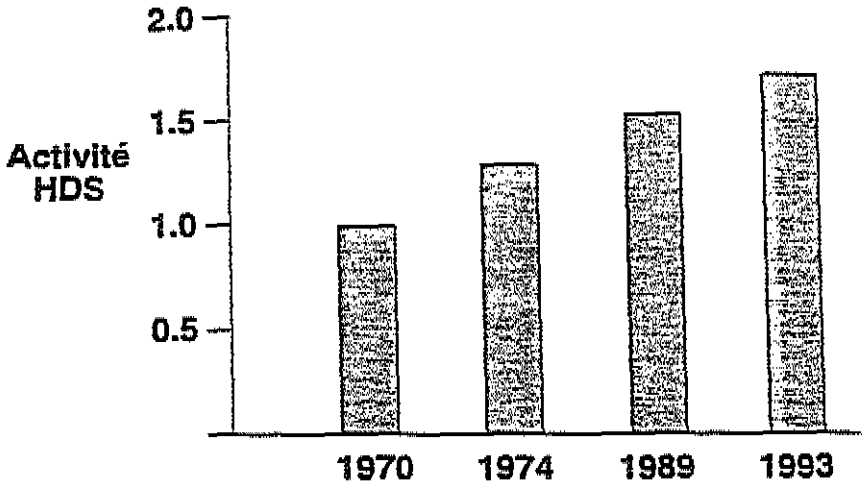
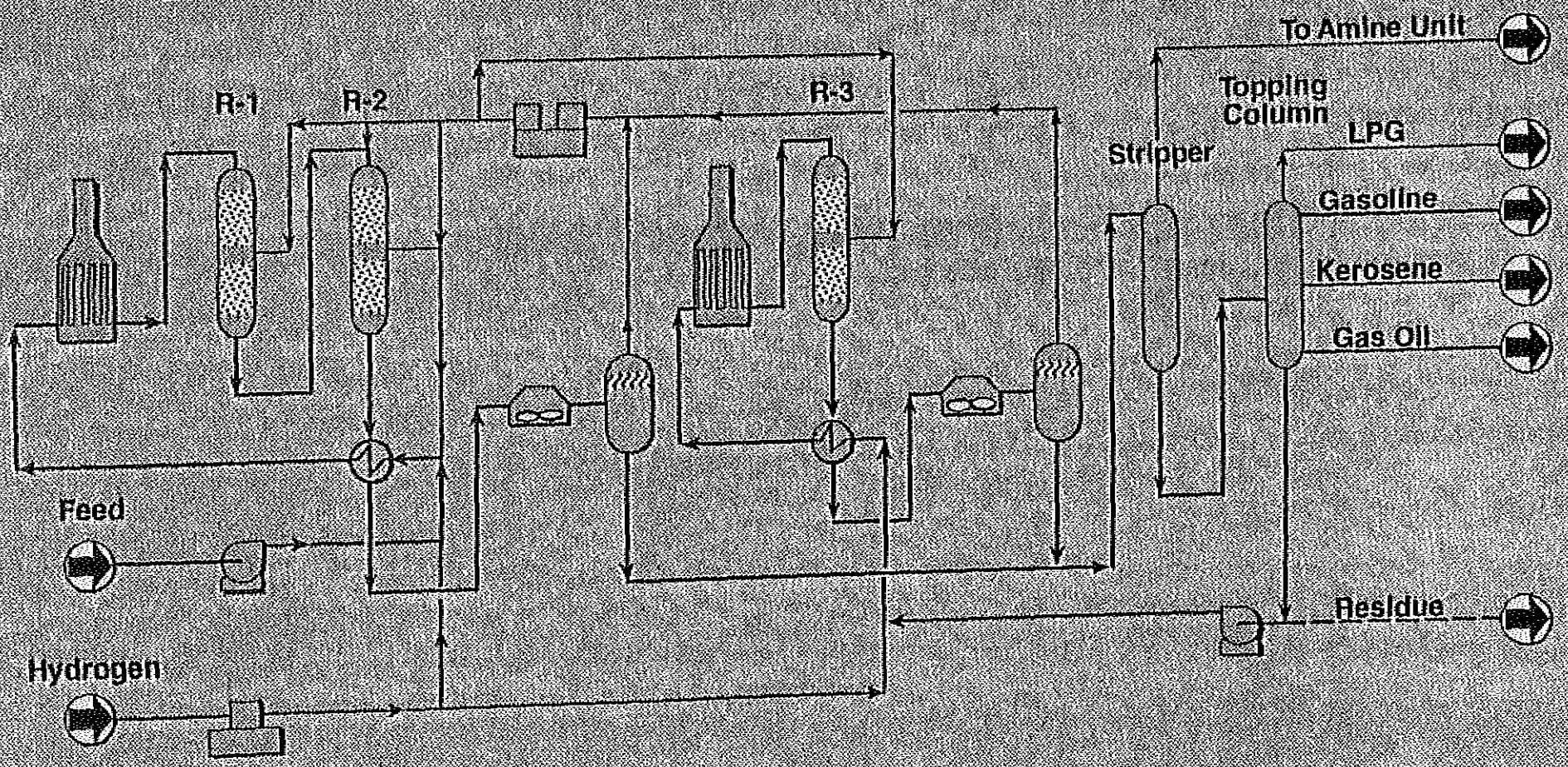


FIGURE 2 : EVOLUTION DE L'ACTIVITE DE CATALYSEURS COMMERCIAUX D'HYDRODÉSULFURATION

FIGURE 3 : PROCÉDÉ IFP D'HYDROCRAQUAGE (SCHÉMA 2 ÉTAPES)



DIMATOL PROCESS

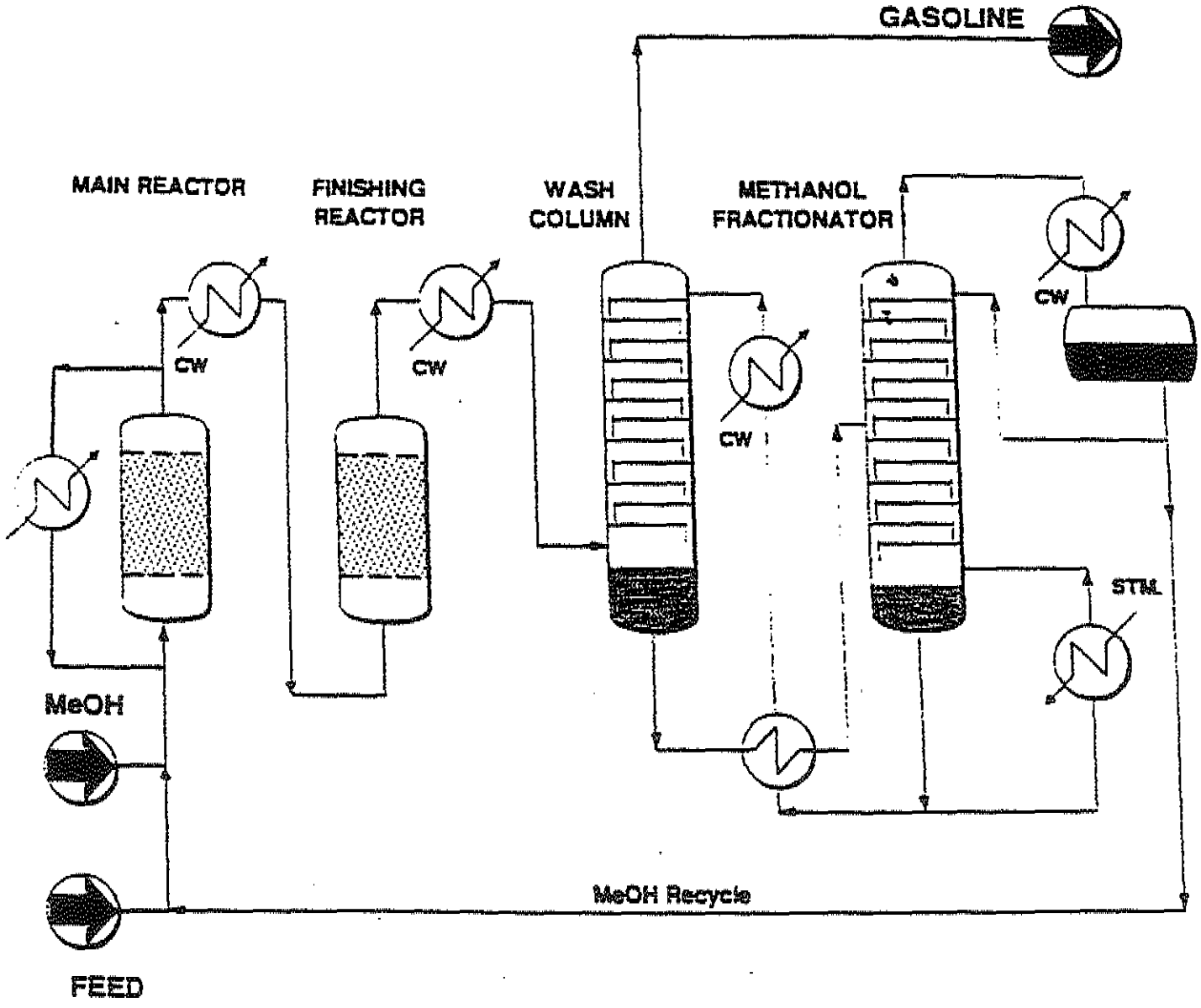


FIGURE 4 : PROCEDE IFP DIMATOL DE PRODUCTION D'ETHER C_7 A PARTIR DES OLÉFINES C_6 DE DIMÉRISATION DU PROPYLÈNE

Possibilities of New Technologies

— What are "new" technologies ?
— Problems to be solved and technological answers
— Long term perspective

All technologies required for the year 2000 refinery exist, at least for to-day specifications. It can be a "no fuel oil" refinery

However, such a refinery :

— will be very expensive with respect to investment
— will have high operating costs
— will show poor energetic performance

"New" technologies are thus :

— mostly improved technologies, closely derived from existing technologies

— for a limited number of cases, really new technologies

For the long term : more new technologies may be required.

Problems to be solved and technological answers

Deep conversion

Conversion

Premium gasoline

Diesel oil

Other products

Deep conversion 1

— Very few commercial technologies exist.

— These technologies have not been used extensively up to now (except : delayed coking, deasphalting, and oxivapogaseification)

Deep conversion 2

Improvements will come from four factors :

- more extensive use of commercial technologies
- demonstration of already developped technologies
- improved catalysts for the hydroconversion route
- optimized combinations of existing processes

Conversion 1

2 technologies :

— catalytic cracking
— hydrocracking

Conversion 2

— No new technologies are announced in the short /medium term

— Both existing technologies have a vast potential for improvement

Conversion 3

Hydrocracking

This technology yields high quality middle distillates and lube oil bases. However it is very expensive, due to :

1. severe operating parameters (especially : pressure)
2. purified feed required
3. complexity
4. high hydrogen consumption

Conversion 3

Hydrocracking

Point 4 is unavoidable

Points 1,2 and 3 can be improved with new catalysts :

- active at lower temperatures (zeolites)
- preferably showing the same selectivity with respect to the desired product (not yet achieved)

Conversion 4

FCC

- The products obtained from FCC are of low (gasoline) or very low (LCO) quality
- There is a potential problem with effluents (from regenerator : SO_x, NO_x)
- However, this technology has the ability to convert "dirty" feeds (either straight run or derived from deep conversion)

Problems to be solved and technological answers

Conversion 5

FCC

This technology have a very large potential for improvement:

- improved technology (injection, reactor, disengager, stripping ...)
- new catalysts, very different from to-day
- new, more severe pretreatments
- optimization of FCC with downstream processes

Conversion 6

FCC will allows :

— to get rid of part of the residue

— to obtain indirectly high quality components for premium gasoline, and good quality middle distillates

Premium gasoline 1

Bases for premium gasoline :

- reforming (CCR technology) is a mature technology
- isomerization of light naphtha can still be largely improved (new processes)
- FCC will yield directly decreasing quantities of gasoline

Premium gasoline 2

Bases for premium gasoline :

There is no satisfactory way to convert directly heavy naphtha to premium gasoline with "good" composition

(i.e. : mainly isoparaffins)

Premium gasoline 3

Components for premium gasoline :

- ethers and oxygenated compounds
- aliphatic alkylation
- dimerisation of light olefins

Problems to be solved and technological answers

Premium gasoline 4

Ethers and oxygenated compounds :

- production processes for C_5 (MTBE) and C_6 (TAME) ethers are well defined
- the next objective is the development of efficient processes for the production of C_7 (C_8?) ethers, starting from olefins contained in FCC gasoline

Premium gasoline 5

Aliphatic alkylation :

(butene + isobutane → branched octane)

- the well established HF and H_2SO_4 processes are being improved
- much hope is placed in the development of new processes using solid catalysts

These processes must be competitive

Premium gasoline 6

Dimerisation of light olefins

Objective : selective oligomerisation (dimerisation) to highly branched C_6 - C_9 olefins ($\rightarrow$ paraffins)

— classical processes such as Dimersol have not the required selectivity

— new or improved processes are under development

Premium gasoline 7

For some of the above processes, an increased production of light olefins is required :

— isobutene for MTBE

— isopentene for TAME

Premium gasoline 8

New processes are therefore developped with this objective:

- n-butane isomerization to isobutane followed by dehydrogenation (2 commercial processes, others to come)
- skeletal isomerization of n-olefins to iso-olefins (several processes at the demonstration stage)
- "advanced" FCC dedicated to the combined production of light olefins, LPG and gasoline

Problems to be solved and technological answers

Diesel oil 1

For the short/medium term, the required technologies : deep hydrodesulfurization and aromatics hydrogenation are well mastered. However :

- improved catalysts are under development (→ milder conditions and reduced reactor size)
- new technologies are appearing

Diesel oil 2

Diesel oil will tend to follow the same path as premium gasoline :

- stricter composition control
- increase of cetane (without additive)
- introduction of high quality (synthetic) components

Diesel oil 3

Stricter composition control can be tackled by existing technologies, though at a high cost.

This is especially true for very deep hydrogenation of aromatics

Diesel oil 4

For the other objectives, no well defined routes are defined.

This will be discussed in the conclusion (long term problems)

Other products 1

This field will not be treated in a detailed manner. However, other important products will follow an important evolution, mainly technical, in opposition with motor fuels :

— lubricating oil bases

— bitumens

Other products 2

New processes are appearing to prepare more economically some of these products. For instance : VHVI lube oil bases form hydrocracked residue.

Some problems appear to be unsolved in the short medium term. We briefly consider the field of motor fuels

Premium gasoline :

- production of premium gasoline, aromatics free, directly from heavy naphtha (through selective isomerization)
- cost effective separation of mono, di + tri methyl paraffins
- selective oligomerization of C_2 - C_4 olefins

Diesel oil :

- define new components having an important positive impact on cetane, particles, NOx
- discover a catalyst for the selective opening of naphtenes to paraffins
- improve the selectivity of oligomerization of light olefins to high cetane diesel oil

Diesel oil :

Improve the existing Fischer Tropsch synthesis, with respect to catalyst and technology, to make it competitive with crude oil derived products

L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE AUX ÉTATS-UNIS, QUELS ENSEIGNEMENTS POUR L'EUROPE ?

P. OBE - ESSO FRANCE
(Directeur Planning et Coordination)

1. Introduction

1.1. L'environnement géographique.

Le pétrole fonde une industrie très liée à la géographie. Il est intéressant de superposer à la même échelle les deux grandes régions.

Le territoire des États-Unis est beaucoup plus grand, relativement fermé au Nord où seule la bande côtière est utile. Un isthme isole les deux côtés du pays : la grande montagne rocheuse. Puis c'est une immensité.

Par contraste, l'Europe est un petit continent avec des petits pays qui sont tous reliés par la mer. On y est toujours très près de la côte, même si on en est à 500 ou 1000 km, comparé aux États-Unis, ce n'est pas grand chose.

1.2 Historique de la demande d'énergie primaire.

On peut là se souvenir que les États-Unis ont une très forte industrie du charbon. Ils ont développé une industrie gazière par eux-mêmes avec leurs propres ressources. Et ils ont l'industrie du pétrole la plus vieille du monde (premier puits foré).

L'Europe s'est aussi bâtie sur le charbon. Mais le développement du gaz y est récent (quelques dizaines d'années) et l'industrie du pétrole en tant qu'industrie de grande masse n'a guère plus, puisqu'aux alentours de la guerre le charbon représentait à peu près 80 % de l'énergie primaire.

L'Europe est de 40 % plus peuplée que les États-Unis, mais sa consommation d'énergie est plus faible. La consommation par tête aux États-Unis (7,8 Tep) est deux fois plus importante. Cela traduit un certain niveau de vie, une certaine histoire et puis, peut-être, une demande énergétique par nature plus importante (grands espaces/nombreux voyages/ grands froids /fort chauffage, chaleurs/climatisations).

De ces premières comparaisons - et grosso modo - on ne note pas de différences majeures, si ce n'est que le gaz a une part plus importante aux États-Unis qu'en Europe de l'Ouest.

Il en va autrement lorsqu'on entre dans le détail de la demande pétrolière de laquelle dépend l'offre de raffinage.

2. La structure de la demande pétrolière

Observons la demande pétrolière aux États-Unis entre 1973 et 1993 (l'essence, le distillat moyen, le fioul et les autre produits). Elle s'élève à 800 Mt environ. La proportion d'essence est actuellement de 43 %. Cela représente une demande considérable de 330 Mt qui est probablement plus de la moitié de la demande mondiale.

Si on ajoute à cela que la plupart du distillat est utilisé en tant que fioul de transport (moteurs diesel), on observe alors que la partie fioul de transport représente 58 % du baril total.

En Europe, l'essence - avec 130 Mt - représente 20 % du baril total. La demande européenne est donc beaucoup plus fondée sur les distillats que sur l'essence.

Cela peut sembler anodin mais c'est **majeur**. En effet si on veut imaginer un raffinage intensif un peu sophistiqué en Europe, se pose alors la question des débouchés en essence, car on ne peut pas raffiner sans casser des molécules (base du raffinage), sans engendrer des fractions légères pour lesquelles il faut des débouchés.

Les Américains n'ont aucune difficulté pour avoir un raffinage intensif puisqu'ils ont un très fort débouché d'essence, mais ce n'est pas le cas des européens dont le marché d'essence est faible et stagnant, voire en légère baisse.

C'est un point **essentiel** dont il faut se souvenir.

3. La structure de l'offre de raffinage.

3.1. Les principales zones de raffinage.

Aux États-Unis il y a essentiellement trois grandes zones de raffinage

- la zone du golfe (le Texas et la Louisiane)
- le Nord Est, où réside une grande partie de la population
- la Californie.

Il existe un certain nombre de raffineries à l'intérieur qui se sont développées sur leur propre champ de pétrole. Dans l'ensemble, les raffineries sont reliées par un réseau de pipelines très développé. Cependant le marché est relativement difficile d'accès pour les nouveaux entrants.

Aux États-Unis, la séparation entre et le "business" est particulièrement nette. Ainsi, l'industrie du pétrole réagit en fonction de données économiques objectives, et non pas en fonction de données politiques.

La carte européenne, elle, est très différente. Tout d'abord les frontières du passé ont façonné l'industrie du pétrole. De plus à l'intérieur de ces frontières il y a encore des États, et il existe un certain poids sur l'industrie pétrolière, une certaine interaction entre la sphère publique et la sphère privée.

La plupart des raffineries sont sur la côte. Le transport est donc facile, il suffit d'avoir un bateau. Il n'y a pas de contrainte logistique.

3.2. Les capacités de distillation

Le classement des raffineries par taille décroissante est intéressant. On observe que les deux courbes Europe et États-Unis se superposent.

On dénombre 120 raffineries en Europe et 170 aux États-Unis. Les États-Unis possèdent 40 à 50 petites raffineries-niches dont le poids en terme de raffinage est relativement faible.

Observons les demandes. Il semble que les États-Unis soient sous-capacitaires en matière de distillation et que l'Europe soit sur-capacitaire. La demande pétrolière est un chiffre bien connu, les statistiques de consommation sont de bonne qualité.

Mais la capacité de distillation est une notion qui est très mal connue. Il existe certes un certain nombre de titres qui publient les listes des raffineries du monde avec les capacités de leurs différentes unités. Mais ce sont des chiffres dont la qualité laisse à désirer. D'autant plus que les capacités évoluent avec le temps, c'est-à-dire qu'une raffinerie donnée a une tendance "naturelle" à augmenter sa capacité. En effet, lorsque l'on remplace des équipements, il est dommage de ne pas mettre "un pouce ou un pied de plus". De proche en proche, on constate que la taille des raffineries augmente. Cela n'est pas traduit par les chiffres que l'on trouve dans la presse. Aussi les équilibres "supply -demand" (ressources- besoins) sont toujours sujets à caution.

Intéressons-nous à une autre approche, l'approche du marché. Quiconque a fait de la programmation linéaire sait que l'on peut raisonner sur les volumes ou sur les prix. Aussi, même si on ne connaît pas bien l'équilibre des besoins et des ressources, on peut connaître assez bien le marché. Et on constate que dans des endroits où il semblerait que les ressources soient un peu tendues, les marchés sont très déprimés actuellement. Ce qui suggère que l'équilibre est beaucoup moins tendu qu'il ne le paraît sur le papier. En particulier aux États-Unis où l'on ferme

actuellement sept raffineries par an, le marché est considéré comme long et déprimé.

Je dis cela par rapport au conférencier précédent qui nous a annoncé que les marges allaient monter. En vous disant le contraire vous aurez les deux versions et vous pourrez dire que vous avez entendu la vérité.

Je suis beaucoup plus pessimiste parce que les raffineries ont tendance à prendre de la capacité et qu'il est de plus en plus difficile de fermer un site. Dans le temps c'était relativement facile, la question la plus importante était le social et avec un peu d'argent ça se réglait. Actuellement, le gros problème est la remise en état des terrains. Du fait du coût de cette réhabilitation il faut avoir des raisons extrêmement solides pour fermer une installation. On peut ainsi voir des raffineries viables grossir et d'autres qui ne sont pas viables continuer à opérer, ce qui est plutôt déprimant et confirme que le marché est long.

Après la capacité de raffinage il est intéressant d'observer la complexité.

3.3. La complexité du raffinage

Pour évaluer la complexité d'une raffinerie, on prend les installations de conversion et on les transforme en équivalent (c'est la technique habituelle) ce qui nous donne une capacité FCC que l'on rapporte à la capacité de distillation. Il y a moitié moins d'unités de conversion en Europe qu'aux États-Unis, ce qui n'est pas surprenant puisque la proportion d'essence dans la demande y est moitié moindre.

Nous avons donc un raffinage beaucoup moins équipé en conversion que l'industrie américaine. Cela ne traduit pas un retard, cela résulte simplement d'une différence de nature dans la demande.

3.4. les craqueurs catalytiques

Ce sont les installations les plus populaires. Le profil des craqueurs en fonction de leur taille montre que dans la tranche des tailles moyennes (20 000 à 50 000 barils soit 1 à 2,5 MT/an) nous avons à peu près la même répartition entre les États-Unis et l'Europe. En revanche, en Europe, il y a beaucoup moins de très grosses unités. Il existe au moins 6 craqueurs dont la capacité dépasse 6 Mt/an aux États-Unis.

Il y a 118 craqueurs aux États-Unis contre 58 en Europe et le rapport craquage/distillation n'est que de 14 % en Europe contre 35 % aux États-Unis.

3.5. la capacité de conversion

En additionnant les capacités des quatre procédés de conversion sans les pondérer et en les rapportant à la capacité de distillation, on constate que les deux régions États-Unis et Europe suivent des chemins parallèles.

4. L'adaptation du raffinage à la demande

Compte tenu de ce que j'ai dit des incertitudes sur les bases de données, je ne garantie pas les chiffres et les graphiques au millimètre près. En revanche, la tendance est sûre. La demande aux États-Unis a d'abord crû puis a subi une petite déprime après le premier choc pétrolier, est de nouveau repartie, avant de subir le deuxième choc pétrolier. Elle est actuellement à peu près stable. Selon l'origine des prévisions, la demande pétrolière aux États-Unis va de très légèrement croissante pour les plus optimistes à moyennement décroissante pour les pessimistes.

La capacité du raffinage américain lors du premier choc pétrolier (auquel on a ajouté les raffineries offshore aux Antilles qui en sont partie intégrante) n'a pas bougé parce que le choc a été trop court pour que les pétroliers considèrent le phénomène comme structurel. En revanche lors du deuxième choc pétrolier des mesures ont été prises au bout de deux à trois ans de déséquilibre croissant. Et huit ans après le début du choc, le raffinage était redevenu à peu près en ligne avec ses besoins.

Pour l'Europe, la situation est très différente. On a commencé a devenir excédentaire au début des années 70. Nous étions dans une époque de très forte croissante de la demande et les pays ont construit des capacités importantes . Il a fallu attendre le début de années 80 pour que l'on arrête de construire. Et puis il a fallu attendre pratiquement 1984 pour que l'on commence à fermer. Actuellement il n'y a plus de fermeture. Les capacités continuent à croître ainsi que le taux d'utilisation des unités.

Nous avons un marché qui est long mais qui n'est pas suffisamment long pour éviter un petit choc. L'Europe est ouverte à tout vent. Nous sommes influencés par le Moyen-Orient (nous importons des produits), par ce qui se passe aux États-Unis (nous exportons vers les États-Unis) et nous sommes influencés par ce qui se passe à l'Est.

Une crise pendant 18 mois et les marges montent. C'est ce qui s'est passé de mi 89 à mi 91. Alors tout le monde se lance dans des extensions de capacité et de nouveau on se trouve avec des capacités excédentaires.

Nous sommes donc depuis deux ans et demi dans une situation clairement excédentaire. Les marges d'une raffinerie typique a Rotterdam sont autour de 100 F/t. Ce n'est bien sûr pas avec cela que l'on fera face au futur.

Il est donc évident que l'Europe est un continent dont l'industrie ne réagit pas aux signaux du marché avec la même rapidité que l'industrie américaine.

5. Le troisième grand facteur : les nouvelles contraintes environnementales

5.1. L'intégration des contraintes

On a parlé de structure de la demande et de structure du raffinage. C'est un peu une vision dépassée. Un troisième facteur est apparu depuis : l'environnement. En fait, c'est un facteur bien en place qui pose déjà des problèmes. On ne sait pas très bien comment les choses vont se passer dans le futur et ça peut avoir un effet fondamental sur tout ce qui se passe et aux États-Unis et en Europe. Comparons un peu la manière dont on traite les sujets d'environnement aux États-Unis et en Europe. Malheureusement, nous ne sommes pas dans la situation de l'Asie où il existe une très bonne coopération entre les acteurs économiques et les gouvernements, nous sommes dans des situations plus difficiles.

Aux États-Unis l'approche est dans l'ensemble relativement positive. Il existe des discussions intenses entre les industries et le gouvernement sur certains sujets, notamment la pollution de l'air. En premier lieu, l'objectif est de satisfaire au critères de santé, ensuite aux critères d'environnement.

L'industrie est ainsi invitée à participer à la définition des programmes. C'est ce que les américains appellent le "REG-NEG", c'est-à-dire régulation-négociation. Cela dit, la discussion terminée les politiques reprennent leurs prérogatives et il arrive souvent que leurs décisions ne soient pas en ligne directe avec les discussions qu'ils ont eues avec les industriels. L'un des sujets les plus douloureux est actuellement celui des déchets pour lesquels les standards qui sont en train d'être définis ne sont pas très raisonnables.

Il existe aussi le système des poursuites. Vous pouvez aux États-Unis obtenir des dommages punitifs qui excèdent de très loin la compensation de vos propres dommages si vous estimez que quelqu'un vous a causé du tort. Et une des techniques qui se développe actuellement est de prendre n'importe quel prétexte pour attaquer en justice les sociétés riches.

Il y a des essais qui sont faits actuellement aux États-Unis dans lesquels on crée des fonds tel le fameux super fond auquel certaines sociétés peuvent avoir droit si elles s'engagent à ne pas recourir à des poursuites. C'est un système assez mauvais qui coûte extrêmement cher.

En Europe, en positivant ce qui se passe, on observe toute une mécanique en marche pour définir la composition des futures essences et des futurs diesels. Et il y a une petite mécanique à côté qui s'appelle EPEFE.

C'est un travail qui est fait avec la Commission Européenne, avec les pétroliers et fabricants d'automobiles qui ont essayé d'établir des bases logiques. Nous souhaitons que cela se concrétise et je suis optimiste.

Ce qui est en train de se passer en matière d'environnement est **majeur**. Vous connaissez certainement les risques sur les essences dites reformulées. Cela implique de ne plus faire d'essence avec des aromatiques. Mais quand on "enlève" les aromatiques, on perd le volume correspondant, on perd de l'octane et de l'hydrogène. Parce que le raffinage, si c'est l'art de casser les molécules , donc de faire des molécules légères, c'est aussi l'art de gérer l'hydrogène. Or nous devrons faire face à des exigences de plus en plus fortes telles que, peut-être, une teneur en aromatiques inférieure à 10 %, ou encore une teneur en soufre qui ne serait pas de 0,05 % comme on l'impose pour 1996 mais beaucoup fois plus faible.

On voit très bien que l'on sort du raffinage normal. C'est un événement **majeur** qui peut bouleverser les raffinages américains et européens.

5.2. Les investissements à réaliser

Il est certain que dans l'environnement où nous sommes, la "complexification" des raffineries pour satisfaire aux contraintes d'environnement va nécessiter des investissements extrêmement importants.

On peut distinguer là les raffineries bien placées et celles qui sont mal placées. Les raffineries de l'intérieur de taille relativement petite vont devoir se débrouiller elles-mêmes et cela peut devenir extrêmement coûteux. Les grosses raffineries (15, 20 à 25 Mt), où qu'elles soient, s'en sortiront, ayant la taille qui leur permet de se développer. Et puis les raffineries du littoral qui sont dans les zones dans lesquelles on peut mettre des pipelines, des barges très facilement opéreront ensemble et pourront peut-être se partager le fardeau pour suivre le mouvement sans trop de difficulté.

On sera conduit à un bouleversement complet du raffinage du futur si les contraintes d'environnement dont on parle se matérialisent.

J'avoue que je suis actuellement perplexe. J'ai l'impression que l'on est dans l'oeil du cyclone. Si on regarde ce qui se passe dans la vie réelle sur les marchés aujourd'hui, tout va bien. Les marges sont basses. Le raffinage est largement excédentaire en capacité et fait face sans difficulté. Brusquement, on nous dit qu'en l'an 2000 il y aura des événements extraordinaires. Or, l'an 2000 c'est dans 66 mois et il est difficile d'ici là de faire quoique ce soit.

Les deux limites au développement du raffinage européen seront la faiblesse en débouché d'essence (il sera donc difficile de raffiner profond) et l'excédent actuel de capacité. En créant des marges basses, il engendre des ressources financières limitées. Ce sera un très gros problème.

5.3. L'aspect marketing

Avec l'ouverture à la compétition des marchés, ne survivront dans leurs zones que les opérateurs qui ont un avantage compétitif (avantage logistique, accord, avantage de raffinage, ...). Ceux qui n'ont pas d'avantage compétitif ne pourront pas rester sur le marché. On verra apparaître le phénomène observé aux États-Unis où il n'y a pas de "marketeur" national. Même les très grands groupes comme celui auquel j'appartiens ne peuvent se permettre de distribuer des produits dans la totalité des États. EXXON n'opère que dans quelques États.

Et puis dans un marché que nous voyons très concurrentiel, il faudra être très professionnel, savoir gérer les coûts et les investissements. Ce qui veut dire également que les actions qui seront politiquement pilotées deviendront non économiques (parce que si elles sont économiques il n'y a pas besoin de les piloter politiquement) .

Vous ne serez pas étonnés de la part d'une société cotée en bourse, d'entendre dire qu'une société devra premièrement satisfaire ses clients parce que c'est la raison de sa survie, et deuxièmement satisfaire ses actionnaires.

* * *

QUESTION : vous nous montrez une demande États-Unis de 6 % en fioul lourd en 1993 et de 20% pour l'Europe de l'ouest. Si on imaginait une demande de 6 % de fioul lourd en Europe, on s'alarmerait. Quelle est la situation de la conversion profonde aux États-Unis ? cokers, flexicokers ...

Réponse: La conversion profonde je ne sais pas ce que c'est, je ne sais plus. Avant c'était très facile. Il y avait le distillat sous vide qui allait dans les craqueurs catalytiques et les résidus lourds allaient dans les cokers. On est dans un monde qui n'est plus simple. Et il arrive que l'on mette du polyéthylène dans les cokers et du fioul lourd dans les craqueurs. En fait, il ne faut pas oublier qu'aux États-Unis le brut local est à très bas soufre. La nature fait qu'alors en général il y a très peu de métaux et qu'il est très facile alors de le mettre au craquage catalytique.

La conversion profonde ne s'est développée que dans les raffineries traitant des bruts du Moyen-Orient, c'est-à-dire essentiellement sur la Gulf coast.

En Europe, si nous devions faire des installations de conversion profonde, il y en a quelques unes, je ne sais pas très bien comment on parviendrait à équilibrer le système. Parce que faire de la conversion profonde c'est casser des asphaltènes - et les produits qui supportent les asphaltènes - pour faire de l'essence qui n'est pas de très bonne qualité, avec beaucoup d'aromatiques donc peu de débouchés. On fait également du distillat. En faisant cela, on fait plus de produits blancs avec moins de brut. Or, on est déjà long en capacité de distillation. On appellerait donc moins de brut à distiller. Les marges s'effondreraient.

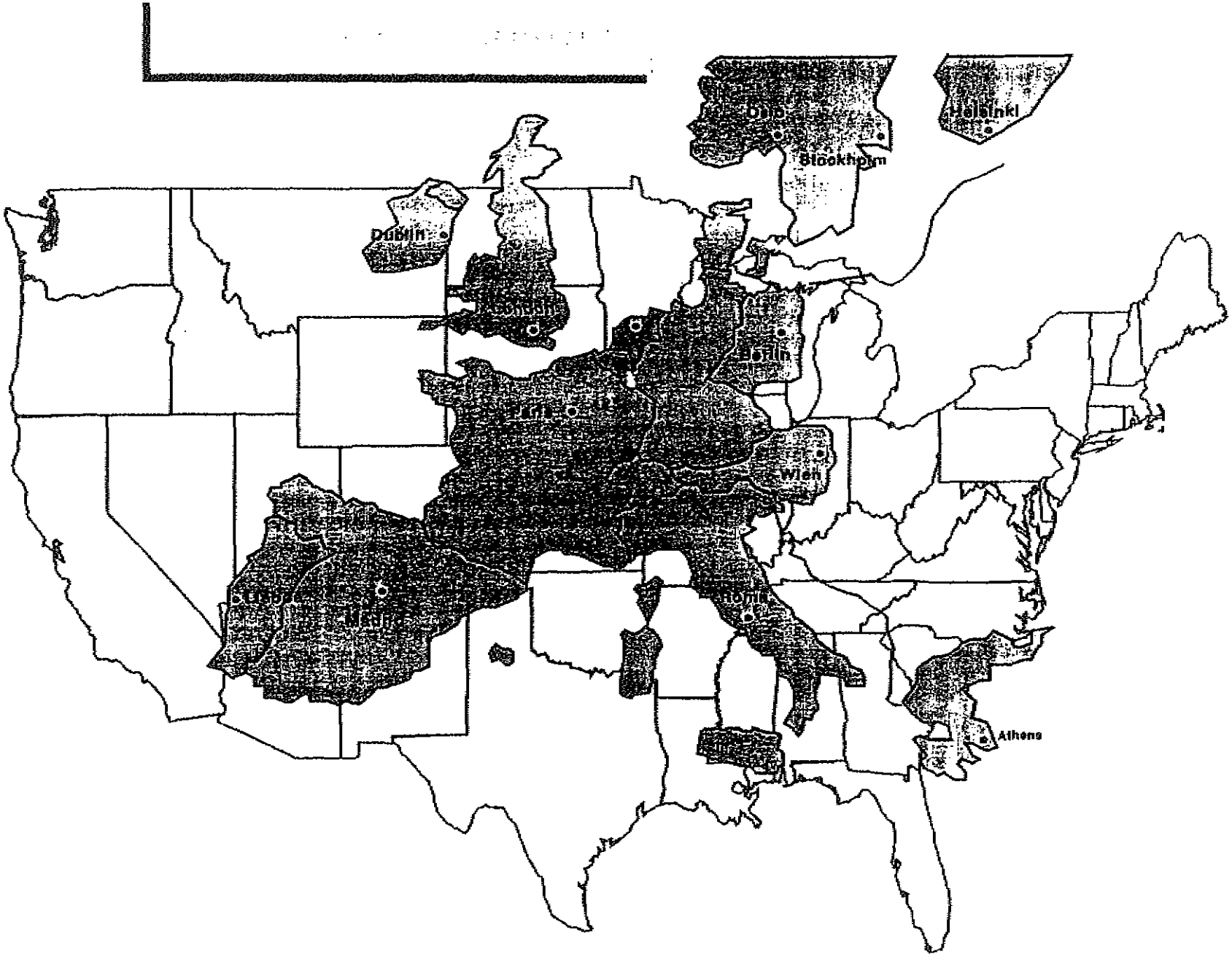
Je ne sais pas si dynamiquement le système peut s'équilibrer. Si quelqu'un construit une unité de conversion profonde, il risque, par le simple fait de la construire, de déprimer le marché, les marges et de se retrouver avec un handicap de compétitivité insurmontable. Donc je ne sais pas ...

L'Industrie du Raffinage aux USA

Quels enseignements pour l'Europe ?

P. OBE ESSO S.AF.

9 Juin 1994



MAP-USAEU ch3

OIL BUSINESS ENVIRONMENT

USA

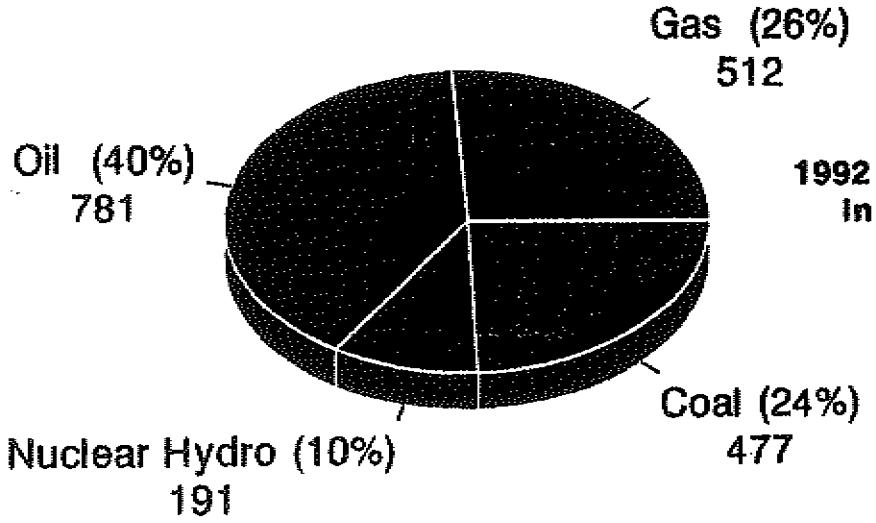
- A VAST UNIFIED MASSIVE COUNTRY OF 250 MILLION PEOPLE
- ENERGY RICH: OIL, GAS, COAL
- OIL MARKET = GASOLINE MARKET of 330 Mt, = 43% of US Oil Demand
- MATURE, HIGHLY COMPETITIVE OIL MARKET, DEMAND STAGNANT TO DECLINING

WESTERN EUROPE

- GREAT HUMAN/POLITICAL DIVERSITY 375 MILLION PEOPLE IN 17 INDEPENDANT STATES MOST ACCESSIBLE BY SEA
- INDUSTRIAL DEVELOPMENT BASED ON INDIGENOUS COAL, OIL MORE RECENT; ONLY MODEST ENERGY RESERVES
- MAJOR MARKET = MIDDLE DISTILLATE FOR TRANSPORTATION AND HOME HEATING
- DEVELOPMENT TOWARDS LIBERALIZED, UNIFIED, INTEGRATED EUROPEAN MARKET, STATE DISENGAGEMENT

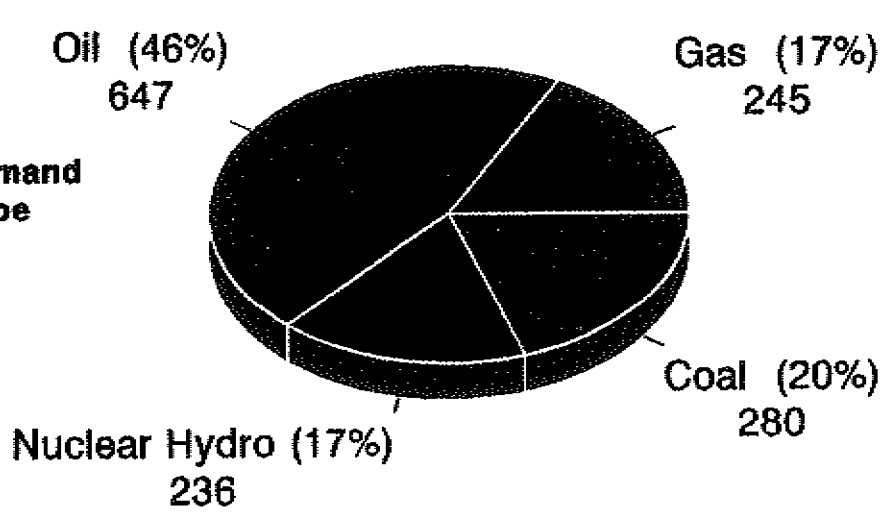
Primary Energy Demand

USA



1992 Demand
in Mtoe

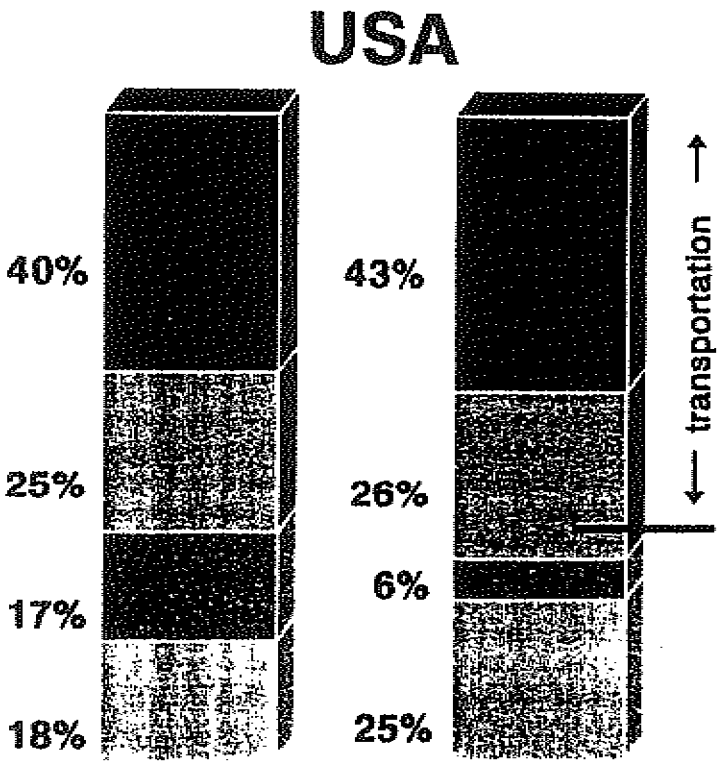
Western Europe



7.8	Area Mkm2	3.7
250	Population M	375
1961	Energie Demand (MTOE)	1408
7.8	TOE per capita	3.7

UE-PERA.ppt

Oil Demand Structure



Gasoline

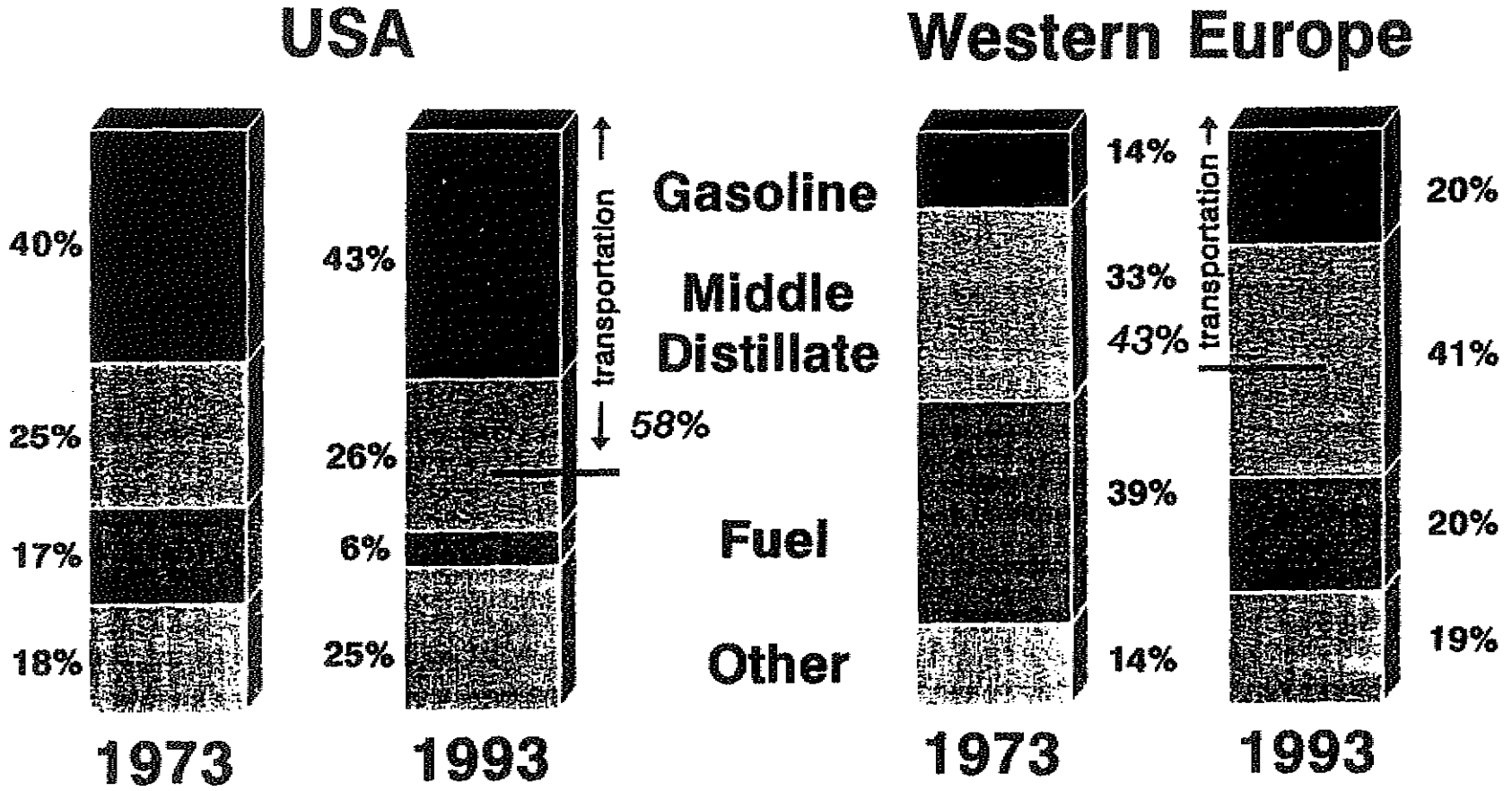
Middle Distillate Fuel

Other

Gasoline = 43 % of US Oil Demand

Gasoline demand	330 Mt
Total oil demand	780 Mt

Oil Demand Structure



Gasoline demand	330 Mt	130 Mt
Total oil demand	780 Mt	650 Mt

REFINING INDUSTRY DEVELOPMENT

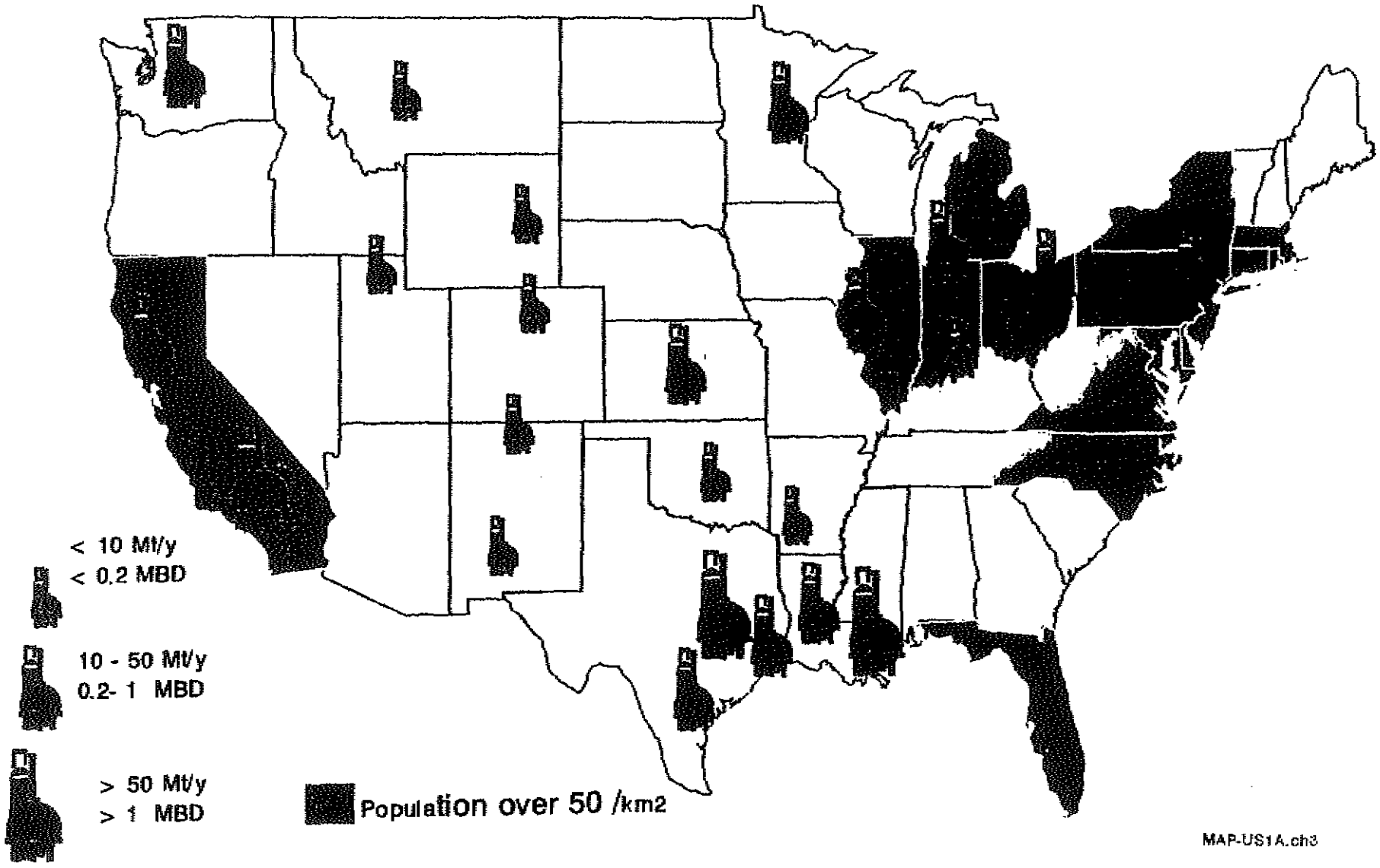
USA

- MANY REACTIVE COMPANIES/OPERATORS NO NATIONAL OPERATOR
- HIGH CONVERSION SOPHISTICATED REFINING INDUSTRY
- GROWING ENVIRONMENTAL PRESSURES (CLEAN AIR ACT) WILL FORCE TO FURTHER STREAMLINING

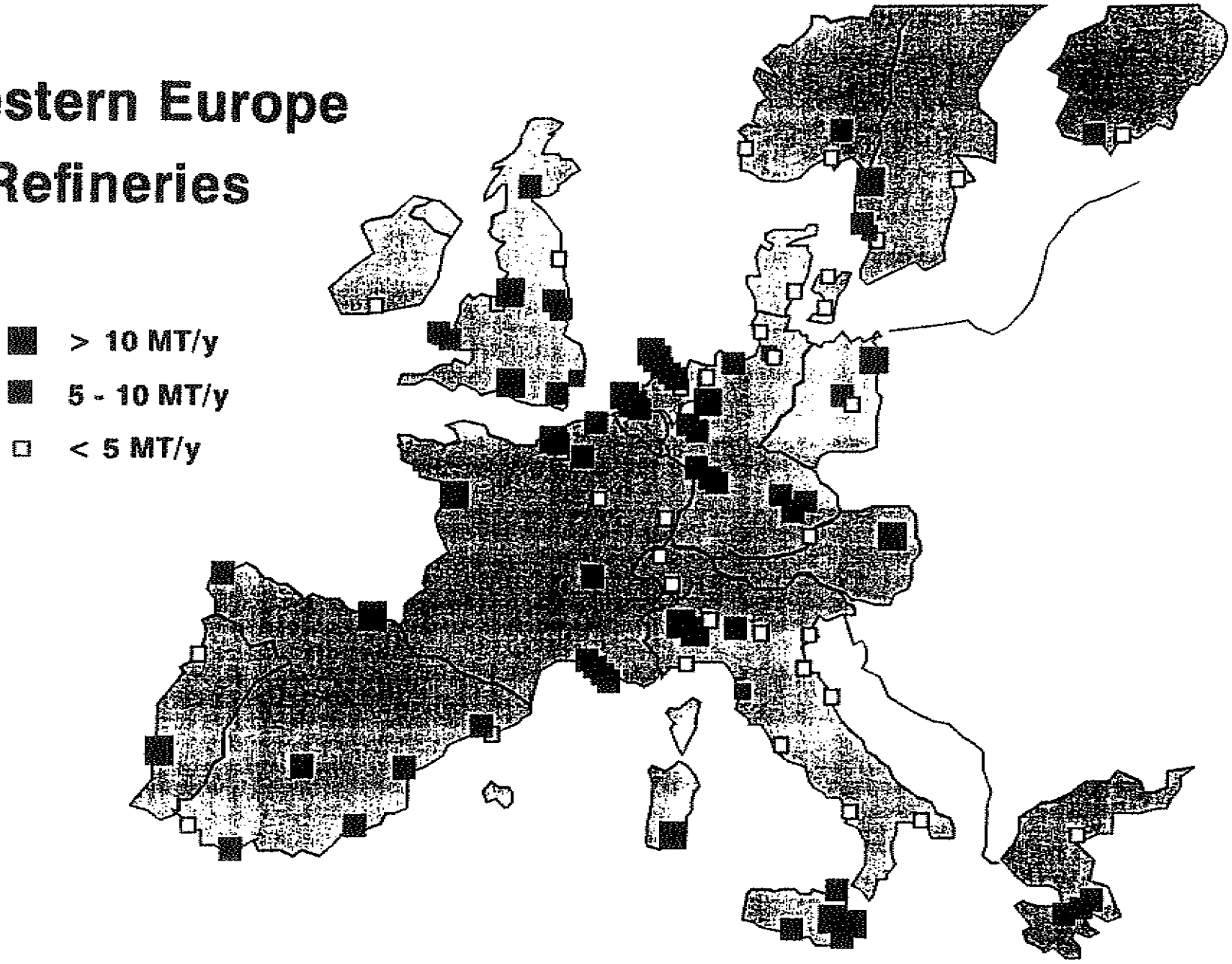
WESTERN EUROPE

- IN MANY COUNTRIES, LEADING NATIONAL OPERATORS HISTORICALLY WITH STATE BACKING
- STILL MANY MEDIUM SIZE, MEDIUM CONVERSION COASTAL REFINERIES, DESPITE PAST RESTRUCTURING
- GROWING ENVIRONMENTAL PRESSURES (EEC IMPOSED) AND COMPETITION WITHIN INTEGRATED EUROPE TO LEAD TO FURTHER RESTRUCTURING/CONCENTRATION ON HIGHER CONVERSION/ENVIRONMENTALLY UPGRADED REFINING CENTERS

USA - Main Refining Centers



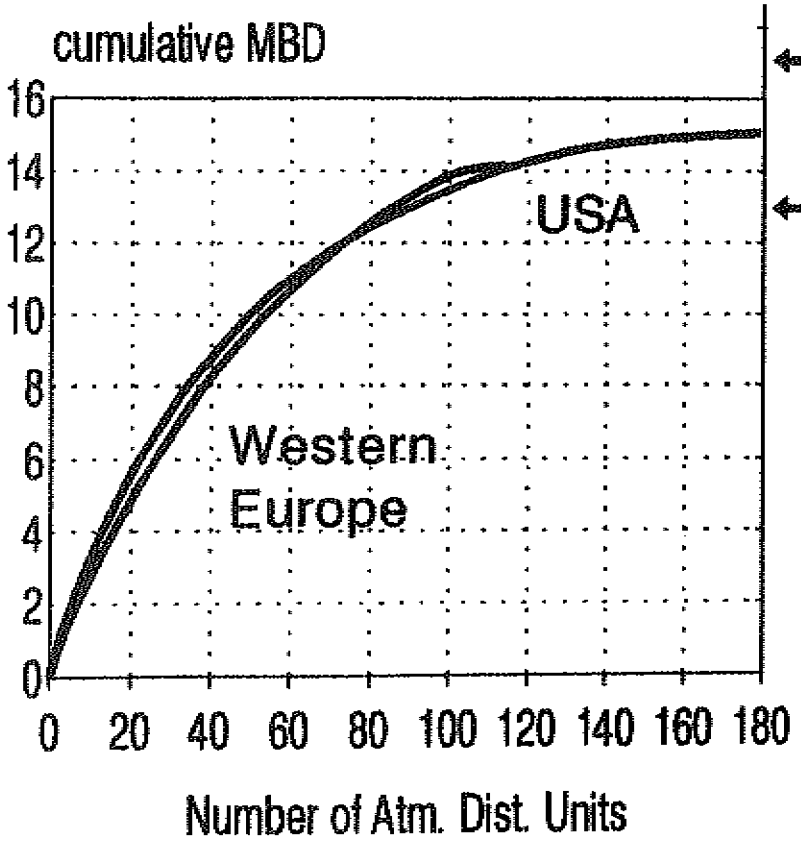
Western Europe Refineries



MAP-WE2A.CH9

Refining Distillation Capacity

Atmospheric Distillation



← US demand

← WE demand

- similar distillation capacity buildup (from biggest to smallest)
- numerous small refineries in USA add little overall capacity

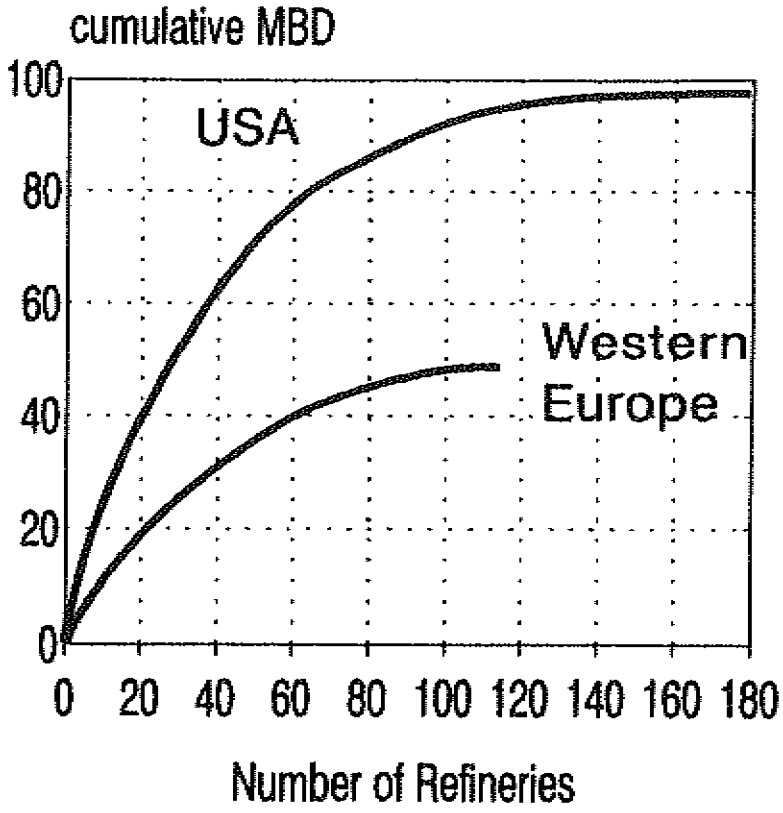
Refining Complexity

US refineries are **twice more complex** than W.E. to meet US mogas demand

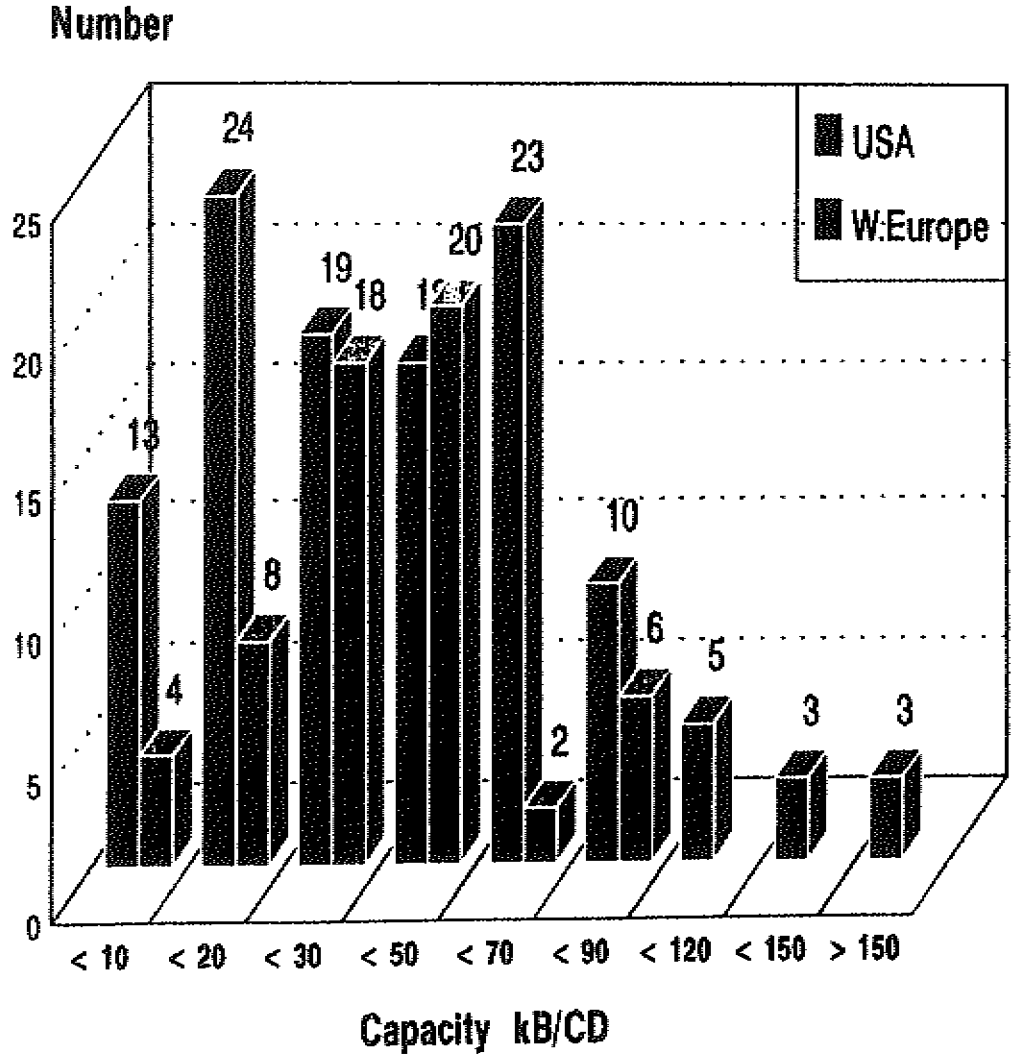
Equivalent Barrel Capacity:

weighted combination of capacities of main refinery units
APS (1), FCC (7.2), Reforming (3.4), Hydrocracking (9.0) etc

Equivalent Barrel Capacity



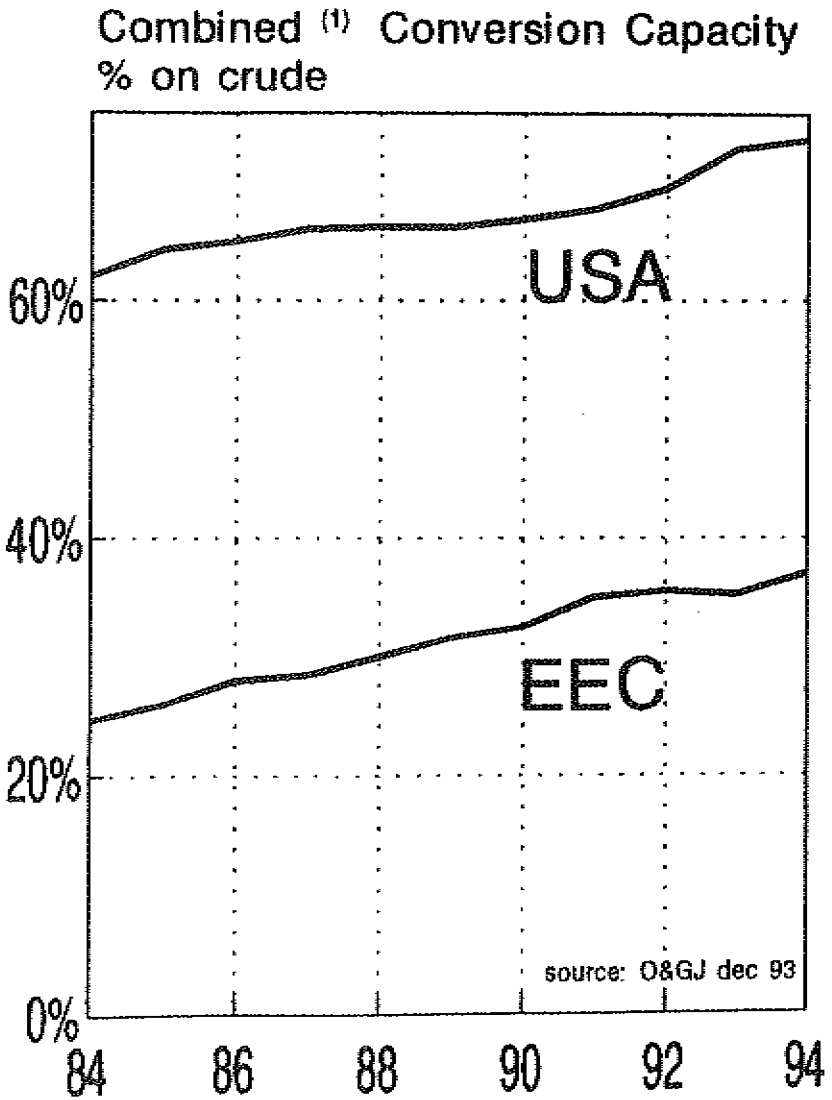
Catalytic Cracking Units



	USA	W.E.
Total number	118	58
Capacity kB/CD	5324	1980
Ratio FCC/DIST	35 %	14 %

UE CCR1A.ch3

Refining Conversion Trends



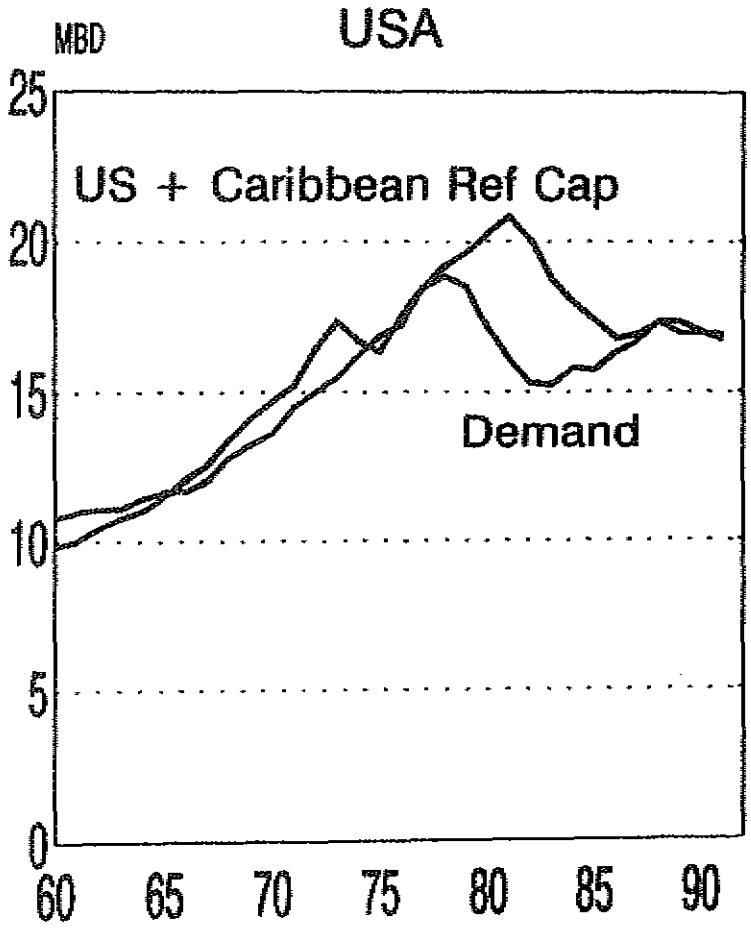
US refineries more and more sophisticated

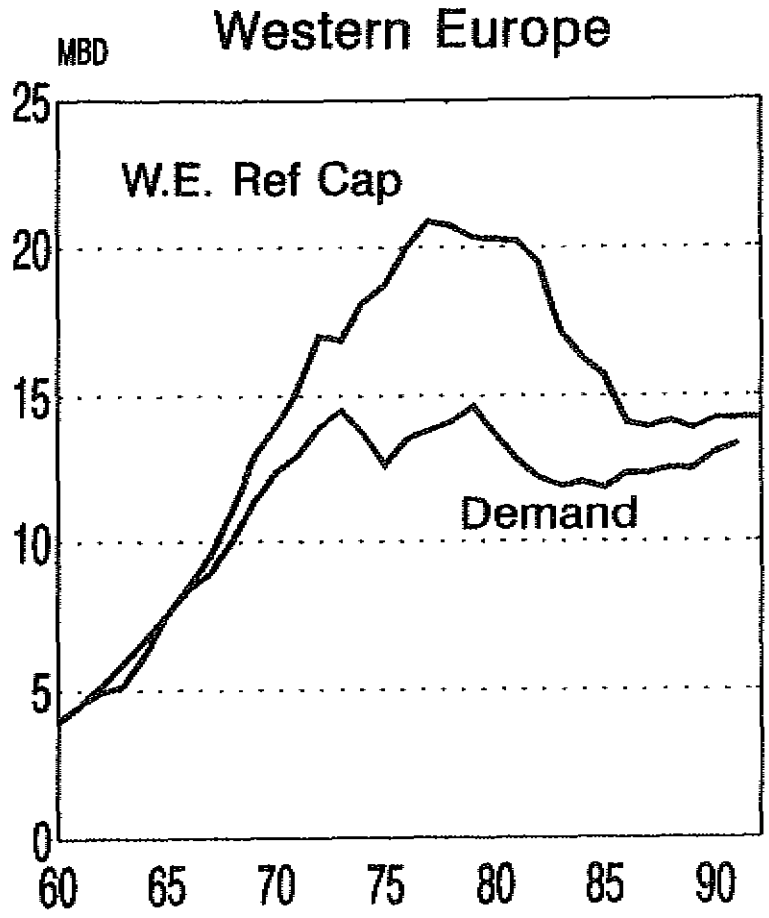
Similar trend in Europe, but wide gap

(1)Addition of capacities of four processes:

- Catalytic Cracking
- Hydrocracking
- Catalytic reforming
- Alkylation

Refining Industry Adaptation





US refiners more reactive to adjust capacity to demand
European overcapacity for more than 20 years

UEDERE-2.ch3

US-EUROPE: ENVIRONMENTAL ISSUES

POSITIVE US APPROACH:

- **Rational approach of setting PRIMARY STANDARDS (Health based) and SECONDARY standards (Aesthetically /Ecologically based)**
- **INDUSTRY invited to participate in STANDARDS and COMPLIANCE PROGRAMS definition ("Reg-neg")**

  Cost/Benefit considered , but final decisions not always rational.
- **Emphasis on MONITORING and REPORTING**

US SHORTFALLS:

- **Decision sometimes politically driven:**

  Example of over-regulation and huge costs: Waste Dump Clean-up
- **System encourages costly LAWSUITS:**

  Financial ressources get wasted in litigation costs

A CASE FOR A RATIONAL APPROACH IN EUROPE: the EPEFE Auto-Oil program

- **Tripartite approach: EC +Auto Industry + Petroleum Industry to define year 2000+ auto emission standards.**

USA-EUROPE: Which lessons to be learned

REFINING

INCREASING COMPLEXITY required to meet demand shift, product quality, environmental constraints, will favor **large** refineries or **cluster** of refineries.

HOWEVER: **Weak European gasoline demand and surplus capacity hamper adjustment**

MARKETING

INCREASED COMPETITION requires technical / logistics advantage

Refinery restructuring may impact Marketing

OVERALL

NO SINGLE COMPETITOR CAN BE EFFICIENT EUROPE WIDE

must concentrate on selected areas

COST REDUCTION/ EFFICIENCY will be key for future

Costly politically driven action less affordable

Every strategy will have to be really economically justified

A SUCCESSFULL COMPANY WILL HAVE TO SATISFY CUSTOMER EXPECTATIONS WHILE YIELDING A SATISFACTORY RETURN FOR SHAREHOLDERS

LE RAFFINAGE DANS LE SUD-EST ASIATIQUE

D. O'BRIEN - USAEE
(Président)

ASIA-PACIFIC

ENERGY AND ECONOMIC GROWTH CYCLES ARE LINKED



- HIGHER ENERGY COSTS IN 70'S BROUGHT EFFICIENCY, SUBSTITUTION
- LOWER ENERGY COSTS IN 80'S STIMULATED ECONOMIC GROWTH
- HIGH ECONOMIC GROWTH LEADS TO HIGH ENERGY DEMAND
- WHICH CREATES CONSTRAINTS
- AND REQUIRES INVESTMENT
- FOR FUTURE ECONOMIC GROWTH

ELECTRIC POWER AND OIL PRODUCTS ARE CRITICAL FOR THE REGION'S FUTURE

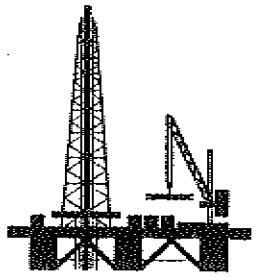
- ELECTRIC POWER FOR INVESTMENT IN INDUSTRY
- TRANSPORTATION FUELS FOR DISTRIBUTION AND MOBILITY
- BOTH FUEL ECONOMIC GROWTH
- NO ADEQUATE SUBSTITUTES FOR THE FORSEEABLE FUTURE



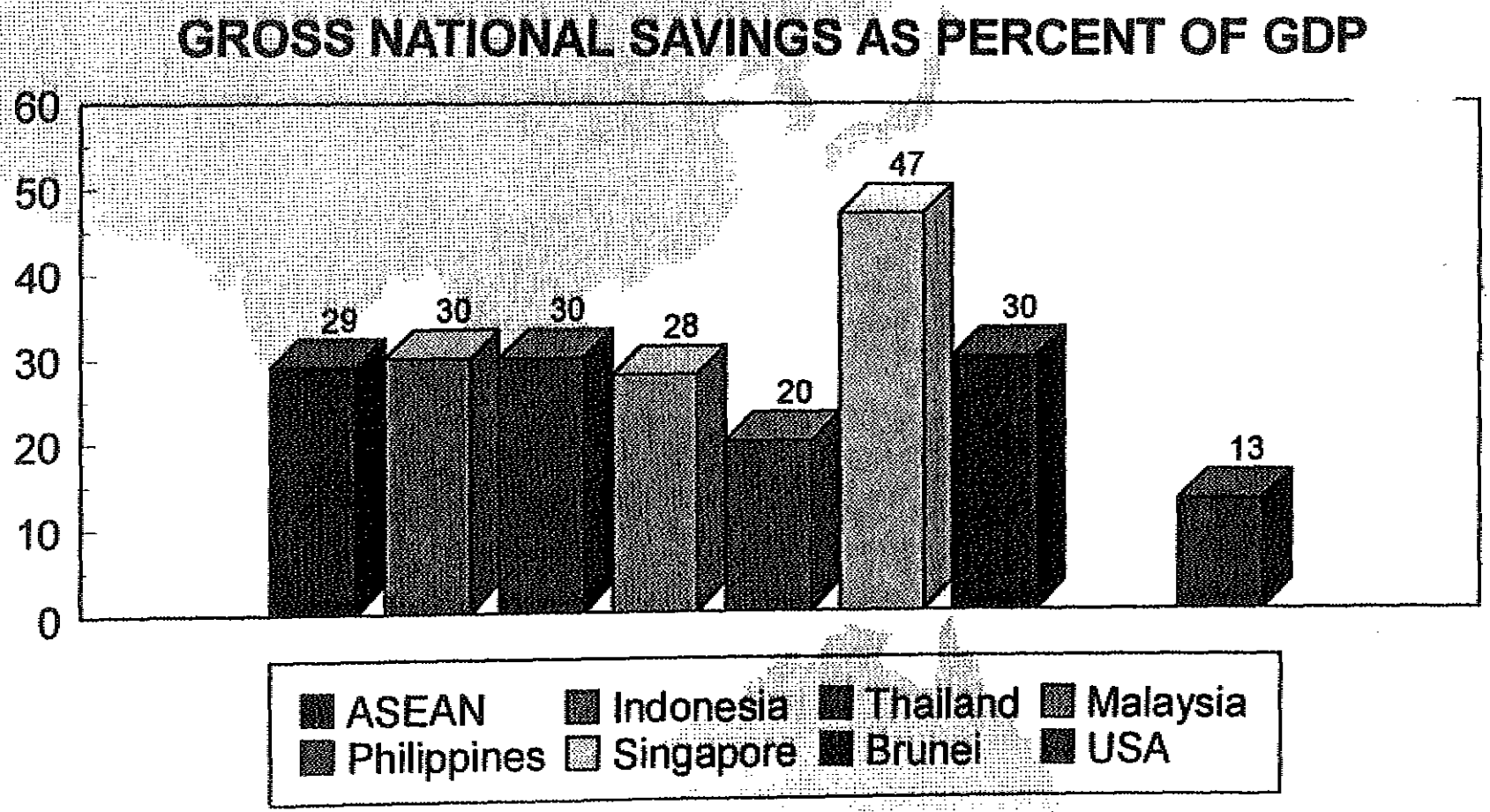
ASIA-PACIFIC OUTLOOK

2000

D. J. O'BRIEN
PRESIDENT
USAEE



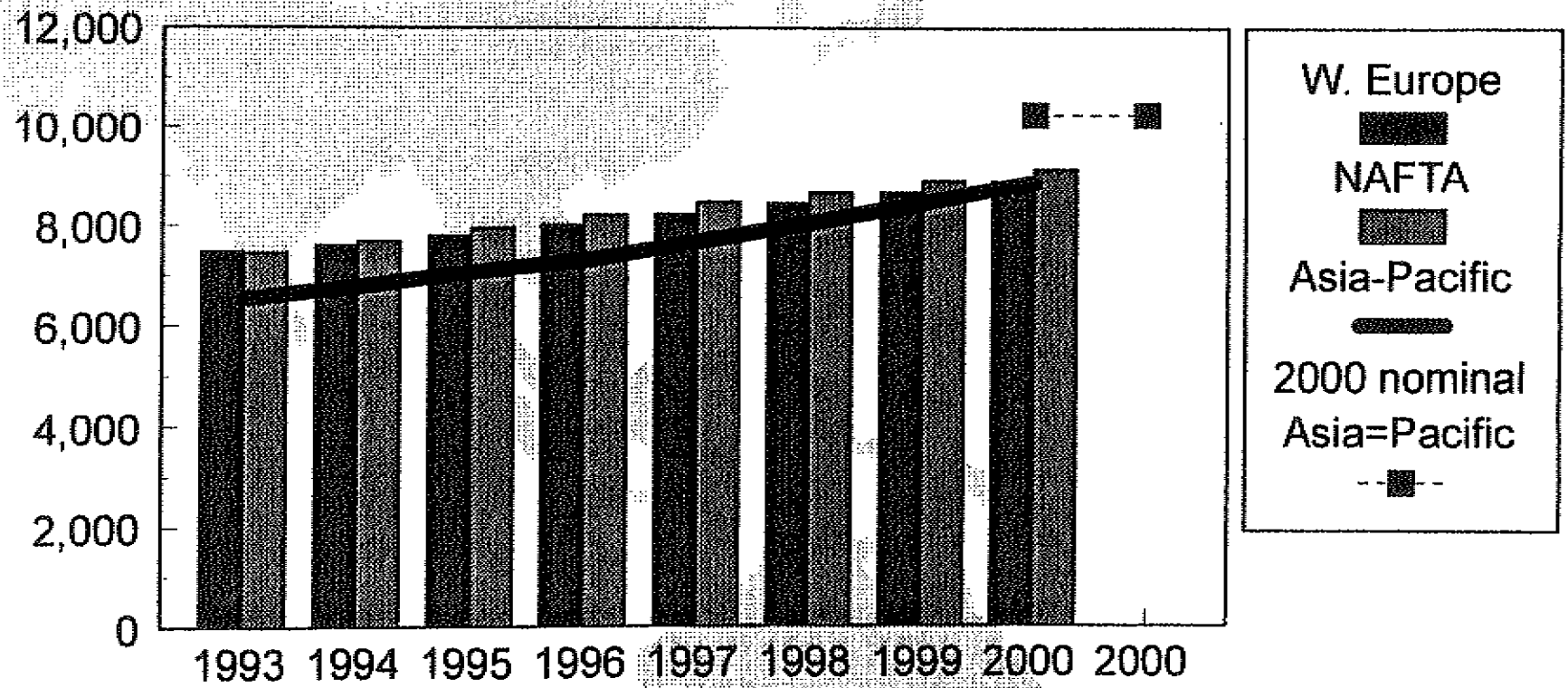
ASEAN GROSS NATIONAL SAVINGS 1991



Source: Arthur Anderson

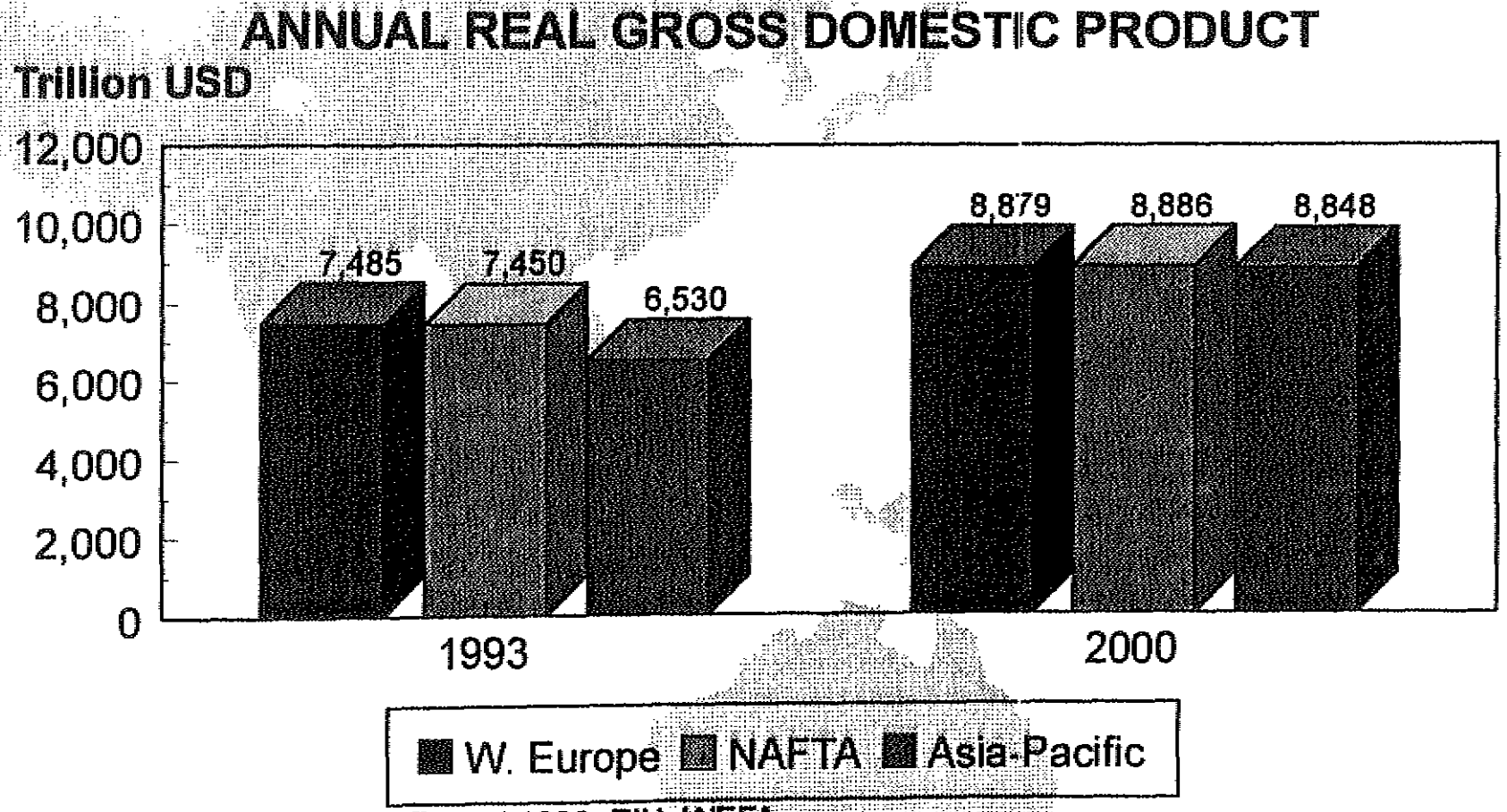
GLOBAL GROSS DOMESTIC PRODUCT 1993-2000

ANNUAL REAL GROSS DOMESTIC PRODUCT



Sources: World Bank Dev Report 1993, EIU, WEFA.

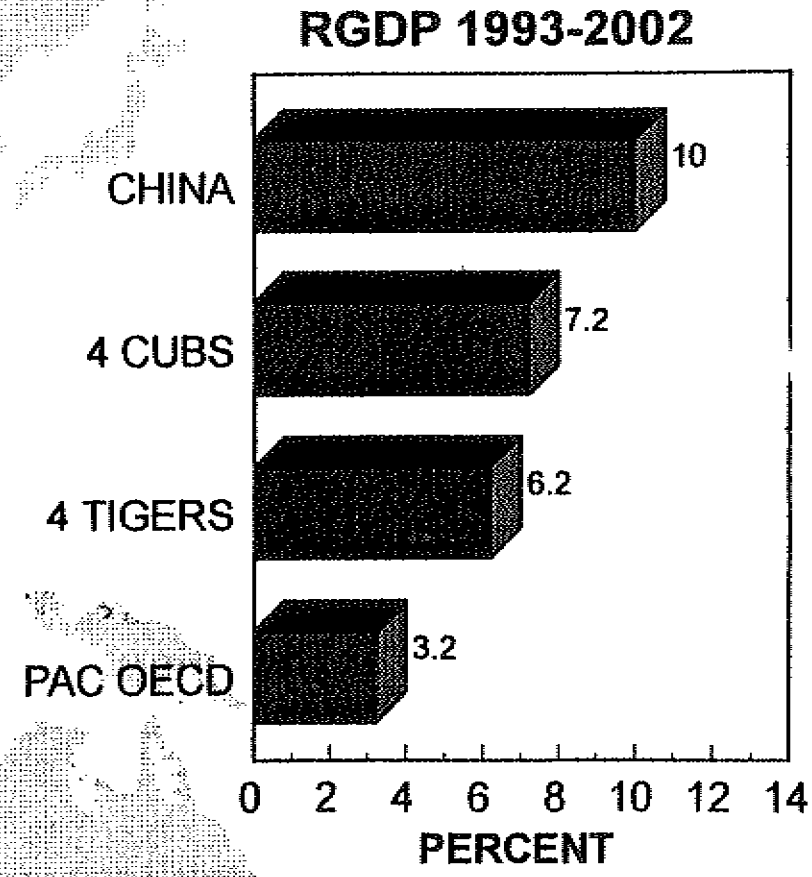
GLOBAL GROSS DOMESTIC PRODUCT 1993-2000



Sources: World Bank Dev Report 1993, EIU, WEFA.

CHINA LEADS THE APEC IN ECONOMIC GROWTH

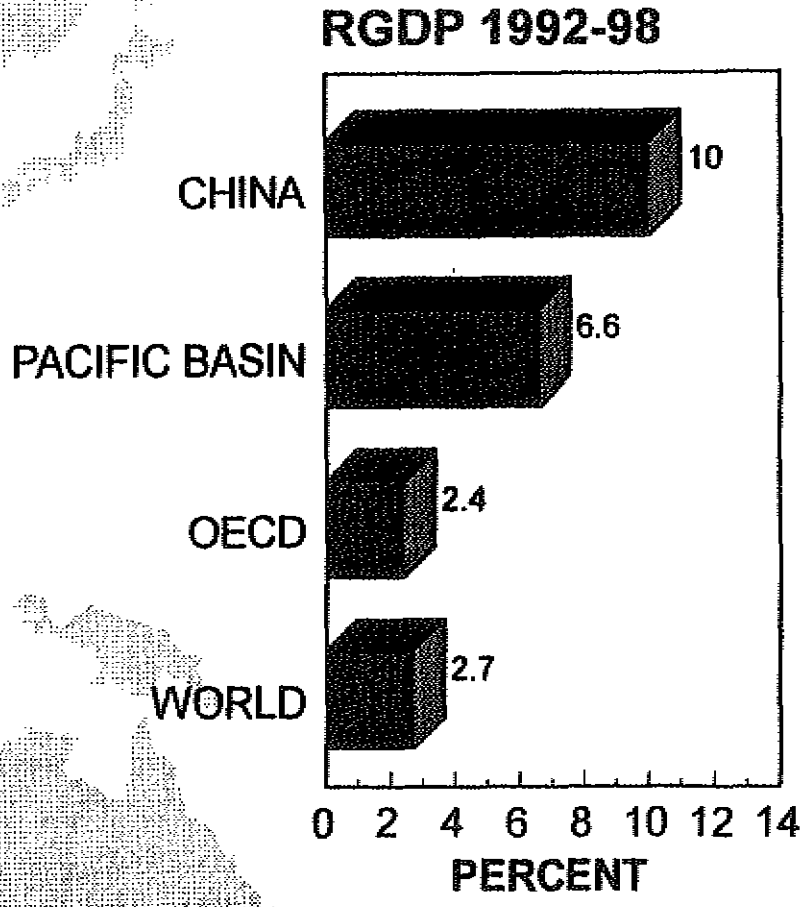
- CHINA'S DOMESTIC ECONOMY IS BOOMING
- INVESTMENT FLOWS INTO COMMODITY EXPORTERS & CHINA MAJOR DRIVER
- NICS ARE NOW SOURCE OF INVESTMENT
- PACIFIC OECD NATIONS IMPROVING
- JAPAN IN STRUCTURAL ADJUSTMENT & WILL RECOVER



COM EXP INCLUDES INDONESIA, THAILAND, MALAYSIA 7 PHILIPPINES
SOURCER: WEFA 1/94

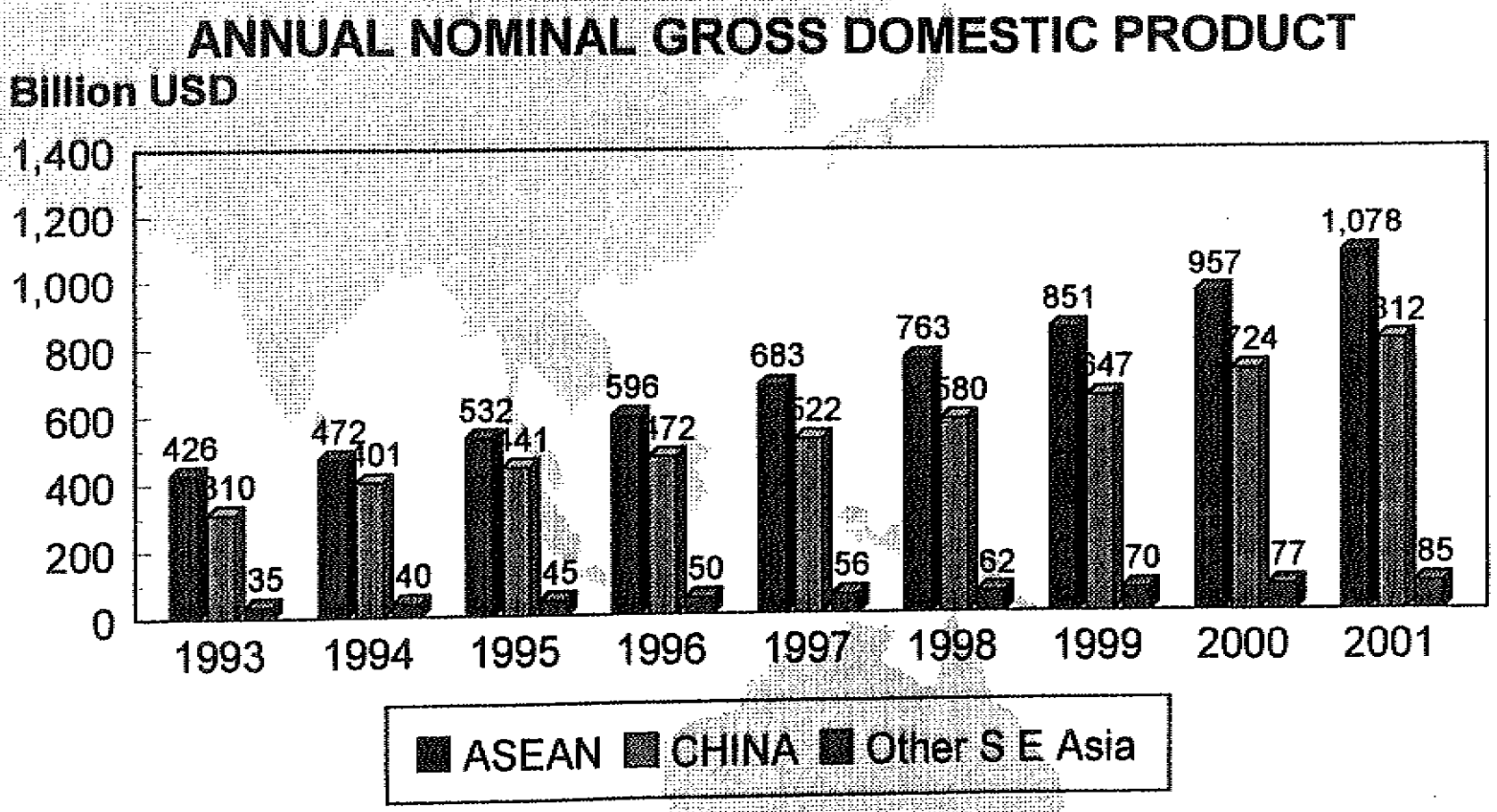
CHINA LEADS THE WORLD IN ECONOMIC GROWTH

- CHINA, INDONESIA, & INDIA HAVE LARGE POPULATION & ECONOMIC BASES FOR GROWTH
- PACIFIC BASIN REMAINS STRONG
- WORLD ENTERING SLOW GROWTH ERA
- SUCCESSFUL GATT COULD EXPAND TRADE INVESTMENT & REGIONAL ECONOMIES



SOURCE: WEFA1/94

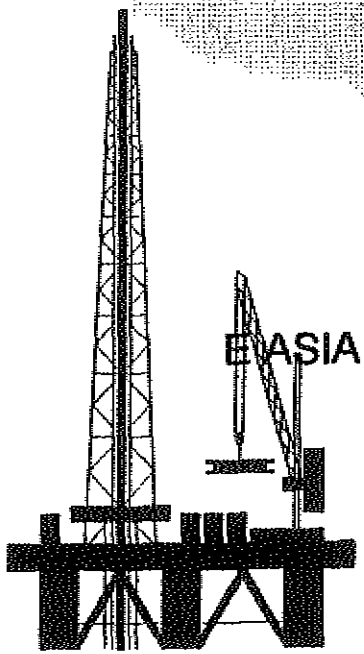
China & S.E. Asia Gross Domestic Product 1993-2001

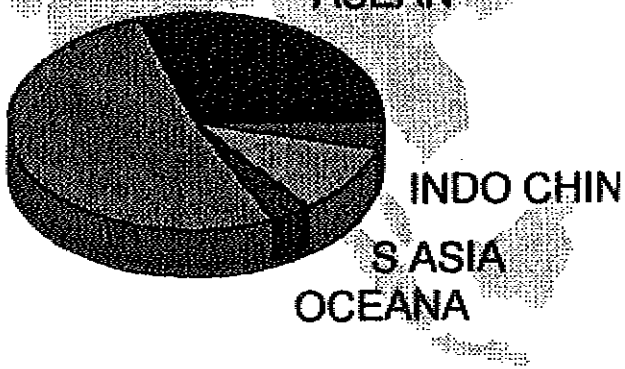


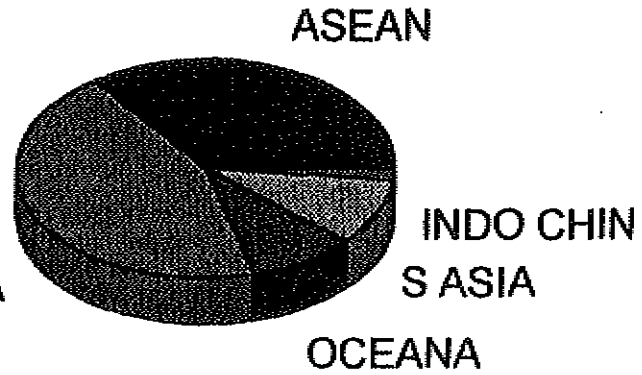
Source: WEFA 5/1/94

RESERVES & PRODUCTION PETROLEUM 1992

RESERVES=54 BILLION BARRELS **PRODUCTION=6.471 MMB/D IN 1992**

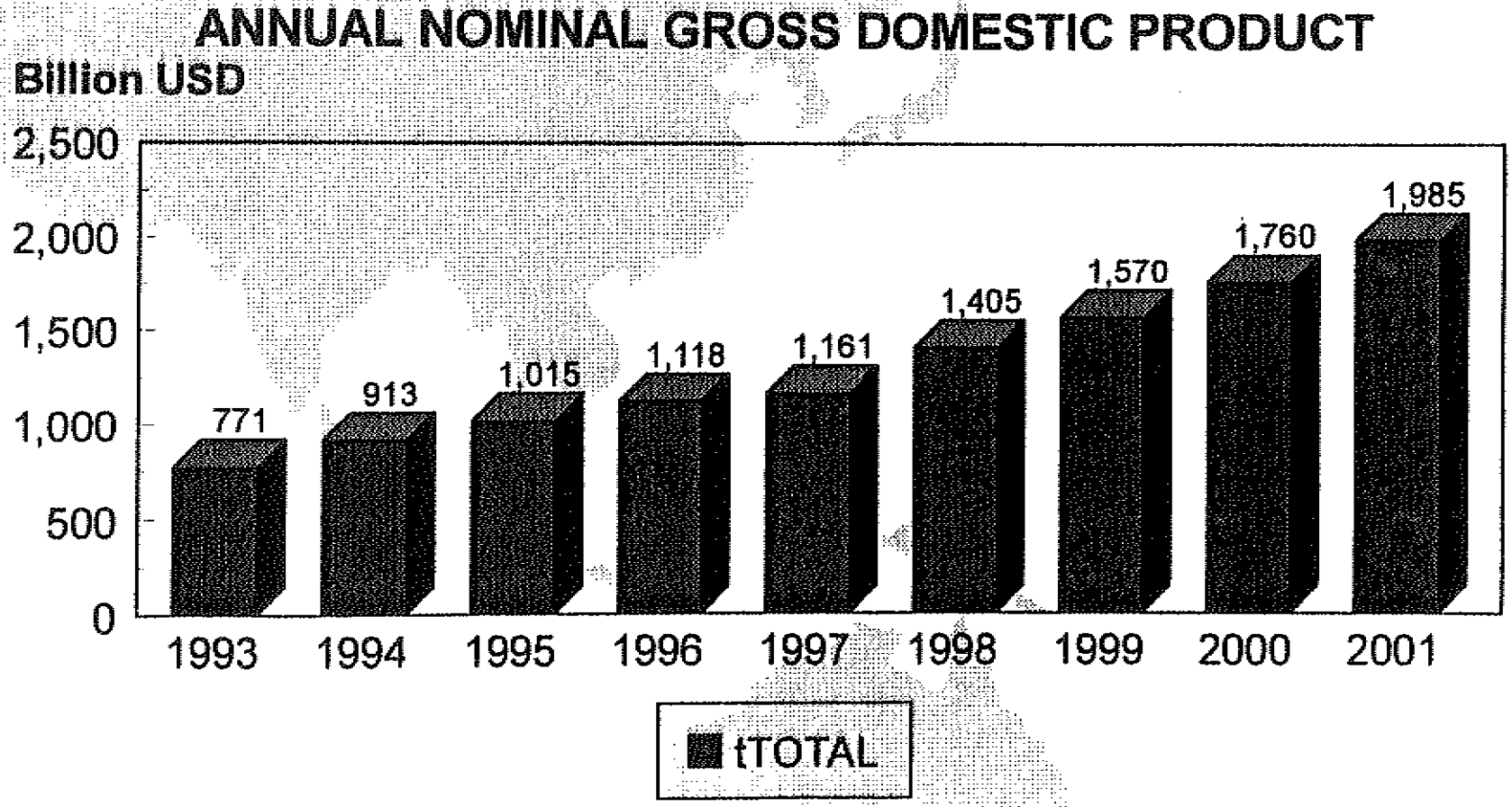






SOURCE: ASIA HYDROCARBONS 1/94
ECON DEPT 2/10.94

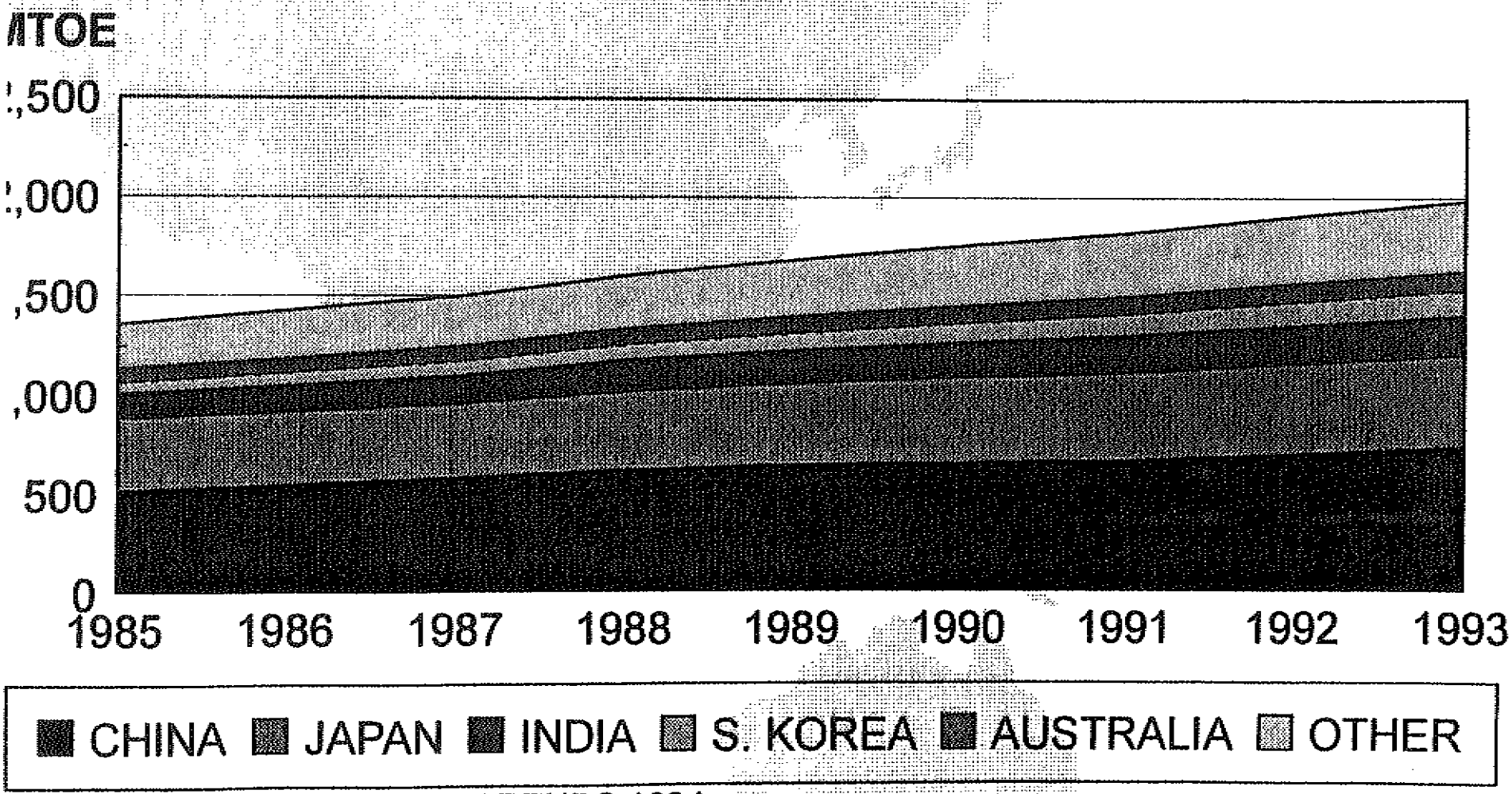
China & S.E. Asia Gross Domestic Product 1993-2001



Source: WEFA 5/1/94

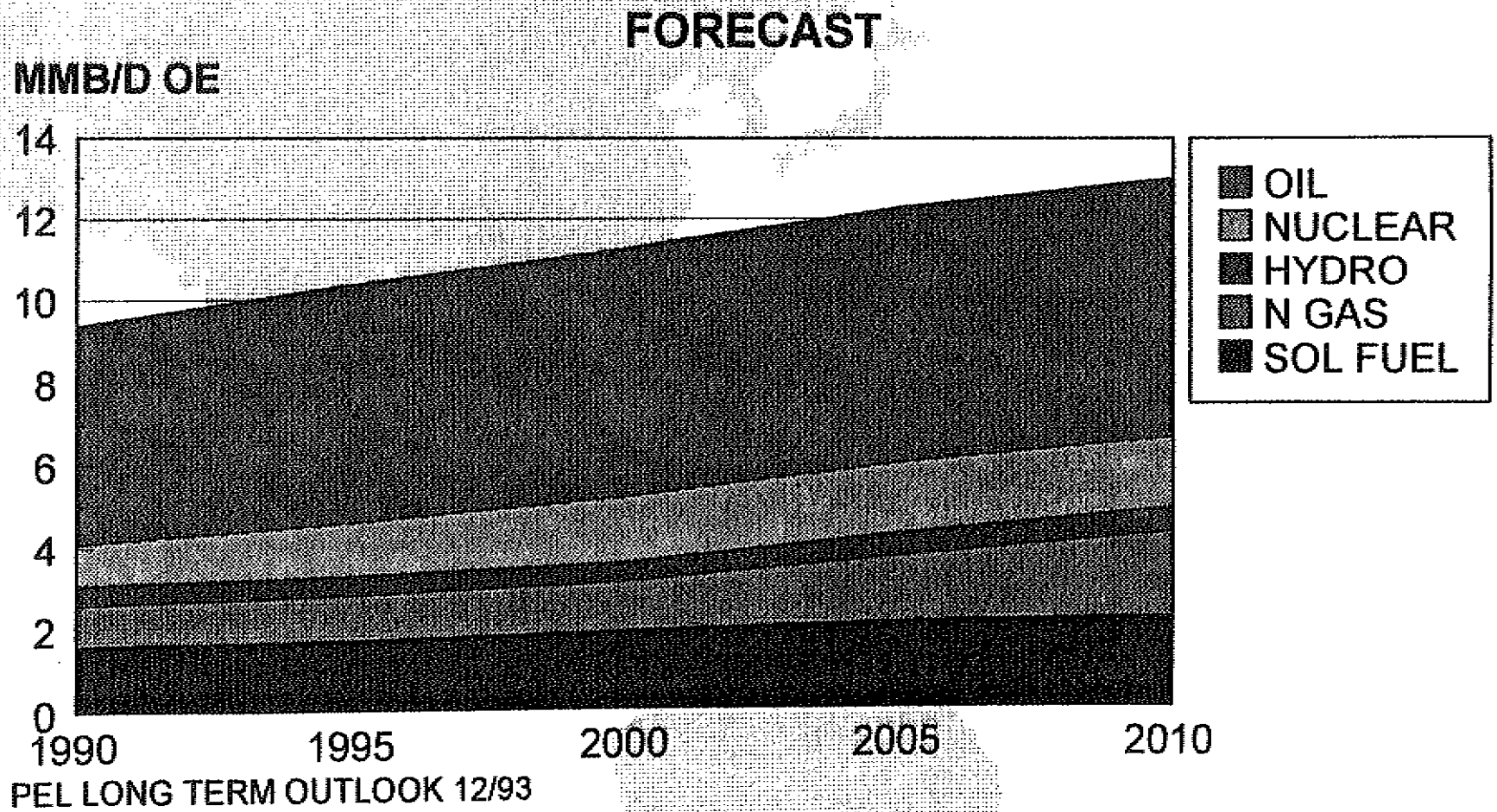
ASIA-PACIFIC PRIMARY ENERGY CONSUMPTION

1985-1993

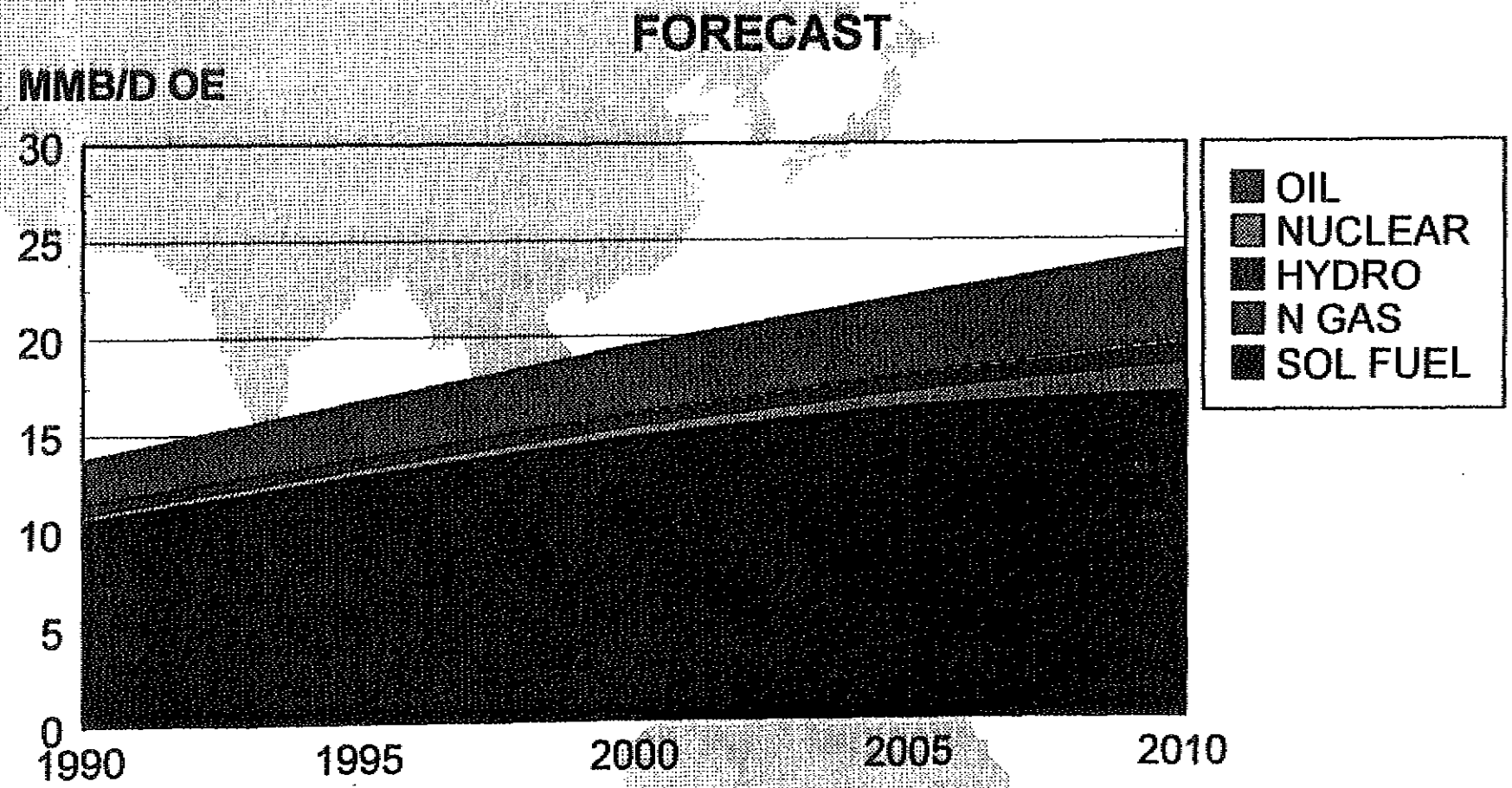


SOURCE: CERA WORLD OIL TRENDS 1994

JAPAN
PRIMARY ENERGY CONSUMPTION
1990-2010

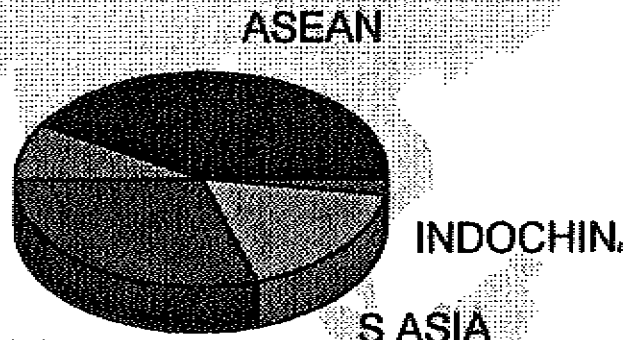


CHINA
PRIMARY ENERGY CONSUMPTION
1990-2010

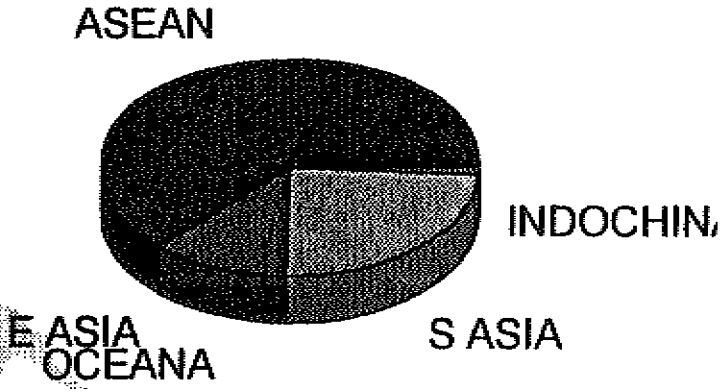


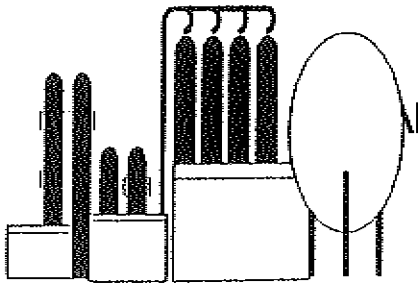
RESERVES & PRODUCTION GAS 1992

RESERVES 444.77TCF



PRODUCTION 18357. MMCF/D

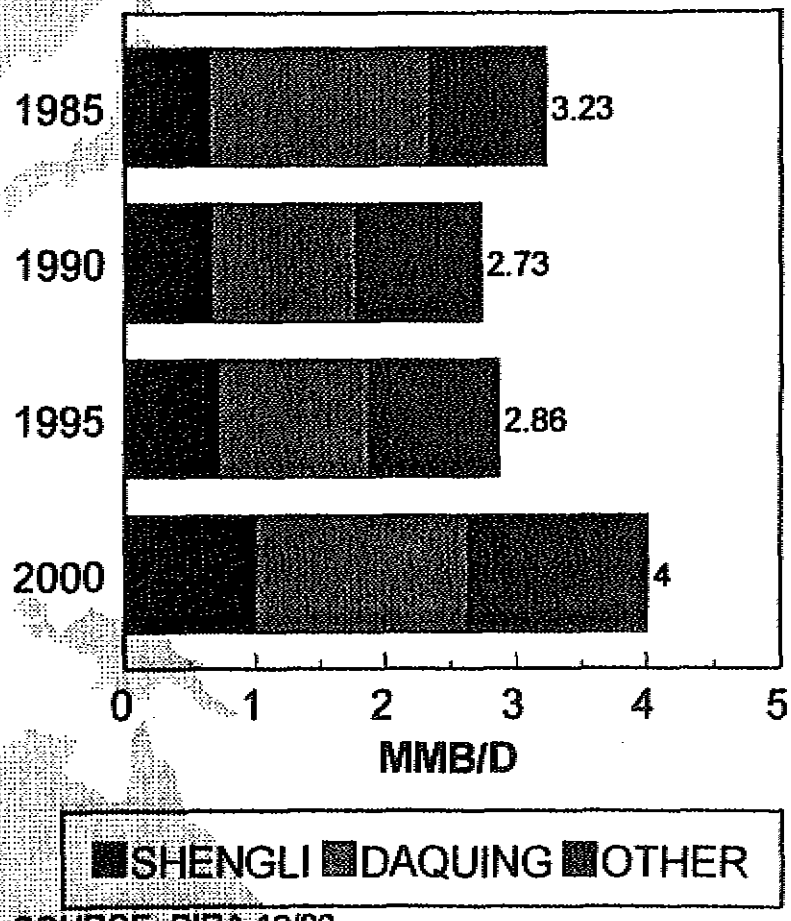




SOURCE: ASIA HYDROCARBONS 1/94
ECON DEPT 2/10/94

CHINA CRUDE PRODUCTION 1985-2005

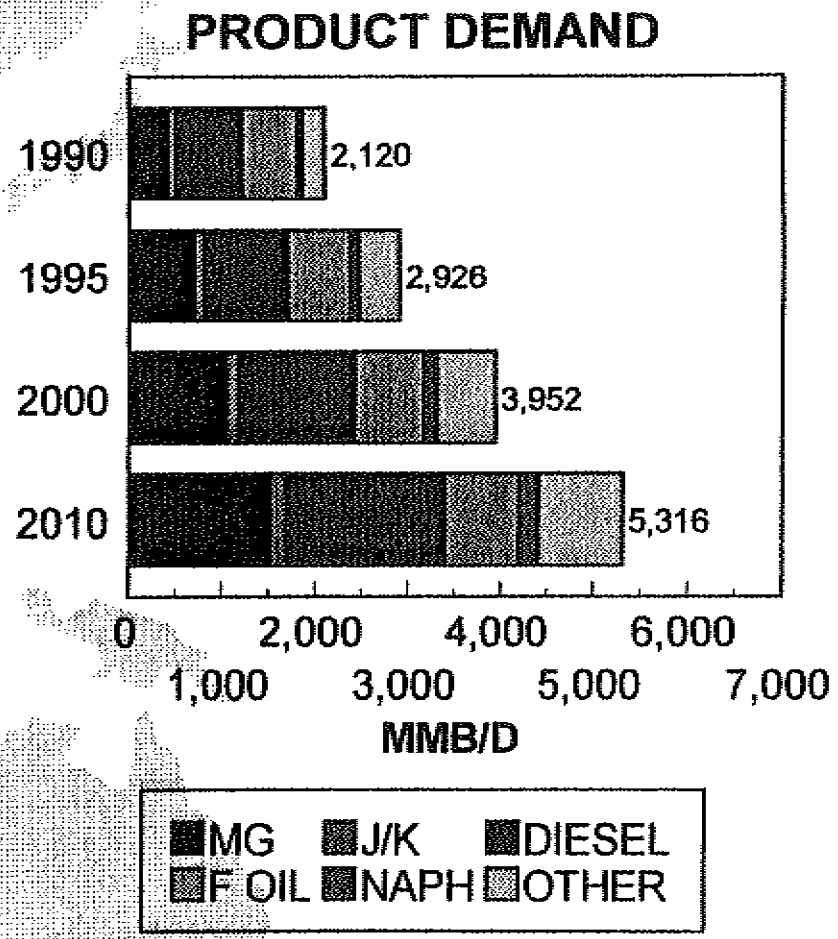
- EXPERTS RANGE FROM 3-4 MMB/D IN 2000
- CHINA'S OIL FINDING RECORD IS IMPRESSIVE
- MATURE FIELDS
- MASSIVE DRILLING
- ESTABLISHED TAX & INVESTMENT LAWS
- CAN CHINA MAINTAIN MOMENTUM IN CHANGED WORLD?



SOURCE: PIRA 10/93

CHINA OIL DEMAND 1990-2000

- DEMAND GROWS 7%
- ECONOMY GROWS 8-9%
- FDI INTO COASTAL REGIONS FROM CHINESE ASIA
- STIMULATES OIL DEMAND GROWTH
- STRONG TRANSPORT FUEL GROWTH
-



REFINERY UTILIZATION 1973-92

RATED AS PERCENT OF NAMEPLATE CAPACITY

	73	75	79	82	85	88	89	90	91	92	93
U.S.	93.1	84.9	84.0	69.8	77.6	89.7	88.6	88.6	90.6	92.1	92
EUROPE	83.5	61.3	68.3	54.3	63.5	75.6	78.5	82.7	85.3	86.8	92
JAPAN	90.6	80.5	77.3	59.8	65.9	69.2	75.6	82.6	82.8	84.4	
SINGAPORE					59.6	82.8	91.3	101.1	99.5	96.3	102
CHINA	81.0	87.5	90.0	90.0	85.7	89.6	88.6	88.7	94.3	98.4	

SOURCE: PEL, CERA 2/94
ECON DEPT 2/10/94

GLOBAL REFINED PRODUCTS 1992

WORLD CRUDE OIL DISTILLATION BALANCE

(MMB/D)

BASED ON PEL FOR WS AND ESOPS FOR EOS 10/94

	CRUDE CAPACITY	POSSIBLE SUPPLY	PRODUCT DEMAND	SURPLUS (DEFICIT)
ATLANTIC BASIN	39.3	38.4	37.5	0.9
MIDDLE EAST	6.1	5.5	3.7	1.8
ASIA-PACIFIC	14.7	12.8	14.8	(2.0)
US PADD V	3.3	2.9	2.7	0.2
TOTAL WORLD	63.4	59.6	58.7	0.9

EXCLUDES FSU & E UROPE/UTIL RATES 85% FOR WOS & VARIOUS FOR EOS
INCLUDES CRUDE FOR BURN, NGL, OTHER
ECON DEPT 2/10/94

GLOBAL REFINED PRODUCTS 2000



WORLD CRUDE OIL DISTILLATION BALANCE

(MMB/D)

BASED ON PEL FOR WOS & ESOPS FOR EOS

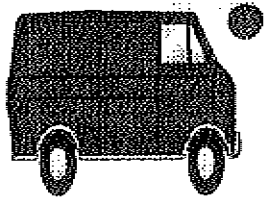
	CRUDE CAPACITY	POSSIBLE SUPPLY	PRODUCT DEMAND	SURPLUS (DEFICIT)
ATLANTIC BASIN	40.4	40.3	41.6	(1.3)
MIDDLE EAST	8.6	7.8	5.2	2.6
ASIA-PACIFIC	21.2	18.6	19.9	(1.3)
US PADD V	3.1	2.9	2.9	0.0
TOTAL WORLD	73.3	69.6	69.6	0.0

EXCLUDES FSU & E EUROPE/UTIL RAT 85% WOS & VARIOUS EOS
INCLUDES CRUDE FOR BURN, NGL, OTHER
ECON DEPT 2/10/94

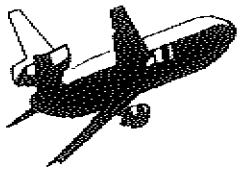
ASIA-PACIFIC REFINED PRODUCT DEMAND 1990-2000



- AUTO INDUSTRY EXPANDS



- COMMERCIAL TRANSPORT GROWS WITH ECONOMY



- AIR TRAVEL GROWS

MMB/D

	1990	1995	2000
MOGAS	2.2	2.9	3.7
JET/KERO	1.7	1.9	2.3
DIESEL	3.7	4.8	6.0
FUEL OIL	3.0	3.3	3.4
NAPHTHA	1.0	1.4	1.7
OTHER	1.9	2.5	2.9
TOTAL	13.6	16.8	19.9

ECON DEPT 2/10/94

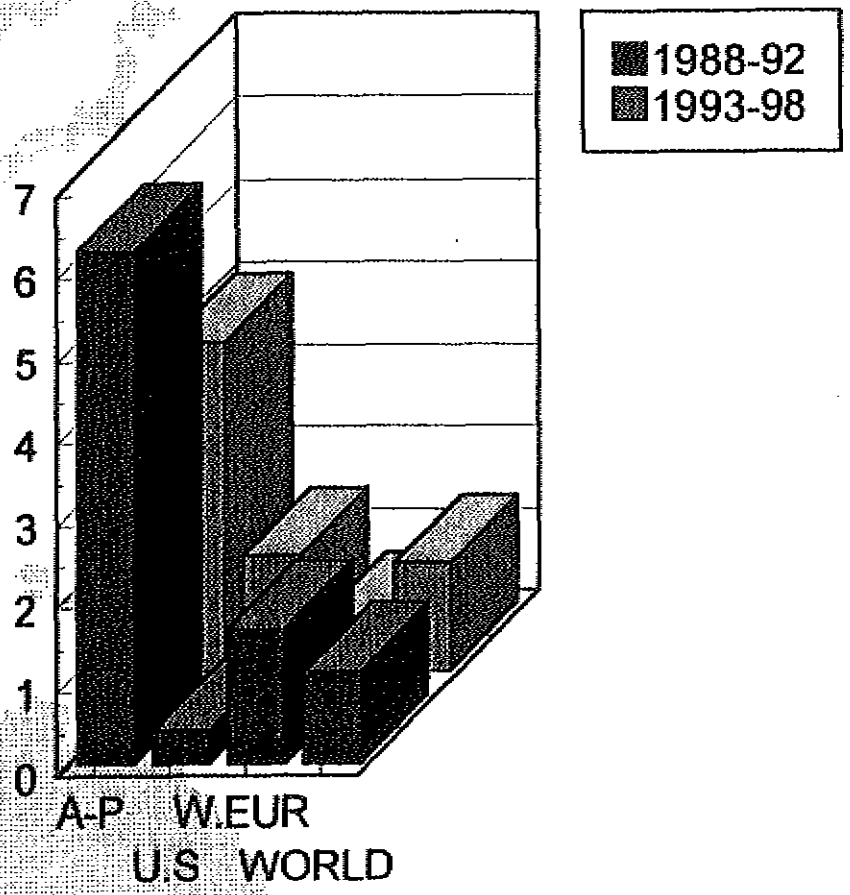
GLOBAL OIL DEMAND BY REGION 1985-1998

DEMAND IN MMB/D

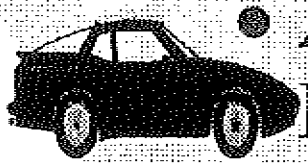
	1985	1990	1998
ASIA-PACIFIC	10.5	13.6	18.7
U.S.	16.0	17.2	18.6
W. EUROPE	12.0	13.0	14.1
WORLD	60.2	66.2	72.6

SOURCE: PEL, ESOPS, USDOE
ECON DDPT 2/10/94

COMPOUND ANNUAL GROWTH IN %



A-P ECONOMIC GROWTH DRIVES TRANSPORTATION FUEL DEMAND



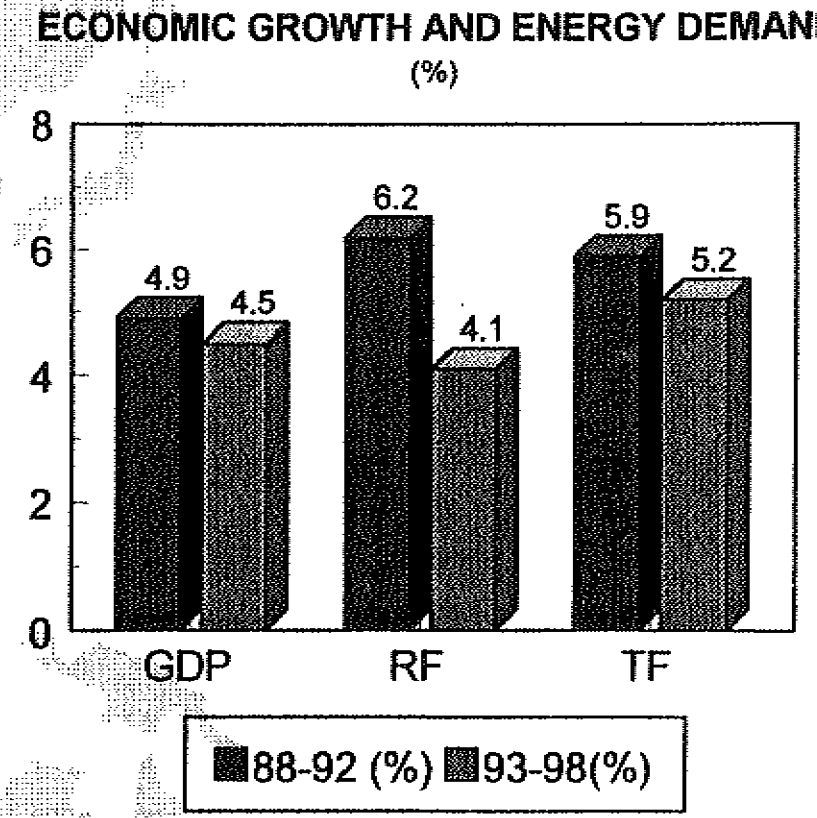
- AUTOS DRIVE MOGAS DEMAND



- TRUCKS DRIVE DIESEL DEMAND



- AIR TRAVEL GROWTH DRIVES J/K DEMAND

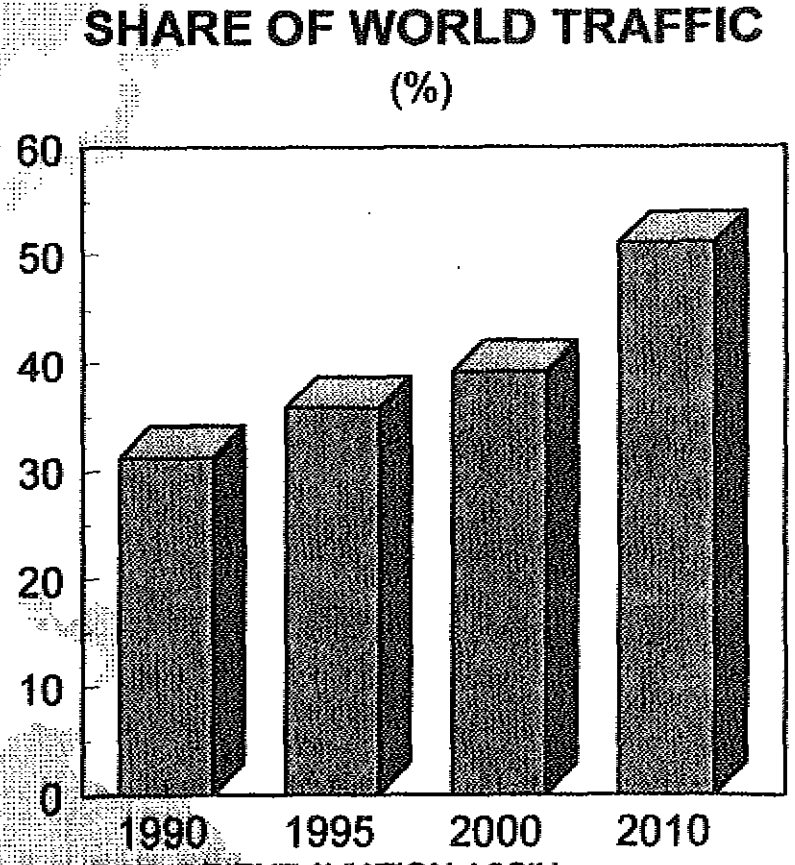


GDP=GROSS DOMESTIC PRODUCT
RF=REFINED PETROLEUM PRODUCTS
TF=TRANSPORT FUELS(MOGAS, J/K,DIESEL)

ASIA-PACIFIC AIRLINE PASSENGER TRAFFIC 1990-2010



- OVER 50% OF THE MARKET BY 2010
- MAJOR AIRPORT EXPANSIONS
- JET FUEL DEMAND
- MAJOR SALES AND SERVICES



THE INVESTMENT CLIMATE CAPITAL AXIS

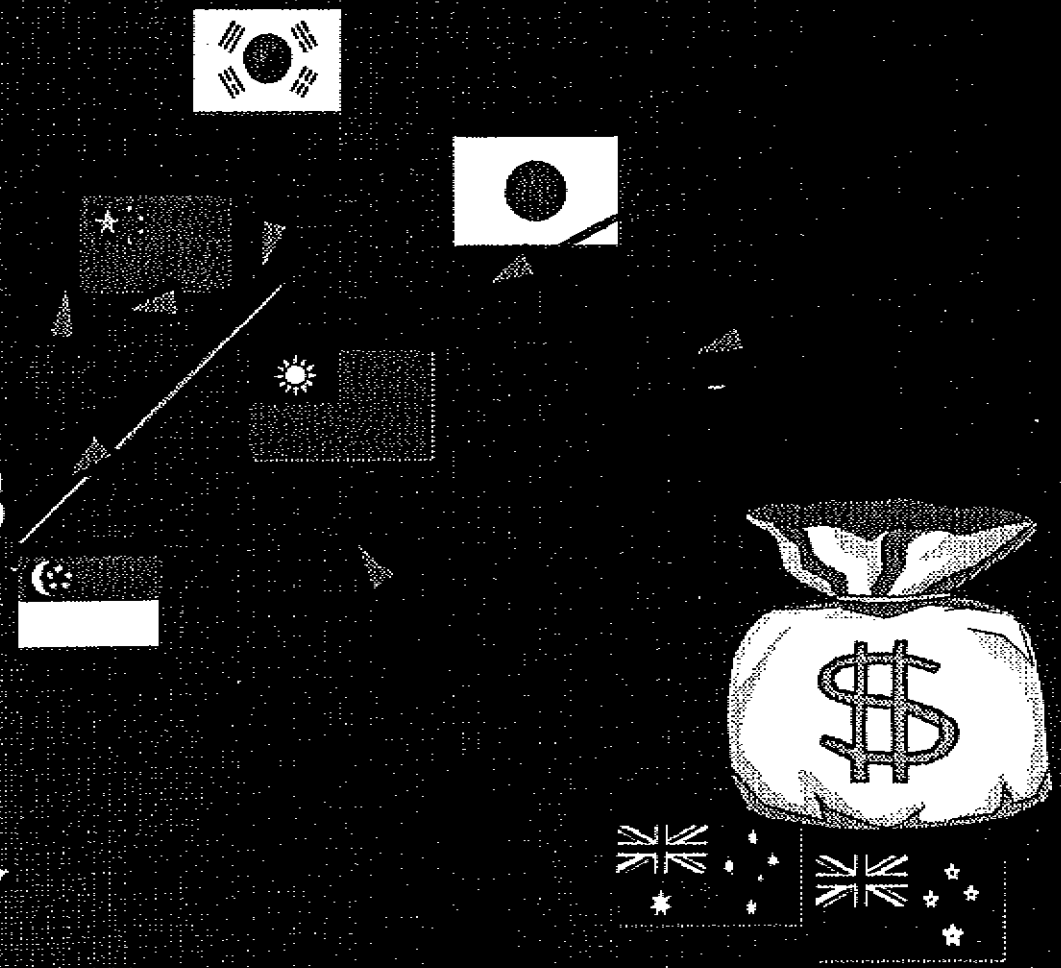
40 % OF WORLD CAPITAL

HIGH SAVINGS RATES

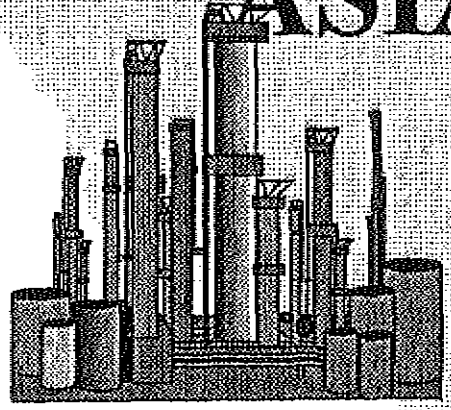
REGIONAL FOCUS

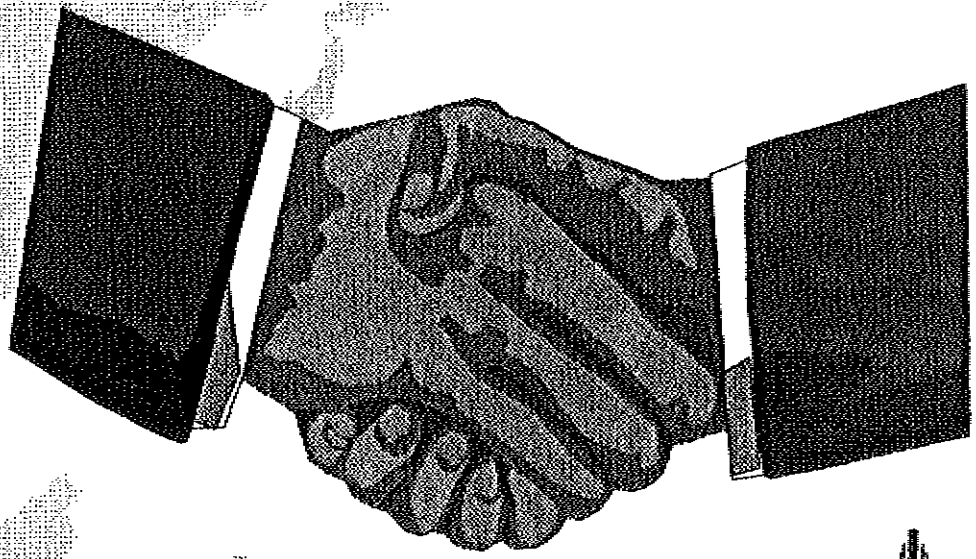
INVESTMENT FLOWS TO CHINA ASEAN

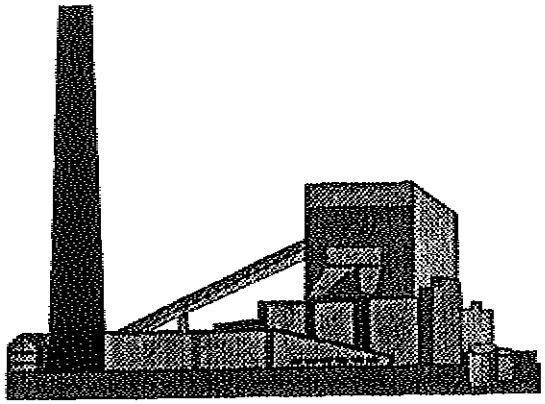
MAJOR REFINERY INVESTMENTS

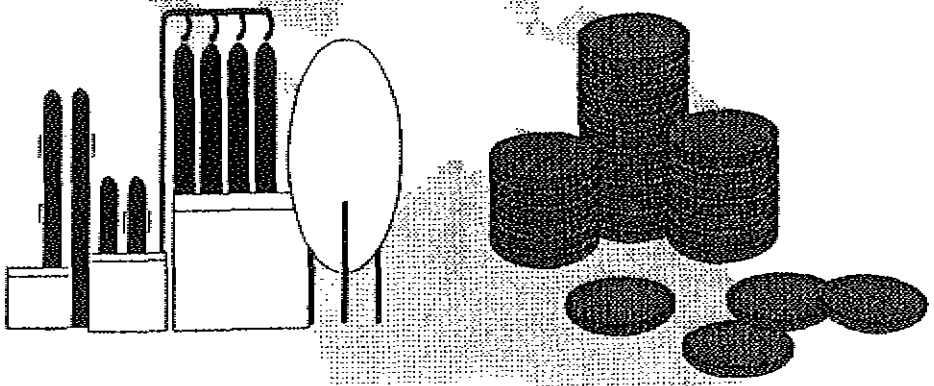


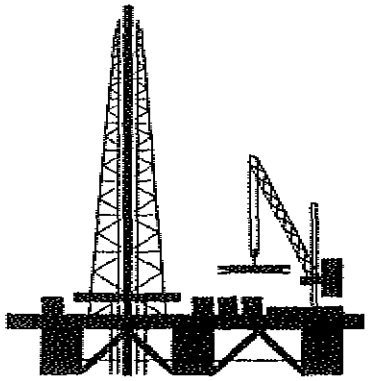
ASIA-PACIFIC COOPERATION







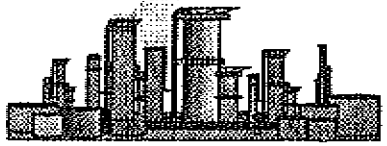




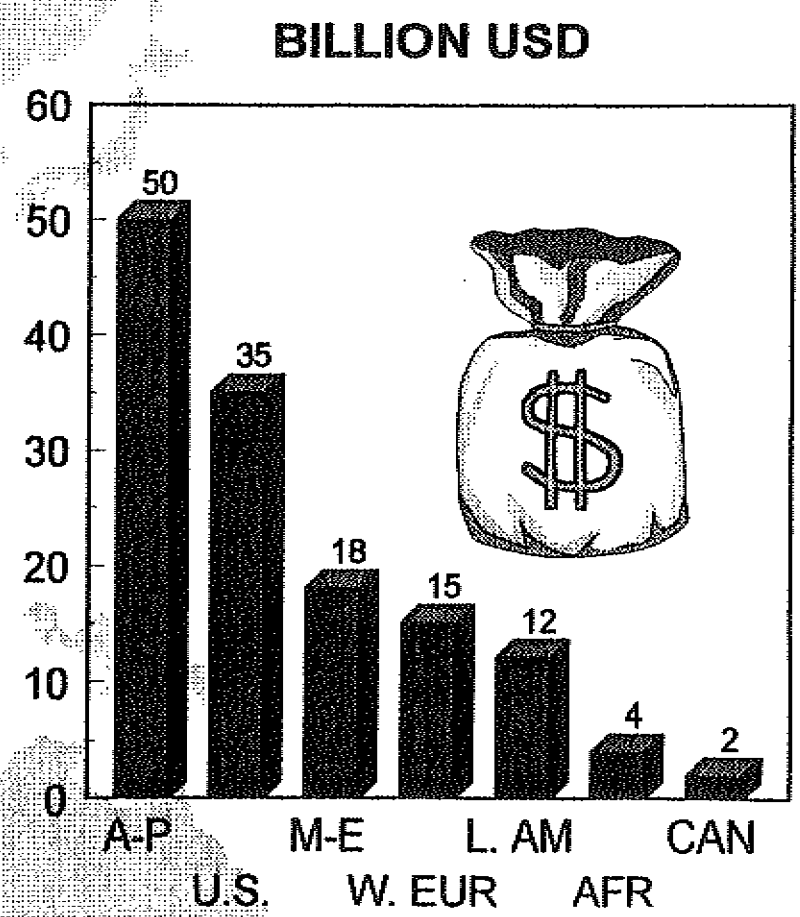
REFINERY CONSTRUCTION AND INVESTMENT IN THE ASIA-PACIFIC

- REFINERY INVESTMENT COMPETES WITH OTHER ENERGY INFRASTRUCTURE PROJECTS WHICH ARE VERY LARGE
- BOTH PUBLIC AND PRIVATE INVESTORS WARY
- MANY PROJECTS PLANNED THEN DELAYED OR ABANDONED
- EXPERIENCE DEMONSTRATES THAT A FEW MAJOR COMPANIES WITH STRONG LOCAL PARTNERS WILL SUCCEED.
- ASSUMING THAT ALL PLANNED PROJECTS GO AHEAD THE ASIA-PACIFIC WOULD STILL IMPORT 1 MMB/D OF PRODUCTS INTO THE REGION IN 2000.
- WE DO NOT BELIEVE THAT ALL PROJECTS WILL BE COMPLETED

WORLD REFINERY INVESTMENT 1992-2010



- NEW CAPACITY IN ASIA-PACIFIC
- US FOR COMPLIANCE
- MID-EAST FOR EXPORT
- PLANNED CAPACITY IN ASIA-PACIFIC EQUALS 34 150,000 b/d REFINERIES BY 2000
- EAST OF SUEZ PLANNED CAPACITY EQUAL TO 47 150,000 b/d REFINERIES BY 2000
- WHO WILL FINANCE?



L'AVENIR DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE

J.C. MONTANIER - BP OIL EUROPE

Depuis la fin des années 60 et le début des années 70, l'industrie du raffinage est confrontée au problème de restauration de ses marges. Quelles sont aujourd'hui les options qui s'ouvrent à nous, comparées à celles mises en oeuvre dans les années 80 ? Tels sont les points que je tenterai d'aborder ce soir.

L'analyse de BP au début des années 80, rejoignant celle des autres sociétés pétrolières, était basée sur la présence d'une forte surcapacité de raffinage et notamment de distillation simple.

Partant de ce constat, BP définit alors sa stratégie pour son raffinage en Europe sur la base de 5 sites "top performers". Il s'agissait à la fois de concentrer notre raffinage sur chacun des marchés européens et de profiter d'un effet de taille suffisant pour minimiser les coûts d'exploitation et d'investissement. Les 5 sites retenus étaient alors Grangemouth (Écosse), Lavéra (France), Vohburg (Allemagne), Rotterdam (Pays-Bas) et Anvers (Belgique) ce dernier en joint-venture avec Fina.

Comment ce programme de restructuration a-t-il été mis en oeuvre et quelles en ont été les conséquences ?

Ces restructurations ont été obtenues de plusieurs façons :

- fermeture complète de raffineries comme Kent (Angleterre), Vernon (France), Dinslaken (Allemagne) ou des installations Grands Produits à Llandarcy (Pays de Galles) et Dunkerque (France).

- création de joint-ventures avec exploitation regroupée de deux sites à Rotterdam (BP Europoort et Texaco Pernis), Vohburg (BP Vohburg et AGIP/Shell Ingolstadt)

- cession de Göteborg (Suède) et acquisition de Castellon (Espagne)

En parallèle des investissements sur des unités de conversion par craquage catalytique ont été réalisés à Rotterdam et Lavéra.

Transparent : OEU Refineries

Il est intéressant de constater que l'outil de raffinage actuel de BP en Europe est assez en ligne avec cette stratégie puisqu'il se compose bien de 5 raffineries (hormis les usines de lubrifiants) même si Castellon (Espagne) a remplacé Anvers et si leur structure est aujourd'hui assez différente.

Transparent : Capacités et throughputs en Europe

Le bilan de ces actions a été positif ne serait ce que par leur nécessité pour résorber les surcapacités de raffinage. Leur effet sur les marges aurait certainement été encore plus sensible si le même effort avait été consenti dans toutes les régions d'Europe.

La création de joint-ventures a permis une meilleure optimisation de l'outil de raffinage en jouant sur la complémentarité des partenaires, avec comme conséquence de minimiser les investissements nécessaires. Cet avantage est toutefois en partie réduit par une structure de coût moins favorable et par la difficulté pour les partenaires d'avoir une vision commune pour la joint-venture.

Les conséquences sur le plan social ont été bien maîtrisées, facilitées par les possibilités qu'offraient alors la courbe d'âge et le potentiel de mesures sociales.

On peut toutefois remarquer que si le calme social a été maintenu cela a été au détriment du coût consenti. Cette situation a été à la base de nouveaux styles de management, de nouvelles relations avec le personnel. Les départs se sont accompagnés d'une perte certaine d'expertise. De même l'absence de nouvelles constructions a réduit les opportunités pour le personnel de progresser et de nouvelles formes de formation ont du être trouvées.

En parallèle des rationalisations, un fort développement de modernisation des raffineries a été entrepris pour les adapter au marché des nouveaux carburants, pour mettre en oeuvre de nouvelles technologies ou de nouveaux systèmes informatisés.

C'est dans ce contexte que se sont développés de nouveaux styles de management, de nouvelles relations avec le personnel. Les Projets d'Entreprise ont mis en exergue l'importance de l'homme dans l'entreprise et la nécessité d'une culture basée sur la performance.

Aujourd'hui l'industrie du raffinage est toujours confrontée aux mêmes problèmes. Mais d'autres sont venus s'y ajouter, notamment ceux liés à l'environnement.

Transparents : CDU Utilisation Rates

Les surcapacités de raffinage persistent en Europe, en Italie par exemple. Les analystes estiment aujourd'hui que 20 % des raffineries sont à haut risque de fermeture, avec un niveau d'utilisation des raffineries dans l'OCDE passant de 85 % à 88 % en 1997.

Transparent : W.E. refinery Capacities : key Messages

A part Leuna aucune construction de raffinerie nouvelle n'est planifiée. La complexité moyenne des raffineries augmentera du fait de la mise en oeuvre de conversion profonde.

Des fermetures de raffineries sont à prévoir. Toutefois les coûts de fermeture et de réhabilitation ainsi que les aspects sociaux représentent un obstacle de plus en plus important.

Transparent : European Refinery Net Cash Margins '92

Les marges en sont affectées ce qui avec la volatilité des cours du pétrole brut accroît la précarité des résultats. Les marges sont tirées vers le bas pour les moins performants et comme la courbe de "net cash margin" est assez plate tout le monde en souffre car il suffit d'un faible écart sur les résultats pour passer du tiers haut au tiers bas.

Les pays producteurs chercheront à entrer dans le raffinage européen par des acquisitions.

Transparents : W. European Product Qualities 2001
Mogas Reformulation - Specifications
Why we cannot follow the USA

Les besoins en investissement pour adapter la qualité des produits aux normes de l'environnement comme ceux destinés à réduire les émissions des raffineries sont considérables. Si l'on devait suivre l'exemple des USA la balance entre FCCU et CRU serait complètement modifiée ce que ne peut se permettre l'Europe sans mettre en cause la ressource en hydrogène pour les désulfurations, ou la qualité des diesels.

Transparent : W. Europe Demand Growth

La disparition des marchés de fuel lourd et la croissance continue des distillats moyens rend nécessaire l'étude des unités de conversion profonde dont le coût est de plusieurs milliards de francs.

Que sera la raffinerie de l'an 2000 ou plutôt celle du 3ème millénaire ?

Transparent : W.E. Supply/Demand Balance to 2001

Équipée d'unités de conversion complète, elle ne produira plus de fioul lourd autre que pour sa consommation interne. Produisant prioritairement des distillats moyens, elle aura toutefois suffisamment de flexibilité pour s'adapter au marché des carburants.

Transparent : BP's Supply/Demand Balance

Les rôles production et supply seront plus intégrés donnant une plus grande proximité du raffinage avec son marché (intérieur et export).

Sa structure de fonctionnement sera plus autonome faisant passer la raffinerie d'un centre de production à une véritable entreprise.

La conduite des opérations sera entièrement automatisée, surveillée par une petite équipe de techniciens de haut niveau.

Des centres d'expertise spécialisés seront situés à la périphérie des centres de raffinage, assurant la maintenance par surveillance à distance.

La raffinerie sera entièrement intégrée dans son environnement.

Des procédés nouveaux de conversion seront mis en oeuvre, plus spécifiques, plus modulaires.

L'ingénierie des unités neuves fera appel à des solutions en kit, permettant plus de flexibilité dans les investissements, rendant les revampings moins attractifs.

Transparents : Refining in Europe (1993 estimates)
Industry Features (2)

L'industrie du raffinage se retrouve confrontée à de nouveaux défis :

- rationalisation des capacités de distillation
- augmentation de la complexité des raffineries restantes
- pression accrue de l'environnement
- promotion d'une culture de performance
- utilisation de la technologie pour améliorer les opérations
- augmentation de la compétition
- profitabilité moyenne et cyclique

Transparent : Key Success Factors

Les facteurs de succès dans notre industrie sont :

- la composition du portefeuille de raffineries et leur localisation
- la configuration technique de chacune des raffineries et leur besoin en investissement futur
- leur performance opérationnelle et leur structure de coûts
- leur intégration avec le management des bruts et des produits

Notre réponse aux nouveaux défis doit donc s'articuler autour de 3 pôles d'actions :

1 - réexaminer le portefeuille de raffineries pour minimiser les risques liés à la volatilité des marges

2 - concentrer les investissements sur les sites "top performers" pour obtenir la meilleure efficacité des capitaux investis

3 - réduire les coûts au minimum, sur chacun des sites car c'est la condition minimale pour rester dans ce business !!

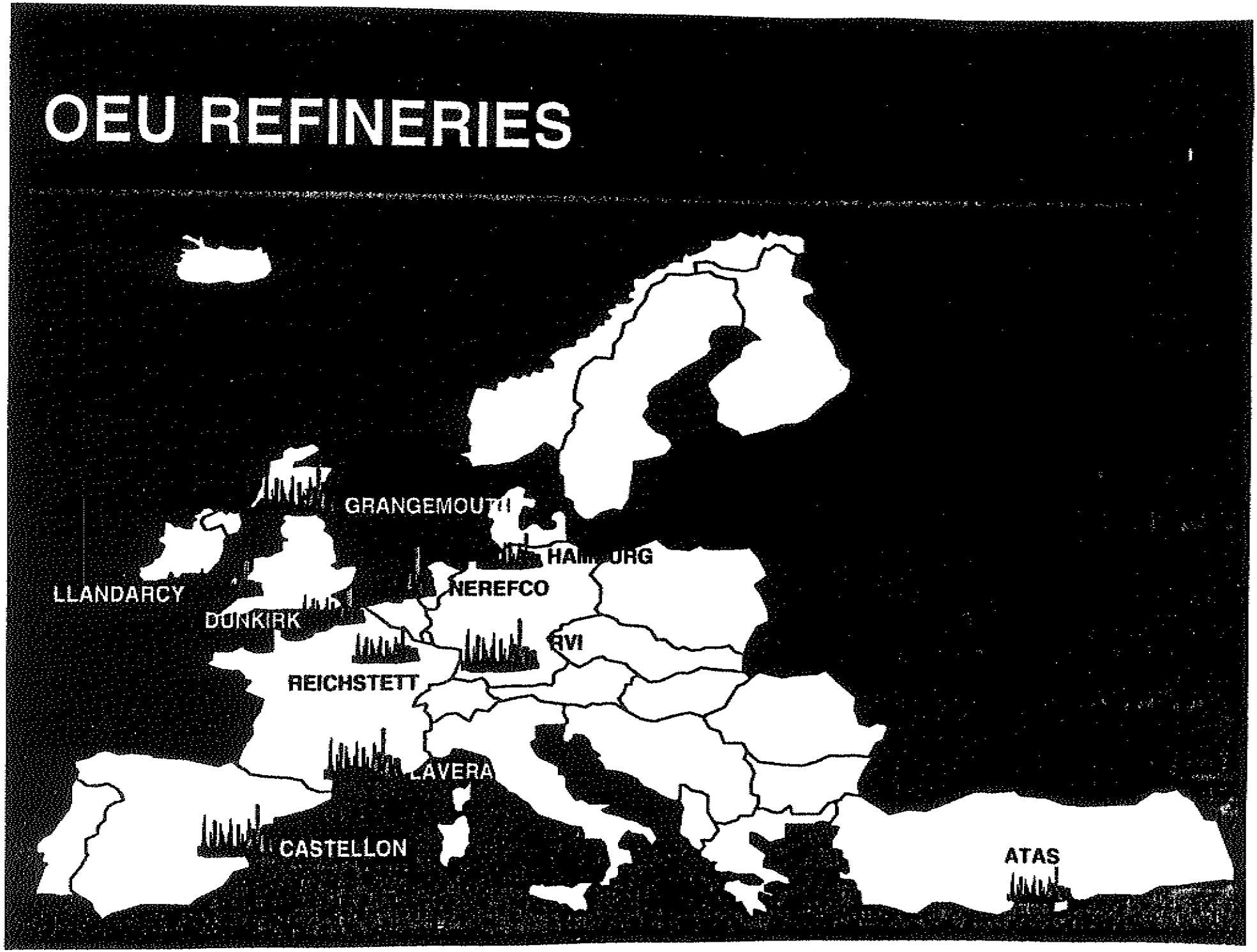
Par rapport aux années 80, la stratégie de BP en Europe n'est pas réellement modifiée. Elle consiste à s'appuyer sur un nombre limité de sites ayant un haut niveau de performance. Des alliances entre raffineurs restent un moyen idéal pour exploiter des synergies et partager les investissements de développement.

La gestion de nos opérations a un niveau européen, effective depuis plus de 4 années maintenant, nous permet notamment de réduire nos frais généraux, d'optimiser l'utilisation de nos ressources et d'améliorer le niveau de performance de nos opérations par transfert des meilleures pratiques d'un site à l'autre.

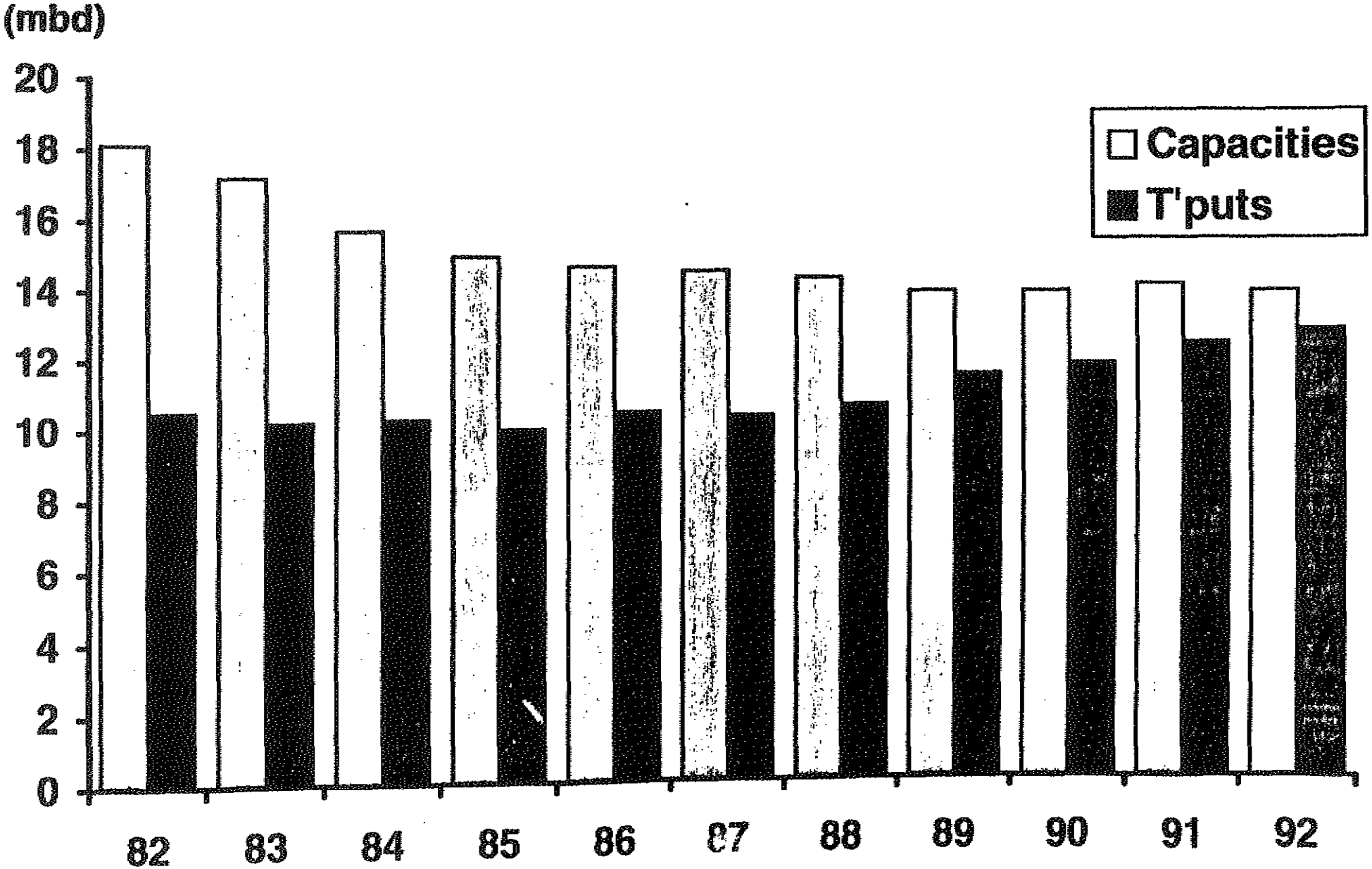
Mais le niveau actuel des marges, inférieur à $ 2,00/bbl est notoirement insuffisant pour rentabiliser les investissements nécessaires à cette évolution.

Il faut donc s'attendre à un important effort de rationalisation de l'industrie du raffinage en Europe, afin de réduire ses risques et la volatilité de ses résultats et de pouvoir assurer un développement dans des régions du monde à fort potentiel de croissance.

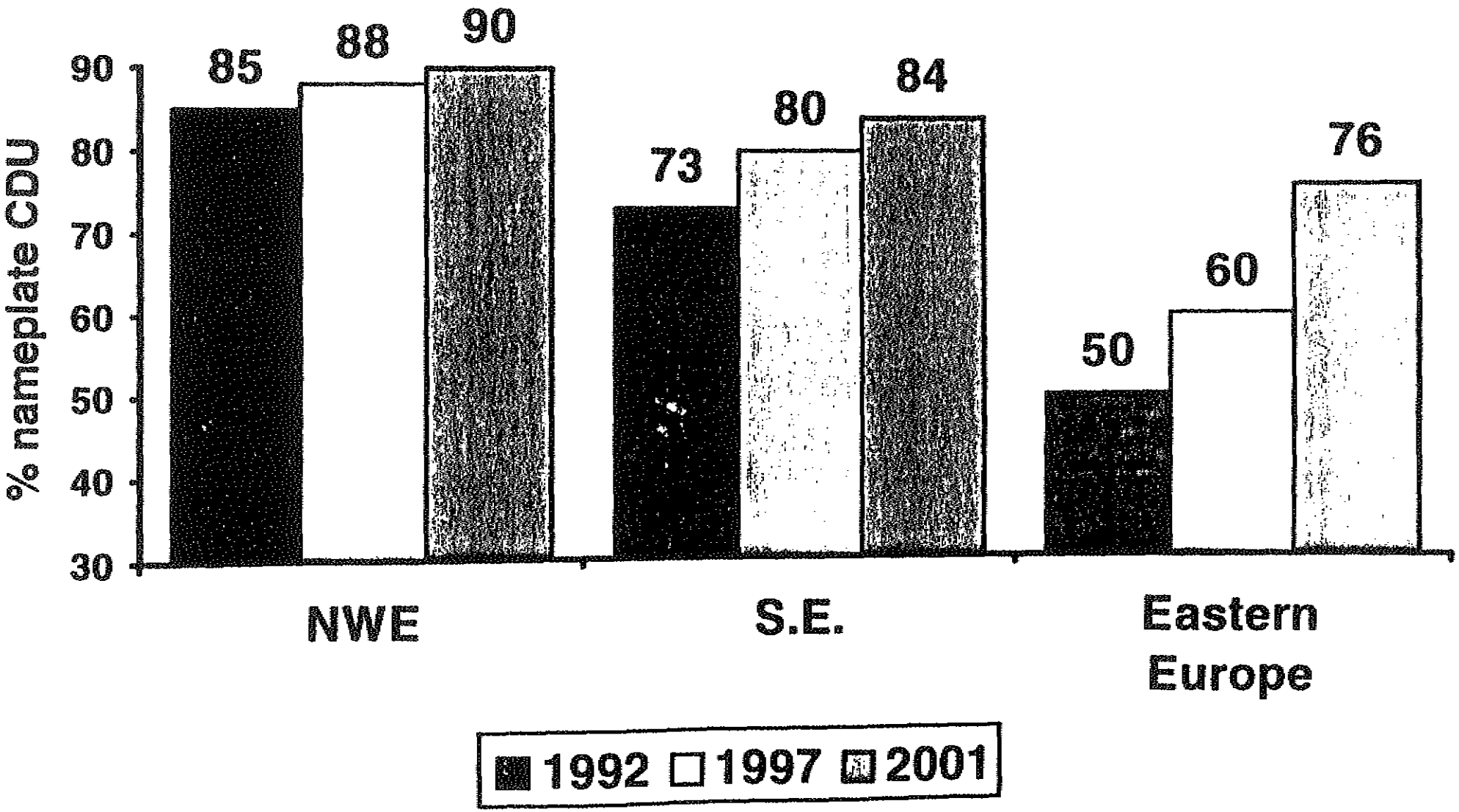
OEU REFINERIES



The OECD Refining Sector: 1982 - 1992



CDU Utilisation Rates



W.E. Refinery Capacities: Key Messages

- No new refineries planned, bar Leuna
- Increasing refinery Complexity
- Likelihood of refinery closures
- Continued environmental pressures
- Focus on Performance and Technology Enhancement

W. European Product Qualities 2001:

	Base Case	Green Case
Mogas	Tighter RVP and Benzene	Reformulation, but not US style
Diesel	0.05% Sulphur and an increase in Cetane no.	Lower max. density, 0.02% sulphur and an Aromatics limit
HGO	0.2% sulphur	0.1% sulphur
Fuel Oil	Lower local sulphur limits	Very low local sulphur limits

Mogas Reformulation - Specifications

Mogas Reformulation has been considered for 2001 in a Green case, employing tighter product specifications than in the Base Case, similar to the USA Complex model:

	Base Case	Green Case	Target
Benzene	3% v. max	1% v. max	Carcinogen / Emissions
Aromatics	-	40% v. max	Benzene / Emissions
Olefins	-	10% v. max	Photochemical Smog
Evap @ 150c.	-	85% v. min	VOC's and Olefins
Sulphur	250 ppm max	50 ppm max	Catalyst efficiency
Oxygenates	-	2.0% wt min	CO emissions

RVP is subject to a general trend towards tighter local specs

If we follow the USA.....

	Europe	USA
Typical MON	85	83
Diesel % of demand barrel	18	11
Mogas % of demand barrel	21	45
Typical Diesel Cetane	52	44
FCCU / CRU Capacity:	0.8	2.9
Current Mogas Composition %:		
CCS	23	38
Reformate	53	28

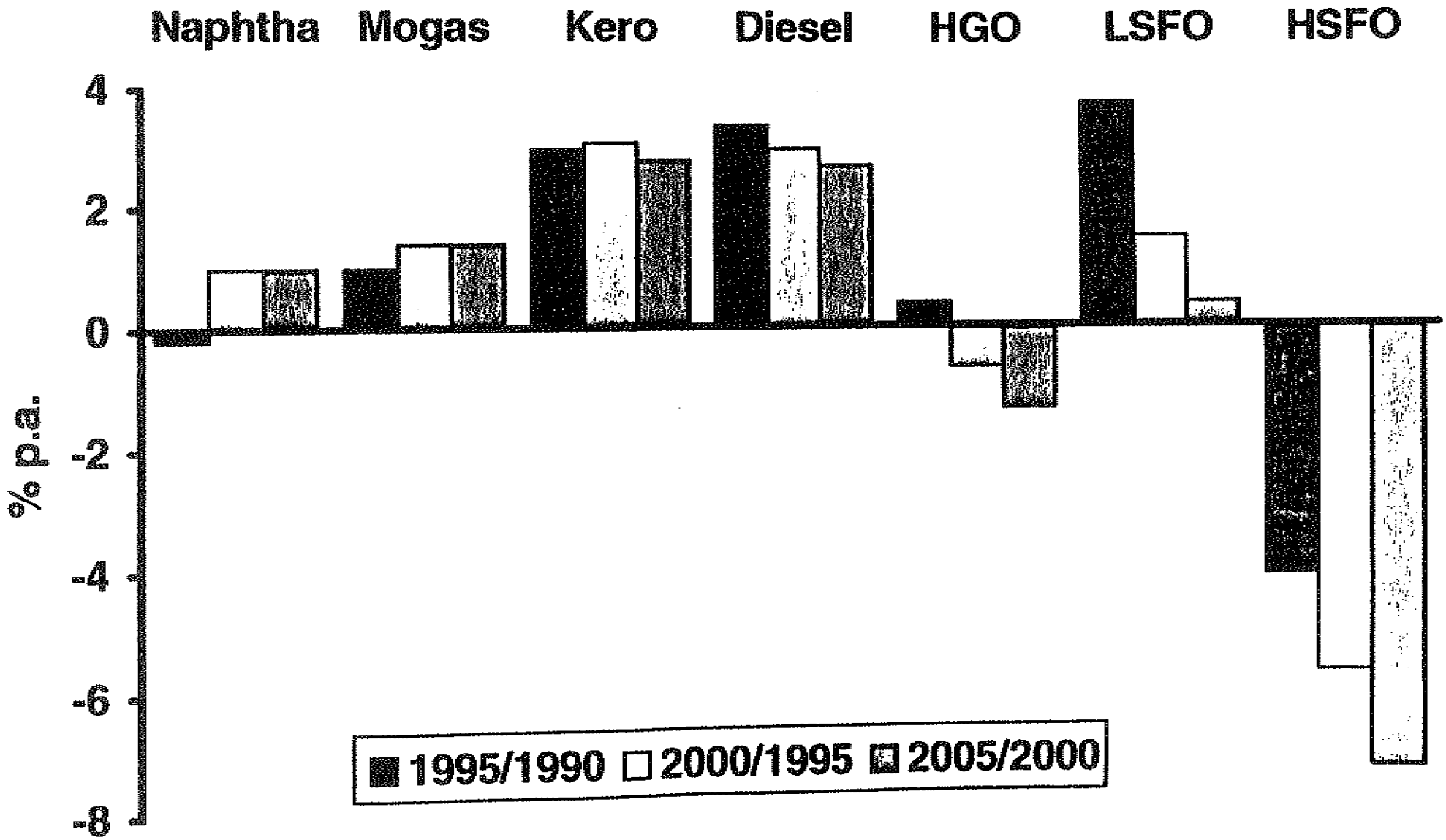
If we follow the USA.....

The US is already biased towards Cat Cracking, which, together with MTBE capacity, is a suitable basis for Mogas Reformulation.

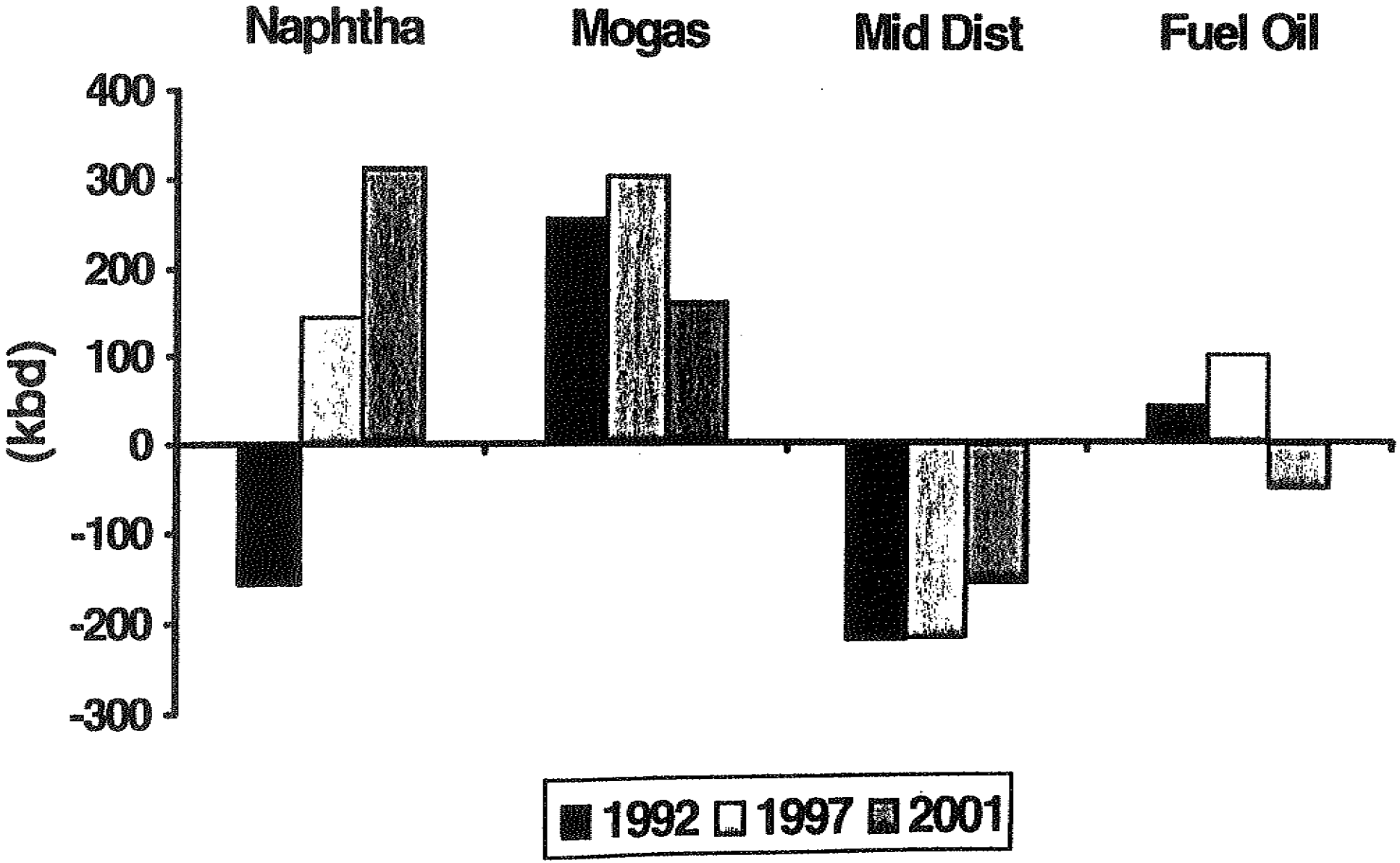
Europe (with a more balanced light and middle distillate demand pattern than the US) has evolved an industry that is heavily focussed on Reforming. A change towards the US model would require a huge shift in mogas composition away from Reformate (but CRU's are needed for H2 generation for Hydrofining) and towards FCCU's (but the increased surplus of poor quality LCO cannot be absorbed into the diesel pool).

So, if Europe is to tighten its mogas specifications in a desire to reduce emissions, it will have to develop a separate model to achieve its objectives without excessively burdening industry.

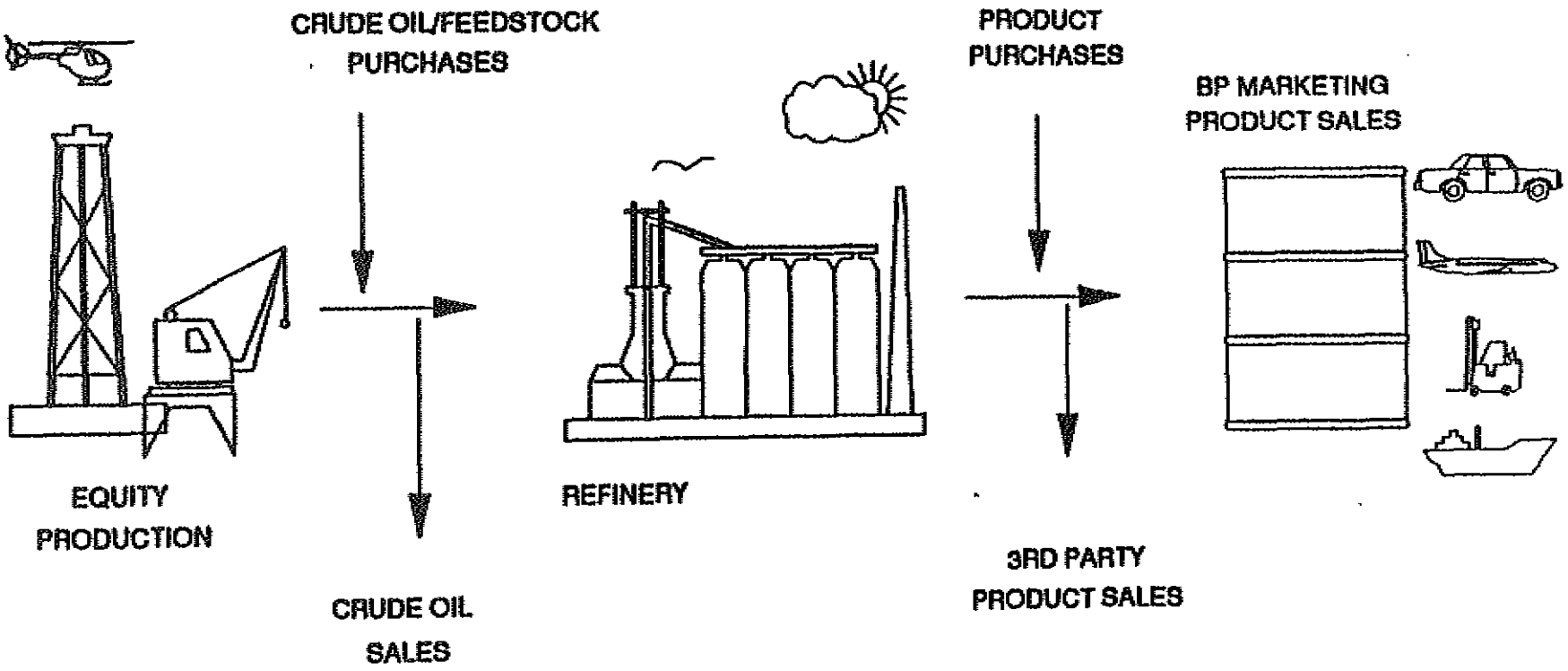
W. Europe Demand Growth



W.E. Supply / Demand Balance to 2001



BP'S SUPPLY/DEMAND BALANCE



REFINING IN EUROPE (1993 estimates)

- DISTILLATION CAPACITY : 585million tonnes*
- UTILISATION RATE : 95%
- CONVERSION CAPACITY : 160 million tonnes (CC equivalent)
- PERCENT CONVERSION / PRIMARY DISTILLATION : 28%
- DESULPHURISATION OF MIDDLE DISTILLATES : 165 million tonnes

* Plus 20 million tonnes of the ex-DDR

INDUSTRY FEATURES

- HSE COMPLIANCE BURDEN
- HUMAN RESOURCES
  - Management Complexity
  - Scarce Skills
- LONG LEAD TIME ON MAJOR PROJECTS

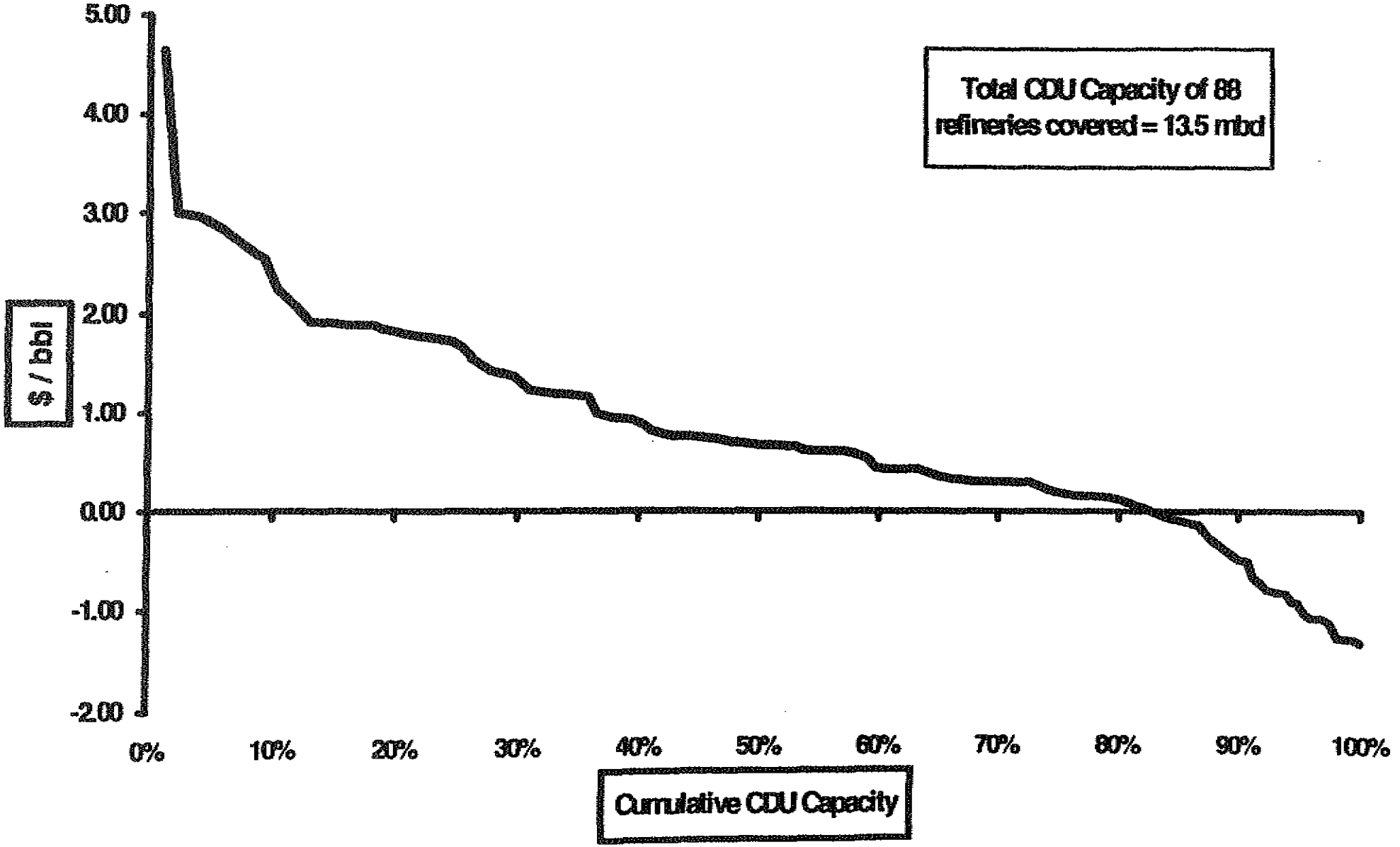
INDUSTRY FEATURES

- COMPETITIVE PRESSURE
  - –Many Players / Objectives
  - –Multi Nationals, Nationals, Producers
- MARGIN BUSINESS : Mature, Volatile, Cyclical
- AVERAGE RETURN : Unexciting (5% to 40%)
- DOWNSTREAM INTEGRATION (all major players)

KEY SUCCESS FACTORS

- REFINERY KIT
- LOCATION AND LOGISTICS
- OPERATIONAL AND COMMERCIAL PERFORMANCE
- COST MANAGEMENT
- CRUDE ACQUISITION
- PRODUCT MANAGEMENT

European Refinery Net Cash Margins '92



CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,
Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992.

CEG-13. K. FAID,
Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992.

CEG-14. S. NACHET,
La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993.

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,
Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993.

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,
Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993.

CEG-17. E. DELAFOSSE,
Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993.

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,*
L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993.

CEG-19. S. FURLAN,
L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994.

CEG-20. M. CADREN,
Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994.

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON,*
L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995.

---

* une version anglaise de ces articles est disponible sur demande

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,
Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990.

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,
Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990.

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,
Raffinage et environnement.
Janvier 1991.

CEG-4. D. BABUSIAUX,
Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990.

CEG-5. J.-L. KARNIK,
Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991.

CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,
Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991.

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,
Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991.

CEG-8. J.-M. BREUIL,
Émissions de SO2 dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991.

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,
Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991.

CEG-10. P. RENOU,
Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE. Décembre 1991.

CEG-11. E. DELAFOSSE,
Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992.