HAL
open science

Marché international du pétrole brut

Marc Carlos, Laurence Danon, Claire Paponneau

To cite this version:

Marc Carlos, Laurence Danon, Claire Paponneau. Marché international du pétrole brut. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1984. hal-01909895

HAL Id: hal-01909895

https://minesparis-psl.hal.science/hal-01909895

Submitted on 31 Oct 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ECOLE NATIONALE SUPERIEURE
DES MINES DE PARIS

CENTRE DE GEOPOLITIQUE DE L'ENERGIE
ET DES MATIERES PREMIERES
UNIVERSITE PARIS-DAUPHINE

ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DES MINES
Bibliothèque
N°
I. E. 1
[163]

MARCHE INTERNATIONAL DU PETROLE BRUT

Marc CARLOS
Laurence DANON
Claire PAPONNEAU

JUIN 1984

Consultation sur place

ECOLE NATIONALE SUPÉRIEURE DES MINES
Bibliothèque
N°
I. E. 1
[163]

Consultation
sur place

ECOLE NATIONALE SUPERIEURE
DES MINES DE PARIS

CENTRE DE GEOPOLITIQUE DE L'ENERGIE
ET DES MATIERES PREMIERES

UNIVERSITE PARIS-DAUPHINE

MARCHE INTERNATIONAL DU PETROLE BRUT

Mémoire rédigé

à la demande de M. André GIRAUD

Par : Marc CARLOS
Ingénieur des Mines

Laurence DANON
Ingénieur des Mines

Claire PAPONNEAU
Ingénieur des Télécommunications

JUIN 1984

Nous tenons tout particulièrement à remercier M. André GIRAUD pour l'aide inestimable qu'il nous a apportée tout au long de notre étude.

Nous remercions aussi MM CORDEROY du THIERS, de COSSIN, POLGE de COMBRET et de VILLEMANDY pour l'accueil que leurs services nous ont réservés.

Nous sommes également reconnaissants à toutes les personnes qui nous ont reçus et qui nous ont communiqué les informations dont nous avions besoin.

Nos plus vifs remerciements vont enfin à Florence Loubens qui a composé ce mémoire avec un soin et une célérité remarquables.

PLAN

- *REMERCIEMENTS*
- *LISTE DES PERSONNES RENCONTREEES*
- *SYNTHESE*
- *INTRODUCTION*

PREMIERE PARTIE : PAYS PRODUCTEURS ET CONTROLE DE L'OFFRE

I - LE CHANGEMENT DE PROPRIETE DU PETROLE BRUT

1. *LA PERTE DE PROPRIETE DES COMPAGNIES*
2. *REDISTRIBUTION GEOGRAPHIQUE DES DROITS DES COMPAGNIES*
3. *DEPLACEMENT DES POLES DE PRODUCTION*

II - L'EVOLUTION DES MODES D'ACCES AU BRUT

1. *CONCESSIONS ET PARTAGE DE PRODUCTION / LE POUVOIR REEL DES PAYS PRODUCTEURS*
2. *LES MODES DE COMMERCIALISATION PAR LES PAYS PRODUCTEURS*
3. *ASSOUPLISSEMENT DU CADRE JURIDIQUE DES CONTRATS DE VENTE*

III - DES RESTRICTIONS AU CONTROLE ACTUEL DES PAYS

1. *LES PAYS PRODUCTEURS : MULTIPLICITE ET DIVERSITE*
2. *UNE HETEROGENEITE AU SEIN MEME DE L'OPEP*
3. *LE NON-REINVESTISSEMENT DE LA RENTE PAR LES PAYS*
4. *LA SITUATION D'EXCEDENT DU MARCHE*

IV - LES CONDITIONS D'UN NOUVEAU CONTROLE

1. LOCALISATION DES RESERVES : LA CONCENTRATION

2. LE DEFI DE L'INTEGRATION DES PAYS PRODUCTEURS

DEUXIEME PARTIE : L'EMERGENCE DU MARCHE SPOT

I - LES OPERATIONS DES COMPAGNIES INTERNATIONALES

1. LA PLACE ACTUELLE DES COMPAGNIES

2. LES AVANTAGES DU MARCHE SPOT

3. EXEMPLES PRATIQUES

II - LE ROLE ECONOMIQUE DES TRADERS

1. MODES OPERATOIRES DES TRADERS

2. APPROCHE D'UNE CLASSIFICATION

3. UTILITE DES TRADERS

III - FONCTIONNEMENT PRATIQUE DU MARCHE

1. TRANSACTIONS PHYSIQUES ET TRANSACTIONS FICTIVES

2. LA CIRCULATION DE L'INFORMATION

3. LA CREATION RECENTE DE MARCHES A TERME

TROISIEME PARTIE : EVOLUTION ET FORMATION DES PRIX

I - LES CHANGEMENTS DE SYSTEMES DE PRIX DE 1970 A 1984

1. LE PREMIER CHOC PETROLIER : L'APPARITION DU PRIX OFFICIEL

2. LE DEUXIEME CHOC PETROLIER

3. EVOLUTION DANS UN MARCHE DE SURPLUS

II - LA COMPLEXITE DE LA FORMATION DES PRIX

1. EVOLUTIONS RECENTES DANS LE CAS DE DIFFERENTS BRUTS

2. ANALYSE DES DIFFERENTIELS DE QUALITE

3. RELATIONS ENTRE PRIX DES BRUTS ET DES PRODUITS

CONCLUSION

ANNEXES

_°_°_°_°_°_°_°_°_

LISTE DES PERSONNES RENCONTREES.

M. ANTONI	B.B.NAFT Société de trading Operations Director
M. AZOUG :	PECHINEY TRADING COMPANY
M. BASSATNE :	B.B.NAFT Société de trading Président
Mme DE BEAUMONT :	SNEA Trading de Produits Pétroliers
M. BONNARD :	SNEA Chef de la division études commerciales DCI
M. BOUILLOT :	Ingenieur Général des Mines
M. CAPRON :	DHYCA Directeur
M. CARPENTIER :	CFP Conseiller économique de la DACI
M. CARAUD :	ELF-FRANCE Directeur ressources débouchés
M. DE CASTELNAU :	PARIBAS LONDRES Directeur négoce international
Mme CATOIRE :	CFP Direction économique
M. DE CAZENOVE :	CFP Responsable du service programme contrôle Direction produits
M. CHALMIN :	CNAM Directeur du centre de recherches sur les marchés de matières premières
M. CHAMBERT-LOIR :	SNEA Chef du département programmes Direction ressources débouchés
M. CHARTIER :	TRANSWORLD Oil SA Directeur général
M. CHAZELLE :	CFP Chef du service approvisionnements produits DACI
M. CLERY-MELIN :	SNEA Chef de la division négoce de bruts DCI
M. COHEN :	PARIBAS LONDRES Négoce international
M. CORDEROY DU THIERS :	CFP Directeur de la division approvisionnement et commerce international (DACI)
M. DE COSSIN :	SHELL Directeur approvisionnement et production raffinage

M. DAVID :	SNEA Juriste Direction des services juridiques du groupe
M. DEGRAND :	SNEA Chef du service contrats DCI
M. DESPRAIRIES :	IFP Président
M. DORVAL :	DHYCA Chef du service approvisionnement marché
M. DROUET :	SNEA Conseiller auprès du Directeur DCI
M. DE DUFAU :	CFP Responsable achat et vente brut Extrême-Orient
M. DUPUY D'ANGEAC :	CFP Juriste Direction juridique du groupe
M. DURET :	TRADINAFT Société de trading
M. FERNAY :	SNEA Ancien Directeur du commerce international
M. FRANKEL :	PETROLEUM ECONOMICS LIMITED
M. P.N. GIRAUD :	Directeur du Centre d'Etude des Ressources Naturelles
Mlle HERSENT :	Bourse de commerce de Paris
M. JAFFRE :	SNEA Adjoint au Chef du Service des contrats DCI
M. KASSEM :	BP France Chef du service commerce international et contrats
M. KHAYAT :	CFP Direction économique
M. LAMY :	BNP Directeur du département négoce international
Mme LEBORGNE :	CFP Directeur département accords contrats
M. LEBRUN :	DHYCA Chef du service prévision
M. MANIN :	Professeur Paris I - Spécialiste contrats pétroliers
M. MAGNY :	ASMARINE Courtier en bruts et produits pétroliers
M. DE MAUBLANC :	SNEA Direction du commerce international
M. MIHAILLOVITCH :	CFP Chef du service pétrole brut et opérations
M. MOISDON :	CGS Directeur
M. DE PERTHUYS :	Union des Chambres Syndicales de l'Industrie Pétrolière
M. PETIT :	SNEA Division études commerciales
Mlle PLANTEFOL :	Union des chambres syndicales des industries pétrolières
M. POLGE DE COMBRET :	SNEA Directeur du commerce international (DCI)
M. PUGNO :	BNP Sous-Directeur responsable de l'antenne négoce international
M. RIFAI :	Banque Arabe et Internationale d'Investissement Secrétaire général
M. SPULLER :	FRETOIL Société de courtage Directeur général
M. SIMON :	Professeur à l'Université de Paris-Dauphine
M. STOFFAES :	DIELI Directeur adjoint
M. TRIOULE :	COPECHIM Négociant en bruts et produits pétroliers
M. DE TURKHEIM :	PARIBAS Négoce international
M. USQUIN :	PARIBAS Financement du développement production

M. VANLERBERGUE :	SNEA Chef du département coordination - Direction du commerce international
M. DE VILLEMANDY :	BP-France Directeur des approvisionnements pétroliers et logistique
M. WANECQ :	DHYCA Chef de service prospection-production
M. WHITE :	PETROLEUM ECONOMICS LIMITED

SYNTHESE

Aujourd'hui, le marché pétrolier semble présenter les mêmes caractéristiques que n'importe quel autre marché de matières premières.

Le prix spot, qui résulte de la confrontation quotidienne de l'offre et de la demande sur des cargaisons ponctuelles, est devenu le prix directeur du marché.

Il n'en a pas toujours été ainsi. La situation actuelle est la conséquence d'une double évolution dans les relations entre les pays producteurs sans débouchés propres et les grandes compagnies internationales, que ces compagnies soient d'origine privée ou sociétés nationales de pays consommateurs.

D'une part, l'accession des pays producteurs à la propriété de leurs gisements, à partir de 1970, a mis progressivement fin au pouvoir des firmes internationales. Ces compagnies avaient intégré l'ensemble de la filière pétrolière, depuis la production de brut, jusqu'à la distribution de produits raffinés au consommateur final.
Malgré le déplacement progressif de leurs droits de propriété vers de nouvelles zones (Amérique du Nord et Europe), les compagnies n'ont plus couvert l'ensemble des besoins de leurs activités aval (raffinage-distribution). Par ailleurs, la législation minière s'est modifiée dans tous les pays, et le pouvoir réel des pays producteurs sur les droits concédés aux compagnies s'est accru.

D'autre part, la contraction de la demande, qui s'est produite dans un marché où l'offre se trouvait diluée entre de nombreux producteurs, a provoqué à partir de 1981 une situation d'excédent.
Ce surplus a contrebalancé le pouvoir que la nationalisation des gisements avait conféré aux pays.

Dans un tel contexte, les firmes pétrolières, qui assurent toujours la majeure partie du raffinage mondial, ont trouvé avantage à l'existence d'un marché libre (marché spot). Les compagnies y interviennent aussi bien à l'achat qu'à la vente. De ce fait, le marché spot s'est considérablement développé et représente aujourd'hui près de 50 % des transactions internationales.

Sur ce marché spot, interviennent de nouveaux acteurs : les traders (ou négociants), opérateurs caractéristiques des marchés de matières premières. Leur rôle est double :

- *Permettre l'écoulement d'une partie de la production de certains pays et servir de tampon entre ces pays et les compagnies ;*

- *Assurer la fluidité du marché spot, fluidité nécessaire, en particulier, aux opérations des compagnies.*

Corrélativement, la circulation de l'information s'est considérablement améliorée et garantit désormais une plus grande transparence des prix.

Contrairement à une idée répandue, il n'est pas évident que le marché spot soit un facteur déstabilisant en lui-même.
Au contraire, en tant que lieu commun d'arbitrage entre les opérateurs, il aurait plutôt un rôle régulateur.

Par ailleurs, bien des opérations considérées comme de la spéculation ne sont que la contrepartie nécessaire à la couverture du risque de variation des prix à court-terme.

L'émergence du marché spot n'est en fait que la réponse à deux types de problèmes :

- *Tout d'abord, l'INCERTITUDE qui pèse sur l'évolution future du marché. A partir du moment où il n'y a plus adéquation automatique entre offre et demande, les relations contractuelles à long-terme ne peuvent subsister, car elles ne sont qu'une fausse sécurité. En période de tension, les vendeurs cherchent à les annuler, et inversement, en période de surplus.*

- *Ensuite, la COMPLEXITE DES PARAMETRES qui influent sur les prix : qualités des différents bruts, hétérogénéité des outils de raffinage, relations entre marché du brut et marché de produits raffinés. Ces paramètres font que chaque raffineur, à un instant donné, accorde une valeur qui lui est propre à chaque qualité de brut.*

Dans ces conditions, et c'est peut-être un des faits marquant de notre étude, les firmes pétrolières cherchent à optimiser leurs résultats à court-terme et tendent à privilégier les activités commerciales.

Parmi les plus grandes compagnies, certaines sont allé jusqu'à désintégrer leur organisation, laissant leurs filiales de raffinage et de production se faire concurrence directement sur le marché libre.

-o-o-o-o-

INTRODUCTION *

L'objet de ce mémoire est de décrire l'évolution structurelle du marché pétrolier depuis 1970, d'analyser ses modalités de fonctionnement, ainsi que la nature des relations entre opérateurs.

Pour cela, notre réflexion s'est organisée autour de trois pôles :

- LES PAYS PRODUCTEURS ET LE CONTROLE DE L'OFFRE

. Les deux premiers chapitres concernent l'évolution des relations entre pays producteurs et compagnies. Le changement de propriété du pétrole brut et la modification des modes contractuels y seront analysés.

. Un troisième chapitre montrera pourquoi certaines restrictions doivent être apportées au pouvoir que la propriété des gisements confère aux pays. Ces restrictions sont liées en particulier à la multiplicité et à l'hérérogénéité des pays producteurs, ainsi qu'à leurs difficultés à maitriser l'offre en période de surplus.

. L'avenir à long terme verra-t-il certains pays producteurs exercer un nouveau contrôle sur l'ensemble de la filière ?
Cette idée d'un éternel recommencement fera l'objet du dernier chapitre.

- L'EMERGENCE DU MARCHE SPOT

Deux types d'opérateurs interviennent aujourd'hui directement sur le marché spot. Il s'agit des compagnies internationales et des traders.

---

* : quelques données de base pourront être consultées en annexe.

. Pourquoi les compagnies ont-elles abandonné la sécurité d'un approvisionnement contractuel et pourquoi trouvent-elles avantage à l'existence d'un marché concurrentiel ?
Quelle est la nature de leurs interventions ?

. Les traders ont-ils un rôle économique à jouer et qui sont-ils ?

. Quelles relations existe-t-il entre la spéculation et la couverture du risque lié aux variations de prix ?
Telles seront les questions abordées dans cette seconde partie.

- EVOLUTION ET FORMATION DES PRIX

. La formation des prix résulte des rapports entre les acteurs, analysés dans les deux premières parties. Un premier chapitre permettra de suivre l'évolution des systèmes de prix entre 1970 et 1984, c'est-à-dire le passage d'un prix d'oligopole à un prix de marché. Le premier choc pétrolier, la période stabilité de 1973 à 1978, le deuxième choc et les évolutions récentes depuis 1981, montreront comment s'est établi l'équilibre actuel entre les forces en présence sur le marché.

. Un deuxième chapitre mettra l'accent sur la complexité des paramètres qui influent sur les prix. Grâce à un certain nombre de graphiques, nous expliquerons pourquoi le marché spot est le seul régulateur possible du système.

En conclusion, nous soulèverons deux problèmes :

- quelles sont les marges de manoeuvres des acteurs pour empêcher les mouvements du marché ?
- quelles perspectives peuvent-être ébauchées à moyen terme ?

PREMIERE PARTIE

PAYS PRODUCTEURS ET CONTROLE DE L'OFFRE

Le monde pétrolier de 1984 n'est plus celui d'avant les chocs pétroliers, ni même celui des années 70. Il demeure marqué par son histoire mais ses structures ont connu une transformation radicale.
L'objet de ce chapitre est l'analyse des caractéristiques de la production en 1984 et en particulier l'analyse du rôle des pays producteurs. Ce rôle, ainsi que nous le verrons, évolue. De la simple possession de la production, il est passé à la participation à des degrés divers dans l'opération de production, à la commercialisation directe du brut et aujourd'hui aux tentatives de réintégration "*aval*" de la filière pétrolière (dans le raffinage et la distribution).
Nous allons montrer dans quelle mesure le rôle déterminant des pays producteurs et plus précisément celui des pays membres de l'OPEP, peut s'apparenter à un contrôle du marché.*

I - LE CHANGEMENT DE PROPRIETE DU PETROLE BRUT

L'analyse des forces en présence sur le marché fait apparaître la stratégie de l'offre mondiale de brut comme une des variables de base. Il existe des stratégies de production et de prix. Jusque dans les années 70, la demande mondiale fixait le niveau de production. Les compagnies internationales assuraient le fonctionnement du système. Cette structure disparaît lors des nationalisations et autres prises de participation. Et ce sont les compagnies nationales des pays producteurs qui assurent la maîtrise des capacités de production.

1. LA PERTE DE PROPRIETE PAR LES COMPAGNIES INTERNATIONALES

L'accession des pays producteurs à la propriété de pétrole brut est née de la conscience du principe de souveraineté de chaque Etat sur ses ressources naturelles.

---

* Dans tout ce chapitre, le terme de marché désignera la notion économique du lieu de rencontre offre-demande.

Le mouvement s'est effectué principalement à partir des années 70.*(1) Le problème majeur est de quantifier la part de la production de pétrole brut qui échoit respectivement aux grandes compagnies et aux pays producteurs. Les législations minières et les pratiques diffèrent considérablement selon les Etats. Néanmoins, nous considérerons que le brut issu des concessions et de la part des compagnies dans un contrat de partage de production *(2) est le brut contrôlé (ou possédé) par les compagnies.
L'absence de statistiques fiables des pays producteurs fait que la source d'informations privilégiée réside dans les rapports annuels des sociétés.

Structure de propriété du brut mondial en dehors des pays à économie planifiée (symbolisés souvent par le sigle P.E.P.) et en dehors des Etats-Unis : voir tableau 1.

Le tableau résume l'évolution des droits de propriété du pétrole brut des 7 Majors, des autres compagnies (indépendants U.S. et compagnies européennes) et des pays producteurs.

Notons: - *L'apparition des compagnies indépendantes des Majors dans les années 60 alors qu'elles s'étaient cantonnées jusque là sur le territoire des Etats-Unis,*

- *Le rôle croissant joué par les pays producteurs au détriment, en particulier, des Majors.*

En 1982, ainsi, les compagnies ne détiennent plus, directement que 1/5ème de la production WOCANA*(3)

---

(2) Voir II - 1.

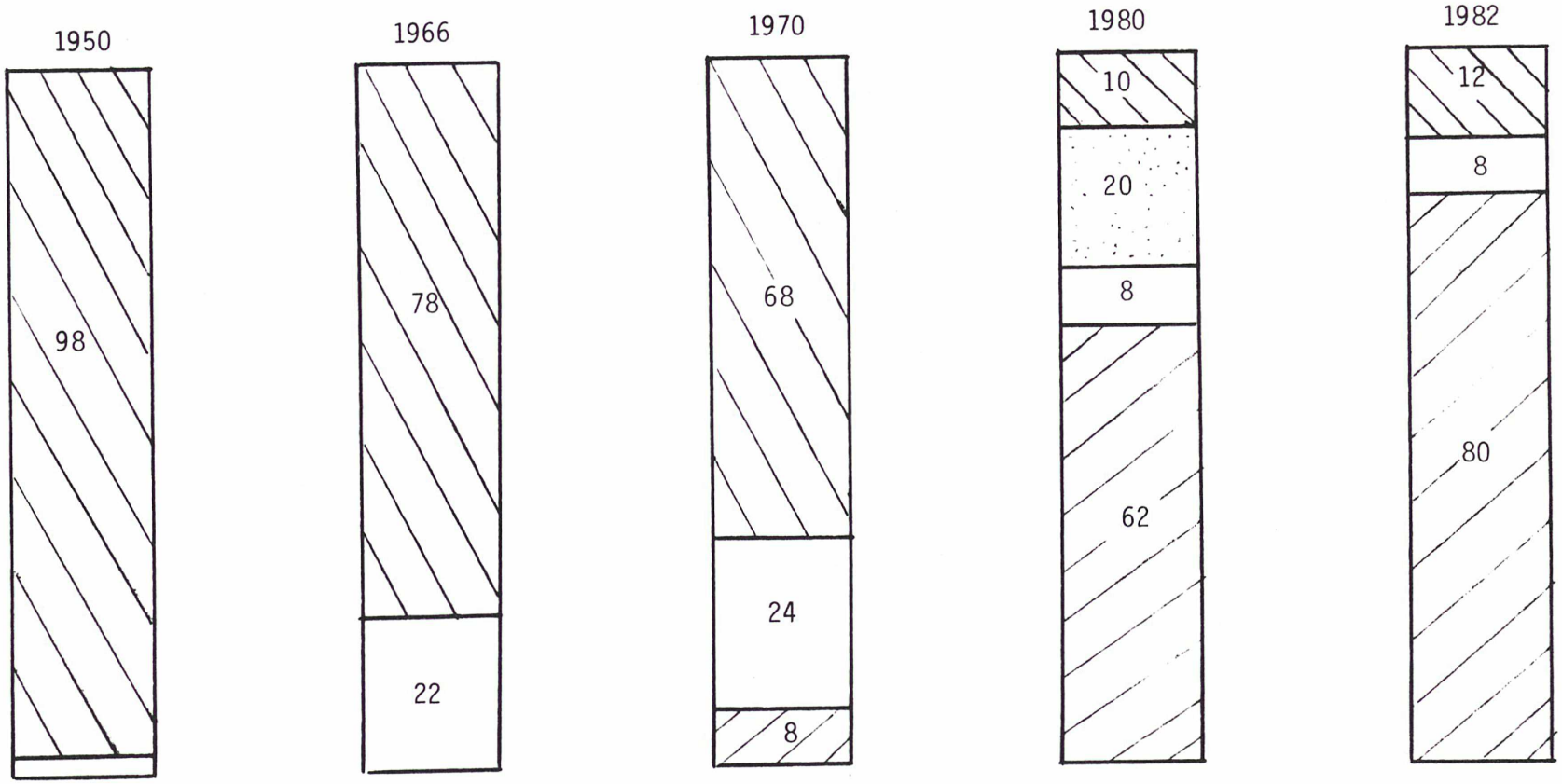
(1) Une première étape avait été franchie par le Mexique lors de la nationalisation des gisements en 1938 mais cette situation était restée une exception.

(3) WOCANA : monde hors P.E.P. et hors U.S.A.
WOCA : monde hors P.E.P.
P.E.P : les pays à économie planifiée regroupent URSS, pays de l'Est et Chine.

FIGURE 1

LE CHANGEMENT DE PROPRIETE DU BRUT

Hors pays à économie planifiée et hors USA



% des droits de propriété du pétrole brut WOCANA

7 Majors — Autres Cies — Pays product. — Brut Aramco (Exxon, Texaco, Socal, Mobil)

Structure de propriété du brut mondial hors P.E.P. (figure 2)

Si l'on prend en compte le brut produit aux U.S.A.*(4), la situation des compagnies apparaît bien meilleure.

La différence entre les chiffres est due au régime particulier des U.S.A., régime basé sur la concession (voir II). De plus, si la part des Majors est exacte, celle des compagnies indépendantes est minorée par le mode d'évaluation. La justification des données fait l'objet de l'annexe 1. Cette justification a été nécessitée par le manque de fiabilité et d'homogénéité des chiffres que nous avons pu rencontrer.

Ainsi, les compagnies ont-elles perdu la propriété du brut (c'est-à-dire l'accès direct). Cette évolution s'est accompagnée d'un phénomène de désengagement des zones OPEP en particulier, pour un repli vers les zones jugées plus sures.

2. REDISTRIBUTION GEOGRAPHIQUE DES DROITS DE PROPRIETE DES COMPAGNIES

La répartition géographique des origines du brut propriété des compagnies prouve le repli de celles-ci vers des zones géopolitiquement stables.

%	U.S.A.	CANADA	EUROPE	AUTRES
1980	45,8	6,5	13,3	34,4
1981	48,2	4,7	14,5	32,6
1982	49,3	4,6	16,4	29,7

Evolution de la répartition par zone des droits de propriété des compagnies avec :

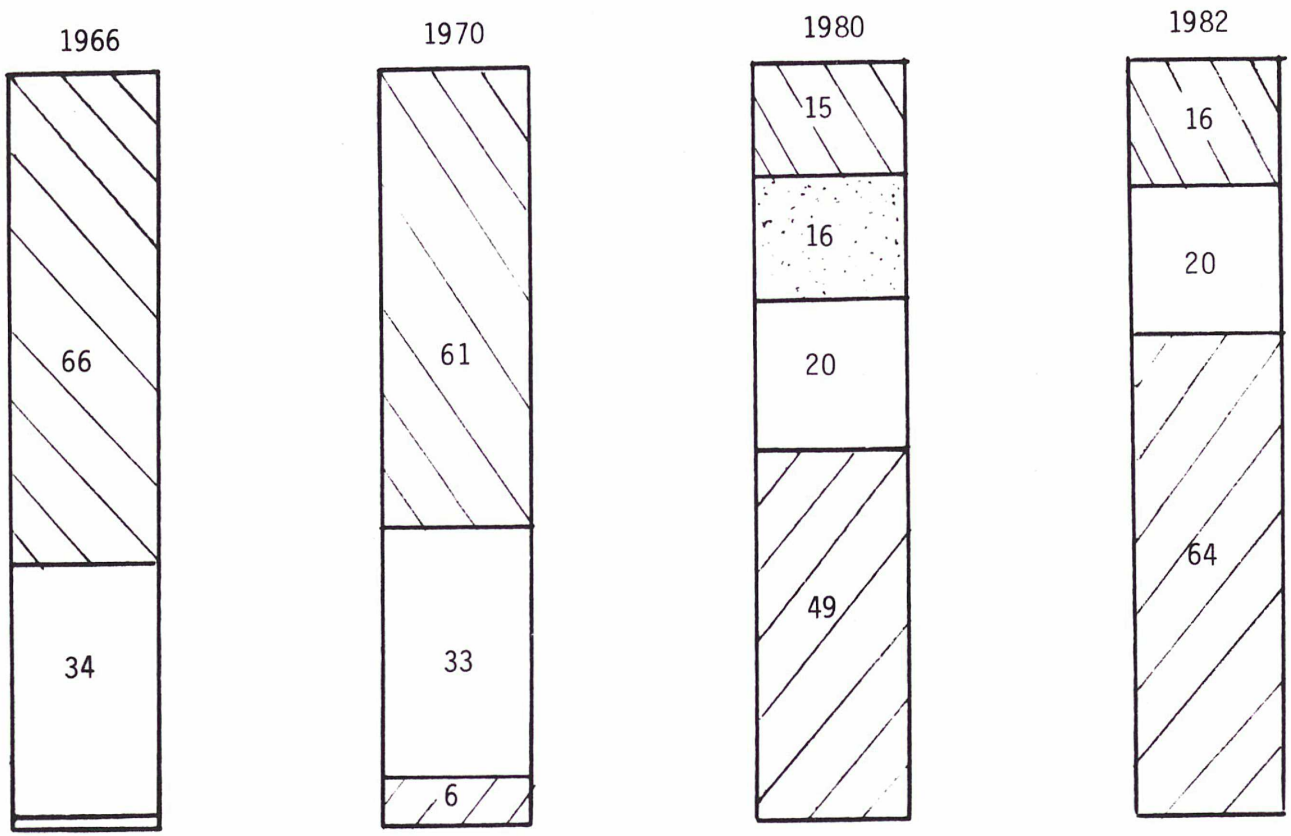
- *les 7 Majors*
- *4 compagnies européennes ENI, CFP, SNEA, Pétrofina*
- *9 plus grands indépendants US : Amoco, Arco, Conoco, Oxy, Phillips, Sun, Getty, Union, Marathon.*

(4) Brut produit USA : 24 % du brut WOCA.

LE CHANGEMENT DE PROPRIETE DU BRUT

Figure 2

Hors pays à économie planifiée



7 Majors — Autres Cies — Pays product. — Brut Aramco (Exxon, Texaco, Socal, Mobil,)Arabie Saoudite.

L'annexe 2 reprend l'analyse par type de compagnie de l'évolution de la répartition.

L'Amérique du Nord et l'Europe représentent en 1982 70 % des droits de propriété des 20 compagnies étudiées alors qu'en terme de production le poids de ces régions n'atteint pas 25 % du volume mondial. La fragilité de l'approvisionnement des compagnies apparaît lorsque l'on étudie la structure des réserves prouvées au 1er janvier 1983. En effet, Amérique du Nord et Europe ne cumulent qu'un peu moins de 9 % des réserves mondiales.

Deux phénomènes caractérisent donc la propriété de pétrole brut :

- la prise de contrôle des pays producteurs,
- la redistribution géographique des droits de propriété des compagnies.

3. LE DEPLACEMENT DES POLES DE PRODUCTION

Depuis la découverte du premier puits par le Colonel Drake, la production de pétrole brut aurait dépassé 68 milliards de tonnes en cumulé, fin 82. Le développement de la production a surtout été le fait des trois dernières décennies puisque elle est passée de 500 millions de tonnes en 1950 à plus du double en 1960 pour dépasser le seuil des trois milliards en 1978. Les deux chocs pétroliers et l'environnement économique ont provoqué une régression du volume total (annexe 3, courbe 1).

Il faut souligner le développement de l'extraction en zone marine. Ce phénomène concerne 20 % de la production mondiale*(5) et touche principalement l'Amérique Latine, le Proche Orient et surtout l'Europe occidentale où il représente près de 90 % du volume total produit. Or le pétrole marin est excessivement sensible au niveau des prix. Si les progrès techniques permettent de forer à des profondeurs d'eau de l'ordre de 1500 m, l'exploitation n'est actuellement possible que jusqu'à 200 m de profondeur d'eau *(6).

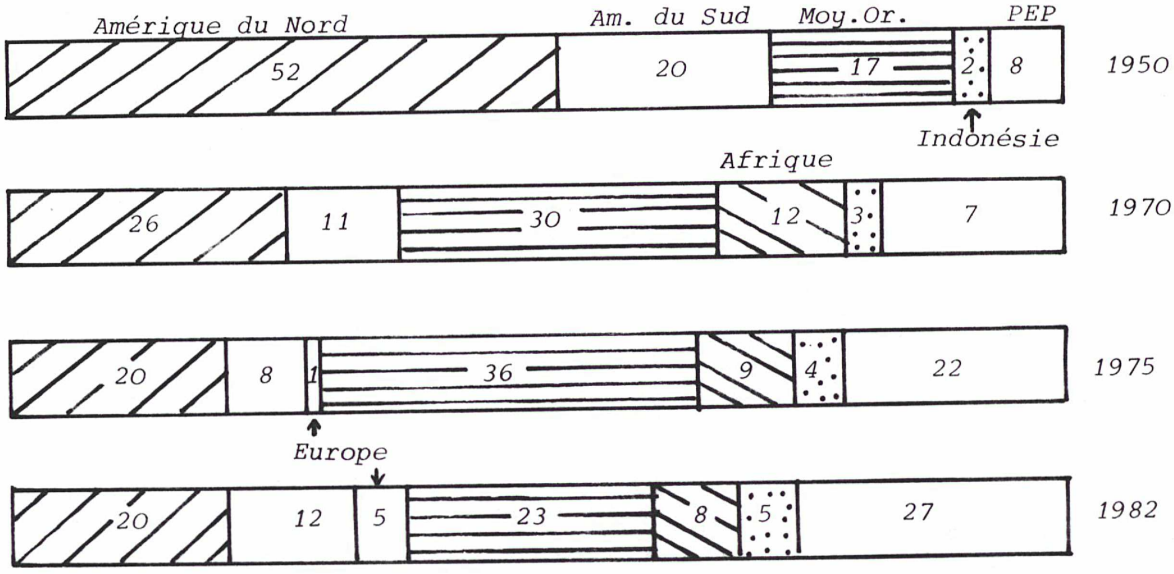
---

(5)* : soit 592 millions de tonnes en 1981
(6)* : Le Golfe de Mexique avec une exploitation à -300 m demeure une exception.

De plus, le coût des équipements d'exploration et d'exploitation marines est extrêmement élevé*(7) et la rentabilité de certains gisements s'avère étroitement liée au prix du pétrole brut et au niveau de la fiscalité.

Répartition géographique

La courbe 2 de l'annexe 3 reprend l'évolution des parts respectives des différentes zones dans la production mondiale depuis 1920.



Evolution de la répartition géographique de la production

Que faut-il retenir de ce rapide schéma ?

- Déclin de l'Amérique du Nord depuis 30 ans,
- Déclin relatif du Moyen-Orient depuis 1975,
- Croissance continue du groupe des pays à économie planifiée,
- Stagnation de l'Afrique,
- Apparition de l'Europe.

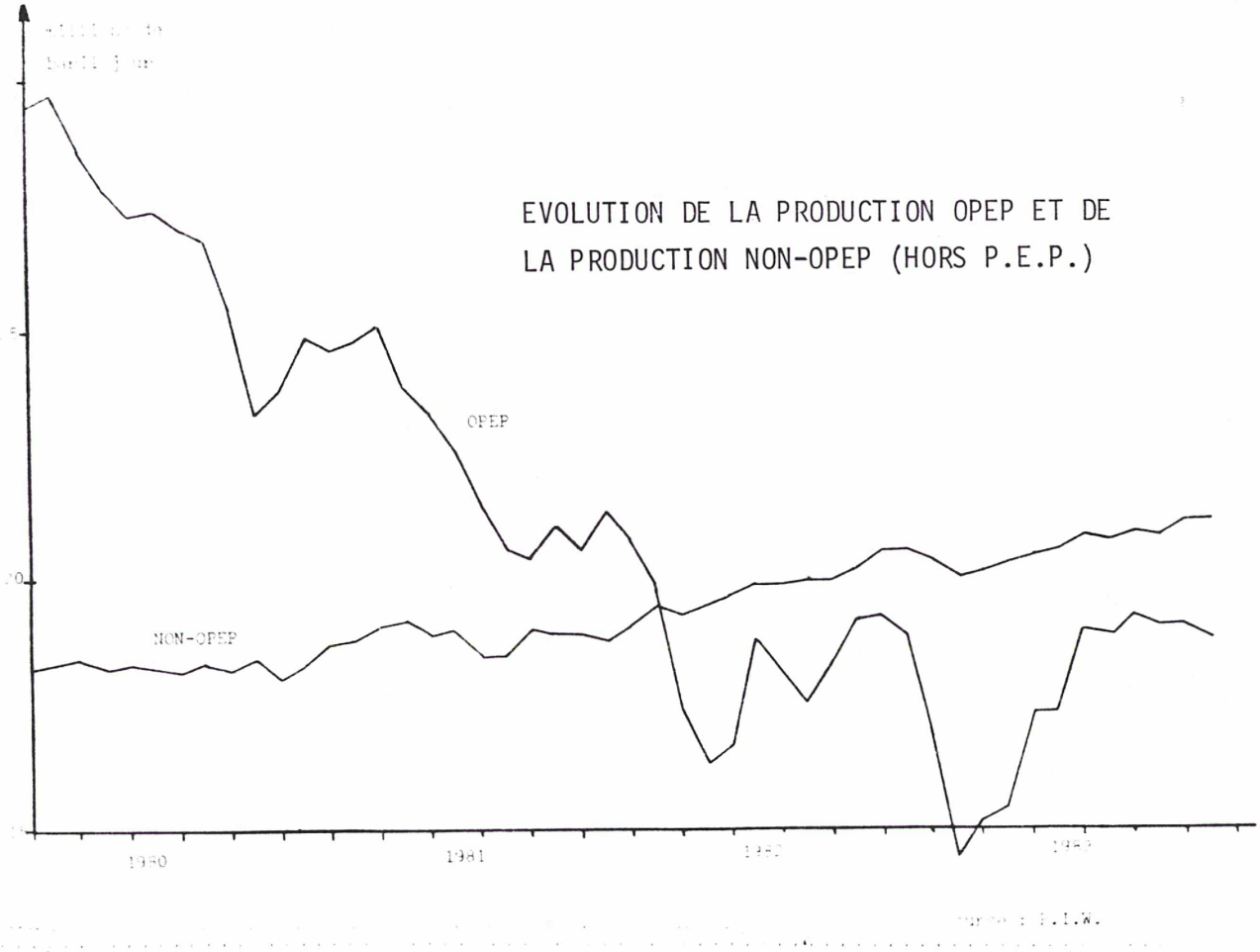
Ces tendances sont à retenir car elles ont une influence non négligeable sur la structure d'équilibre du marché ainsi que nous le verrons.

---

*(7) Une plate-forme de forage en mer coûte 10 fois un appareil de forage terrestre et le coût d'une plate-forme d'exploitation par -150 m varie entre 1 et 2 milliards de francs (chiffres 82, Industrie Française de Pétrole UCSIP).

La place de l'OPEP

Pour la première fois de l'histoire pétrolière récente, en mars 1982, la part de la production OPEP est devenue inférieure à la part non-OPEP dans le volume total WOCA. En fait, malgré la baisse de la production mondiale, les producteurs non-OPEP connaissent une croissance lente et régulière depuis 4 ans. En clair, cela signifie que l'OPEP a dû absorber à elle seule toute la baisse mondiale plus l'augmentation non OPEP. Ces deux phénomènes cumulés font que l'OPEP ne représente plus en 1983 qu'à peine 31 % de la production mondiale, alors que sa part atteignait 45 % en 1980. Nous analyserons plus en détail au chapitre III le rôle de *"swing-producer"** de l'OPEP et les conséquences.



* "Swing-producer" = producteur marginal.

Ce chapitre a eu pour objet de mettre en évidence certaines évolutions. Les compagnies n'ont plus l'accès direct au brut, ce sont les pays producteurs qui détiennent la propriété de ce brut. De plus, les compagnies ont opéré un repli vers des zones jugées plus sures comme l'Amérique du Nord ou l'Europe, et ce, au dépens du long terme puisque ces zones ne possèdent que de faibles réserves. Cette diminution du rôle des compagnies et en particulier des Majors s'est traduite dans le fait qu'elles sont devenues acheteuses nettes de brut.
De leur côté, les pays producteurs doivent commercialiser, sous quelque forme que ce soit, la part de pétrole qu'ils contrôlent. Les relations entre compagnies et pays producteurs font l'objet du chapitre suivant.
L'étude du déplacement des pôles de production au détriment des pays de l'OPEP tempère l'impression qui pourrait se dégager de l'évolution de la propriété. Elle fait apparaître des restrictions au contrôle du groupe des pays producteurs, restrictions analysées dans le chapitre III.

II - L'ÉVOLUTION DES MODES CONTRACTUELS D'ACCES AU BRUT

Ainsi que nous venons de le voir, le brut produit peut avoir deux statuts : propriété d'une compagnie internationale ou propriété d'un pays producteur*(1).
En fait, l'évolution des rapports de force entre compagnies et pays producteurs fait que le régime de concession et de partage de production laisse, comme nous allons le montrer, un pouvoir important de contrôle aux pays producteurs et non aux compagnies.
Par contre, le brut détenu par les pays doit être commercialisé sur le marché. Les formules diffèrent et évoluent vers un assouplissement juridique des contrats où il n'y a plus position de force d'une des parties.

1. CONCESSION ET PARTAGE DE PRODUCTION : LE POUVOIR REEL DES PAYS PRODUCTEURS

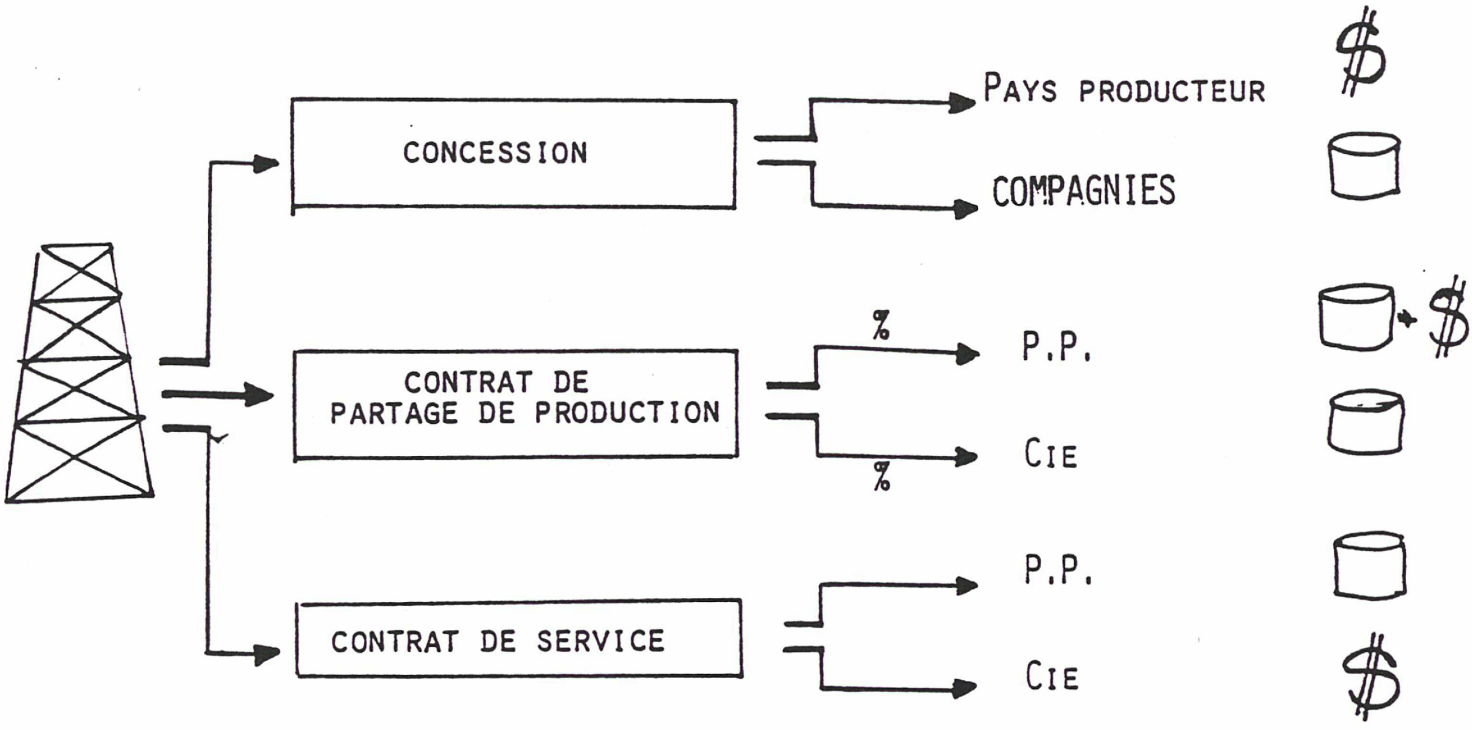
La figure 4 résume l'éventail des cadres juridiques de la production depuis les concessions où les compagnies possèdent tout le brut produit*(2), en passant par le partage de production où il s'agit d'une créance sur une partie du brut, pour finir par le cas extrême des contrats de service qui remunèrent simplement le travail de l'opérateur.
Dans certains pays, la frontière entre les différents types de régime tend à disparaître.

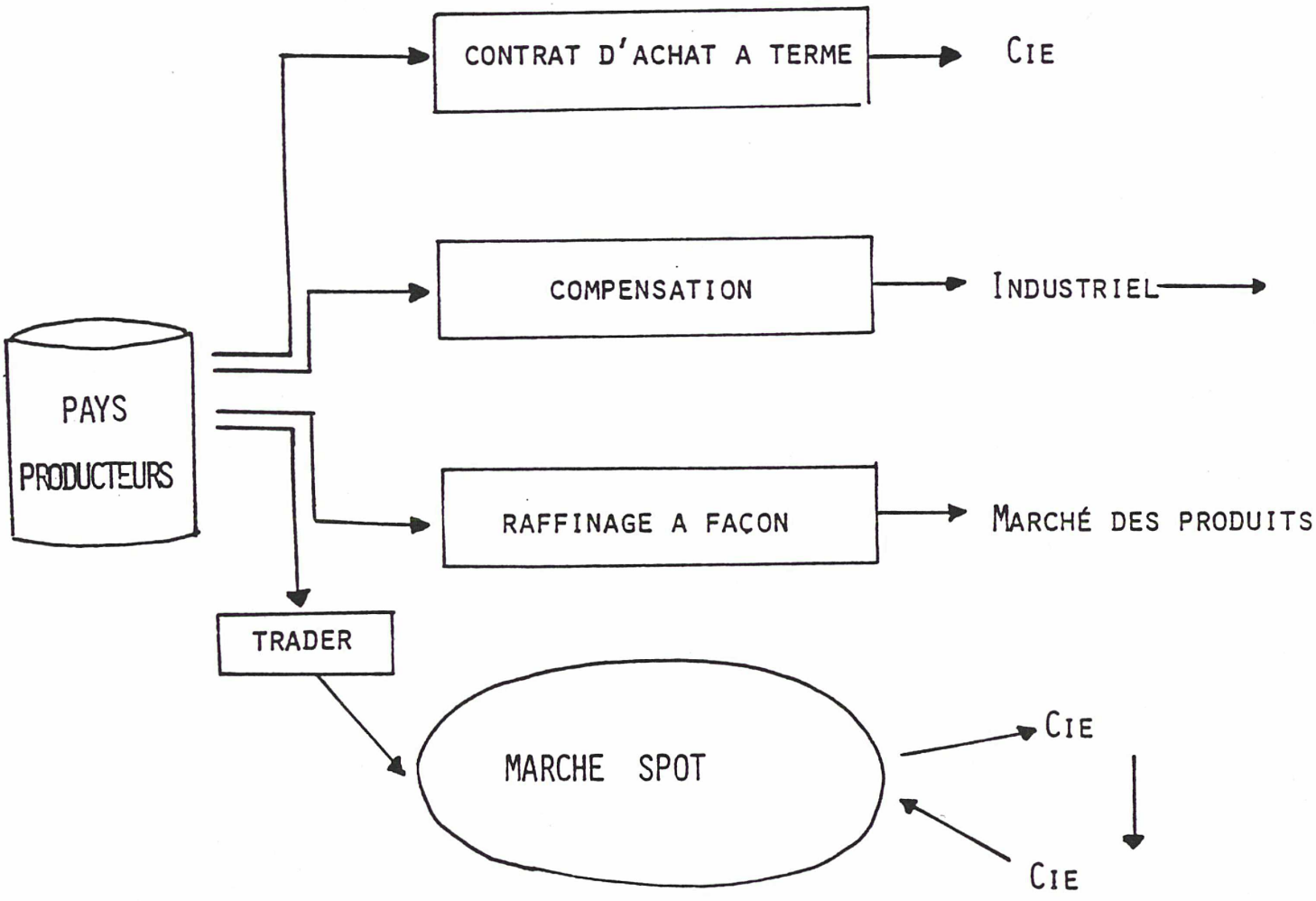
---

*(1) : en fait, il s'agit de la compagnie nationale du pays producteur mais, pour simplifier l'énoncé, nous parlerons le plus souvent en identifiant compagnie et pays.

*(2) : Excepté aux USA, ceci n'est qu'une simplification abusive en raison de la prise de participation des pays au sein de la société concessionnaire.

FIGURE 4 : LES MODES D'ACCES AU BRUT





- Les concessions : du principe à la réalité

La plus ancienne forme des relations Etat-compagnie se caractérise par le rôle central de la compagnie qui, propriétaire du sol, du matériel et de la production, reste l'unique opérateur. Le rôle de l'Etat se résume alors à la gestion du domaine minier, c'est-à-dire à l'attribution de permis et à la législation générale minière. C'est le cas aujourd'hui aux Etats-Unis.

L'importance du régime des concessions a été fortement réduite depuis les nationalisations (voir annexe 4). Néanmoins, ce système subsiste même dans des pays de l'OPEP comme la Libye*(3).
Les titulaires d'une concession possèdent le droit exclusif de procéder à l'extraction des hydrocarbures avec pour corollaire la libre disposition du pétrole brut extrait. Par contre, elles doivent acquitter redevances et autres taxes fiscales.

De plus, les concessionnaires sont soumis à des obligations comme :

- *Le programme de travaux et d'engagement des dépenses*
- *L'exploitation continue*
- *la fourniture de comptes rendus pour le contrôle par l'Etat*
- *l'obligation de satisfaire en priorité les besoins nationaux (dans certains pays seulement).*

Ainsi, en principe, la compagnie exploitante jouit-elle de la propriété des hydrocarbures qu'elle découvre.

---

* (3) : En 1982, 49 concessions existaient, elles étaient détenues par Agip et NOC (National Oil Co, libyenne), Arabian Gulf (libyenne), Elf + Hispanoil + NOC, Mobil + Veba + NOC, Oasis Oil Co (dont 59,17 % à NOC), Occidental + NOC et Wintershall. La NOC détient une participation majoritaire dans la plupart des cas.

Mais, depuis quelques années, 3 phénomènes bouleversent ce principe. En premier lieu, des mesures législatives et des accords tendent à réserver à l'Etat un droit de regard. Ensuite, les compagnies nationales des pays producteurs ayant acquis un certain savoir-faire sont partie intégrante de la société concessionnaire. Enfin, la fiscalité assure aux pays producteurs une part de la rente pétrolière, part très variable comme nous le verrons ultérieurement.

- Les contrats de partage de production

Comme le nom l'indique, à l'issue de l'extraction des hydrocarbures, l'Etat et la compagnie opératrice se répartissent le brut produit. Une différence majeure avec le régime des concessions est que l'Etat demeure seul propriétaire des droits et titres miniers et donc de la production. La compagnie ne possède qu'une créance sur une partie du brut produit.

On peut schématiser ce régime de "*Sharing agreement*" de la façon suivante :

- *L'Etat fait appel à l'assistance technique et financière d'une compagnie**(4),
- *En contrepartie, la compagnie voit ses coûts de production remboursés et est rémunérée par un pourcentage fixé de la production. Dans un contrat classique**(5), *les versements sont effectués en nature, ce que l'on appelle le cost-oil et le profit-oil.*
- *Les obligations sont en général identiques à celles des concessions.*

---

*(4) : Il s'agit souvent d'une association de compagnies créées à l'origine ou plus tardivement par "farm-in".

*(5) : Dans certains contrats dits partage avec risque, il s'agit seulement d'une créance sur un pourcentage fixe de la valeur de la production. En clair, la compagnie sera seulement rémunérée en argent, le mode de valorisation du baril influant sur la somme. Les compagnies recherchant du brut pour alimenter leur réseau de raffinage, ce type de contrat lancé par les pays sud-américains n'a rencontré que peu d'amateurs. A l'heure actuelle, certains de ces pays ont modifié les conditions afin de présenter quelque attrait par rapport aux contrats de service (la rémunération y est fixe et non soumise aux aléas du marché et de la commercialisation par un pays).

Quels sont les avantages de ce type de contrat pour chacune des parties ?

- Pour la compagnie, il représente un accès direct au brut dont elle a besoin ;
- L'Etat pour sa part récupère une partie de la production sans avoir à supporter les coûts d'exploration. De plus, le droit de regard qu'il exerce lui permet à la fois d'acquérir un savoir-faire technique qui lui manque et de fixer le rythme d'exploitation des gisements (donc de contrôler la production et ses revenus). Ce dernier point demeure souvent théorique.

Le partage du brut varie de façon notable de 15 % pour l'Etat du Chili, à 50 % pour le Pérou, 65,9091 % pour l'Indonésie, 81 % pour la Libye et même 85 % en Egypte, le solde représente la part des compagnies. Cette variabilité doit être tempérée par le poids de la fiscalité.
En raison du système possible des "*Joint-venture*", association avec la compagnie nationale, le pays producteur *(6) peut avoir accès à une partie de brut dans le régime de concession. Cela explique la faible différence qui existe en pratique entre concessions et partage de production (voir annexe 5).

- <u>La fiscalité : variable d'équilibre</u>

Si l'on schématise la situation, il y a d'un côté les pays producteurs qui offrent des permis de recherche et d'exploitation, d'un autre côté les compagnies internationales qui recherchent un accès direct au brut. Même si la désintégration de la filière (2ème partie du mémoire) présente des avantages, les compagnies cherchent à s'assurer un taux minimal de couverture des besoins.

---

*(6) : Mais c'est loin d'être le cas pour tous.

Il y a donc offre et demande autour des contrats de concession et de partage et c'est la fiscalité qui réalise l'ajustement. Nous allons le montrer.

Les pays producteurs fixent unilatéralement toutes les mesures fiscales. La description générale fait l'objet de l'annexe 6. Or, il est demandé à la fiscalité de remplir deux objectifs :

- permettre à l'Etat de toucher la majeure partie de la rente,
- inciter les compagnies à explorer et à produire.

Ces deux objectifs apparaissent contradictoires. En fait, si le pays est en position de force (fortes réserves d'hydrocarbures, risque d'exploration limité, besoins financiers réduits), il sera en mesure d'appliquer des taux élevés d'imposition et trouvera néanmoins des candidats. Par contre, si pour une raison ou une autre, le pays a besoin des compagnies (zones a priori peu riches ou besoins financiers criants), alors il devra fixer sa taxation à un niveau attirant pour les compagnies. La concurrence joue à la fois entre compagnies mais aussi entre pays producteurs. C'est pourquoi certains pays ont fait machine arrière et adopté des régimes fiscaux allégés (la Grande Bretagne par exemple).

En règle générale, les compagnies se plaignent de la "*rapacité*" des pays producteurs, y compris les Etats-Unis qui vendent les permis aux enchères (annexe 5). Face à une modification de la fiscalité, les compagnies n'ont que deux stratégies possibles : rester ou partir.

- Le pouvoir des pays producteurs

Il est surprenant d'évoquer le pouvoir des pays producteurs dans le domaine des concessions et des partages de production. Pourtant, ce pouvoir existe.

Il n'est pas tant dans un contrôle souvent superficiel des opérations d'extraction*(7) que dans la triple évolution :

- *récupération quasi-intégrale de la rente pétrolière,*
- *accès direct au brut,*
- *acquisition d'un savoir-faire technologique grâce au système des "joint-venture" qui de plus place le risque entre les mains des compagnies.*

Le degré maximum de ce phénomène réside dans les contrats de service*(8). La compagnie reçoit seulement une rémunération*(9). Ce système ne peut fonctionner que si l'Etat assure lui-même les investissements nécessaires au développement des gisements, le recyclage de la rente le lui permet en théorie.

Le régime des concessions et des contrats de partage de production crée certains déséquilibres. En effet, le risque de la phase d'exploration est supporté unilatéralement par la compagnie mais, nous l'avons vu, la majeure partie de la rente échoit entre les mains de l'Etat par le canal fiscal. Cette situation incite donc la compagnie à prospecter des zones dont la richesse en hydrocarbures est connue. Il y a écrémage des meilleurs prospects au détriment de la recherche dans des zones nouvelles (appelées "*wild-cat*"). La meilleure preuve est sans soute la densité élevée de puits dans les gisements des Etats-Unis.

---

*(7) : Les contrats spécifient en général que l'exploitation sera conduite selon "les règles en usage dans la profession" ou "les règles de l'art" ou toute autre formule laissant aux compagnies toute latitude d'action.

* (8): On en trouve dans un certain nombre de pays dont le Nigéria qui en a signé 3 en 1979-1980 avec Agip, Elf et Nigus Petroleum. (source CPDP novembre 83)

* (9): En général, on parle d'une dizaine de cents au baril mais nous n'avons pas eu d'exemple précis.

2. LES MODES DE COMMERCIALISATION PAR LES PAYS PRODUCTEURS

Les pays producteurs ont depuis quelques années la propriété de la majeure partie du pétrole brut. Nous allons voir comment ils le commercialisent et quels sont donc les canaux d'approvisionnement des compagnies.
Il faut distinguer deux types de commercialisation : une voie classique qui repose sur les contrats à terme, accords de gouvernement à gouvernement et contrats spot et parallèlement une voie plus marginale qui regroupe des montages plus particuliers comme les accords de compensation.

- Les contrats à terme

Ces contrats sont passés entre la compagnie nationale du pays producteur et une compagnie étrangère*(10). Ils comportent la description des conditions commerciales propres au contrat mais aussi les clauses juridiques et générales. Deux points dans ces clauses ont retenu notre attention.
La durée d'un tel contrat a été notablement réduite ces dernières années. Si il y a une dizaine d'années, la signature engageait les deux parties pour 15 ans, il n'en est plus de même aujourd'hui. Les relations s'établissent pour un an avec renouvellement par tacite reconduction.
L'autre changement concerne les prix. En effet, pour répondre à l'instabilité du marché et offrir une protection contre les fluctuations de prix, sont apparues et se sont développées depuis 1973 des clauses dites d'équité ou de force majeure*(11).

---

*(10) : ou un trader (voir 2ème partie du mémoire)

*(11) : L'annexe 7 reprend le détail de ces contrats qui sont identiques à ceux signés sur le marché spot.

Il n'est pas exagéré de dire que ces clauses, souvent utilisées par l'une ou l'autre des parties en présence, font que les prix sont négociés chaque trimestre.
Ces contrats, ainsi que nous le verrons ultérieurement, ne diffèrent guère des contrats spot. Néanmoins, ils revêtent souvent un caractère politique et stratégique et ils continuent à constituer une base de l'approvisionnement des compagnies.

- Les accords de gouvernement à gouvernement

Il n'existe pas de définition exacte de ce type de contrat sur lequel il ne peut y avoir la signature que des compagnies concernées.
Au départ, ces contrats se sont développés*(12) pour répondre d'une part au besoin des pays producteurs de trouver des débouchés pour leur brut, d'autre part au besoin des états consommateurs de s'assurer une garantie d'approvisionnement. Ils s'avèrent intéressants :

- *pour les pays consommateurs lorsque le prix spot est en hausse et qu'il y a menace de pénurie ;*
- *pour les pays producteurs, lorsque le prix spot baisse et qu'il y a surplus.*

Les intérêts ne peuvent donc converger au même moment. De plus, de tels contrats imposent une perte de souplesse préjudiciable dans la situation actuelle, des rigidités supplémentaires comme le renforcement des clauses de destination et surtout des surcoûts dus aux négociations tripartites.

---

*(12): Une étude de Roeber Associate Study reprise par le PIW du 8.2.82 analyse la part de ces contrats dans les exportations de l'OPEP. Il ressort que de 77 à 81, la part a cru de 16 % à 35 % et qu'elle décroit en 82. Ces chiffres élevés sont sujet à caution du fait du flou entourant la définition des contrats de gouvernement à gouvernement. En effet, sous quelle rubrique classe-t-on les contrats passés entre CFP et Pétromin en Arabie Saoudite, contrats à caractère politique ?

Pour la Dhyca, de tels contrats n'ont pas lieu d'exister aujourd'hui car ils pénalisent les compagnies.

- Les formules de compensation : un montage délicat

On les appelle parfois accords de troc. Ils font intervenir essentiellement 3 acteurs : un industriel qui réalise un marché dans le pays producteur, le pays producteur qui paie l'industriel en pétrole brut et une compagnie étrangère ou un raffineur qui rachète le pétrole.

Née dans les années 60, la compensation répond aujourd'hui à un double enjeu :

- *Moyen d'approvisionnement (ou d'écoulement) du pétrole,*
- *Argument commercial dans la lutte pour l'exportation (ou l'importation) des biens d'équipement, marchés industriels, armes etc.*

Ces contrats interviennent en particulier dans le cas de pays producteurs en situation financière délicate : ils acquièrent infrastructures et matériels en échange de pétrole brut. Mais ce type de transaction nécessite un montage financier très complexe où les banques jouent un rôle central.

Les raisons de l'existence de tels contrats sont multiples pour les pays qui y font appel : équilibre de la balance des paiements, raisons stratégiques ou politiques ou, dans le cas de l'OPEP, moyen de détourner les quotas et de pratiquer des rabais non officiels.
Ces formules sont courantes mais ne peuvent être chiffrées*(13).

---

* (13) : des grandes entreprises françaises comme Renault ou Dassault y ont eu recours d'autant plus qu'il y a en général préfinancement du contrat par livraison préalable du brut. Aucune information n'est fournie. L'Irak pour sa part paierait en pétrole les livraisons d'armes françaises...

- Le processing ou raffinage à façon

Le principe de base est que le pays producteur fait raffiner son brut dans une raffinerie étrangère en rémunérant l'opération, puis commercialise les produits soit sur son propre marché intérieur soit sur le marché international des produits.

A l'heure actuelle, la concurrence entre raffineurs joue à plein car le processing permet la récupération d'une partie des coûts fixes du raffinage dont le taux d'utilisation des installations avoisine souvent 60 %. Les pays exigent la garantie des rendements en produits et utilisent à leur profit la situation excédentaire du raffinage mondial.
Les contrats de raffinage pour répondre aux besoins nationaux concernent des pays comme l'Indonésie ou le Nigéria dont la consommation interne excède les capacités de raffinage.

Les contrats en vue d'une commercialisation sur le marché extérieur se sont développés après 1980 et touchent des pays tels que le Mexique ou la Malaisie. Souvent le processing cache une vente de brut déguisée : l'Algérie par exemple signe un contrat avec la CFP, fournit le brut.
La CFP raffine ce brut puis rachète les produits à un prix en général intéressant. Ainsi, l'Algérie a écoulé du brut qu'elle ne pouvait vendre au prix officiel et la CFP pour sa part a obtenu du brut avec, tous calculs faits, un rabais important. Une seule contrainte s'applique à la compagnie : l'obligation de respecter pour les produits la clause de destination du pays.

La majeure partie des contrats est exécutée par les raffineurs indépendants en Italie ou en Grèce (pour le marché européen,) dans les Caraïbes ou à Singapour.
Le processing constitue pour les pays de l'OPEP un moyen sûr de détourner la contrainte des quotas. Néanmoins, le phénomène reste marginal pour autant que les chiffres soient fiables*(14).

---

*(14): pour Pétrole et Gaz Arabe du 1.9.82, le volume processé en 82 ne dépassait pas 1 million de baril/jour et en 83, la Libye a annulé tous ses contrats de façonnage. Mais il est évident que nul pays n'annonce les quantités de brut qu'il écoule de cette manière.

D'autres formules de commercialisation coexistent mais la majeure partie demeure les contrats d'achat à terme et le recours au marché spot.

3. ASSOUPLISSEMENT DU CADRE JURIDIQUE DES CONTRATS DE VENTE

. Examinons les contrats de vente à terme et les contrats de vente spot. Ils représentent l'essentiel de la commercialisation des 64 % de la production mondiale hors PEP aux mains des pays producteurs. Ceux-ci interviennent rarement directement sur le marché spot*(15) et agissent généralement par l'entremise des traders par manque de savoir-faire commercial et par ignorance partielle du marché du brut.

. En premier lieu, un contrat à terme et un contrat spot sont identiques à la clause de durée près. En pratique, le même document sert indifféremment de base à l'un ou à l'autre*(16).

. Le cadre actuel des contrats apparaît comme le résultat d'une évolution des rapports de force. La clause d'équité symbolise cet état de fait. Elle concerne essentiellement les contrats de vente à terme où toute modification du marché entraîne de la part de la partie qui se sent lésée une interruption du contrat. Les relations ne reprennent qu'après négociations et nouvel accord sur les prix. La flexibilité est donc totale. Les pays producteurs ne peuvent imposer le maintien d'un contrat qui leur est par trop avantageux (prix supérieur au prix spot) et inversement.

. L'objectif de garantie de l'approvisionnement (ou des débouchés) a disparu au profit d'un objectif de prix. Il n'y a position prédominante ni des pays producteurs ni des compagnies. Le pétrole, produit de marché, s'échange comme les autres matières premières.

---

*(15): quand il y a contrat spot par un pays producteur, une clause impose souvent la confidentialité du contrat comme par exemple les contrats de la NOC, Société NationaleLibyenne.

*(16): Voir l'analyse détaillée dans l'annexe 7.

L'analyse des stratégies des différents opérateurs fait l'objet de la partie suivante.

Il apparaît que les pays producteurs disposent aujourd'hui d'un contrôle étendu sur la disponibilité du brut. Par le biais de la fiscalité, ce contrôle leur réserve une part majeure de la rente pétrolière. De plus, non seulement ces pays disposent-ils de la propriété proprement dite du brut mais encore ils tendent à exercer un pouvoir réel dans le régime des concessions, partage de production ou autre.
Ce pouvoir peut être indirect du fait des réglementations diverses ou direct par le canal de la participation aux opérations de production.
Un contrôle de la production existe donc mais des restrictions tempèrent en partie celui-ci.

III - DES RESTRICTIONS AU CONTROLE ACTUEL DES PAYS PRODUCTEURS

Nous avons jusque là évoqué les pays producteurs comme un tout. Or, la réalité est toute autre : ils sont nombreux, différents les uns des autres, et ce même au sein de l'OPEP. Cette hétérogénéité apparaît elle-même comme un élément déstabilisant du pouvoir de ces pays et, de fait, la situation de surplus de production que connaît actuellement le marché crée une concurrence entre pays. Elle les place relativement en position de faiblesse face à un marché où l'ajustement se fait non par l'offre mais par la demande.

1. LES PAYS PRODUCTEURS : MULTIPLICITE ET DIVERSITE

La multiplicité

L'ère des 7 soeurs*(1) produisant tout le pétrole est depuis longtemps révolue. Aujourd'hui, peuvent se targuer du nom de producteurs plus d'une centaine de pays ou de compagnies. Cette dilution de l'offre a été qualifiée de "*balkanisation de la production*" par Frankel*(2).

Une façon de mesurer cette évolution réside dans la comparaison historique du poids cumulé des 5 plus gros producteurs.
En terme de production mondiale :

- *En 1900, les Etats-Unis et l'URSS représentaient seuls 93 %*
- *En 1930, Etats-Unis, URSS et Vénézuela représentaient 82,4 %*
- *En 1982, il faut cumuler la production de 18 pays pour atteindre 90% (2 pays pour 40 %, 12 pour 80 %), les 10 % restant sont le fait de 55 pays.*

---

*(1): surnom des 7 Majors.

*(2): Directeur de Petroleum Economics Limited, qui réalise des études pour le compte de gouvernements ou de compagnies.

Le tableau suivant met en évidence l'érosion du rôle des 5 plus importants producteurs et l'émergence d'un nombre croissant de producteurs non marginaux.

Evolution historique du rôle des 5 plus gros producteurs mondiaux#(3)

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1982
% de la production mond.	85,2	80,7	78	68,8	65,5	62,6	59,6	61
PAYS (par vol. de production décroissant)	USA Vénézuela URSS Iran A.Saou.	USA Vénézuela URSS Koweit A.Saou.	USA URSS Vénézuela Koweit A.Saou.	USA URSS Vénézue. Koweit A.Saou.	USA URSS Vénzuela Iran A.Saou.	URSS USA A.Saou. Iran Vénézue.	URSS A.Saou. USA Irak Vénézue.	URSS USA A.Saou. Mexique Roy.Uni

L'élargissement du groupe des producteurs rend malaisée la constitution d'un cartel.

Des différences notables

Nous venons de le voir, le premier élément de diversité réside dans le volume de la production : peu de gros producteurs, beaucoup de petits. Mais il est possible d'établir d'autres distinctions :

- *Pays de l'OCDE (16 pays) et pays à économie planifiée. Les deux groupes représentent respectivement 26 et 27 % de la production mondiale 82 ;*

- *Pays industrialisés et pays en voie de développement ;*

- *Pays membres de l'OPEP et pays non-OPEP (33 et 67 % respectivement).*

#(3) : Source CPDP 1982

La liste pourrait se prolonger, mais ces pays ont en commun une interrogation : faut-il privilégier le présent ou le futur ? Le pétrole est une richesse non renouvelable, la question de savoir s'il faut produire beaucoup aujourd'hui pour profiter de la rente ou s'il faut veiller à maintenir des réserves n'a pas de réponse simple même dans un contexte géopolitique et économique donné.

2. UNE HETEROGENEITE AU SEIN MEME DE L'OPEP

L'uniformité ne règne pas au sein de l'OPEP, essentiellement pour des raisons économiques ou financières. On peut expliquer la majeure partie des conflits en se référant à une dichotomie de fait.

- les macroéconomies :

Iran, Algérie, Vénézuela, Nigéria, Indonésie pour l'essentiel. Fortement peuplés, ces pays ne disposent en général que de réserves relativement limitées*(4). Ainsi, même si les revenus pétroliers sont importants à la fois en terme de masse et de part dans le budget, rapportés à la population ils ne peuvent suffire au financement des projets de développement. Dans la modélisation du marché par la théorie des jeux*(5), ils portent le nom de "*faucons*" car ils veulent tirer parti le plus vite possible de leur pétrole en le vendant au cours le plus élevé (préférence pour le présent). A la fois durs et vulnérables, ils s'opposent au 2ème groupe.

- les microéconomies :

Représentées par le Koweit, l'Arabie Saoudite, les E.A.U. etc., ces pays faiblement peuplés détiennent une part importante des réserves mondiales.

---

*(4): Le Vénézuela a 29 ans de réserves sur la base 82, alors que le Koweit en a 218 ans (ce pays représente un cas extrême) et l'Arabie Saoudite 69 ans.

*(5): C. STOFFAES "Quelques applications de la théorie des jeux aux relations économiques internationales" Revue Economique mars 81.

Ils dégagent des excédents financiers réinvestis en général à la fois sur le territoire national et dans les économies occidentales. Qualifiés de "*colombe*", ils privilégient le futur (puisqu'ils en ont les moyens).

Les tensions politiques ou religieuses ne forment pas la base des conflits. L'OPEP continue d'exister malgré la guerre Iran/Irak et malgré les prises de parti en faveur de l'un ou l'autre camp. La véritable hétérogénéité naît des différences économiques.
Aujourd'hui, il y a ceux qui respectent globalement les directives sur les prix et les quantités et ceux qui pratiquent des rabais*(6), quasi systématiques afin de pouvoir écouler leur production.
Demain, il y aura ceux qui seront intégrés dans la filière et ceux qui ne le seront pas. Les quotas et la répartition de la baisse de la production posent des problèmes : il a fallu 5 conférences entre 82 et 83 pour aboutir à la répartition des quotas de mars 83.

Quel avenir pour l'OPEP ? La question est de savoir si la cohésion actuelle possède une chance de se maintenir ou si la segmentation en 2 camps des intérêts conduit à une compétition accrue entre membres.

---

*(6) : Les rabais prennent plusieurs formes :

- allongement des délais de paiement (crédit gratuit),
- accords de processing avec revente des produits au raffineur,
- formules de compensation,
- arrangements bancaires divers,
- changements dans les conditions fiscales d'enlèvement de l'équité,
- vente de "mix", lot de plusieurs qualités de brut à un prix globalement intéressant...

3. LE NON REINVESTISSEMENT DE LA RENTE PAR LES PAYS PRODUCTEURS

. L'industrie pétrolière se caractérise par l'importance des investissements mis en jeu liés à des risques élevés. Si auparavant, les compagnies assuraient le recyclage de la rente, il n'en est pas de même des pays producteurs*(7). Ceux-ci ont en général pour priorité le développement économique et social de leur état.

. Une étude d'Arthur Andersen sur 300 compagnies a mis en évidence les chiffres suivants :

- *coût de découverte d'1 baril aux Etats-Unis : 1,25 $ en 1978*
  " 10 $ en 1984

- *coût de la découverte et du développement d'1 baril en 1982 :*
  - *. Etats-Unis 16 $*
  - *. Hors Etats-Unis 13,5 $*

Or, il faut savoir qu'à l'heure actuelle plus de la moitié des dépenses d'exploration et de forage sont réalisées aux Etats-Unis (du fait de l'attraction du régime des concessions et de la fiscalité). En effet, même lorsqu'elles en ont les moyens financiers, les compagnies hésitent à investir dans la recherche et le développement de gisements dont elles n'auront pas la propriété et elles accentuent leurs efforts dans des zones sûres mais avec peu de réserves.

. La période est actuellement marquée par l'insuffisance des investissements. Ce phénomène n'aura de conséquences qu'à long terme mais elles seront majeures.

---

*(7) : le chiffrage du non recyclage de la rente pétrolière relève de l'exploit, néanmoins, il n'existe aucune incertitude sur la réalité du phénomène.

4. LA SITUATION D'EXCEDENT DU MARCHE

Depuis 1981, le marché pétrolier a changé de physionomie. Il est passé d'un marché de vendeurs à un marché d'acheteurs. Nous allons décrire les causes de ce renversement de situation et étudier quelles peuvent être les stratégies des pays producteurs en période d'excédent de l'offre.

- Les causes de la baisse de la demande

Plusieurs phénomènes s'additionnent sans qu'il soit possible de chiffrer la part de chacun d'eux. Le premier facteur explicatif réside dans la situation de l'économie mondiale, la récession et la diminution des taux de croissance ont entraîné une baisse de la demande d'énergie et de pétrole même si les sensibilités ont varié.

C'est la substitution du pétrole par d'autres formes d'énergie qui explique la décroissance de la part du pétrole dans la demande d'énergie. Cette substitution n'a été rendue possible que par le niveau des prix du brut.
Enfin, la modification des intensités énergétiques intervient pour partie dans la baisse de la demande. Les sources de la diminution résident à la fois dans les efforts consentis par les pays consommateurs pour développer les économies d'énergie ainsi que dans le changement de nature de l'industrie. La société post-industrielle n'est plus vorace en énergie.

- L'augmentation de l'offre

Cette croissance revêt un double aspect. Le premier a été invoqué antérieurement. Il s'agit de l'augmentation de la production non OPEP dans des zones chères, à la limite de la compétitivité mais que la fiscalité rend attrayantes pour les compagnies qui y réalisent leur profit.

Le second aspect est inchiffrable : l'incidence de l'expansion des stocks est indéniable mais les tricheries de comptabilisation sont telles que l'on ne peut se fier aux données fournies.

- Les actions de l'OPEP

Depuis peu, l'OPEP, qui produit à environ 55 % de sa capacité, a décidé d'agir non seulement sur les prix mais aussi sur les quantités afin de sauver le marché. Des quotas ont été attribués en mars 82 puis mars 83 et une baisse des prix a été décidée en accord avec les producteurs non OPEP.

Les conséquences de ces actions ne sont pas encore connues avec certitude. La prise de conscience de la convergence d'intérêts de tous les producteurs paraît sans nul doute le point le plus positif. La significationréelle de la concertation entre producteurs OPEP et non OPEP n'apparaîtra qu'à terme mais d'ores et déjà cette coopération a joué un rôle dans la stabilisation du marché*(8).
Les conséquences sur la demande de la baisse des prix sont réduites par l'effet des politiques des pays consommateurs*(9).
Aujourd'hui, les experts s'interrogent non sur la hausse du prix du pétrole mais sur sa baisse éventuelle et sur les conséquences prévisibles sur le niveau d'investissements et sur la substitution par d'autres formes d'énergie.

- A terme, quel avenir ?

La reprise de la demande pourrait se conjuguer à la baisse prévisible de la production de certains pays à réserves faibles ou à gisements très coûteux et aboutir à des tensions sur le marché. La seule parade semble être une fuite en avant technologique pour extraire le pétrole cher, le problème sera alors non la pénurie physique mais le manque de moyens financiers.

---

*(8) : voir 3ème partie
*(9) : les pays ont en général non pas baissé le prix mais augmenté les taxes...

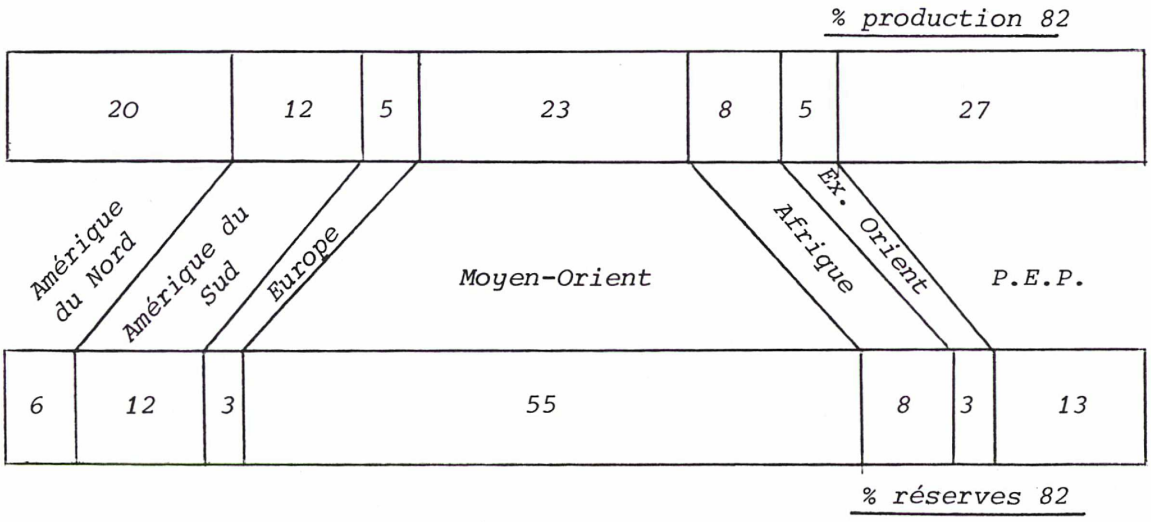
IV - LES CONDITIONS D'UN NOUVEAU CONTROLE

Aujourd'hui, il n'est guère possible de parler d'un cartel de producteurs. La situation de surplus et la dilution de l'offre entre une multitude de pays hétérogènes empêchent ce phénomène.

A terme, sans préjuger de la situation du marché, d'une éventuelle substitution par d'autres sources d'énergie, il apparaît des conditions favorables à la création d'un tel cartel. Ces conditions sont d'une part la concentration des réserves entre les mains d'un petit nombre de pays, d'autre part le succès potentiel des tentatives de réintégration de la filière pétrolière aval par quelques pays.

1. LOCALISATION DES RESERVES : LA CONCENTRATION

Examinons le graphique suivant.



L'analyse de la structure de la production mondiale et des réserves met en évidence l'énorme potentiel du Moyen-Orient et relativise la perte de la première place de producteur de l'OPEP.

Sous réserve de la découverte de nouveaux gisements très riches*(1), et sous réserve d'une amélioration notable des techniques d'extraction terrestres ou marines, la part réduite de l'OPEP dans la production mondiale actuelle apparaît donc comme un phénomène transitoire dont nous avons vu les causes*(2).

Le poids futur des producteurs non OPEP est remis en cause dès lors. Ceux-ci produisent aujourd'hui au maximum de leur capacité, profitent de la politique tarifaire et du rôle de producteur marginal de l'OPEP. A l'exception du Mexique, la plupart de ces pays n'ont guère plus d'une dizaine d'années de réserves au rythme actuel de production. A terme ? L'équilibre actuel est amené à disparaître.
La concentration des réserves dans quelques pays : Arabie Saoudite (25 %), Koweit (10 %), Mexique (9 %) paraît présager de la constitution d'un cartel des producteurs, alors groupe restreint.

La carte de la page suivante fait apparaître la précarité de l'approvisionnement des compagnies. Nous avons vu (I,2.) la localisation des droits de propriété des compagnies dans les zones européennes et nord-américaines, c'est-à-dire dans des zones sans avenir (peu de réserves ou des conditions d'extraction difficiles). La comparaison des 2 cartes rend probable la diminution du contrôle de la propriété exercé par les compagnies et par les pays à faibles réserves.

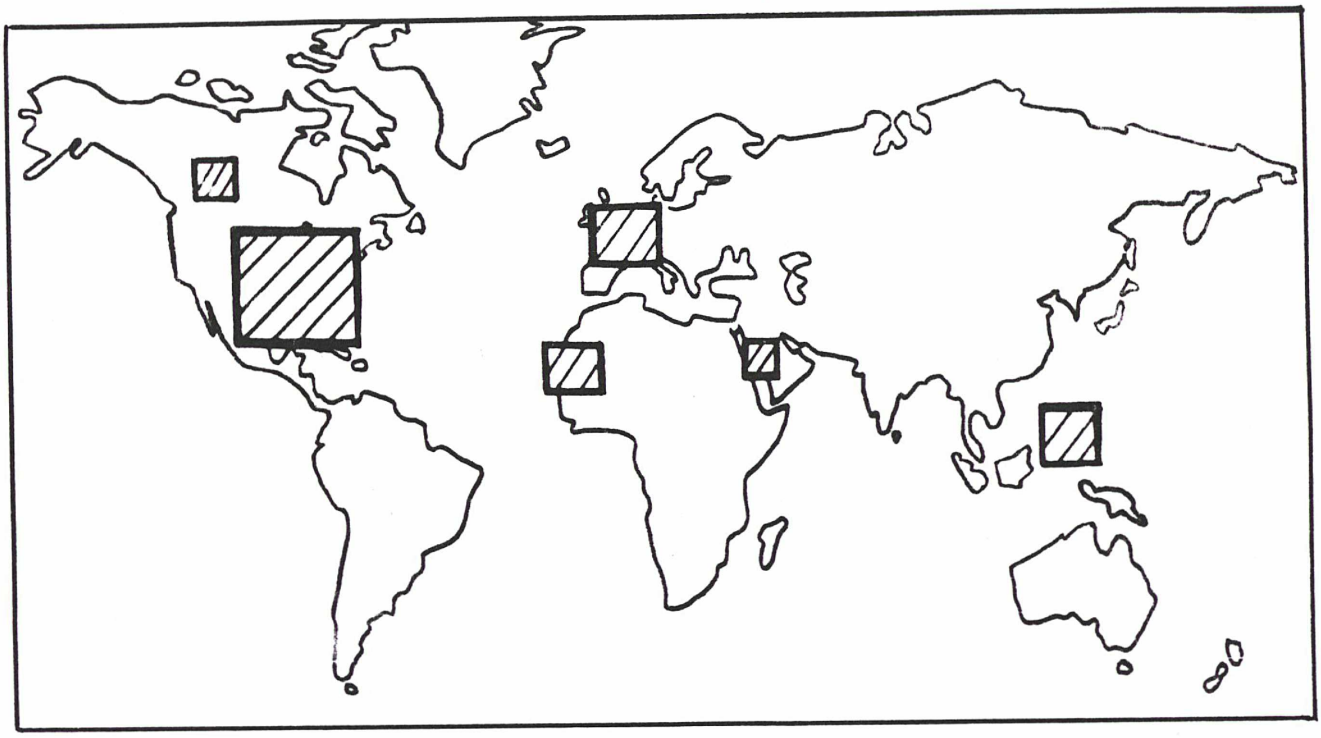
---

*(1) : découverte considérée comme hautement improbable, les espoirs placés en Sibérie ou en Chine ne semblent pas se réaliser. Pour les compagnies, "le monde est fini" et les prospects les plus riches ont déjà été découverts.

*(2) : environnement politique et économique ainsi que la contrainte de marginalisation pour maintenir le niveau des prix...

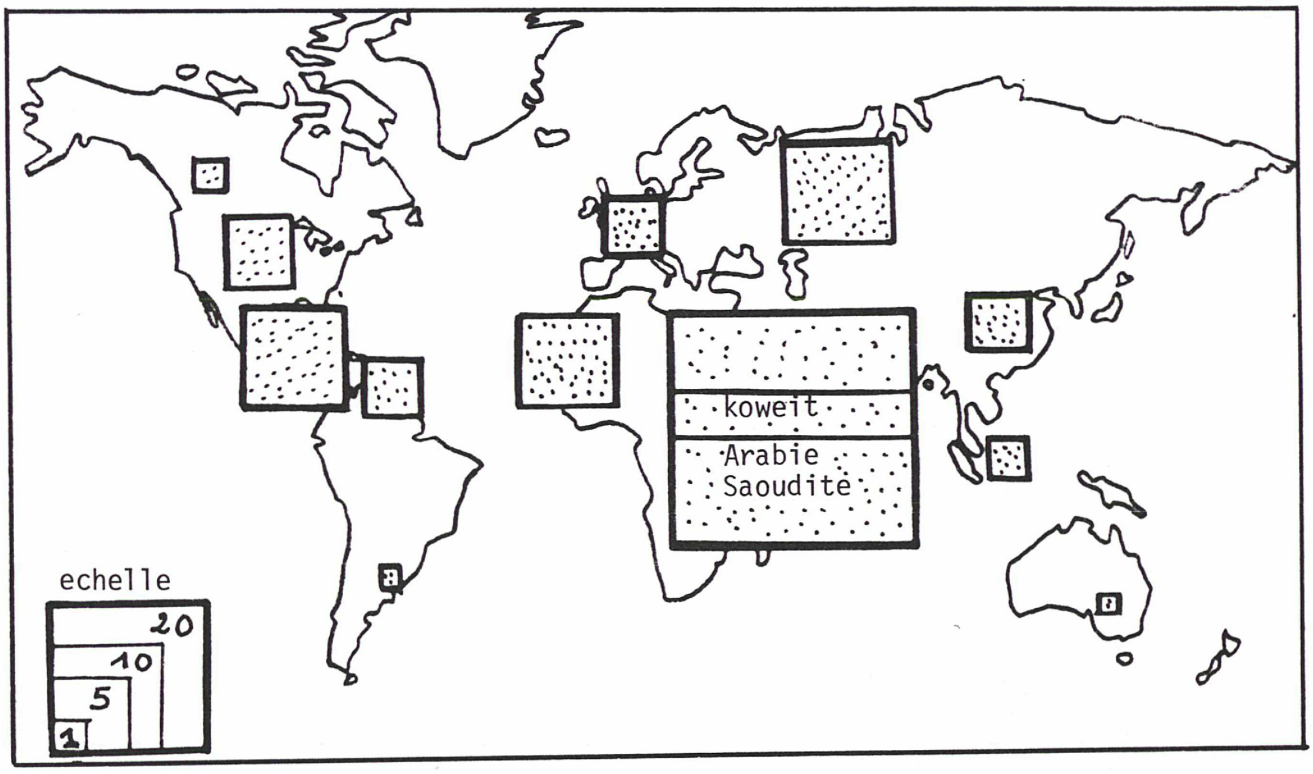
PRODUCTION NETTE DES COMPAGNIES INTERNATIONALES (1982)

part relative des zones



RESERVES PROUVEES DE PETROLE BRUT (1983)

en milliards de tonnes



Aujourd'hui, le renouvellement des réserves s'opère en l'absence de toute découverte importante, grâce à la réévaluation des gisements connus*(3).
La zone dont le potentiel est sans doute le moins bien évalué est le Moyen-Orient. Bien que très riche, il constitue une des régions les moins forées proportionnellement. Cela signifie que si la faiblesse des investissements se maintient, il n'y aura aucun contrepoids au pouvoir de cette région. Quelle solution face à cette situation ?
La recherche technologique pour la récupération assistée, pour l'exploitation en offshore profond, et donc un niveau très élevé d'investissements alors que les compagnies ne détiennent plus l'intégralité de la rente.

Si les contraintes financières et technologiques ne sont pas levées, à terme, le contrôle du pétrole sera entre les mains de quelques pays à fortes réserves. Il sera renforcé, dans cette éventualité, par l'évolution de la structure de l'industrie, marquée par l'intégration aval des pays producteurs.

2. LE DEFI DE L'INTEGRATION DES PAYS PRODUCTEURS

L'intégration dans la filière aval (voir annexe 9) revêt des formes diverses. L'on peut distinguer deux modes d'intégration divergents :

- *l'intégration à la source : c'est le mode le plus couramment employé de l'Arabie Saoudite à l'Algérie ;*

- *l'intégration par le rachat : la méthode du Koweit n'est pas sans offrir des ressemblances avec l'histoire de la prise de pouvoir des Majors. Ainsi, le Koweit doit commercialiser des produits qui ont été raffinés sur place. Le seul changement par rapport à la situation de base est que le propriétaire de la raffinerie s'avère être non plus une compagnie mais un pays producteur. Il n'y a donc aucune augmentation de la capacité de raffinage globale mais une garantie de débouchés.*

---

*(3) : source : F.WANECQ l'évolution des réserves de pétrole brut, perspectives à long terme. Revue de l'Energie dec.82.

Des réussites et des échecs : un succès mitigé

L'exemple le plus frappant de réussite est celui du Koweit qui cumule intégration à la source et intégration par rachat.
Par contre, Bahrein connaît des difficultés*(4) du fait du manque d'adaptation de son raffinage. Il utilise l'Arabian Light, brut séoudien cher, et fournit des produits lourds qui se commercialisent difficilement. La commercialisation directe par les pays producteurs est considérée comme une semi-réussite (ou un semi-échec) mais une amélioration progressive doit se faire jour au fur et à mesure que les pays apprennent le métier de commerçant et qu'ils acquièrent une meilleure information à la fois en quantité et en qualité.

Des conséquences possibles

. Le problème majeur posé réside dans le prix. En effet, comment les pays de l'OPEP commercialiseront-ils leurs produits, à quel prix et surtout avec quelle liaison entre brut et produit. Beaucoup craignent qu'ils cèdent à la tentation d'accroître leurs revenus en maintenant la commercialisation du brut et en y ajoutant hors quota les produits. Les marchés des produits et du brut risquent alors de s'effondrer.

. Les pays consommateurs craignent une dépendance à l'égard de sources géopolitiquement fragiles.

. Les raffineurs, pour leur part, redoutent un surplus et une crise profonde de l'industrie du raffinage.

. Enfin, il ne faut pas oublier une possible conséquence sur la structure de l'OPEP. L'organisation va être séparée en 2 clans -les riches et intégrés et les pauvres et non intégrés. Les uns rechercheront l'équilibre global brut-produits, les autres lutteront pour le maintien de leurs revenus sur le marché du brut. A terme, ces conflits pourraient créer une scission.

---

*(4) : Source : Petroleum Economist mars 1984

REMARQUE

L'intégration des pays producteurs dans la filière fait l'objet de nombreux articles, conférences, etc... Toute la presse spécialisée évoque régulièrement le problème. Mais nous avons constaté que le flou régnait en maître, en effet, les chiffres cités à l'appui des démonstrations varient à l'envi. Qui compare la capacité de raffinage OPEP au volume des produits, qui au volume commercialisé, qui aux exportations pétrolières, qui enfin parle en terme de production OPEP...

Nous avons vu qu'il existe un contrôle sur la production en tant qu'opération, qu'il n'en existe pas sur la production variable économique. Il y a donc pouvoir des pays contrebalancé par l'excédent du marché.

A long terme, les réserves sont détenues par des pays qui ont entrepris une politique d'intégration. Un scénario futuriste pourrait évoquer l'idée de l'éternel recommencement : un cartel de producteurs controlant l'ensemble de la filière.

DEUXIÈME PARTIE

L'EMERGENCE DU DU MARCHE SPOT

A partir de 1970, la nationalisation progressive des gisements a provoqué une rupture dans l'industrie pétrolière entre les activités amont (production) et les activités aval(raffinage-distribution). Pourtant, cette désintégration ne s'est pas produite immédiatement, et pour comprendre l'émergence du marché spot, il faut distinguer 3 phases dans les relations entre les grandes compagnies et les pays producteurs.*(1).

LA PERIODE DE L'ENTRE-DEUX CHOCS : 1973-1978

Au cours de cette période, les compagnies ont continué à s'approvisionner aux mêmes sources , par le biais de contrats long-terme à prix stables, avec les pays producteurs (ou leurs compagnies nationales nouvellement créées). Durant ces 5 années, le marché spot ne représentait qu'une faible part des échanges internationaux (1 à 3 % selon les sources).

LE DEUXIEME CHOC PETROLIER : 79-81

La révolution iranienne, et la dissolution du consortium de Majors opérant en Iran a provoqué une première brèche dans cette structure de pseudo-intégration. En effet, si certaines compagnies ont pu compenser la perte de leurs ressources en Iran, par une augmentation de leur production nette ou de leurs contrats à long-terme dans d'autres pays, il n'en a pas été de même pour toutes. Shell par exemple, se trouvait nettement déficitaire par rapport à ses besoins de raffinage.

Certains pays producteurs ont dévié une partie de leurs contrats vers le marché spot, dont les prix ont augmenté brutalement*(2).
Ils ont été aidés en cela par l'apparition des traders qui se sont multipliés à une allure vertigineuse.

---

*(1) : on pourra se reporter à la courbe d'évolution des prix officiels et des prix spots dans la 3ème partie.

*(2) : le phénomène de panique, à l'origine du 2ème choc sera analysé en détail dans la 3ème partie.

Ces traders ont servi de relais commercial. On estime que pendant cette période, le marché spot a atteint entre 10 et 20 % du commerce international. Jusqu'en 1981, le prix des contrats est resté inférieur au prix spot.
Les compagnies internationales n'ont donc utilisé le marché spot pendant ces 3 années, que comme un marché parallèle d'approvisionnement au prix fort.

LA BAISSE DE LA DEMANDE MONDIALE

Au cours de l'année 1981, la demande mondiale de pétrole a baissé. Cette contraction s'est produite alors que l'offre se trouvait diluée entre de nombreux producteurs.
L'excédent de l'offre sur la demande a provoqué la chute du prix spot, qui est ainsi devenu inférieur au prix officiel des contrats. La stratégie des compagnies a alors changé. L'avantage que les compagnies tiraient des contrats en période de tension (prix et sécurité) s'est révélé un désavantage.

Aujourd'hui, on estime que le marché spot représente plus de 50 % des transactions internationales.
Deux types d'opérateurs y interviennent directement : les compagnies internationales et les traders.

L'objet de ce chapitre est d'expliquer la nature de leurs interventions, et le fonctionnement du marché spot.

I - LES OPERATIONS DES COMPAGNIES INTERNATIONALES

1. LA PLACE ACTUELLE DES COMPAGNIES

Considérons les 20 plus grandes compagnies internationales par leur chiffre d'affaires :

Sociétés privées
- *7 Majors* : *Exxon, Shell, BP, Socal, Texaco, Mobil et Gulf**(3)
- *9 indépendants américains* : *Amoco, Conoco, Phillips, Sun, Atlantic Rich field (Arco), Occidental (Oxy), Union, Marathon et Getty**(4).

Sociétés nationales des pays consommateurs
- *4 compagnies européennes* : *ENI (Italie), CFP et SNEA (France), Petrofina (Belgique).*

Ces sociétés sont toujours partiellement intégrées sur l'ensemble de la filière pétrolière, où elles jouissent encore d'un pouvoir considérable.

En effet, leur situation est la suivante*(5) :

- Ces 20 compagnies contrôlent encore directement 30 % du pétrole brut produit dans le monde occidental (production nette = concessions + partage de production) ; ces droits de propriété sont localisés à plus de 70 % dans des zones jugées politiquement sûres : USA, CANADA, EUROPE du Nord.

---

*(3)et(4) :L'actualité récente a bouleversé le monde pétrolier avec ce que l'on appelle aux Etats-Unis, la "Merger-mania" (folie de fusion). En effet, Texaco a racheté Getty pour 10,7 milliards de dollars. Le 5 Mars 84, une fusion a été réalisée entre Gulf et Socal, à la suite d'une OPA lancée par Socal (en accord avec Gulf qui désirait échapper à une prise de contrôle par un autre groupe).

*(5) :Chiffres pour 1982, derniers disponibles à la date de la rédaction. Source CFP.

- Environ 50 % du pétrole raffiné dans le monde occidental est traité par leurs propres raffineries. Elles distribuent dans leurs réseaux commerciaux près de 60 % des produits raffinés (essence, gas-oil, fuel...).

Ces compagnies sont donc acheteuses nettes de brut, et leur activité est aujourd'hui concentrée vers l'aval de la filière (raffinage-distribution).

Le taux de couverture moyen de ces 20 sociétés (rapport de la production nette et du volume de brut traité en raffinerie) se situe autour de 60 %.
Il faut cependant souligner les différences qui existent d'une part entre chacune des trois catégories de compagnies et d'autre part, au sein même de chaque catégorie.

TAUX DE COUVERTURE	*MAJORS*	*INDEP. US*	*COMP. EUROP.*
Moyenne	*48 %*	*89 %*	*42 %*
Extrêmes	*BP (83 %)* *MOBIL (34 %)*	*Oxy (200 %)* *Sun (55 %)*	*SNEA (74 %)* *ENI (27 %)*

(voir figure 7)

2. LES AVANTAGES DU MARCHE SPOT

Face à la baisse de leurs ressources propres, et donc de leur profit à l'amont, les compagnies doivent rentabiliser leur outil de raffinage. Pour cela, elles doivent s'approvisionner au moindre coût.
Ceci les conduit à utiliser le marché spot dans deux optiques différentes.

. La première méthode consiste à acheter directement une partie du brut qui leur manque sur le marché spot. En période d'excédent, le prix des achats spot (c'est-à-dire au "coup par coup") est inférieur au prix officiel des contrats.

---

*(6) : cette partie, ainsi que les exemples qui suivent sont tirés d'entretiens directs avec les compagnies (CFP,SNEA,Shell,BP).

FIGURE 7

1982 : TAUX DE COUVERTURE DES 20 PLUS GRANDES COMPAGNIES

(source: CFP- à partir des rapports annuels)

7 MAJORS

majors américains ⟷ majors europeens ⟷

MILLION TONNES	Exxon	Texaco	Socal	Mobil	Gulf	Shell	BP	total
production nette	70	45.4	36.2	28.9	28.7	68.3	63.8	341.3
brut traité en raffinerie	174	90	77	86	50	149	77	703
taux de couverture	40%	50%	47%	34%	57%	46%	83%	48%

9 INDEPENDANTS US

	Amoco	Arco	Conoco	Oxy	Phillips	Sun	Getty	Union	Marathon	total
production nette	38.3	32.1	17.9	21.9	19.3	12.1	21.1	12	11.7	186.4
brut traite en raffinerie	46	34	21	11	23	22	14	18	21	210
taux de couverture	83%	94%	85%	200%	84%	55%	150%	67%	56%	89%

4 COMPAGNIES EUROPEENNES

	SNEA	CFP	ENI	Petrofina	total
production nette	15.8	14.1	11	5.7	46.6
brut traite en raffinerie	20	31	40	20	111
taux de couverture	79%	45%	27%	28%	42%

Chaque compagnie, en fonction de ses anticipations, choisit un degré d'exposition au marché spot.

Besoins - Production nette = contrats + Spot

Ceci se fait aux dépens de la sécurité d'approvisionnement, qui en période de surplus passe au 2ème plan.

. La deuxième méthode utilisée est plus subtile. Elle recouvre ce que l'on appelle les opérations économiques.
Considérons une compagnie dont les ressources propres, augmentées des contrats signés avec les pays producteurs équilibrent parfaitement ses besoins de raffinage intégré. Cette compagnie peut néanmoins opérer massivement sur le marché spot.
Ceci tient à ce que les différentes qualités de brut (et il y en a presque autant que de gisements) ne sont pas valorisées de la même façon à un instant donné dans toutes les raffineries du monde.

Cette compagnie est donc amenée à vendre tout ou partie de sa production sur le marché spot, et à acheter spot des qualités de brut mieux valorisées dans ses raffineries.

Ce type d'opérations existait avant 1982, mais elles se faisaient sous forme d'échanges contractuels entre compagnies, sans référence au prix spot. Depuis, le degré de sophistication des raffineries a augmenté*(7), et celles-ci peuvent désormais traiter des gammes de brut plus étendues.

---

*(7) : les unités de distillation simple ont été équipées de capacités de conversion (cracking, coking) qui permettent de retraiter les résidus lourds de façon à obtenir des produits légers (essence, gas-oil) mieux valorisés sur le marché des produits raffinés.
Le degré de sophistication des raffineries reste cependant inégal au sein même de chaque compagnie.

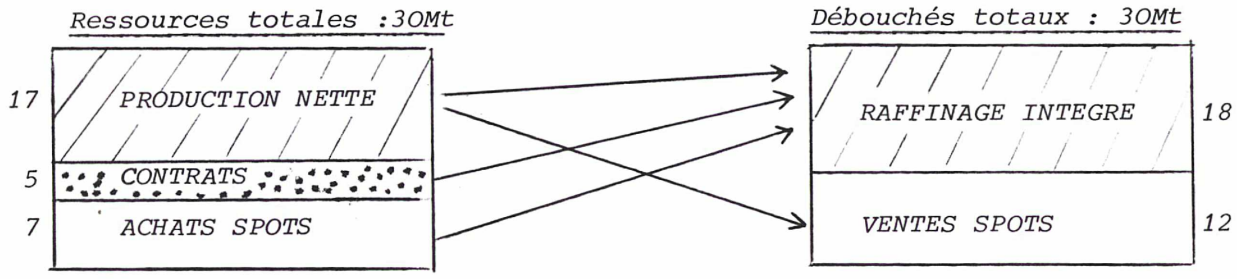
En conséquence, chaque raffineur, selon la nature de ses installations, selon ses habitudes, et selon la composition de ses ventes de produits raffinés, accorde une valeur qui lui est propre, à un instant donné, aux différentes qualités de brut. Ceci explique que, seul le marché spot soit aujourd'hui représentatif des prix entre bruts (ceci sera mis en évidence dans la troisième partie).

Le souci d'optimiser leurs résultats à court-terme, et l'évolution des techniques de raffinage ont poussé les compagnies à utiliser le marché spot, comme moyen d'arbitrage au jour le jour, entre leur production propre et leurs achats extérieurs.
Cette technique d'arbitrage s'appelle le "decoupling".

3. QUELQUES EXEMPLES PRATIQUES

Cas d'une compagnie européenne : SNEA

SNEA - 1983 (Mt/an)



Sur ce tableau "*Ressources-débouchés*", la production propre de SNEA correspond à peu près en 1983 à ses besoins de raffinage. Pourtant, on y trouve des transactions - achats et ventes - sur le marché spot, qui viennent gonfler les flux de pétrole brut transitant par SNEA.

Ceci est une illustration de la technique du "*decoupling*".

En effet, une grande partie de la production de SNEA se situe dans le golfe de Guinée. Or, ces qualités de brut sont mieux valorisées aux Etats-Unis pour deux raisons :

- d'une part, les bruts africains ont un meilleur rendement en essence dans une raffinerie standard et le marché américain est plus consommateur d'essence que le marché européen.

- d'autre part, ces qualités ont une faible teneur en soufre qui satisfait les normes anti-pollution américaines, plus sévères qu'en Europe.

En contrepartie, SNEA achète sur le marché spot des qualités de brut moins onéreuses, mais suffisantes pour satisfaire la demande européenne de produits raffinés.

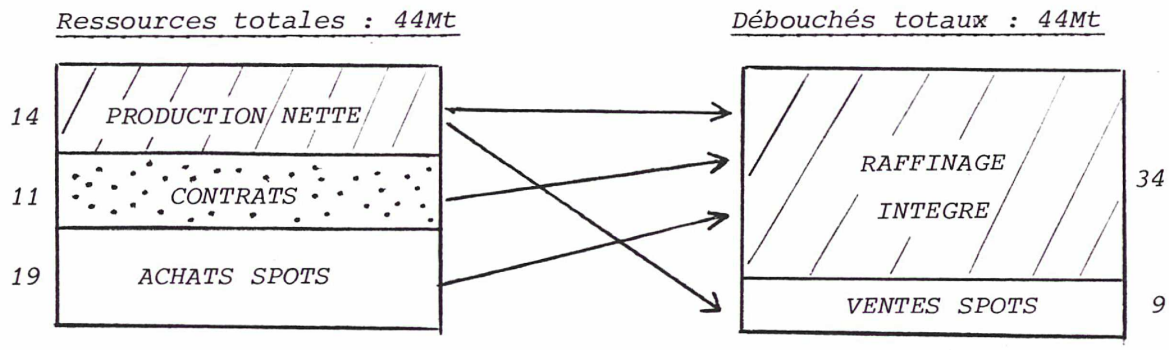
Il faut souligner que les opérations spot de SNEA ne correspondent pas à du "*trading*" au premier sens du terme. En effet, le "*trading*" consiste à acheter et à revendre une même cargaison de brut, dans l'espoir de faire une marge.
Ici, les qualités du brut achetées sont différentes des qualités vendues. L'arbitrage se fait entre les prix des différents bruts sur le marché spot.
Le risque est donc moindre que dans le cas du "*trading*", même si, en toute rigueur, les opérations d'achat-vente ne sont pas simultanées.

Néanmoins, depuis peu de temps, SNEA prend quelques positions de "*trading pur*" sur le marché spot. En 1983, le volume de ces transaction représentait entre 0.5 et 1 Mt.
Nous verrons que cette évolution est beaucoup plus marquée dans le cas de certains Majors comme Shell et BP.

REMARQUE

SNEA est donc plus vendeuse qu'acheteuse sur le marché spot, la configuration est inversée pour CFP, dont le taux de couverture est plus faible.

CFP 1983 (Mt/an



Les indépendants américains

Il est difficile de connaître avec exactitude la nature des opérations des grands indépendants américains. D'une façon générale, l'ensemble de leur activité (production et raffinage-distribution) est aujourd'hui recentré sur le marché américain.

- Or, le marché des USA présente des caractéristiques très différentes du reste du marché mondial :

  . *d'abord par sa taille : c'est le plus grand marché du monde,*

  . *ensuite, parce qu'à côté des grandes compagnies internationales, on y trouve de nombreux petits producteurs-extracteurs, ainsi qu'environ 300 raffineurs* *(8) *indépendants, non intégrés à l'amont. C'est donc un marché très dilué.*

---

*(8) : Oil and gas journal 11 octobre 1982.

- Les transactions commerciales du marché américain concernent en premier lieu le marché domestique (qui utilise un immense réseau de pipelines). Le brut des USA couvre 75 %*(9) de la consommation locale. Il n'est pratiquement pas exporté.
  Les relations entre le marché américain et le reste du marché mondial recouvrent les importations aux USA et les opérations de négoce intertional sur des pays-tiers. (dont nous verrons un exemple dans III,1.).

Le cas des Majors

Quelle est la politique d'approvisionnement des Majors, qui raffinent et produisent dans le monde entier, et dont l'activité est en moyenne deux fois plus importante que celle des autres compagnies ?
Deux types d'attitudes se distinguent nettement :

* la stratégie des deux majors européens : Shell et BP

Ces deux compagnies opèrent massivement sur le marché spot. Elles sont probablement les premières à avoir enclenché ce mouvement.
Cette stratégie les a conduit à décentraliser leur structure commerciale et à donner une très grande liberté à leurs différentes filiales.
Par ailleurs, Shell et BP ont créé des divisions spécialisées de trading (Shell trading et BP trading) qui achètent et qui vendent aussi bien dans le groupe que hors du groupe, mais toujours sur des bases spot.
Leurs opérations sont semblables à celle des traders indépendants, examinées dans II. En pratique, Shell et BP ont choisi des modes d'organisation différents :

SHELL

Chaque filiale est différente :

Shell France et Shell RFA, par exemple, sont des raffineurs indépendants, qui s'approvisionnent au mieux, de façon à optimiser leur raffinage.

---

*(9) : source CPDP (1982).

En pratique, Shell France achète à Shell GB, à Shell trading, aux traders et aux autres compagnies : Elf, BP...
Ces achats se font toujours sur une base spot.

Shell GB est un producteur : il est propriétaire de tout le brut produit par le groupe en mer du Nord. C'est aussi un raffineur en Grande-Bretagne. Shell GB arbitre donc, comme SNEA par exemple, entre les qualités qu'il produit et celles qu'il souhaite raffiner.

Shell trading est un trader dont l'objectif est de faire du profit sur le marché spot.

BP

La production propre de BP est répartie entre chacune de ses filiales de raffinage-distribution, selon des quotas. Mais, le prix de transfert est toujours le prix spot.
Chaque filiale arbitre ensuite sur le marché spot, entre les bruts qu'elle reçoit et ceux qui rentabilisent le mieux ses raffineries.

BP trading est un trader. En plus de ses activités de trading proprement dites, il a également pour mission d'écouler une partie du brut que BP produit en mer du Nord.

REMARQUE

BP et Shell ont donc désintégré leur structure, le marché spot servant de lien entre les différentes filiales transformées en centre de profit indépendant. Cette stratégie contribue à augmenter la dilution de l'offre et de la demande sur le marché.

* La politique des Majors américains, ex-membres de l'ARAMCO* (10) Exxon, Mobil, Socal et Texaco.

Jusqu'à présent, ces 4 Majors ont peu opéré sur le marché spot. Elles ont gardé une structure d'approvisionnement très centralisée : les ressources globales de chaque compagnie étant attribuées par la maison-mère aux différentes filiales et utilisées directement par les filiales.

Cette politique est liée au fait qu'après la nationalisation progressive de leurs gisements en Arabie Saoudite, ces quatre compagnies ont gardé des contrats très importants avec le gouvernement saoudien.
Ces contrats sont négociés en dessous du prix officiel (le rabais correspondant est un des secrets les mieux gardés du monde pétrolier).

La figure 8 montre l'importance du contrat ARAMCO dans l'approvisionnement des quatre Majors, en 1980 et en 1982.

En 1982, ce contrat représente encore 47 % du pétrole brut total traité en raffinerie par les quatre compagnies. Pourtant, entre 1980 et 1982, le volume global du contrat a chuté de 45 %. Cette contraction est la conséquence de la baisse de production de l'Arabie Saoudite. pendant cette période. Baisse, liée à une volonté de maintenir les prix en période d'excédent. (voir 1ère partie).

En 1983 et 1984, la production de l'Arabie Saoudite a continué à chuter et les quatre Majors ont dû trouver de nouvelles sources d'approvisionnements* (11).

---

*(10) : ARAMCO : société regroupant les 4 Majors et qui avait le monopole de la production en Arabie Saoudite, jusqu'à la nationalisation définitive vers 1980.

*(11) : Cette incertitude sur le volume du contrat saoudien, lié au rôle de producteur tampon de l'Arabie Saoudite explique peut-être le rachat de Gulf par Socal et de Getty par Texaco. En effet, Gulf et Getty possèdent de larges réserves en terre aux USA.

FIGURE 8

STRUCTURE DE L'APPROVISIONNEMENT DES MAJORS AMERICAINS

(SOURCE: CFP-DIRECTION ECONOMIQUE)

(millions tonnes)	1980					1982				
	Exxon	Mobil	Socal	Texaco	Total	Exxon	Mobil	Socal	Texaco	Total
PRODUCTION	68	29	43	53	193	70	29	36	45	180
CONTRAT ARAMCO	108	52	103	106	369	66	47	45	43	201
BRUT TRAITE EN RAFFINERIE	207	98	109	127	541	174	86	77	90	427

Production de l'Arabie Saoudite 1980 ≈ 500 MT
Production de l'Arabie Saoudite 1982 ≈ 325 MT

D'après les traders que nous avons rencontrés, trois de ces compagnies Exxon, Socal et Texaco, opèrent de plus en plus sur le marché spot, aussi bien à l'achat qu'à la vente*(12).
Mais ces opérations sont encore réalisées directement au niveau des maisons-mères.

---

*(12) : mais contrairement à Shell et BP, qui affichent clairement leur stratégie, ces trois Majors tiennent à opérer dans la plus grande discrétion.

II - LE ROLE ECONOMIQUE DES TRADERS*(1)

L'activité des traders est purement commerciale, ils n'interviennent généralement ni dans la production, ni dans le raffinage.

L'objectif d'un trader est donc de faire une marge entre l'achat et la revente d'une cargaison (ou réciproquement).
Cette catégorie d'opérateurs, généralement très peu décrite dans la littérature, apparaît comme mystérieuse voire nuisible à certains qui mettent en doute leur utilité économique.
Tel n'est pas notre avis. Il nous semble au contraire qu'ils jouent aujourd'hui un rôle important sur le marché spot.
Pays producteurs et compagnies internationales tirent avantage de leur présence.

Avant d'analyser les relations des traders avec les autres acteurs, nous allons décrire brièvement la façon dont ils opèrent et tenter d'établir une classification des traders indépendants (non affiliés aux compagnies internationales).

1. MODES OPERATOIRES DES TRADERS

Les sociétés de trading sont des sociétés à capitaux privés, généralement non cotées en bourse (sauf PHIBRO). Elles sont très indépendantes des pouvoirs politiques.
Leurs implantations sont souvent multiples (filiales ou extensions spécialisées, dans les grandes places financières : New-York, Tokyo, Londres, Paris, Genève). Les connections entre les différents centres sont basées sur des systèmes informatiques en temps réel.

---

*(1) : Ces réflexions sont issues de discussions avec des traders, des compagnies pétrolières, des courtiers et des banquiers.

Par ailleurs, ces sociétés ont des compétences techniques importantes, surtout pour les plus grandes qui recrutent dans les compagnies pétrolières.
Les salaires offerts sont extrêmement élevés (100 000 à 200 000 $ par an en moyenne, les rémunérations étant en partie indexées sur la performance du trader).

Les positions de trading

* les positions strictement adossées (*"back to back"*)

Elles correspondent à un arbitrage dans l'espace. Le trader achète à un endroit pour revendre à un autre (ou réciproquement). Ce type d'opération est peu risqué, mais en réalité, l'achat et la revente sont rarement simultanés et le trader doit prendre une position dans le temps.

* les positions dans le temps

On distingue trois types de position dans le temps :

- *Position à la hausse* ("*long*")

  Le trader achète en pensant que le prix va monter, pour revendre plus tard.

- *Position à la baisse* ("*short*")

  Le trader peut vendre une cargaison avant de l'avoir achetée s'il pense que le prix va baisser. Il achètera la cargaison physique plus tard, pour honorer ses engagements.

- *Arbitrage entre plusieurs qualités ("spread")*

Si le trader pense que les prix de deux qualités de brut sur le marché spot ne reflètent pas leurs valeurs réelles à un instant donné, il va prendre une position d'arbitrage entre les deux bruts. Supposons qu'à un instant donné, le trader pense que la qualité A est surcotée et la qualité B sous cotée. Il va prendre une position "short" sur A et une position "long" sur B. Ce type d'opération permet de lisser les imperfections du marché entre les différentes qualités de brut.

REMARQUE

ces positions sont débouclées dans le court-terme (moins de 8 jours dans 90 % des cas). Par ailleurs, les marges sont faibles*(2) (quelques cents par baril en moyenne). Enfin, et nous l'expliquerons par la suite, ces positions assurent la fluidité du marché spot.

Le financement des traders

Si les traders n'ont pas de contraintes industrielles, ils ont par contre des contraintes d'ordre financier. En effet, contrairement aux traders qui opèrent sur les autres marchés, les traders de brut manipulent des sommes considérables, sans aucun rapport avec leurs fonds propres : une cargaison moyenne de 150 000 T représente environ 30 millions de $.
Ceci oblige les traders à faire massivement appel au système bancaire international. Dans la pratique, dès qu'un trader veut acheter une cargaison, il doit demander un crédit à son banquier.

---

*(2) : d'après les banquiers, il n'y a qu'au début du 2ème choc pétrolier (durant les premiers mois de 1979) que les traders ont pu faire des marges importantes. Certaines ont atteint 10 $ /bl. Notons qu'à la même époque, les profits des compagnies ont également été considérables.

Parmi les banques les plus actives, on trouve d'abord PARIBAS (première banque mondiale pour le trading de brut) puis BNP, CREDIT LYONNAIS et d'autres banques étrangères. D'une façon générale, les banques américaines sont plus "*rigides*" que les européennes.

L'intérêt des banques, pour ce type d'opération, à risque*(3), est double :

- d'abord, elles percoivent des commissions extrèmement élevées (en moyenne 3°/₀₀ de la valeur marchande, ce qui représente souvent une partie importante de la marge du trader) ;

- ensuite, comme les opérations des traders sont débouclées dans le court-terme, cela permet aux banques de faire tourner rapidement leurs capitaux.

Néanmoins, pour pallier au risque, les banques demandent des garanties importantes (qui les amènent à connaître souvent l'ensemble des éléments de la transaction). Parmi ces garanties, citons :

- *Lettre d'engagement de l'acheteur du trader. Si cet acheteur est une grande compagnie, un télex de confirmation de la compagnie à la banque suffit. Si l'acheteur est un autre trader, la banque demandera une lettre de crédit de la banque du deuxième trader.*

- *Dépot de garantie du trader ("cash colatéral"). Lorsque le trader n'a pas d'acheteur immédiat, ou qu'il en a un en portefeuille mais qu'il préfère attendre s'il anticipe une hausse. Ce dépôt est censé couvrir l'écart pouvant résulter d'une baisse des prix entre l'achat et la revente.*

REMARQUE

Les compagnies pétrolières qui font du trading autofinancent elles-mêmes leurs opérations.

---

*(3) : l'anticipation du trader peut se révéler inexacte et s'il n'est pas solvable, la banque devra essuyer la perte correspondante.

2. APPROCHE D'UNE CLASSIFICATION DES TRADERS*(4)

Les traders de brut ne forment pas une catégorie homogène. On en compte actuellement une trentaine*(5). Les critères de classification sont nombreux : fonds propres, volume d'affaires,ancienneté, taille de la Société, qualité des hommes...
Nous avons choisi de les classer selon leur puissance (critère qui agrège l'ensemble des paramètres).
On distingue généralement, les très grands traders des autres traders.

Les très grands traders

Ils se caractérisent par un rayonnement mondial, une surface financière importante, un volume de transactions élevé et un personnel nombreux. Néanmoins, il faut séparer les traders multi-produits de ceux qui n'opèrent que sur le brut.

Les traders multi-produits : PHIBRO et MARC RICH

Ces deux traders sont les plus connus*(6). On peut trouver quelques chiffres les concernant dans la littérature.

PHIBRO (contraction de Philips Brothers') est une société ancienne, créée en Allemagne au 19ème siècle dans le négoce des métaux. PHIBRO a connu un développement très important en dehors de son domaine initial grâce au pétrole, surtout au moment du deuxième choc pétrolier, comme le montre le tableau ci-après.

---

*(4) : à partir d'une étude BNP complétée par nos divers entretiens.

*(5) : beaucoup de ceux qui sont apparus au moment du 2ème choc pétrolier, lorsque le prix spot montait régulièrement, n'ont pas résisté aux fluctuations qui caractérisent le prix spot depuis.

*(6) : Voir Ph. Chalmain "Négociants et chargeurs" economica 1983.

MILLION $	*71*	*75*	*80*
Chiffre Affaire	*1000*	*5000*	*24 000*
Bénéfice Net	*26*	*97*	*466*
Part pétrole dans C.A.	-	*25 %*	*50 %*

Depuis 1981, PHIBRO s'est diversifié dans le cacao, le sucre, les produits agricoles et les marchés financiers*(7).
Les fonds propres de PHIBRO seraient de l'ordre de 1 milliard de $.
Aujourd'hui, PHIBRO emploie plus de 200 traders, répartis dans 60 bureaux, situés dans une cinquantaine de pays.

MARCH RICH : cette société est de création plus récente (1974). Marc Rich le fondateur était l'ancien responsable de la division pétrole de PHIBRO. Sa société a connu un développement extraordinaire grâce au pétrole, au moment du deuxième choc. Depuis 1981, MARC RICH s'est diversifié dans les minerais, les métaux et plus récemment, à l'exemple de PHIBRO, dans les produits agricoles et financiers.

En 1981, soit six ans après sa création, son bénéfice net atteignait 200 milions de $ et elle employait environ 100 traders dans le monde*(8).
Ses fonds propres sont d'environ 500 millions de $. Cette société est connue dans le monde du trading, par l'audace de ses positions.
Son avenir est actuellement difficile à prévoir, car elle a de graves problèmes avec l'administration américaine. Néanmoins, elle continue à opérer par l'intermédiaire de prête-noms.

---

*(7) : En 1982, PHIBRO a acheté une grande banque d'affaires new-yorkaise: SALOMON. Mais l'objectif de PHIBRO n'était pas le financement de ses propres opérations de trading, mais plutôt le fait que cette banque lui permettait d'accèder aux marchés des taux d'intérêts et des valeurs financières.

*(8) : Voir "fortune" numéro de janvier 1984.

REMARQUE

La grande force de ces sociétés multi-produits est qu'elles peuvent intervenir dans toutes opérations de compensation, qui sont actuellement très fréquentes avec les PVD pétroliers ou non pétroliers.

Les traders de brut

- TRANSWOLD (TWO). Cette société est pour l'instant spécialisée dans le brut. Sa création est récente*(9) (environ 1978). Elle opère dans le monde entier et comprend environ 40 traders professionnels. On estime*(10) qu'en 1983 TWO a brassé de l'ordre de 75 millions de tonnes de brut, contre 100 pour PHIBRO et environ 30 pour MARC RICH (à cause de ses difficultés actuelles). Ses fonds propres atteindraient 150 millions de $.

- Il faut également souligner l'existence d'autres sociétés moins connues, mais tout aussi importantes comme par exemple CRYSSEN (spécialiste du marché américain), ou le grand trader japonais NISSHO-IWAI (plus spécialement tourné vers l'Asie, mais qui intervient dans les opérations de négoce international.

Les autres traders

Leur champ d'action est souvent plus restreint, bien que certains opèrent dans le monde entier. Leurs fonds propres sont généralement inférieurs à 50 millions de $ mais leur volume d'affaires est variable. On peut les classer, en fonction de leur ancienneté, en 3 catégories :

---

*(9) : animée par un hollandais (John Deuce), cette société pourrait s'apparenter aux "purs traders" (voir infra), bien que sa taille soit considérable.

*(10): D'après PARIBAS.

Les sociétés anciennes, dont certaines sont antérieures au premier choc pétrolier. Malgré des chiffres d'affaires variables, ces sociétés ont en commun leur longévité et, dans un métier aussi risqué, c'est le gage d'une bonne réputation auprès des banques. Citons : Vitol, Vanol, Tampimex, Copechim...

les sociétés de création récente (1978) issues de groupes industriels ou commerciaux non pétroliers.

Bien qu'elles n'aient pas la taille de PHIBRO ou MARC RICH, ces sociétés jouissent de bonnes introductions auprès du système bancaire, grâce à la renommée de leur maison-mère. Ainsi SCANOIL est filiale du groupe suédois VOLVO. TRADAX est la filiale pétrolière de CARGILL, le plus grand négocient céréalier américain.

Les "purs traders" : d'origines diverses, animées par de fortes personnalités, ces sociétés manipulent des courants d'affaires très supérieurs à leurs fonds propres.
Citons : Gatoil, Tradinaft, Marimpex, BBNaft (plus spécialisée dans les produits raffinés).
Certaines de ces sociétés brassent des volumes importants de brut. De l'ordre*(11) de 10 MT pour GATOIL en 1983 et 5 MT pour Tradinaft.

REMARQUE

Contrairement à une idée répandue, les sociétés de trading ont bien souvent pignon sur rue dans le monde financier.

---

*(11) : d'après PARIBAS.

3. L'UTILITE DES TRADERS

Selon nous, les traders ont deux rôles :

- ils servent de tampon entre compagnies et pays producteurs,
- ils assurent d'une manière générale la fluidité du marché spot, grâce à leurs prises de position.

Un rôle de tampon entre compagnies et pays

Les traders servent de "*trading-house*" pour les pays producteurs sans débouchés propres, qui ne souhaitent pas intervenir directement sur le marché spot pour des raisons politiques.

*Tous les traders ont généralement une ou plusieurs sources d'approvisionnement privilégiées et les pays utilisent la plupart du temps plusieurs traders**(12).

La nature des relations entre traders et pays-producteurs reste floue : d'après les banquiers, il s'agit soit d'opérations ponctuelles, soit de contrats d'enlèvement réguliers, mais dont les clauses sont généralement très souples et dont les prix sont négociés en fonction des tendances du marché spot.

Le rôle des traders est de "blanchir" le pétrole entre les pays et les compagnies.

---

*(12) : citons quelques exemples :

En 1983, toute la production du QATAR et d'OMAN a été écoulée par des traders. Pour OMAN (20 % par PHIBRO, 30 % par TWO, le reste entre M.Rich, Tradinaft, charter(trader USA).

Les traders sont également introduits en Iran, Irak, Nigéria, URSS, Angola.
Iran : Phibro, M.Rich, Gatoil, Marimpex, Tradax, TWO
Nigéria :Phibro, M.Rich,...
URSS : Phibro, Copechim...
Angola :Scanoil, M.Rich...

Dans la période actuelle de surplus, les compagnies ont rompu en partie leurs contrats pour acheter spot. Des pays se sont alors adressés aux traders pour écouler une partie de leur production. Corrélativement, les compagnies profitent de cette situation en achetant au prix spot, via les traders, des qualités de brut qu'elles ne pourraient se procurer directement que par le biais de contrats au prix officiel (du fait de leur statut).

REMARQUE

L'Arabie Saoudite a créé en 1983 une société de trading : NORBEC. Mais, selon les observateurs, le volume des transactions effectuées par NORBEC est faible (de l'ordre de 2 MT). Par ailleurs, cette société vend des cargaisons ponctuelles au prix officiel et non au prix spot.
Il semble que NORBEC soit plutôt utilisée par l'Arabie Saoudite comme une arme dissuasive vis-à-vis des autres pays de l'OPEP : au cas où certains pays dépasserait par trop leurs quotas, NORBEC pourrait brader du brut sur le marché et casser les prix.

La fluidité du marché spot

Comme les compagnies achètent et vendent directement sur le marché spot, elles ont besoin à chaque instant de trouver des contreparties. Souvent, la présence des autres compagnies ou de leurs filiales de trading ne suffit pas :

- En effet, si une compagnie désire vendre, à un instant donné, il est possible qu'aucune des autres compagnies ne soit acheteuse au même instant. Le trader peut prendre alors le risque d'acheter, en espérant trouver un client quelques jours plus tard (position "*Long*"). Si le prix monte, il gagne, sinon il perd.

- A l'inverse, si une compagnie veut sécuriser ses achats spot quelques semaines à l'avance, et si, à ce moment là, aucune autre compagnie n'est vendeuse sur le marché spot, seul le trader prendra le risque de vendre sans avoir la marchandise (position "*short*").
  Si le prix monte, il perd, car pour effectuer la livraison il devra acheter plus cher qu'il n'a vendu. Si le prix baisse entre la vente et l'achat, il gagne.

D'une façon générale, le rôle du trader est d'assurer la fluidité du marché spot. Pour cela, il doit prendre des risques. Il est logique qu'en moyenne ce risque soit rémunéré.

Certaines compagnies utilisent beaucoup les traders, d'autres préfèrent traiter directement.
Elf, par exemple, cherche à éviter les traders. Pourtant près de 25 % de ses transactions (achats et ventes spots) sont faites avec eux.
Les filiales de Shell et BP sont par contre très liées avec les traders indépendants, malgré l'existence de Shell trading et BP trading.

Par ailleurs, les traders assurent l'approvisionnement de tous les pays à risque politique (Israël, Afrique du Sud...) ou financier (PVD endettés).

III - FONCTIONNEMENT PRATIQUE DU MARCHE

1. TRANSACTIONS PHYSIQUES ET FICTIVES

La plupart des observateurs que nous avons rencontrés estiment que le marché spot représente actuellement plus de 50 % du commerce international.
En réalité, cette proportion est difficile à cerner pour trois raisons*(1) :

- *d'abord, parce qu'à côté des transactions physiques, il y a des transactions fictives ;*

- *ensuite, parce qu'une même cargaison, réelle (ou fictive) peut changer de mains plusieurs fois avant d'être raffinée (ou annulée) ;*

- *enfin, parce que certains contrats sont basés sur le prix spot ("spot-related"). Les deux contractants s'engagent sur un volume et une périodicité. Le prix est ensuite négocié à chaque livraison en fonction du marché spot.*

Les transactions physiques ("wet barrels")

. Ces transactions peuvent être directes, lorsque par exemple, Shell UK vend à CFP une cargaison ponctuelle ou encore lorsque ces transactions s'opèrent dans le cadre d'un contrat "*spot-related*", entre deux compagnies.

. Pourtant, les cargaisons changent de propriétaires deux à trois fois en moyenne. En pratique, cela dépend des qualités et de l'origine du pétrole.

---

*(1) : l'estimation de 50 % tient compte des 3 raisons.

Pour les bruts de mer du Nord, les chaînes sont plus longues que pour ceux du Moyen-Orient.
Les traders indépendants n'interviennent pas systématiquement dans ces chaines. On peut imaginer deux types de configurations extrêmes.

. Pays-producteur ⟶ trader ⟶ trader ⟶ compagnie

. Shell UK ⟶ BP trading ⟶ BP UK ⟶ Elf

La durée des chaînes peut être de quelques heures à quelques jours.
Le prix de chaque transaction de la chaîne diffère en fonction de l'offre et de la demande instantannées.
D'une façon générale, le prix spot est formé par la juxtaposition de toutes ces transactions ponctuelles.

Les transactions fictives ("dry barrels")

Elles sont très fréquentes sur le brut de mer du Nord (par exemple le brent). Les transactions fictives s'opèrent dans le cadre de chaînes souvent longues (pouvant comporter jusqu'à 40 acteurs).

La figure 9 donne un exemple de chaîne fictive sur du brent*(2).

- La première transaction a été engagée par BP TRADING, qui a vendu le 1er mars une cargaison qu'elle ne possédait pas pour livraison fin mars.

- La chaine s'est poursuivie jusqu'à GATOIL, elle a duré une dizaine de jours. A chaque étape, les prix ont été différents.

---

*(2) : cet exemple nous a été donné par un trader, à partir d'un cas réel.

- La chaîne a été reconstituée le 10 mars, grâce à des échanges de télex. Tous les acteurs se sont concertés. Comme aucun d'eux n'a demandé la livraison physique, la chaîne a alors été annulée le jour même.

Dans ce cas, chaque acteur (n) compense sa position avec (n-1) et (n+1) en payant ou recevant la différence de prix.
Par ailleurs, comme BP Trading et Gatoil sont en bout de chaine, ils se mettent d'accord sur un prix pour boucler l'ensemble du système.
C'est ce que l'on appelle un *"WASH-OUT"*.

Concernant les acteurs, on peut faire quelques observations :

- Il s'agit d'un brut de mer du nord, mais la chaine fait intervenir des acteurs du monde entier.

- Par ailleurs, on note la présence de compagnies pétrolières : Gulf, BP, Occidental, Neste Petroleum, Crown.

- Certains acteurs interviennent plusieurs fois.

REMARQUE

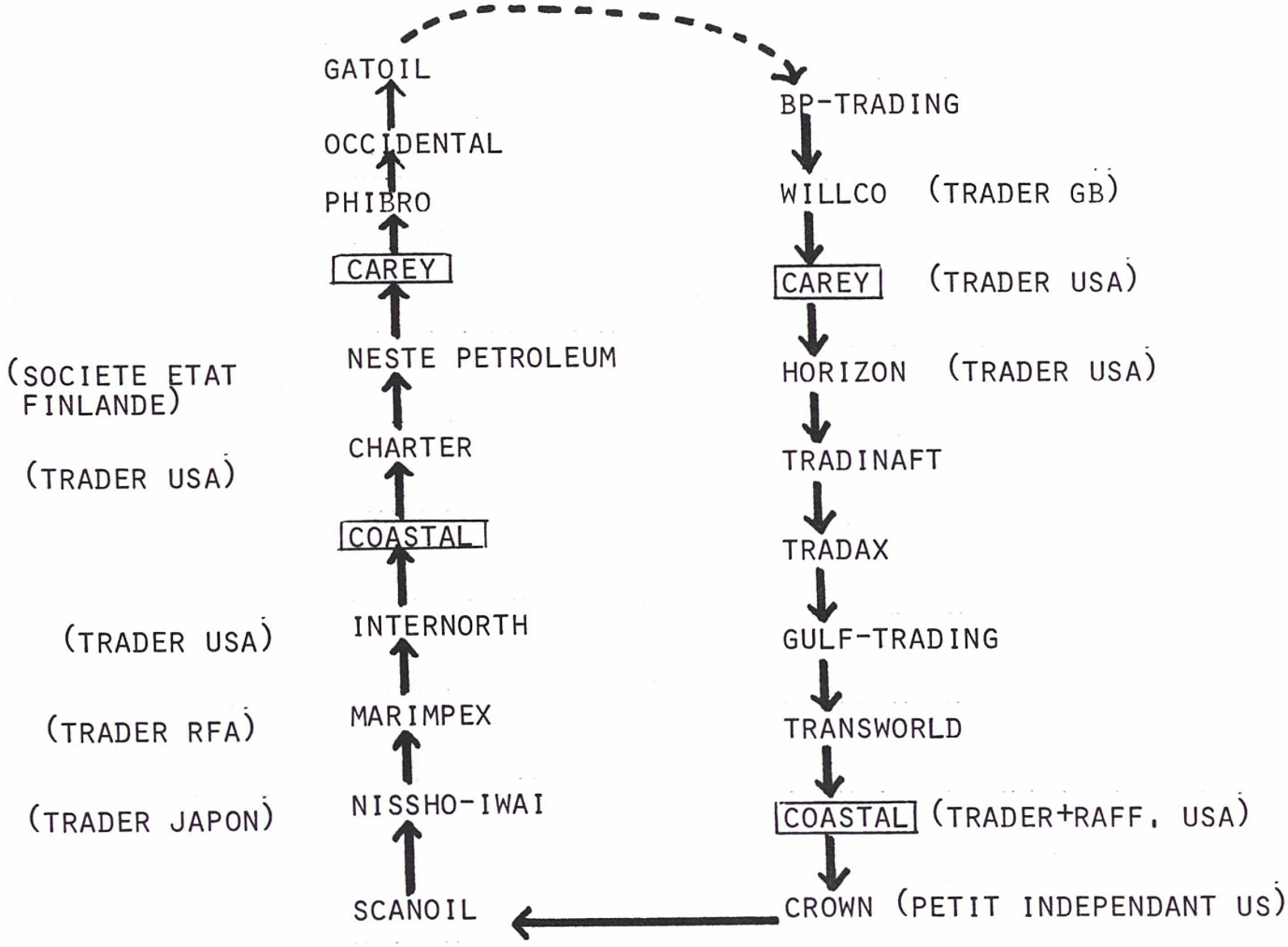
Les chaines fictives pèsent également sur la formation du prix spot. Ces transactions ne sont pas un épiphénomène qui se limite au pétrole de mer du Nord. En réalité, il y a des influences mutuelles entre les prix spots des bruts de qualités semblables : le prix spot du Brent influence les prix spots des bruts d'Afrique*(3), même si ceux-ci sont négociés dans des chaines physiques courtes.

---

*(3) : voir troisième partie.

FIGURE 9

CHAINE FICTIVE EN MER DU NORD (MARS 1984)



Remarques : - *l'origine des traders non cités dans la classification est précisée.*

- *les acteurs qui interviennent deux fois sont encadrés.*

Couverture et spéculation

Ces chaînes fictives peuvent apparaître comme spéculatives. Néanmoins, elles ont à notre avis un autre rôle :

{ elles peuvent servir d'assurance contre le risque de variation des prix.

Pour cela, il suffit que l'acteur qui désire se couvrir prenne une position sur la chaîne fictive, qui soit inverse de sa position sur une transaction physique, dans laquelle il intervient par ailleurs.

Exemple : considérons BP Trading, dans l'hypothèse où le prix du brut baisse pendant le mois de mars.*(4).

TRANSACTION PHYSIQUE	*CHAINE FICTIVE*
. *BP trading achète à BP UK une cargaison réelle le 3 mars à 30.5 $/bl*	. *BP trading vend une cargaison fictive le 1er mars à will co pour livraison fin mars à 31 $/bl*
. *BP trading revend cette cargaison réelle à Elf le 15 mars à 28 $/bl*	. *Le 10 mars, la chaine est annulée et BP trading rachète la cargaison fictive à GATOIL à 29 $/bl.*
PERTE = 2.5 $/bl	*GAIN = 2 $/bl*

Si BP trading n'était pas intervenu dans la chaîne fictive, sa perte aurait été de 2.5 $/bl sur le physique. Dans le cas présent, la perte globale se limite à 0.5 $/bl.

*(4) : les niveaux de prix sont fictifs.

Dans l'hypothèse où le prix du Brent croîtrait pendant le mois de mars : BP trading gagnerait sur le physique et perdrait sur le fictif.Là encore, les deux opérations se compenseraient en partie.

Cette chaîne fictive est une couverture pour BP trading qui l'a lancée. C'est lui qui reste le plus longtemps en position découverte (10 jours). C'est de la spéculation pour les autres, qui ne restent en position que quelques heures, avec des marges très faibles.
En pratique, la chaîne aurait pu être lancée par n'importe quel autre trader. La spéculation apparaît donc dans ce montage comme indispensable à la couverture du risque prix.

Une analogie existe entre les transactions fictives sur le pétrole de mer du nord, et les transactions papier des marchés à terme (voir 3.).

2. LA CIRCULATION DE L'INFORMATION

Le prix spot sur chaque qualité de pétrole, représente la moyenne des transactions ponctuelles effectuées par les opérateurs dans le monde entier, puisque le marché du brut revêt aujourd'hui un caractère mondial (le coût du transport est devenu négligeable par rapport au prix du brut).

La multiplication des opérateurs et la parcellisation des transactions a considérablement accru le besoin d'information.
Dans le cas du pétrole brut, deux vecteurs indirects d'information sont utilisés : les mercuriales et les courtiers.

Les mercuriales

Il s'agit de services d'information spécialisés, qui donnent chaque jour les principales transactions de la veille, ainsi qu'une estimation globale*(5) des prix spot pour les bruts les plus échangés sur le marché (environ une trentaine de qualités).
Des informations sont disponibles sous plusieurs formes : fac-simile, télex, ou encore sur des réseaux informatiques en temps réel.

Citons : Platt's oilgram et Petroleum Argus.

Les opérateurs considèrent ces revues comme très fiables. Certains contrats "*spot-related*" sont explicitement indexés sur le Platt's. Les autres le sont implicitement : l'acheteur et le vendeur font "*le tour du marché*" au téléphone et finissent généralement par s'accorder sur la base des informations du Platt's ou de Petroleum Argus.

Depuis quelques mois, de nouveaux Services se sont créés venant concurrencer les deux premiers. Par exemple : Petroflash*(6). Par ailleurs, des agences comme Reuter et Dow-jones proposent également les mêmes services sur le marché spot du pétrole.

---

*(5) : des journalistes spécialisés évaluent le prix spot à partir des informations données par les différents opérateurs : compagnies, traders. Toutes les informations sont rapportées de façon anonyme.

*(6) : un joint-venture entre Petroleum Intelligence Weekly et Oil Buyers Guide.

PIW and OBG Offer Petroflash Price Service

The publishers of Petroleum Intelligence Weekly and Oil Buyers' Guide have formed a new international oil market intelligence service known as Petroflash. It provides up-to-the-minute oil price and market information on a daily basis.

Petroflash is available worldwide on a daily telex basis, "real time" electronic systems, computer time sharing systems, and by facsimile.

A brochure describing the new service is to be sent to all readers under separate cover, with a questionnaire. Those interested may contact Petroflash at P.O. Box 798, Lakewood, N.J. 08701. Telephone: (201) 367-1600. Telex: 132435.

EÔP
PETROLEUM ARGUS

Petroleum Argus
- reports daily on transactions in crude oil and refined products in world markets
- transmitted overnight to subscribers by telex
- available as contributed data in the Reuter Monitor Oil Service
- accessible from the international computer network of I.P. Sharp Associates, Prestel and other video services

Europ-Oil prices
- weekly report and analysis of trends in the international spot markets in Crude and Refined Products

Petroleum Argus, Star House, 104-108 Grafton Road, London NW5 4BD
Telephone 01 485 8792/3/4 Telex 21277

Les courtiers

Le courtier est un intermédiaire qui intervient entre deux parties : deux compagnies, ou un trader et une compagnie. Il a pour rôle de mettre en liaison un acheteur et un vendeur.

Contrairement au trader, le courtier n'a jamais la propriété du pétrole brut. Par ailleurs, il touche une commission fixe sur les transactions qu'il aide à conclure (3 cts/bl en moyenne). Son intervention n'est donc jamais de nature spéculative et son risque demeure nul.
Sur le marché du pétrole brut, les courtiers sont moins nombreux que sur les marchés de produits raffinés*(7). En effet, on compte pour le brut environ 5 courtiers de taille internationale. Les trois plus grands sont David HUSTON (PVM), M. SPULLER (FRETOIL), et BBI.

Le courtier est en contact permanent avec les opérateurs de brut sur le marché. Il sert de fichier d'information (non anonyme contrairement aux revues spécialisées). Par ailleurs, les courtiers ont des contrats de service avec les banques qui financent le trading de brut.

---

*(7) : pour les produits, la taille des cargaisons spot est beaucoup plus faible et le marché est plus dilué.

Leur poids sur le marché du brut est faible, environ 90 % des transactions se font sans leur aide. Néanmoins, ils sont généralement très bien informés, car leur intervention ne se justifie que dans les affaires complexes.
Ils peuvent aussi intervenir dans la reconstitution des chaînes fictives de mer du nord et organiser les opérations de "*Wash-out*". Leur rôle s'apparente alors à celui des "*chambres de compensation*" des marchés à terme de marchandise.

3. LA CREATION RECENTE DE MARCHES A TERME DE PETROLE BRUT

Sur les marchés spot de toutes les matières premières, les prix fluctuent en fonction de l'offre et de la demande. L'objet des marchés à terme est de permettre aux opérateurs de se couvrir en partie contre le risque de variation des prix.
Au cours de l'année 1983, deux marchés à terme ont été ouverts pour le pétrole brut :

- A la bourse de marchandise de NEW YORK (NYMEX) en mars 1983,
- A " " de LONDRES (IPE) en novembre 1983.

Avant de faire un bilan de leur activité, nous allons rapidement expliquer leur fonctionnement.

* fonctionnement d'un marché à terme *(8).

D'une façon générale, les marchés à terme ne sont qu'une institutionnalisation et une extension des chaînes fictives spontanées décrites précédemment sur le pétrole de mer du Nord. Le principe est le même :
couvrir du physique par du fictif, en inversant les opérations d'achat et vente.

---

*(8) : pour une étude plus fine, on se reportera aux ouvrages de Y.SIMON "bourses de commerce et marchés à terme de marchandise" Dalloz 1977 "Marchés à terme de produits pétroliers" Université Dauphine 1983.

Institutionnalisation

En effet, au lieu de traiter directement entre eux, tous les acteurs passent par l'intermédiaire d'un système central : la chambre de compensation. De plus, un contrôle est effectué par une commission spéciale. D'autre part, les contrats fictifs sont standardisés en volume et en qualité, ce qui n'est pas le cas dans les chaînes fictives spontanées. Au NYMEX, le contrat fictif porte sur un brut léger des USA, le "*Louisiana Sweet*". A l'IPE, il porte sur le "*Brent*". Le volume d'un contrat type est de 1 000 barils dans les deux cas. Il est donc très inférieur aux quantités échangées dans les chaînes fictives de Mer du Nord qui portent sur des cargaisons de l'ordre de 50 000 à 100 000 tonnes (donc environ 500 contrats).

Extension

Les chaînes fictives de Mer du Nord sont lancées et manipulées par des traders exclusivement (BP trading est un trader). Le trader qui prend l'initiative de la vente fictive cherche à se couvrir contre le risque qu'il prend sur une opération physique parallèle. Les autres traders spéculent pendant le temps nécessaire à la couverture du premier.

Le principe des marchés à terme est le même. Il faut pourtant souligner une différence : les spéculateurs privés sont admis sur les marchés à terme. Leurs interventions donnent une plus grande fluidité aux opérations de couverture des traders. Même si sur ces marchés, les traders interviennent aussi de façon spéculative.

* bilan de l'activité du NYMEX et de l'IPE sur le brut

La création du marché à terme de NEW YORK a été une réussite. En effet, début 1984, le nombre de contrats échangés par jour se situait entre 5000 et 6000 (source NYMEX).

Par contre, pour l'instant, la tentative de l'IPE se solde par un échec. Certains jours, il n'y a pas plus de deux ou trois contrats échangés. Pour expliquer cette différence, les professionnels avancent deux raisons en particulier :

- *d'abord, les intérêts spéculatifs sont limités, donc deux marchés à terme de brut c'est peut-être trop ;*

- *ensuite, les personnes privées sont plus familières avec les bourses de commerce aux USA qu'en Europe.*

Il nous semble qu'il y a peut-être une autre raison. On aurait pu penser qu'avec la création de l'IPE, les chaînes fictives de Mer du Nord disparaîtraient et que les traders se tourneraient vers l'IPE.
En réalité, les chaînes ont continué à exister. Ceci est peut-être la preuve que ces chaînes spontanées ne fonctionnent pas si mal ou bien que pour l'instant elles satisfont les traders et les compagnies*(9).
Cette situation n'est peut-être que temporaire. Il est encore tôt pour faire un bilan définitif.

Aujourd'hui, le marché pétrolier semble présenter les mêmes caractéristiques que n'importe quel autre marché de matière première. Plus qu'un marché résiduel d'ajustement de l'offre à la demande, le marché spot est devenu un moyen d'arbitrage pour la plupart des compagnies. Par ailleurs, depuis 1979, les traders se sont concentrés et sont devenus de véritables professionnels. La circulation de l'information s'est améliorée et permet une grande transparence dans les prix spot.
Enfin, la création de marchés à terme et l'existence de chaînes fictives spontanées permet aux opérateurs de se couvrir en partie contre le risque de variation des prix.

---

*(9) : nous ne savons pas si de telles chaînes spontanées existaient aux USA avant la création du NYMEX.

TROISIÈME PARTIE

EVOLUTION ET FORMATION DES PRIX

La structure du marché pétrolier n'a pas toujours été celle qui vient d'être décrite. Parallèlement, le mode de formation des prix a aussi évolué. L'industrie pétrolière actuelle a hérité de certains systèmes de prix. Aujourd'hui, il en existe donc plusieurs. Citons par exemple :

- le prix affiché ou posted price qui sert aujourd'hui de référence fiscale pour le calcul de l'impôt dans le cas où la compagnie est concessionnaire. Ce système fut mis en place au début de l'industrie pétrolière. Les raffineurs annonçaient publiquement le prix auquel ils étaient prêts à acheter le pétrole au départ d'un stockage voisin du gisement.

- le prix officiel qui fut établi par les pays producteurs de l'OPEP lors du premier choc pétrolier. Aujourd'hui encore, c'est le prix auquel les pays négocient leur contrat de vente à long terme.

- le prix spot déterminé au jour le jour, voire de minute en minute, sur le marché libre en fonction de l'offre et de la demande résiduelle.

- le prix de transfert auquel le brut est échangé entre une filiale de production et une filiale de raffinage d'une même compagnie pétrolière.

Nous montrerons dans un premier temps comment les systèmes de prix officiels et spot sont apparus. Dans un deuxième temps, nous mettrons en évidence la complexité actuelle de la formation des prix.

I - LES CHANGEMENTS DE SYSTÈMES DE PRIX DE 1970 À 1984

1. LE PREMIER CHOC PETROLIER : L'APPARITION DU PRIX OFFICIEL

Le système de prix affichés, en vigueur avant le premier choc pétrolier, était contrôlé par les grandes compagnies internationales. Ces dernières, sous la pression des pays consommateurs européens (voir annexe 1 - Analyse historique des prix jusqu'en 1970) avaient abaissé les prix affichés. Cette baisse avait conduit l'Arabie Saoudite, le Koweit, l'Irak, l'Iran et le Vénézuela à fonder l'OPEP en septembre 1960. Entre 1970 et 1973, la nationalisation des gisements modifia les rapports de force entre les 7 Majors et l'OPEP. Les premières épreuves de force entre les pays producteurs et les compagnies eurent lieu en Algérie et en Lybie.

Les premières épreuves de force en Algérie et en Lybie

L'Algérie porta le prix de référence fiscale de 2,08 $/bl à 2,855 $/bl en juillet 1970. Il s'agissait de réaligner les bruts algériens sur les bruts du Golfe Persique à leur arrivée en Europe. En effet, la fermeture du canal de Suez en 1967 obligea les pétroliers à passer désormais par le cap. De plus, la capacité de transport maritime était insuffisante : elle n'avait pas pu suivre l'accroissement de 30 % de la consommation depuis 1967 ; une coupure accidentelle de la Tapline*qui représentait une capacité de 25 Mt/an aggrava cette tension sur les transports. Celle-ci avait entraîné une hausse du frêt pour les bruts du Golfe Persique et donc une hausse de leur prix CIF (cost, insurance and freight) en Europe ou aux USA.

---

*(1) : la Tapline était un pipeline qui reliait le Golfe Persique à la Méditerannée.

En Libye, le Colonel Khadafi réclama une revalorisation de son pétrole*(2) puisque celui-ci était également proche de l'Europe. La position de nombreuses compagnies y était vulnérable puisqu'elles ne disposaient d'aucune autre ressource en dehors des gisements lybiens. La compagnie Occidental céda la première en acceptant une majoration de 14 % des prix affichés.

L'extension aux autres pays

Les autres concessionnaires libyens, puis ceux des autres pays du Golfe qui suivirent l'exemple de l'Algérie et la Libye, cédèrent aussi :

- *l'accord de Téhéran (17 février 1971) couvrant le Golfe Persique fit passer le taux de l'impôt sur les bénéfices de 50 à 55 %. Les prix affichés furent majorés de 20 %.*

- *l'accord de Tripoli (2 avril 1971) concernait les bruts méditéranéens. Il reprit les clauses de l'accord de Téhéran auquel il rajouta les conditions suivantes : une prime de 13 cts/bl indexée sur le frêt, une prime de Suez de 12 cts/bl pendant toute la durée de la fermeture du canal de Suez et une prime d'absence de soufre de 10 cts/bl.*

Parallèlement, aux revendications sur les prix, les pays producteurs demandaient la propriété du pétrole. *(L'Algérie joua un rôle déterminant à cet égard, puisque les accords d'Evian - mars 1962 - lui avait donné le contrôle d'une partie de sa production. A la suite de l'indépendance algérienne, d'autres nationalisations furent proclamées. En 1972, l'Irak suivit l'exemple de l'Algérie. La Libye fit de même en 1973).*

---

*(2) : la Libye fournissait le quart de la consommation européenne.

Le déclenchement de la crise

La guerre du Kippour allait révéler les nouveaux rapports de force : au cours de l'été 1973, l'OPEP avait demandé la révision des accords de Téhéran. L'organisation se réunit le 8 octobre ; les compagnies demandèrent un délai de quinze jours pour faire des contre-propositions.

Mais, le 16 octobre, l'OPEP décida UNILATERALEMENT une hausse de 70 %. Puis, à Téhéran, le 23 décembre, l'organisation décida que le prix affiché serait 11,651 $/bl (soit un quadruplement par rapport à ctobre).

Le 1er novembre 1974 apparut le système des prix officiels. Dans ce nouveau système, le prix fut initialement fixé à 93 % du prix posté. Les prix officiels furent par la suite négociés entre les pays producteurs de l'OPEP. C'était désormais le prix auquel les compagnies rachèteraient le pétrole aux pays-producteurs dans le cadre de contrats à long terme. Jusqu'au deuxième choc pétrolier, le prix officiel était le prix directeur du marché.

2. LE DEUXIEME CHOC PETROLIER

Période de transition

Dès l'été 1974, les prix se stabilisèrent. Deux raisons sont évoquées par les experts pour expliquer ce phénomène :

- *L'excédent de l'offre sur la demande. La baisse des prix qui aurait dû résulter de cette situation fut évitée par la réduction des niveaux de production de l'Arabie Saoudite, du Koweit et de la Lybie, et par l'étouffement de la concurrence par les Majors.*

En effet, ils continuaient à répartir le pétrole, comme par le passé, de manière à équilibrer globalement l'offre et la demande.

- *La mise en place de contrats à long terme qui figeaient le prix du brut pour une durée de 10 à 15 ans.*

Après le premier choc et jusqu'au deuxième, les prix spot demeurèrent alignés sur les prix officiels. Le marché spot n'était qu'un marché marginal qui ne représentait guère plus de 3 % du commerce international, selon les estimations des personnes rencontrées.

Le déclenchement de la crise

Pour suivre l'évolution des prix du deuxième choc, nous utiliserons la figure 10. Le brut étudié est l'Arabe léger qui, de par ses quantités commercialisées, était la référence internationale. Trois courbes sont représentées :

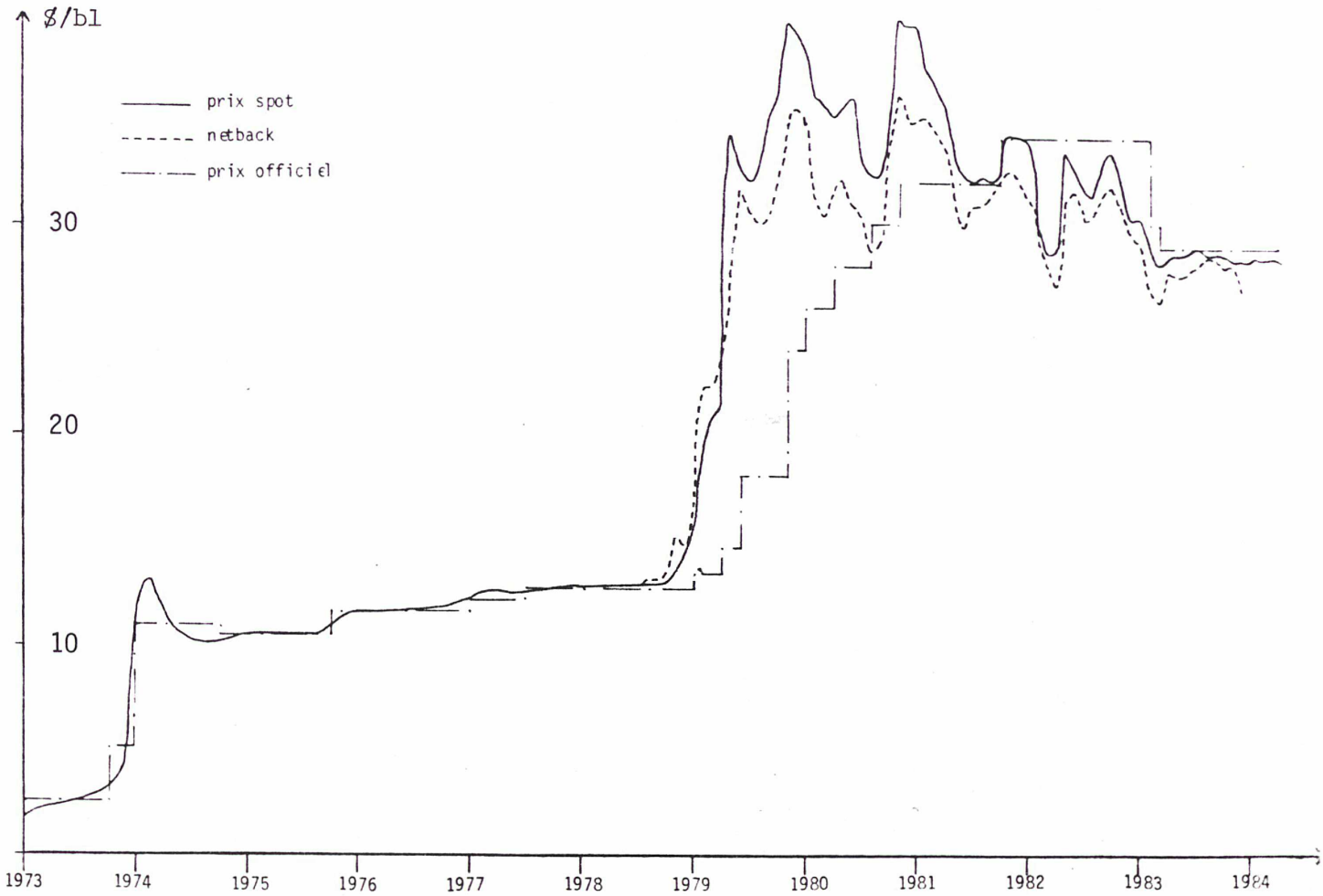
- celle du prix officiel,
- celle du prix spot,
- celle du Netback, notion dont on peut donner la définition suivante.

C'est un calcul théorique qui permet au raffineur de déterminer le prix FOB (Free on Board) maximum auquel il peut acheter le baril de brut sur le marché spot. Quatre éléments sont pris en compte dans le calcul :

1° *Le prix spot des produits finis, selon les zones géographiques,*
2° *les rendements en différents produits, compte tenu de l'outil de raffinage et de la qualité de brut à traiter,*
3° *le coût marginal de raffinage puisque la capacité de raffinage est excédentaire,*
4° *le prix spot du frêt maritime entre le puits et la raffinerie.*

Ainsi, la valorisation à Rotterdam de l'arabe léger pour une raffinerie standard se calcule de la manière suivante (les prix sont ceux de février 1984) :

PRODUIT	*PRIX SPOT ROTTERDAM*		*RENDEMENT*		
Naphta	*29,32 $*	*x*	*5,4 %*	*=*	*1,58 $*
Super	*31,75*	*x*	*11,9 %*	*=*	*3,78*
Ordinaire	*30,91*	*x*	*4,3 %*	*=*	*1,33*
Gas oil	*33,67*	*x*	*40,3 %*	*=*	*13,57*
Fuel	*25,84*	*x*	*32,8 %*	*=*	*8,48*
					28,74 $
- Coût marginal du raffinage				*-*	*0,30*
- Prix spot du transport				*-*	*0,86*
PRIX FOB D'UN BARIL D'ARABE LEGER RAFFINE					*27,58 $*



Source : PIW

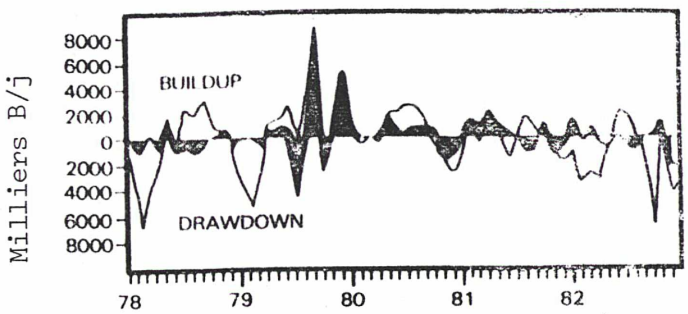
Figure 10 - Comparaison prix spot, netback, prix officiel de l'arabe léger 34°API.

L'événement politique qui déclencha le deuxième choc fut la crise iranienne. La production iranienne décrut de 6 Mb/j en septembre 1978 à 400 000 b/j en janvier 1979. Plus qu'une véritable pénurie, la panique des pays consommateurs allait entraîner les hausses du prix au deuxième choc pétrolier. C'est ce que révèle la figure 10 avec l'envol du netback. C'est avec le deuxième choc que le marché spot va connaître un premier essor et révéler le changement de structure du marché.

Le marché spot des produits canalisa la panique des consommateurs et entraîna une hausse du prix spot du brut jusqu'en mars-avril 1979.

Par la suite, le système entra dans un cercle vicieux : les opérateurs qui étaient peu intégrés à l'amont (raffineurs indépendants, compagnies dont les ressources propres ne couvraient pas leurs besoins) ne pouvaient plus acheter du pétrole auprès des grandes compagnies internationales, qui, méfiantes de l'avenir, avaient rompu leurs contrats de revente de brut. Ces opérateurs se reportèrent sur le marché spot, y accroissant ainsi la tension. De plus, la constitution de stocks (voir figure ci-dessous) accrut artificiellement la demande de brut.
C'est ainsi que le prix spot, après avoir suivi le netback, le dépassa (figure 10).

FLUCTUATIONS DES STOCKS PRIMAIRES (3)



Surface ombrée = stocks de brut *Courbe = stocks de produits.*

Source : Petroleum Economist Juin 1983

*(3) : stockage sur les champs de production + les soutes des pétroliers au ports de chargement + bruts et produits dans les pipelines + les terminaux déchargement + les raffineries + les grands terminaux de distribution.

Quant au prix officiel, la figure 10 montre qu'il s'est aligné sur le prix spot. Si l'alignement ne fut pas plus rapide, ce fut grâce aux pressions de l'Arabie Saoudite qui monta sa production de 7,5 à 10 Mb/j entre septembre et décembre 1978. Ce pays possède d'importantes réserves et veut donc éviter que le prix du pétrole n'atteigne trop vite le palier de substitution du brut par d'autres sources d'énergie.

Des incohérences dans les prix

Une autre analyse montre l'émergence du prix spot. En effet, tous les bruts ne sont pas de même qualité. Ceux-ci ont une densité*(4) plus ou moins lourde et une teneur en soufre et en métaux plus ou moins élevée.

---

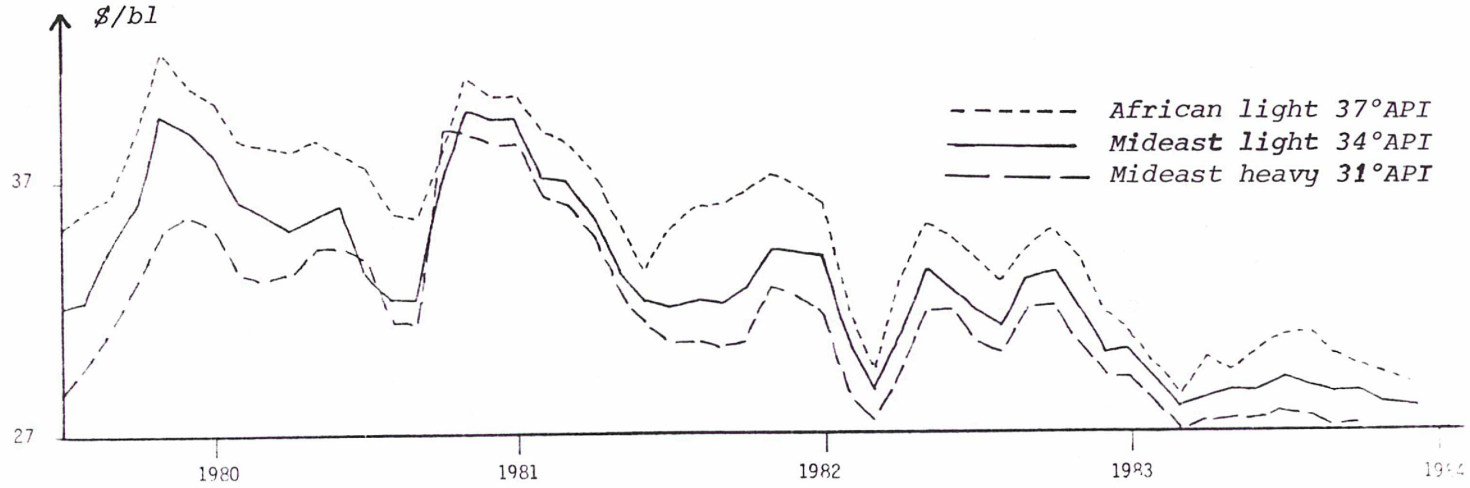
* (4) : la densité d'un pétrole est mesurée en degré API suivant la formule :

$$\text{densité } ^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\text{densité}} - 131,5$$

En première approximation, plus la densité est faible, meilleure est la qualité du brut, car, lors du raffinage, un brut léger produira davantage de fractions nobles (essence) qu'un brut lourd. A densité égale, la qualité du pétrole sera d'autant meilleure que la teneur en soufre et en métaux sera faible, car les procédés d'élimination de ces impuretés sont coûteux. Ceci conduit à des différentiels de prix entre bruts de qualité différente.

Les courbes ci-dessous représentent le prix spot de trois qualités différentes de bruts OPEP. La structure des prix est bien conforme à la définition de la qualité d'un brut : les bruts lourds sont moins chers que les bruts légers.

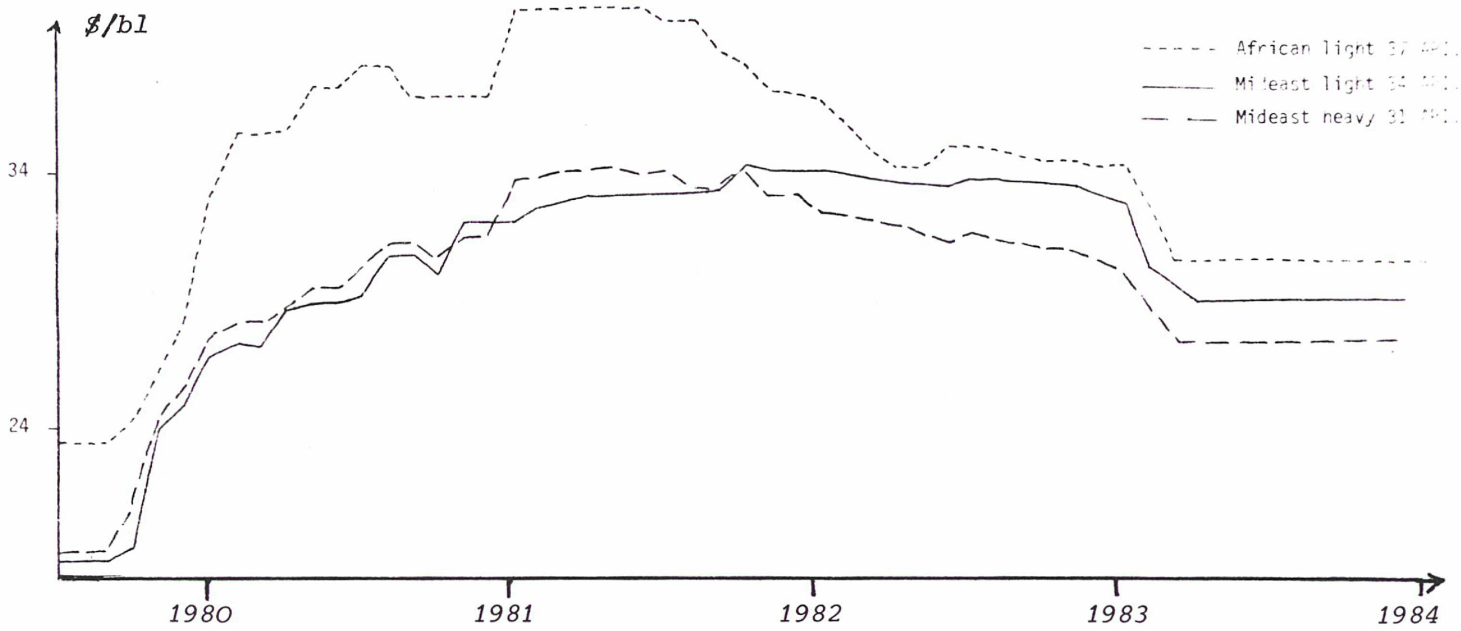
FIGURE 11 (PRIX SPOT)



Source : PIW

La structure des prix officiels des mêmes bruts présente par contre des incohérences.
comme les courbes de la figure 12 (ci-après) le montrent, les prix officiels des bruts lourds du Moyen-Orient sont restés supérieurs aux prix officiels des bruts légers du Moyen-Orient, jusqu'en fin juin 1981.

FIGURE 12 (PRIX OFFICIELS)



En octobre 1981, devant la chute de la demande des bruts OPEP*(5), les pays producteurs membres de l'organisation décidèrent de rétablir une structure normale des prix officiels.

Après le deuxième choc pétrolier, le prix spot est devenu le prix directeur du marché.

Outre le mécanisme d'envol des prix du deuxième choc pétrolier, la figure 10 conduit à faire quatre remarques :

- *ces courbes montrent que, jusqu'en 1981, les compagnies faisaient des profits considérables. Elles achetaient le pétrole au prix officiel - achats résultants des contrats d'achat à long-terme - et le valorisait, en revendant les produits sur le marché spot, à un prix qui, à peu de chose près, était égal au netback.*

---

*(5) : fin 1979, la production OPEP était de 32 Mb/j, en septembre 1981, elle n'est plus que de 20 Mb/j. Dans le même temps, la production non OPEP était passée de 14 Mb/j à 19 Mb/j.

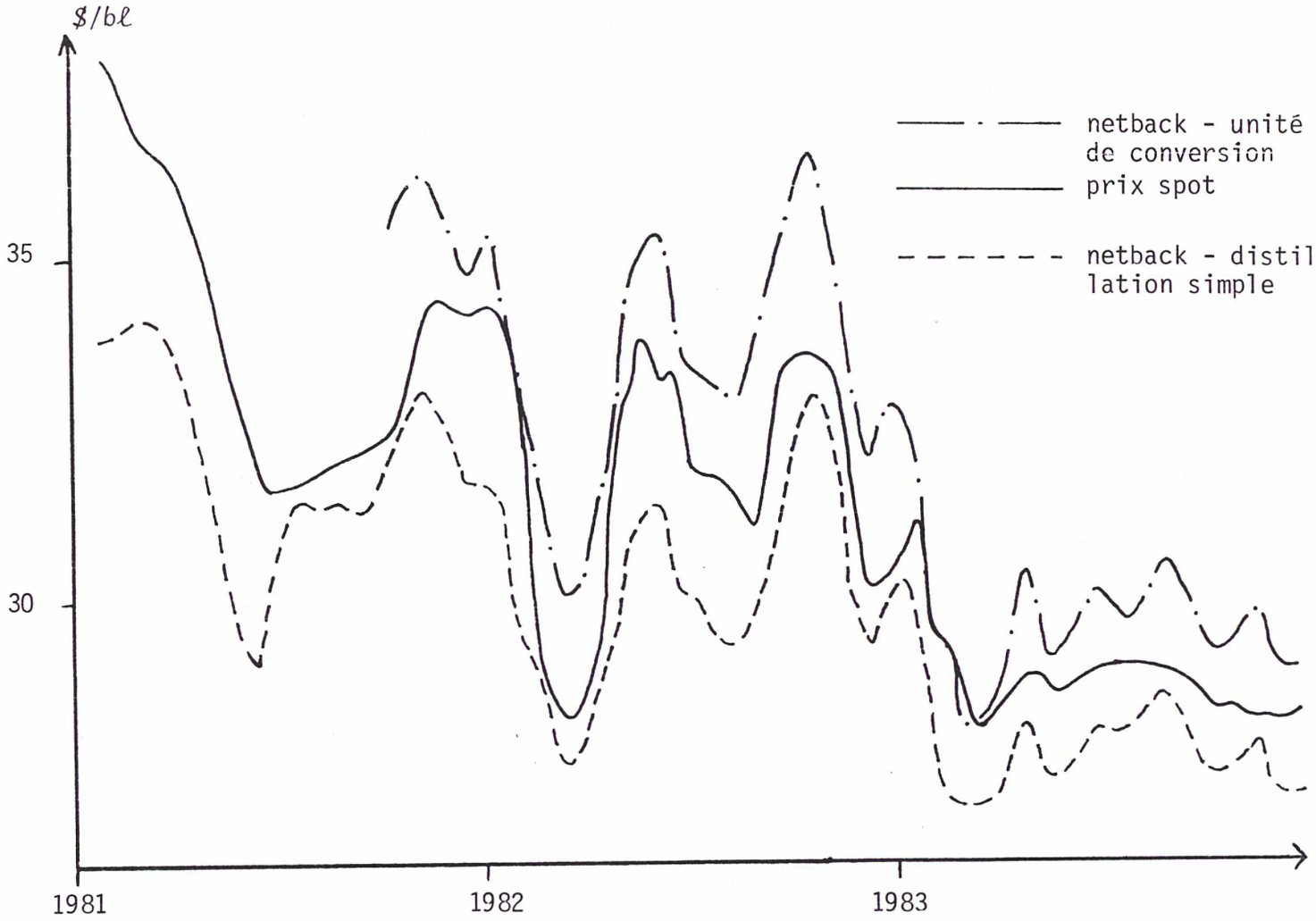
Elles réalisaient une marge allant jusqu'à 15 $/bl. Cependant, toutes les compagnies n'étaient pas sur un pied d'égalité. Celles qui produisaient en Iran avant 1979, durent s'approvisionner au prix spot, ce qui les mettait dans une situation de concurrence défavorable.

- Depuis 1981, le prix spot est devenu inférieur au prix officiel. C'est alors que les compagnies ont cherché à réduire au maximum leur approvisionnement contractuel qui n'était plus avantageux, et à développer la technique du decoupling. Les compagnies ayant toutes intérêt à s'approvisionner au moindre coût sur le marché spot, se retrouvaient sur un pied d'égalité. Le marché spot qui représentait 20 % du commerce international s'est alors accru sensiblement pour atteindre aujourd'hui environ 50 %, selon les estimations des différents acteurs que nous avons rencontrés.

- La figure 10 pourrait conduire à une fausse conclusion : plus personne n'achèterait de l'arabe léger, puisque le netback est inférieur au prix spot et au prix officiel. En fait la courbe représentée sur la figure 10 est celle de la valorisation d'un baril de brut dans une raffinerie moyenne.
  Il existe des raffineries plus performantes (dotées d'unités de conversion) qui sont capables de mieux valoriser ce brut, c'est-à-dire d'obtenir à partir du même brut davantage de fractions légères comme l'essence.

  <u>La figure 13 montre que le netback pour une raffinerie dotée d'une unité de conversion est supérieur aujourd'hui au prix spot.</u>

  Néanmoins, comme la capacité de raffinage est excédentaire, le netback est une notion en terme de coût marginal. Un netback supérieur au prix spot n'est pas une condition suffisante pour que le raffinage ne soit plus déficitaire, ce qui est globalement le cas aujourd'hui.



Source : CFP

Figure 13. Comparaison netbacks et prix spot de l'arabe léger.

- *L'alignement du prix officiel sur le prix spot s'est aussi fait à la baisse en mars 1983.*

3. EVOLUTION DANS UN MARCHE DE SURPLUS

Un troisième choc avorté

Comme le montre la figure 10, les prix spot commencèrent à décroître dès le début de 1980. La guerre Irak-Iran, déclenchée le 23 septembre 1980, relança la tension sur les prix spot . Mais elle fut très vite stoppée puisque dès la fin de l'année la décroissance des prix avait repris. Selon de nombreuses analyses, cette guerre aurait pu déclencher un troisième choc pétrolier. La panique fut évitée à cause du niveau élevé des stocks, en raison des précautions prises au moment de la crise iranienne et de l'intervention d'autres pays arabes. En effet, l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis, le Koweit et le Qatar décidèrent d'augmenter leur production de brut.

Stabilisation : quelle raison ?

La chute des prix spot fut stoppée en mars 1982 par l'instauration des quotas de production au sein de l'OPEP. Mais elle reprit peu après.
Ce n'est qu'en mars 1983 que les prix spot trouvèrent une relative stabilité. Cette stabilité coïncide avec la réunion de l'OPEP de mars 1983. Cette réunion avait deux objectifs : éviter un désaccord entre les pays producteurs membres de l'organisation et déterminer le niveau de production et le prix du marker*(6) de manière à enrayer la chute des prix spot .

Nous ne saurions affirmer avec certitude que la stabilisation des prix spots trouve son origine dans la baisse de 5 $ du marker et dans l'instauration des quotas de production de l'OPEP.

---

*(6) : le prix du marker est une notion tout à fait distincte du prix officiel de l'arabe léger. C'est un prix fictif, négocié entre les membres de l'OPEP, duquel on déduit le prix officiel d'un brut déterminé en lui ajoutant un différentiel négocié également. En général le prix officiel de l'arabe léger est égal au prix du marker mais ça n'a pas toujours été le cas : par exemple, début 81, le marker était à 36 $/bl et l'arabe léger à 32 $/bl.

Cependant, la coïncidence des deux événements laissent penser qu'il y a des liens entre eux.

Outre la quasi-simultanéité de la stabilisation des prix spots et de la baisse des prix officiels, les circonstances qui ont abouti à la décision de l'OPEP sont à souligner. En effet, la réunion officielle de l'OPEP fut précédée d'une longue période de discussion non seulement entre les différents pays membres mais aussi avec les producteurs non OPEP, principalement avec le Mexique, le Royaume-Uni, la Norvège et la Malaisie. Cela laisse supposer que pays producteurs OPEP et non OPEP ont pris conscience de la convergence de leurs intérêts.

Dans un marché où l'offre est supérieure à la demande, seule une baisse des prix est vraisemblable. Mais celle-ci entraînerait la diminution des revenus pétroliers, difficilement acceptable par les pays producteurs, qu'il s'agisse de pays industrialisés comme la Grande-Bretagne ou de pays en voie de développement comme le Nigéria. Les contraintes financières pesant sur ces derniers provoqueraient des tensions politiques internes que tous les gouvernements de ces pays cherchent à éviter.
Les coûts d'exploration-production des gisements situés dans la première catégorie de pays sont en général élevés. Une baisse des prix entraînerait le retrait des compagnies pétrolières productrices et par là même, la réduction à néant des revenus pétroliers du pays.

Les compagnies, en ce qui concerne leurs activités d'exploration-production, ont intérêt au maintien des prix. Les gisements situés dans des régions politiquement sûres ont des coûts d'exploration-production élevés et ne sont donc accessibles qu'avec le maintien d'un prix élevé.

Des fluctuations à court terme

Nous avons observé une stabilisation des prix en moyenne mensuelle. L'étude de l'évolution des prix à plus court-terme relativise cette stabilisation. La figure 14 retrace l'évolution sur 82-83 de l'indice d'instabilité*(7) des moyennes hebdomadaires des prix spots pour deux bruts : l'un est très spéculatif*(8), le Brent, l'autre peu, l'arabe léger. Dans les deux cas la stabilisation est bien mise en évidence par la baisse de l'indice d'instabilité. Mais ce dernier n'est pas nul, ce qui aurait été le résultat avec les prix antérieurs au premier choc pétrolier. En moyenne, l'indice vaut aujourd'hui 0,5 %, soit 15 cts/bl environ. Sur une cargaison moyenne de 100 000 tonnes, cela représente 100 000 $.

---

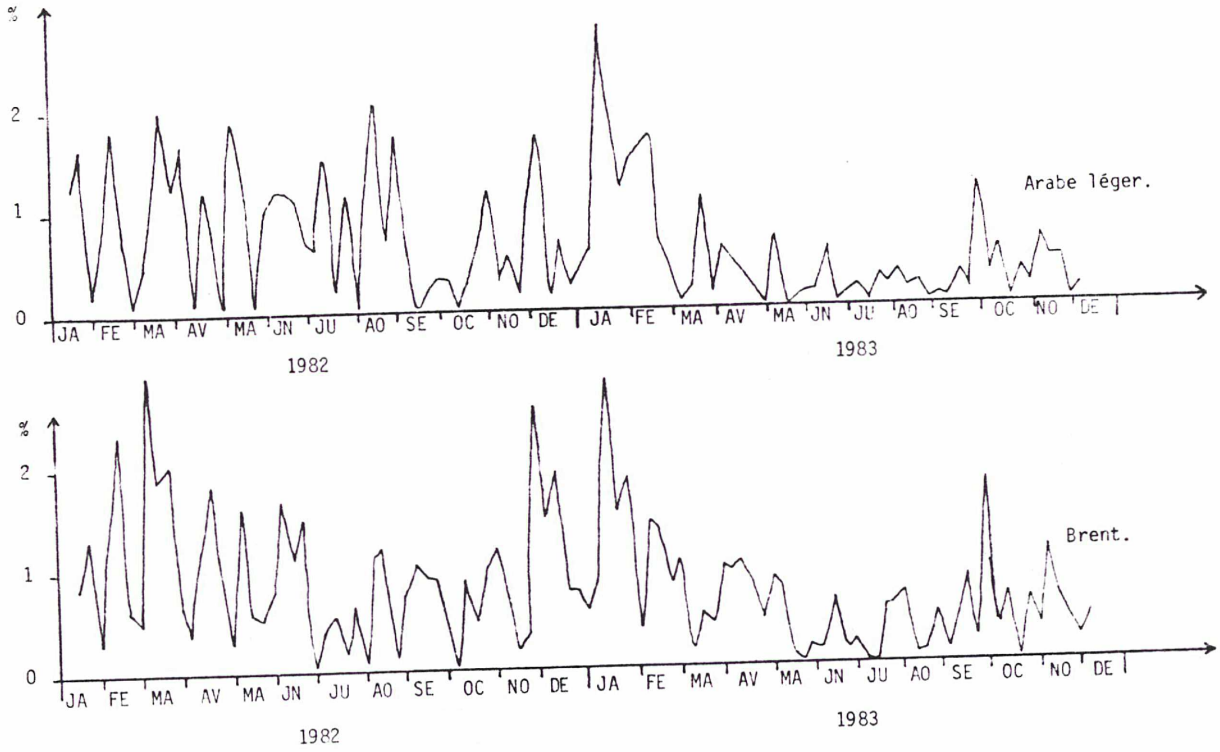
*(7) : l'indice d'instabilité est mesuré comme l'écart en % du prix de la semaine à la moyenne mobile des prix centrés sur cette semaine. Cette moyenne mobile est calculée sur 5 semaines.

$$I = \frac{Pi - Mi}{Mi}$$

Pi = prix de la semaine i.
Mi = moyenne mobile des prix centrés sur la semaine i calculée sur 5 semaines.

*(8) : le Brent est plus spéculatif que l'arabe léger parce qu'il est plus proche des centres de raffinage. Si le marché est tendu, les traders préfèrent limiter leur risque dans le temps, donc opèreront de préférence sur les bruts courts comme le Brent, c'est-à-dire disponible rapidement.
Le prix du Brent monte, entraînant celui des bruts voisins tels que ceux d'Afrique de l'Ouest ou de Lybie. En période d'excédent, les traders prennent des positions plus longues. Ils laissent tomber les bruts courts comme le Brent dont le prix chute entraînant ceux des bruts voisins. Ils préfèrent acheter l'arabe léger qui mettra un mois à venir, ce qui laisse le temps au marché de se retourner.

FIGURE 14



Source : ELF-AQUITAINE

Evolution de l'indice de fluctuations à court terme.

Ces fluctuations à court-terme trouvent leur origine dans des événements ponctuels tels qu'un incendie de plateforme, un incident technique au port de chargement entraînant 2 ou 3 semaines de retard ou un ajustement des besoins de raffinage au dernier moment.

Cette stabilisation relative des prix semble être la première dans son genre dans l'industrie pétrolière : la structure du marché pétrolier ne s'est pas fondamentalement modifiée depuis le début 1981 ; pourtant, les prix ont connu une période de fortes fluctuations jusqu'en 1983 puis une stabiliation relative.

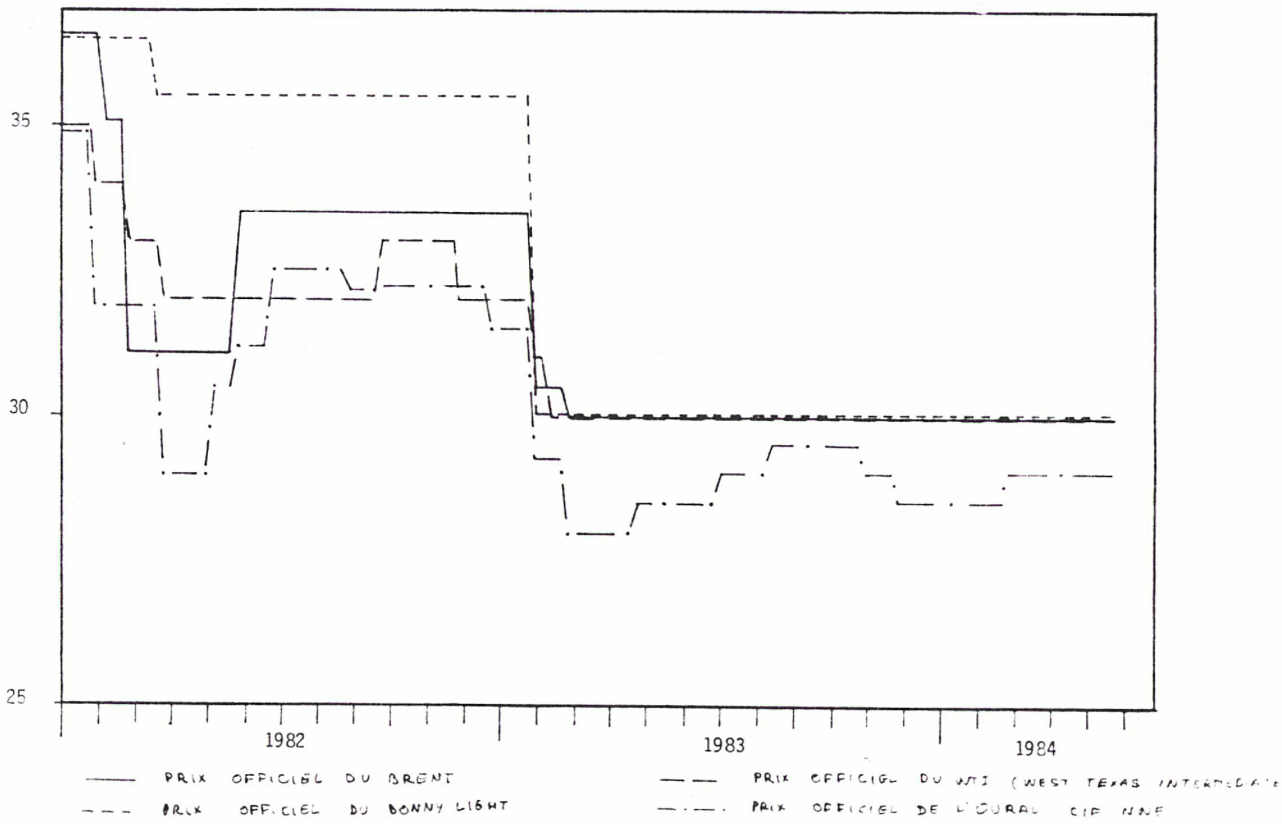
II - LA COMPLEXITE DE LA FORMATION DES PRIX

1. EVOLUTION RECENTE DANS LE CAS D'AUTRES BRUTS

Jusqu'à maintenant nous n'avions poursuivi l'analyse qu'en faisant référence au prix de l'arabe léger, puisque, de par ses quantités commercialisées, son prix était devenu le prix directeur. Les figures 15 et 17 retracent l'évolution des prix spot et officiels depuis 1982 de quatre bruts d'origine géographique différente : le Brent de la Mer du NOrd, le WTI (West Texas Intermediate) des Etats-Unis, le Bonny Light du Nigéria et l'Oural de Russie.

Nous avons montré qu'aujourd'hui les prix officiels n'avaient plus de signification économique. Cependant, ils ont un caractère politique. En tant que tel, ils reflètent les pressions exercées par le marché spot sur les pays producteurs.

FIGURE 15



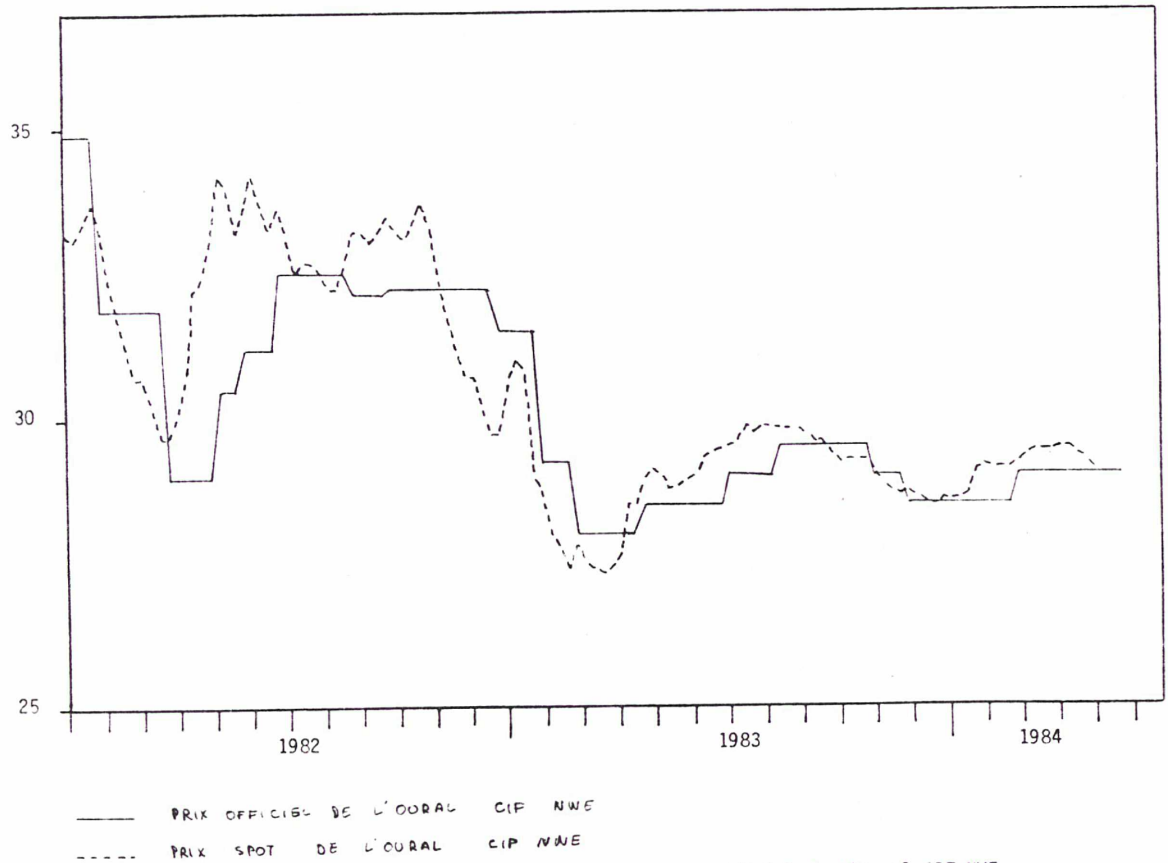
Source : ELF-AQUITAINE

Comparaison de prix officiels.

La stabilisation des prix officiels du Brent, du WTI et du Bonny Light à 30 $/bl depuis mars 1983 exprime donc le consensus évoqué précédemment : les pays producteurs sont parvenus à contenir les fluctuations du marché spot en ajustant leur niveau de production.

Le cas du brut russe est un peu particulier. Les ajustements du prix officiel sont très fréquents, avant comme après mars 1983. Si on compare l'évolution de prix spot et officiel de l'Oural depuis 1982, on s'aperçoit que le prix officiel suit les mouvements du prix spot avec quelques semaines de retard (figure 16). Les russes réalignent donc en permanence le prix officiel sur le prix spot. Cette technique permet d'éviter la rupture de contrats, à la suite de désaccord sur les prix entre les co-contractants. Les russes maintiennent ainsi un flux constant d'entrée de devises.

FIGURE 16

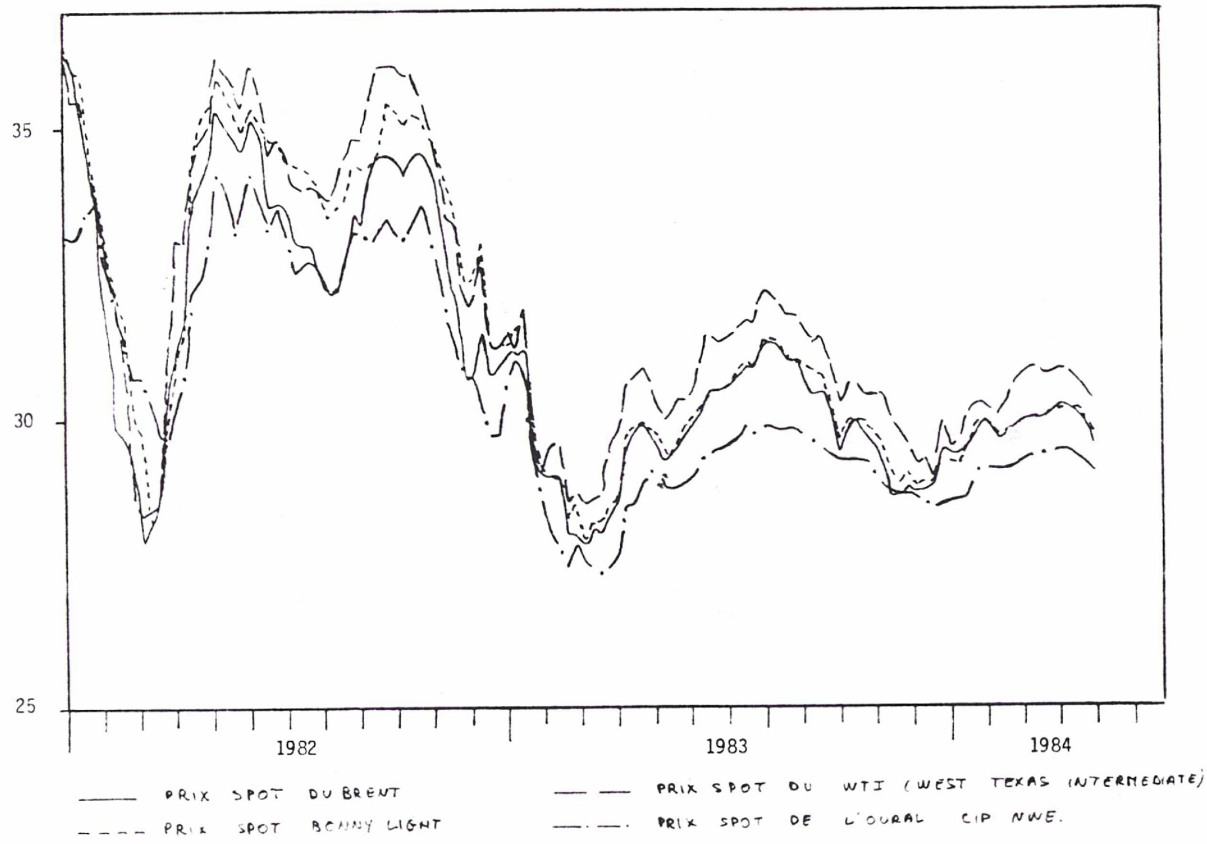


Source : ELF-AQUITAINE

Comparaison prix spot et officiel de l'Oural CIF NWE.

Les courbes des prix spot de différents bruts mettent aussi en évidence une tendance à la stabilisation, mais à un moindre degré que sur l'arabe léger. Depuis mars 1983 jusqu'en avril 1984, ce dernier a oscillé entre 28 et 29 $/bl tandis que le prix de l'Oural et celui du Brent variaient dans une fourchette respectivement de 2,5 et 3,5 $/bl. Cette disparité met en évidence la complexité de la formation des prix dont nous montrerons les principales raisons dans les paragraphes suivants.

FIGURE 17



Source : ELF-AQUITAINE

Comparaison de prix spot.

2. ANALYSE DES DIFFERENTIELS DE QUALITE

Revenons aux figures 11 et 12 qui retracent l'évolution des prix officiels et spots de trois types de brut depuis 1979 : des bruts légers du Moyen-Orient tels que l'Arabe léger, l'Iran léger, le Dubaï, des bruts lourds du Moyen-Orient tels que l'Arabe Medium, le Koweit et l'Iran lourd et des bruts africains légers comme le Zueitina de Libye, le Bonny Light et le Brass River du Nigéria.

La comparaison des différentiels spot montre qu'ils ne restent pas constants dans le temps.

Tout d'abord, les différentiels s'accroissent l'été et diminuent l'hiver. Les raffineurs expliquent ce phénomène par le fait que l'été la consommation d'essence s'accroît et que l'hiver la demande de fuel augmente. Ainsi, en été, les bruts légers sont-ils plus demandés et mieux valorisés que les bruts lourds.

D'autre part, depuis 1979, les différentiels ont diminué : sur les trois types de bruts de la figure 11, ils tombent, en moyenne, de 2,5 $/bl en 1979 à 1 $/bl en 1983. Les pétroliers s'accordent à expliquer cette diminution par la modernisation du raffinage. Les unités de conversion permettent de mieux valoriser les bruts lourds qu'auparavant. Aujourd'hui, apparaissent donc une préférence pour les bruts lourds et peu chers et un relatif désintérêt pour les bruts légers et plus chers.

Le comportement des pays producteurs semblent contribuer à ce phénomène. Cherchant à augmenter leurs revenus pétroliers, surtout en ce qui concerne les pays producteurs en voie de développement*, ils ont tendance à vendre davantage de bruts légers et chers que de bruts lourds. Ainsi, ils ne font qu'accroître l'excédent global de l'offre sur la demande des bruts légers par rapport aux bruts lourds, et donc baisser le prix spot des premiers par rapport à celui des seconds.

---

* Compte tenu des limitations de production imposées par les quotas par les membres de l'OPEP.

Nous venons d'expliquer quels sont les facteurs qui conduisent à l'existence de différentiels entre les bruts. Nous avons observé que la structure des prix était logique en fonction de la qualité du brut. Il demeure néanmoins une question à laquelle personne n'a encore apporté de réponse : les différentiels sont-ils justes ? Pour quelles raisons tel brut vaudrait 2 $ de plus que tel autre ? Avec le développement du marché spot, la notion technique du différentiel s'estompe au profit d'une notion plus commerciale basée sur l'offre et la demande relatives des différents bruts.

3. LA RELATION ENTRE PRIX DES BRUTS ET DES PRODUITS

Le marché des produits est un peu plus localisé que celui du brut. On distingue généralement six zones principales : les USA, les Caraïbes, Rotterdam, la Méditerannée (Italie), le Golfe persique et Singapour.
Le marché spot des produits est un marché d'appoint. Peu de compagnie pétrolière si ce n'est aucune ne raffine du brut dans le seul but de vendre tous les produits obtenus sur le marché spot. Dans la plupart des cas, les raffineurs ne vendent spot un produit que lorsqu'ils en ont en excès et n'en achètent spot que s'ils en manquent ou s'ils opèrent un arbitrage brut-produit comme nous le verrons plus loin.

Cependant, le marché des produits tend à s'internationaliser. Les surcapacités d'affrêtement interviennent dans ce phénomène à un double niveau. D'une part, la faiblesse des taux de frêt facilite l'arbitrage spacial : par exemple, la vague de froid aux Etats-Unis en janvier 1984 a eu pour effet secondaire d'augmenter la production d'essence aux Etats-Unis (puisqu'il fallait produire du fuel domestique pour le chauffage). Les stocks étant déjà pleins, cette surproduction entraîna une baisse du prix de l'essence. Celle-ci fut suffisante pour que cette essence puisse être importée à Rotterdam à un prix compétitif, après que le transport Etats-Unis-Rotterdam ait été payé.

Les armateurs d'autre part, préfèrent les longs voyages. En effet, ceux-ci sont plus rémunérateurs. Le prix du transport est, dans ce cas, négocié plutôt que déterminé sur une base spot.

Un autre facteur important est à prendre en considération : l'intégration aval des pays producteurs de l'OPEP. Certains rachètent des raffineries et des réseaux de distribution à des compagnies comme l'a fait le Koweit avec les installations de Gulf en Italie ou en Belgique. Une telle stratégie ne modifie pas la physionomie du marché des produits. Par contre, d'autres pays, comme l'Arabie Saoudite, se dotent de capacités de raffinage proches des lieux de production (voir annexe 9).

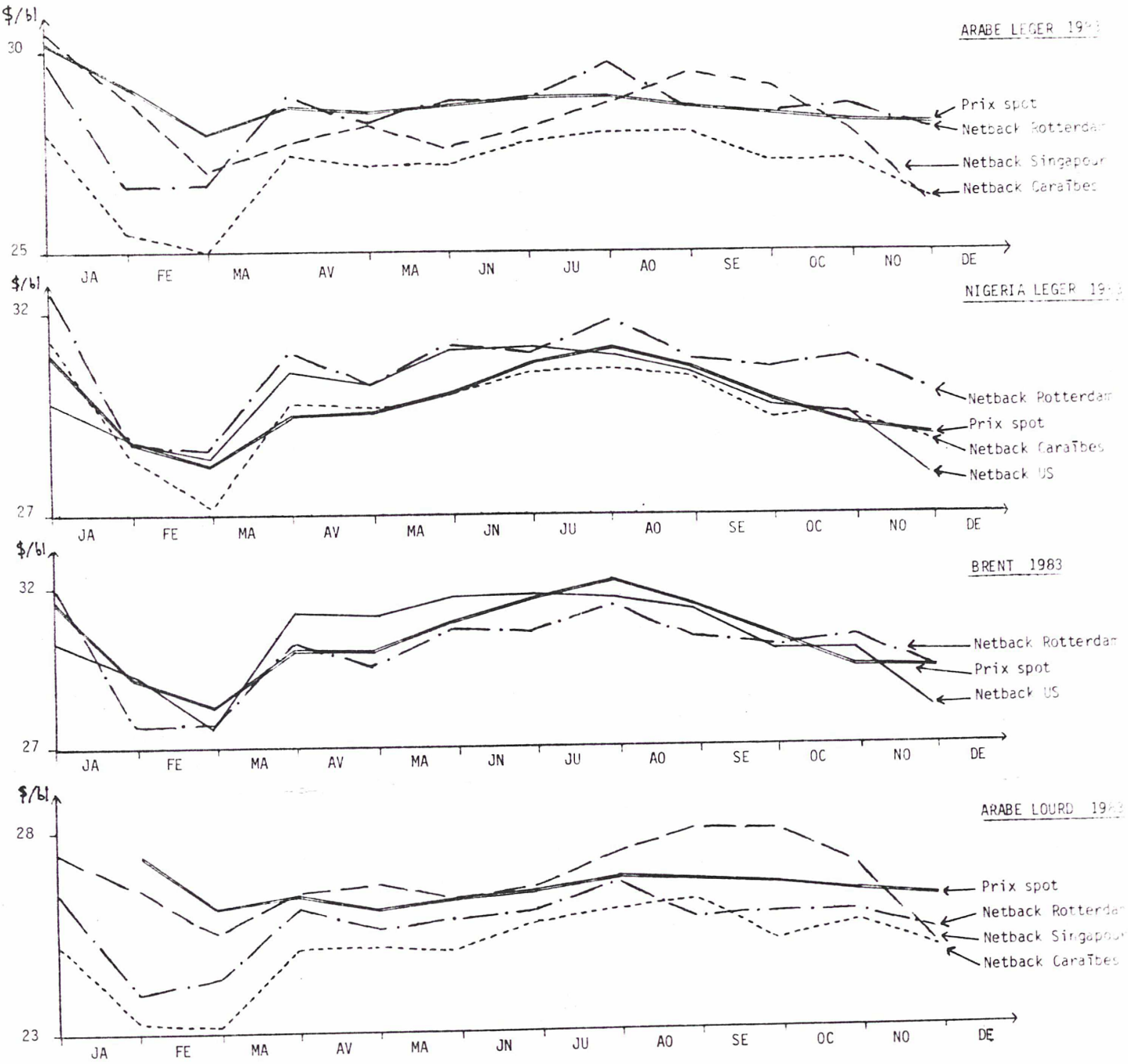
Les différents marchés spot

Dans l'optique de déterminer si la relation entre les prix spots des bruts et ceux des produits était cohérente avec les flux principaux d'approvisionnement spot, nous avons comparé le prix spot d'un brut et sa valorisation - son netback - dans un des six principaux centres de raffinage.

Schématiquement, on peut considérer que les principaux flux internationaux d'approvisionnement spot sont les suivants : Afrique de l'Ouest - Côte Est des Etats-Unis, Golfe persique-Europe, Golfe persique-Japon.

Les résultats que nous avons obtenus sont assez disparates (figure 18). Ainsi, il existe, sur 1983, une bonne corrélation entre la valorisation du Nigéria léger aux Caraïbes et son prix spot. Par contre, les résultats sur l'Arabe léger ou le Brent (raffiné essentiellement en Europe) sont peu significatifs. Quant à l'Arabe lourd, les résultats sont encore plus mauvais. Cinq raisons peuvent expliquer cette disparité :

FIGURE 18



COMPARAISON PRIX SPOT ET NETBACKS

- le prix spot d'un brut est significatif à la condition que les quantités commercialisées par le canal du marché spot soient importantes (cas de l'arabe lourd).

- La consommation d'un brut varie avec la saisonnalité. Il n'est donc pas facile d'obtenir une bonne corrélation sur une année entière entre le prix spot d'un brut et sa valorisation.

- Dans une même zone de raffinage, une partie des produits provient d'une filière intégrée. Il y a donc des produits raffinés à partir de bruts spots et à partir de bruts de transfert. Le prix des produits résultent donc du coût d'approvisionnement des deux sources dont les quantités sont presque égales en volume, et non pas uniquement du prix spot*(1).

- Une fois qu'on a établi quels bruts étaient importés dans la région étudiée, il faut connaître le comportement des raffineurs. Le dimensionnement des unités de conversion par rapport aux unités de distillation est déterminant à cet égard. Si les unités de conversion sont saturées, le baril marginal passera en distillation simple : les produits lourds comme le gasoil sont alors les produits directeurs du marché. Inversement, si les unités de conversion ne sont pas saturées, le baril marginal sera craqué : les produits légers comme l'essence ou le naphta sont alors les produits directeurs du marché.

- L'arbitrage effectué par les compagnies entre l'achat de produits et le raffinage du brut modifie la structure des prix des produits et des bruts. Cet arbitrage est possible , en raison de l'excédent global de l'offre sur la demande et la surcapacité du raffinage.

---

*(1) : le prix de transfert n'est pas toujours égal au prix spot, bien qu'avec la technique du decoupling, ce soit la solution adoptée.

Cet arbitrage n'est cependant pas si simple. En pratique, il faut de un à deux mois entre l'achat d'un brut et l'obtention de produits raffinés. Cela signifie que l'arbitrage doit se faire entre le prix des bruts aujourd'hui et ceux des produits dans deux mois.

Le problème de la relation entre les prix des bruts et ceux des produits soulève aujourd'hui un regain d'intérêt tant de la part des compagnies que des gros traders. Des études statistiques sont menées afin de déterminer des indicateurs sur les prix spots des produits qui permettraient de prévoir les tendances sur la variation des prix spots des bruts.

Depuis le deuxième choc pétrolier, les prix ont connu deux changements importants :

- *le prix spot est devenu le prix directeur du marché. Le prix officiel s'aligne désormais sur le prix spot.*

- *Les prix se sont stabilisés en moyenne depuis mars 1983. Cependant, les fluctuations à court-terme et l'analyse de l'évolution récente des prix spots de différents bruts relativisent cette stabilité.*

Par ailleurs, la comparaison des prix spots entre eux et l'étude de la relation des prix brut-produit mettent en évidence la complexité de la formation des prix.
A long et moyen terme, des facteurs techniques tels que la modernisation du raffinage ou les variations saisonnières expliquent les évolutions différentes des prix des bruts. A court-terme, cependant, seule la confrontation instantanée de l'offre et de la demande permet d'établir les prix relatifs des différents bruts.

CONCLUSION

A l'issue de cette étude, deux questions se posent sur l'avenir du marché pétrolier. Il s'agit de :

- l'évaluation des marges de manoeuvre respectives des différents groupes d'acteurs face aux mouvements du marché ;

- des perspectives d'évolution de la situation d'ici la fin de la décennie.

Les considérations qui suivent ne prétendent apporter que des éléments de réflexion et en aucun cas une réponse définitive.

1. QUI PEUT S'OPPOSER AUX MOUVEMENTS DU MARCHE ?

Le prix spot, déterminé grâce à la confrontation instantanée de l'offre et de la demande, est aujourd'hui le prix directeur du marché pétrolier. Dans cette optique, étudions les moyens dont disposent les acteurs, pour infléchir la tendance des prix. Ces moyens sont relatifs au contrôle des quantités, qu'il s'agisse du niveau de production, du mode de gestion des stocks ou des actions sur la demande.

Considérons les trois catégories d'acteurs pertinentes : pays producteurs, pays consommateurs et compagnies internationales, assimilés tous trois à des groupes homogènes dans un premier temps. Ensuite, il faudra déterminer si ces acteurs peuvent trouver un réel intérêt à s'opposer aux mouvements du marché et, si tel est le cas, dans quelle mesure leur intervention peut être efficace.

Pays producteurs

La baisse de la demande a apporté des restrictions au pouvoir que la propriété des gisements confère à ces pays.

- Action contre une hausse des prix : augmentation de la production. Ce levier se heurte en pratique à deux types de difficultés.

  . *Le couple Quantité-Prix n'est jamais parfaitement corrélé dans la réalité économique ;*

  . *Les pays producteurs ayant intérêt à lutter contre une hausse des prix se recrutent uniquement parmi les modérés qui disposent de fortes réserves dans leur sous-sol ("colombes" comme l'Arabie Saoudite ou le Koweit). Cette catégorie de pays craint en particulier une substitution à long-terme du pétrole par d'autres formes d'énergies.*

- Action contre une baisse des prix : diminution de la production. Un problème se pose alors : de quelle quantité faut-il baisser la production pour faire remonter le prix de 5 $? et pendant combien de temps ?

En tout état de cause, les pays producteurs se trouvent aujourd'hui confrontés à cette deuxième situation. L'OPEP, par l'instauration de quotas de production, y a apporté une réponse partielle qui semble satisfaisante. Une nouvelle baisse des prix nécessiterait une concertation plus large et plus formelle entre tous les producteurs, qu'ils soient OPEP ou non OPEP.

Pays consommateurs

Jusque là, cette catégorie d'acteurs n'est pas apparue, en tant que telle, dans notre étude.

Ceci tient à ce que les consommateurs finaux n'interviennent pas directement sur le marché du brut. Néanmoins, les états consommateurs possèdent une arme qu'il ne faut pas négliger : le stockage stratégique. Lors d'une hausse des prix, un déstockage adéquat devrait permettre d'inverser la tendance, et réciproquement en cas de baisse des prix.

L'utilisation efficace d'une telle arme suppose une coordination sans faille entre tous les pays consommateurs. En pratique, il semble qu'il n'existe pas actuellement d'instance internationale d'un poids suffisant pour imposer une utilisation concertée des stocks stratégiques. Par ailleurs, les pays sont divisés quant à la nécessité d'une stabilisation du marché. Des pays producteurs-consommateurs comme les USA ou la GB défendent plutôt la thèse du "*Laisser-faire*". A l'inverse, la France et l'Italie, plus vulnérables sont favorables à une utilisation dirigée des stocks stratégiques.

De plus, dans certains pays, les stocks stratégiques sont réglementés par l'Etat, mais détenus directement par les filiales des compagnies internationales. Or, comme nous le verrons, les objectifs de profit des compagnies s'opposent aux contraintes de sécurité des états consommateurs.

Soulignons enfin, que les pays consommateurs ont la possibilité d'agir à plus long-terme contre une hausse des prix par le biais des économies d'énergie, de l'amélioration des coefficients d'efficacité et des actions pour la substitution par d'autres formes d'énergie devenues moins coûteuses que le pétrole. Cette arme, efficace à l'horizon d'une décennie n'apporte aucun secours à court-terme.

Compagnies internationales

Les compagnies ont à leur disposition deux moyens pour inverser la tendance des prix : il s'agit de leurs stocks propres et de la production des gisements qui leur sont concédés. L'utilisation de ce second moyen est d'efficacité réduite dans la mesure où aujourd'hui ce sont les pays producteurs qui impose le niveau de production, sauf dans quelques cas particuliers comme les USA ou le Gabon.
En ce qui concerne le stockage, il faut garder à l'esprit que les compagnies optimisent avant tout leur profit. Il serait donc aberrant pour elles de gérer leurs stocks à contre conjoncture.

Rien ne prouve en pratique que les firmes internationales aient intérêt à s'opposer aux mouvements de prix. Le stockage a un coût et les compagnies peuvent en général répercuter les hausses de prix sur le consommateur final de produits raffinés.
N'oublions pas que les chocs pétroliers ont été pour elles l'occasion de profits considérables, et aujourd'hui dans un marché déprimé, leurs bénéfices nets en $ constants sont supérieurs à ceux d'avant 1973.
Une gestion optimale de leurs stocks ne pourraient qu'accentuer les mouvements du marché.

Une hausse des prix ne nuirait donc qu'aux pays consommateurs. Ils ne pourraient l'enrayer que par la gestion de leurs stocks stratégiques. Jusqu'à présent, cette arme n'a pas été utilisée de façon efficace. Pourra-t-elle l'être un jour ?
Inversement, les pays producteurs souffriraient d'une baisse des prix. L'arme du contrôle de la production semble depuis un an avoir connu un réel succès. Si la tendance à la baisse s'accroît, les pays de l'OPEP (et en particulier l'Arabie Saoudite) pourront-ils supporter seuls le poids d'une nouvelle contraction de la production ?

2. QUELS SCENARIOS D'EVOLUTION POUR L'AVENIR ?

A cette question, les opérateurs que nous avons rencontrés n'ont généralement pas apporté de réponse. Deux raisons peuvent expliquer cette attitude :

- toutes les prévisions se sont jusqu'à présent révélées inexactes. Personne n'a en effet prévu le premier choc pétrolier, et encore moins le second. La baisse des prix du pétrole n'a pas non plus été anticipée par les experts.

- La physionomie du marché à moyen-terme sera fonction de nombreux facteurs incontrôlables : évolution de l'offre, de la demande, et des tensions politiques ou religieuses susceptibles de s'aggraver !

L'évolution de la demande

La mutation industrielle qui se dessine pour le futur ne va pas dans le sens d'une augmentation de la demande d'énergie. La place du pétrole dans les bilans énergétiques dépendra de son prix relatif par rapport aux autres formes d'énergie et de la rapidité avec laquelle seront achevés les investissements d'économie et de reconversion.

Enfin, la demande de pétrole sera fonction de la volonté d'indépendance énergétique des pays consommateurs importateurs. En effet, certains pays comme la France ont choisi de répondre aux problèmes de sécurité par la diversification des sources d'énergie, quelqu'en soit le coût (nucléaire par exemple).

Ces éléments permettent de penser que la demande mondiale de pétrole ne devrait pas croître de façon sensible d'ici la fin de la décennie, et ce malgré une éventuelle reprise de la croissance économique.

L'évolution de l'offre

Les pronostics sur l'offre sont beaucoup plus contrastés. Trois types de scénarios peuvent être envisagés à moyen-terme.

. *Un scénario d'entente* entre les producteurs. Il permettrait de limiter l'offre et de maintenir les prix en tendance, malgré des fluctuations conjoncturelles à court-terme. Ce scénario suppose une concertation d'une part entre les partenaires de l'OPEP, et d'autre part, entre les pays OPEP et non OPEP. Au sein de l'OPEP, la souplesse financière de l'Arabie Saoudite permettra d'assurer l'adaptation de l'offre. C'est ce scénario qui semble se dessiner depuis le début 1983.

L'ampleur des fluctuations de prix sera alors limitée à la hausse par la morosité de la demande et à la baisse par l'auto-discipline des producteurs, le marché pétrolier serait en quelque sorte en liberté surveillée.

. *Un scénario de guerre des prix* entre les producteurs. Dans cette hypothèse, il est probable que le prix spot baisse, entraînant avec lui le prix des contrats. La physionomie générale du marché serait alors très perturbée. En effet, les pays producteurs-consommateurs comme la GB ou les USA pourraient établir des barrières douanières pour protéger leur production intérieure, dont les coûts sont élevés.

Le maintien de prix artificiellement hauts provoquerait un repli accéléré des activités amont des compagnies vers ces régions protégées. La demande de brut en provenance de l'OPEP diminuera et il est probable que cette organisation cessera d'exister.
Cependant, un tel scénario n'apparaît guère plausible pour deux raisons :

- *difficultés politiques liées à la mise en place de barrières douanières. Pourquoi les industriels anglais paieraient-ils leur pétrole plus cher que leurs homologues européens ?*

- *risque de déstabilisation profonde du système monétaire. Des pays comme le Mexique ou le Nigéria seraient conduits à la faillite.*

Compte tenu des événements politiques actuels dans le Golfe, il ne faut pas exclure l'hypothèse d'un *troisième choc pétrolier.*
Une pénurie plus ou moins longue, liée à un durcissement et à une extension du conflit opposant l'Irak et l'Iran, ou encore à une révolution islamique en Arabie Saoudite, pourrait engendrer une panique et une montée des prix.

L'ampleur du choc dépendra de la capacité des autres producteurs à augmenter rapidement leur production ainsi que de la gestion des stocks mondiaux par les états consommateurs.
Les pays producteurs courent le risque que le prix baisse aussi vite qu'il n'est monté, une fois le mouvement de panique terminé.

En effet, les belligérants devront produire pour s'assurer des rentrées financières. Il n'est pas évident que les autres producteurs acceptent de ramener alors leur production à son niveau antérieur.
Pour les pays, le choix sera alors entre l'entente ou la guerre des prix.

A plus long-terme, de nouveaux éléments devront être pris en compte. Il s'agit d'une part de la concentration des réserves aux mains d'un petit nombre de pays, et d'autre part, de la volonté de ces pays de développer leur intégration vers l'aval de la filière pétrolière. L'histoire est-elle un éternel recommencement ? Verrons-nous un nouveau cartel de producteurs intégrés du gisement à la pompe ?

_o_o_o_o_o_o_o_o_o_o_o_o_

PLAN DES ANNEXES

- 1 : Modes de calcul des droits de propriété

- 2 : Localisation de la production nette des 20 principales compagnies

- 3 : Production et consommation de pétrole brut

- 4 : Le déclin du régime des concessions

- 5 : Contrat de concession et contrat de partage de production

- 6 : La fiscalité pétrolière dans la recherche et la production

- 7 : Les contrats de vente Fob : leurs principales caractéristiques

- 8 : L'excédent du marché pétrolier, les conséquences pour l'OPEP

- 9 : L'intégration aval des pays producteurs

-10 : Analyse historique des prix jusqu'en 1970

-11 : Principales dates de l'industrie pétrolière

-12 : Bibliographie

-13 : Données de base et glossaire

ANNEXE 1

MODES DE CALCUL DES DROITS DE PROPRIETE

Les calculs pour 1980, 1981, 1982, sont faits à partir du tableau page suivante.

CALCULS 1982

WOCANA : les pourcentages obtenus sont le résultat du rapport production nette hors USA sur production totale WOCANA. La part des pays est calculée par différence.

Sept Majors :	12%
autres compagnies :	8%
pays producteurs :	80%

WOCA : les pourcentages sont le résultat du rapport production nette totale sur production WOCA. Afin de tenir compte du régime des hydrocarbures aux USA, la production USA non encore comptabilisée est ajoutée à la part des "autres compagnies".

Sept Majors :	17%
autres compagnies :	22%
pays producteurs :	61%

CALCULS 1981

WOCANA :	hors ARAMCO	y.c. ARAMCO
Sept Majors :	11%	31%
autres compagnies :	7%	7%
pays producteurs :	82%	62%

WOCA :	hors ARAMCO	y.c. ARAMCO
Sept Majors :	16,5%	32%
autres compagnies :	19,5%	19,5%
pays producteurs :	64%	48,5%

STRUCTURE DE L'APPROVISIONNEMENT DES COMPAGNIES

	1980			1981			1982		
	Majors	Autres Cies	Total	Majors	Autres Cies	Total	Majors	Autres Cies	Total
Production nette	360,5	261,8	622,3	352,6	213	565,6	341,3	232,9	574,2
Prod. nette hors USA	189,4	147,5	336,9	184,4	108,5	292,9	177,5	113,1	290,6
Brut Aramco	369	-	369	334	-	334	-	-	-
USA	171,1	114,3	285,4	168,2	104,5	272,7	163,8	119,8	283,6
Canada	27,2	13,3	40,5	22,3	4,4	26,7	22,6	3,8	26,4
autres hémis. occ.	6	11,6	17,6	6,1	10,7	16,8	5,9	9,9	15,8
Europe	51,7	30,9	82,6	55	26,9	81,9	65,8	28	93,8
Afrique	27,9	61,9	89,8	21,7	42	63,7	18,5	35	53,5
Moyen-Orient	19	22,3	41,3	17	16	33	12,4	14,9	27,3
Extrême-Orient	57,6	7,5	65,1	59,2	3,9	63,1	47,5	3,5	51
origine non spéci.	-	-	-	3,1	4,6	7,7	4,8	18	22,8
Production mondiale			3 050,9			2 862,7			2 724,4
PEP			731			732,8			737,7
USA			475,6			475,6			478,6
Production WOCA			2 319,9			2 129,9			1 986,7
WOCANA			1 844,3			1 654,3			1 508,1

Millions de tonnes

Les 13 compagnies les plus importantes sont : Standard oil of Indiana (Amoco), ENI, Atlantic Richfield (Arco), CFP, Continental (Conoco), Occidental (Oxy), SNEA, Phillips, Sun, Getty, Union, Marathon et Pétrofina.

Source : CFP : *Evolution des principaux résultats des compagnies pétrolières. Direction économique.*
CPDP: *Statistiques de l'industrie pétrolière 1982.*

CALCULS 1980

WOCANA :	hors ARAMCO	y.c. ARAMCO
Sept Majors :	10%	30%
autres compagnies :	8%	8%
pays producteurs :	82%	62%

WOCA :	hors ARAMCO	y.c. ARAMCO
Sept Majors :	15,5%	31,5%
autres compagnies :	19,5%	19,5%
pays producteurs :	65%	49%

REMARQUES SUR LES CALCULS

1- Les pourcentages "autres compagnies" sont minorés par rapport à la réalité car l'étude utilisée ne reprend que les treize plus importantes compagnies indépendantes pour les données Wocana et tous les indépendants pour les données USA.

2- Les pourcentages Woca 1980 trouvés par la méthode employée sont cohérents avec les chiffres fournis par Shell dans Shell Briefing Service, Politique énergétique française : place et avenir du pétrole page 4.

pourcentages Shell :

30%	pour les Sept Majors
23%	autres sociétés
47%	pays producteurs

3- Le chiffre Woca y.c. Aramco des sept Majors pour 1981 est corroboré par celui que l'on peut calculer à partir d'un article de J.H.Mohnfeld paru dans Petroleum Economist en juillet 82 sous le titre "World oil markets : implications of structural change".

le brut equity détenu par les sept Majors en 1981 représente 15,5 Mb/j y.c. le brut Aramco. Rapporté à la production Woca, il donne 36%.

4- Nous avons considéré qu'en 1980 le brut Aramco était une partie de la propriété des quatre Majors concernés mais que ce n'est plus exact en 1982.

CALCULS 1970

Quelles sont les données disponibles?

Shell Briefing Service :	sept Majors	61%	des droits de propriété Woca
	autres cies	33%	
	états prod.	6%	
Sedeis :	sept Majors	69%	du contrôle des gisements sans précision sur les USA
	autres cies	23%	
	états prod.	8%	
Control of Oil :	six Majors hors BP	41%	de la production USA en 1969
	autres cies	59%	

CPDP :	production mondiale	2336,2	en millions de tonnes
	PEP	393,1	
	USA	533,7	
	production Woca	1943,1	
	Wocana	1409,4	

En raison de l'ambiguité attachée aux pourcentages fournis par F.Rad-Serecht dans les chroniques du Sedeis (la source des données citées dans l'article "World oil marketing in transition" n'a pu être trouvée dans les bibliothèques ou banques de données consultées), les chiffres retenus sont ceux de Shell.

Les données Woca peuvent alors être calculées par différence.

	Woca	USA	Wocana		
sept Majors	1185,3	224,1	961,2	soit	68,2%
autres cies	641,2	309,6	331,6		23,5%
pays prod.	116,6	-	116,6		8,3%

Les pourcentages obtenus se révèlent cohérents a posteriori avec les données du Sedeis.

Sources : -"Déstabilisation de l'oligopole pétrolier et gestion optimale des ressources" de F.Rad-Serecht,Chroniques du Sedeis 15-9-82

-"The control of oil" de J.M.Blair p 130, Pantheon Book New-York 1976

-"Politique énergétique française : place et avenir du pétrole" Shell Briefing Service

	Wocana	Woca
sept Majors	68%	61%
autres cies	24%	33%
pays prod.	8%	6%

CALCULS 1966

Les chroniques du Sedeis fournissent les chiffres Wocana. Le calcul des pourcentages Woca s'effectue grâce aux données disponibles dans l'ouvrage de J.Masseron.

brut produit par les Majors :	928	millions de tonnes
production mondiale :	1710,3	
PEP :	296,4	
production Woca	1413,9	

	Wocana	Woca
sept Majors	78%	66%
autres cies	22%	34%
pays prod.	ε	ε

Sources : -"L'économie des hydrocarbures" de J.Masseron p 22 Editions Technip 1982

-F.Rad-Serecht opus cité

-"The world petroleum market" de Adelman p 80 et 81, The Johns Hopkins University Press 1972

CALCULS 1950

production	mondiale	524,8	millions de tonnes
	PEP	44,6	
	USA	271,1	
production	Woca	480,2	
	Wocana	209,1	

Adelman et F.Rad-Serecht donnent une structure Wocana dominée par les

Majors à 98%. Mais leurs calculs ont été faits sur la base d'une production Wocana de 166,9. Si l'on rapporte leurs données à celles du CPDP, la part des Majors n'est plus que de 78%. Ce dernier chiffre serait cohérent avec celui que l'on peut trouver pour 1944 dans l'ouvrage de Frankel, les Majors représentant 78,2% de la production Wocana et 92% des réserves Wocana en 1944.
Par souci de cohérence, le tableau final reprend néanmoins les pourcentages des chroniques du Sedeis.

Sources : - Adelman opus cité
- F.Rad-Serecht opus cité
- "L'économie pétrolière" de P.H.Frankel Librairie Medicis 1948

ANNEXE 2

LOCALISATION DE LA PRODUCTION DES 20 COMPAGNIES

%	7 MAJORS			INDEPENDANTS US			CIES EUROPEENNES		
	1980	1981	1982	1980	1981	1982	1980	1981	1982
USA	47,5	47,7	47,9	58,5	65	63,6	2,2	2,6	2,8
CANADA	7,5	6,3	6,6	5,4	2,2	1,9	4,2	1,7	0,6
EUROPE	14,5	15,6	19,3	9,1	9,6	9,7	19,4	21,5	21,2
AUTRES	30,7	30,4	26,2	27	23,2	24,8	74,2	74,2	75,3

EVOLUTION DE LA PART DES ZONES DANS LA PRODUCTION NETTES DES DIFFERENTS TYPES DE CIES.

%	1980	1981	1982
7 MAJORS	57,9	62,3	59,4
INDEPENDANTS US	31	28,1	32,5
CIES EUROPE.	11,1	9,6	8,1

EVOLUTION DES PARTS DES CIES DANS LA PRODUCTION NETTE TOTALE

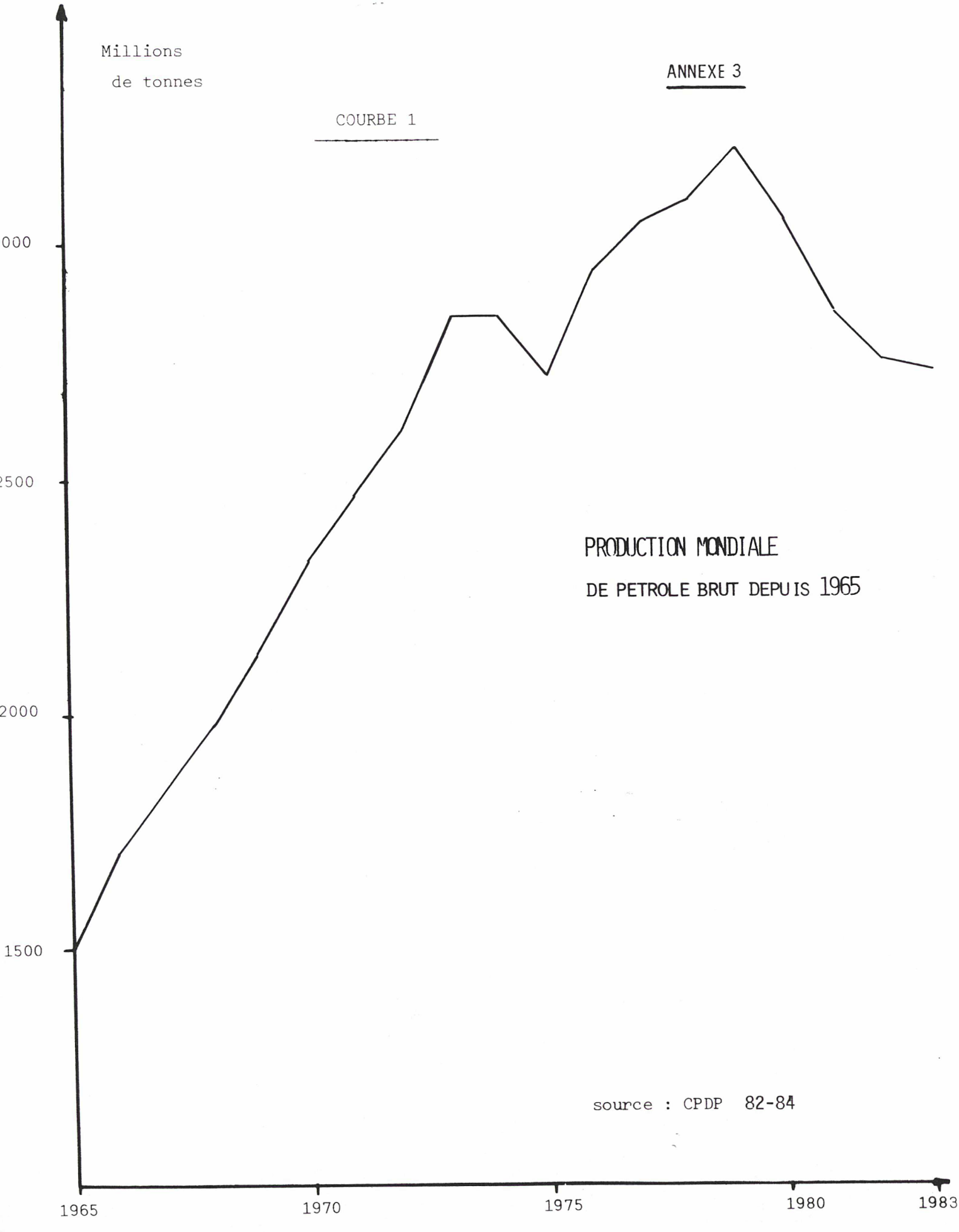
Compagnies européennes :
CFP, ENI, SNEA, Pétrofina.

Indépendants US :
Amoco, Arco, Conoco, Oxy, Phillips, Getty, Union, Marathon.

Source : CFP Direction Economique "Evolution des principaux résultats des Cies pétrolières 80-81-82".

ANNEXE 3

COURBE 1

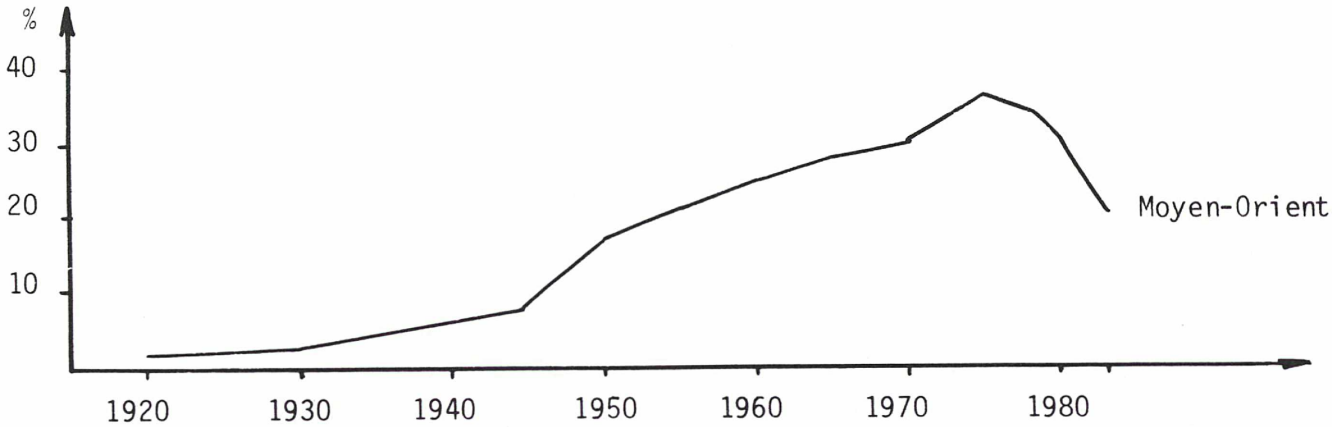


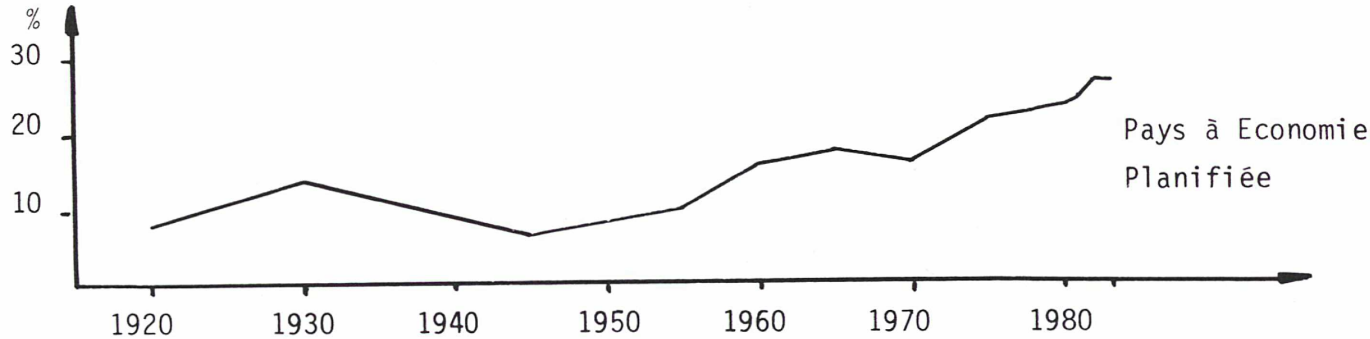
PRODUCTION MONDIALE

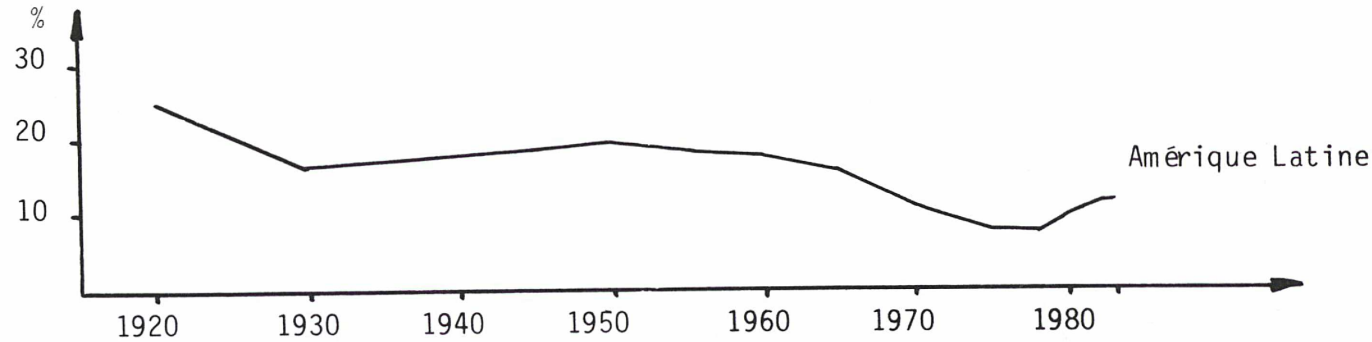
DE PETROLE BRUT DEPUIS 1965

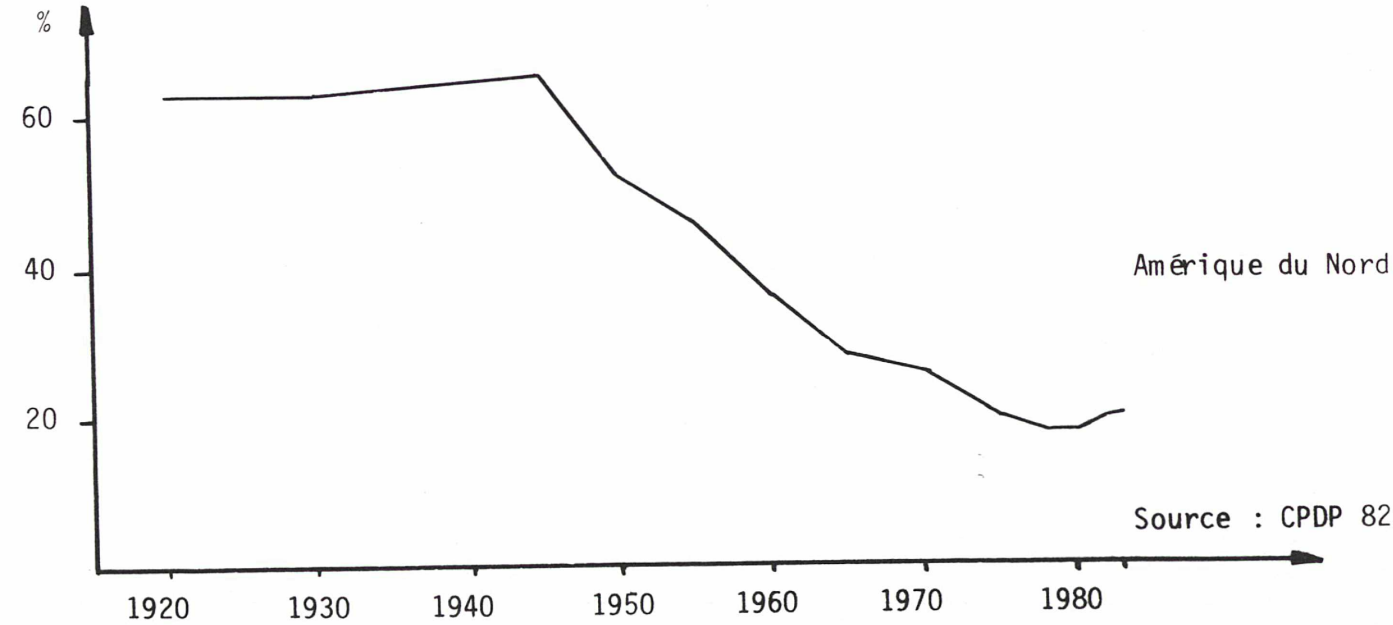
source : CPDP 82-84

EVOLUTION DES PARTS RESPECTIVES DES ZONES
DANS LA PRODUCTION MONDIALE DE PETROLE BRUT



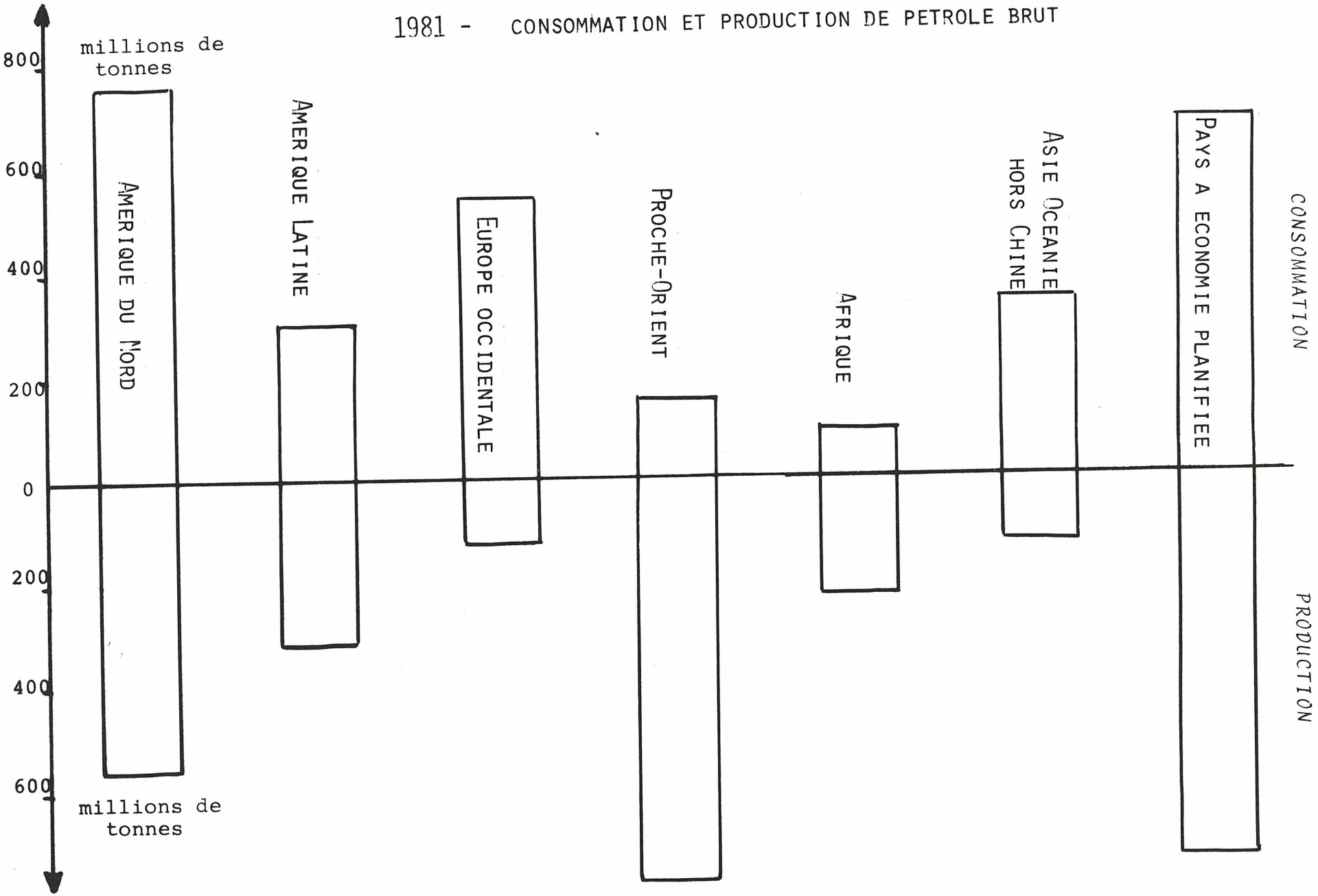






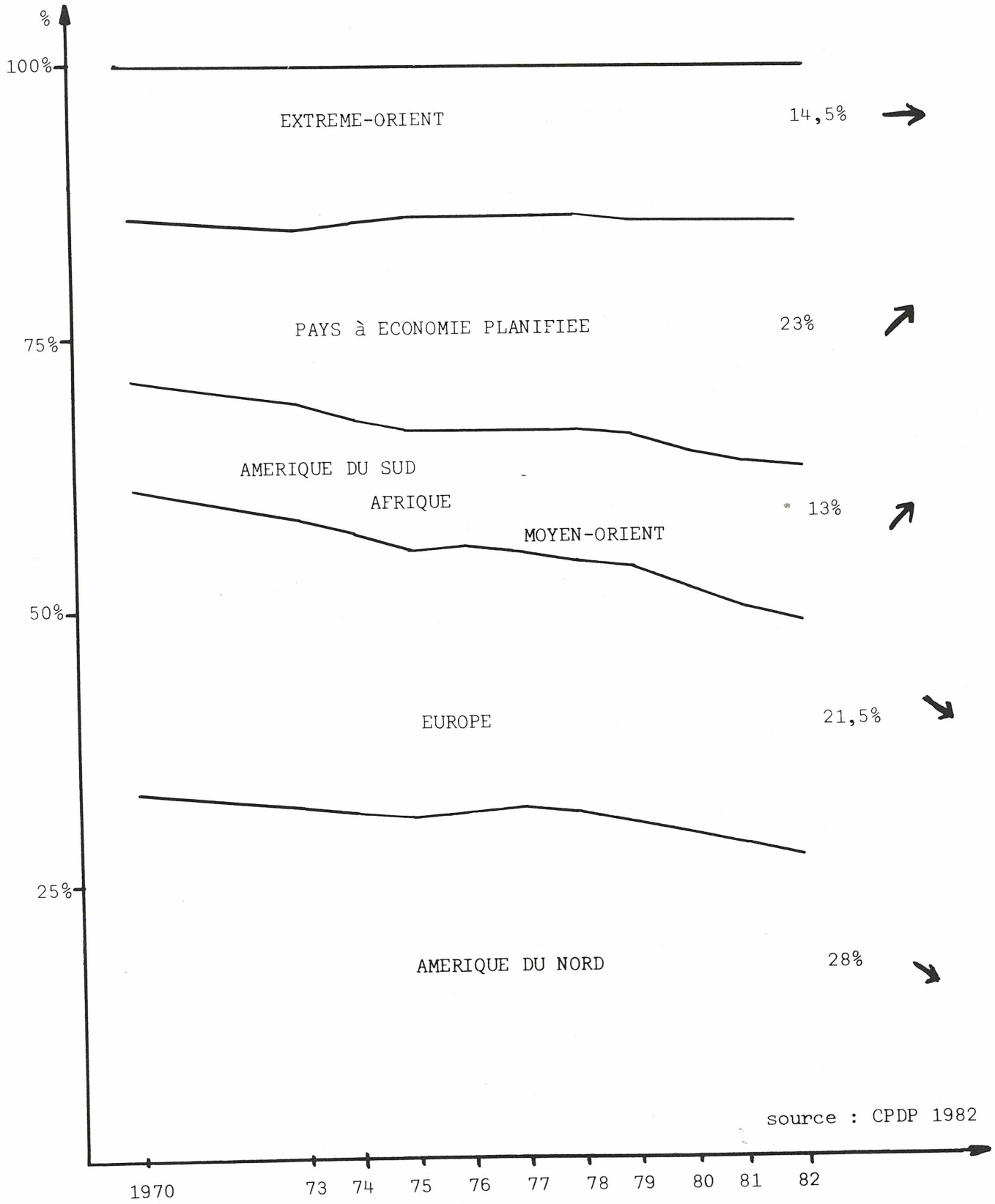
Source : CPDP 82

1981 - CONSOMMATION ET PRODUCTION DE PETROLE BRUT



CONSOMMATION DE PRODUITS PETROLIERS

EVOLUTION GEOGRAPHIQUE



source : CPDP 1982

ANNEXE 4

LE DECLIN DU REGIME DES CONCESSIONS

L'aménagement du régime des concessions et sa quasi disparition dans un certain nombre de pays ne sont pas des conséquences des chocs pétroliers. Le mouvement leur est bien antérieur.
Dès 1954, certains états producteurs du Moyen-Orient tentèrent une révision du régime d'exploration-production dans le cadre de relations directes état-compagnies.

1° LE CAS DU VENEZUELA

Bien que les sociétés pétrolières aient été nationalisées, elles le furent après des négociations entre l'état vénézuelien et les compagnies.
La loi du 29 août 1975 nationalisa à compter de 1976 l'industrie pétrolière depuis la recherche jusqu'au raffinage, transport etc ...
2,5 millions d'hectares de concessions passèrent ainsi entre les mains de l'état.

- les actifs sont cédés sur la base de leur valeur nette avec versement d'une indemnité compensatrice.
- les sociétés changent de raison sociale : Shell Vénézuela devient Maroven par exemple, et elles sont contrôlées par un holding Petroven. Seule leur direction est modifiée et devient vénézuelienne.
- des accords d'assistance technique sont signés afin de permettre l'écoulement du pétrole brut. Ils fournissent une marge par baril aux compagnies internationales.

Le versement de l'indemnité a causé et cause encore bien des problèmes, mais globalement l'ensemble de la nationalisation a été opérée sans heurts notables. La seule modification récente est que désormais les accords d'assistance technique sont rémunérés à l'opération et non plus au baril.

2° LES RELATIONS MULTILATERALES

A partir de 1970, les négociations entre l'OPEP et les sept Majors se sont traduites par des hausses successives des taux d'imposition et des prix postés *(1).
Mais dés 1971 *(2), les états de l'OPEP et les huit grandes compagnies*(3) négocièrent l'appropriation des sociétés concessionnaires par la participation de l'état dans leur capital. L'objectif final des pays producteurs résidait dans une participation majoritaire .
Les négociations se heurtèrent à bien des difficultés :

- mésentente des pays sur le calendrier et sur le rythme des opérations.
- montant du prix de la participation, etc ...

Certains accords de participation furent signés mais ne furent pas mis en place : les concessions furent nationalisées, en particulier l'Aramco en Arabie Saoudite ou BP et Gulf au Koweit.

Le processus suivi par les états producteurs pour participer de façon active aux concessions a été double : certains pays établirent les modifications du régime d'exploration-production de façon unilatérale (type Iran ou Irak), d'autres négocièrent soit de façon bilatérale comme le Vénézuela, soit de façon multilatérale comme l'Arabie Saoudite.
Certains pays, enfin, n'ont pas à ce jour nationalisé les concessions et se limitent à une participation majoritaire, en général par manque de compétences techniques et humaines.

Sources : - "L'OPEP " de L.Mihailovitch et J.J.Pluchart collection Que sais-je?
- " L'évolution du droit pétrolier des pays producteurs en voie de développement " de J.Devaux-Charbonnel

---

*(1) : voir chapitre III de la première partie
*(2) : Conférences de l'OPEP à Vienne en juillet 1971 et à Beyrouth septembre 1971
*(3) : les sept Majors et la CFP

ANNEXE 5

CONTRAT DE CONCESSION ET CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

1° PRINCIPES GENERAUX

- caractéristiques de la concession

La compagnie concessionnaire, unique opérateur, est propriétaire de la production moyennant la soumission aux obligations fiscales.

droits : -droit exclusif d'explorer et de produire
-droit de disposer en pleine propriété du brut et de l'exporter sous réserves éventuelles
-liberté d'action limitée par le pouvoir règlementaire

obligations : -bonus
-engagement de travaux financiers
-restitution de parts de la surface lors de l'exploration
-loyer superficiaire
-royalty
-fiscalité sur les bénéfices imposables

- caractéristiques du partage de production (sharing-agreement)

Le principe fondamental qui sous-tend ce type de contrat est que l'état reste seul titulaire des droits et titres miniers. L'état concède ses titres à une société nationale qui passe un contrat avec une compagnie. Celle-ci ne sera pas propriétaire de la production mais supportera l'ensemble des obligations des titulaires de concession.

droits : -créance sur la société nationale
-enlèvement du brut "cost-oil" (part reçue en remboursement des dépenses engagées) et "profit-oil" (part issue du partage entre société nationale et compagnie)
-liberté d'action limitée par le pouvoir règlementaire et par

la société nationale
obligations : identiques à celles de la concession à de légères différences fiscales près

2° COMPARAISON

Le régime des concessions a tellement évolué depuis deux décennies que les contrats actuels n'ont plus grand chose à voir avec un contrat classique. La comparaison de deux contrats de 1980, l'un de concession en Egypte, l'autre de partage de production en Angola, révèle en fait combien est fragile la frontière qui sépare les deux régimes d'exploitation.
Aujourd'hui, se raréfient les contrats de concession dont le titulaire unique est une compagnie internationale (filiale d'une ou de plusieurs compagnies). Les états producteurs deviennent partie prenante des contrats dans le cadre de participation ou d'association. Le cas des USA demeure particulier. Ces participations ou associations revêtent des formes diverses : de la simple participation au capital à l'association appelée "joint-venture" au stade de la production.
De même, dans certains contrats de partage de production la compagnie contractante peut être une association compagnie pétrolière / société nationale. Dans ce cas, la société nationale porte une double casquette et reçoit à la fois la part de l'état dans le partage et une part du cost-oil et du profit-oil proportionnelle à sa participation.
Le détail des contrats angolais et égyptien fait ressortir les ressemblances puisqu'il est possible de mettre en correspondance chacun des articles à peu de choses près. La différence essentielle est fiscale mais les autres obligations sont identiques en ce qui concerne l'emploi, le recours aux entreprises locales, les bonus, etc..

Sources : "Petroleum exploration and production sharing agreement for offshore areas Sonangol / Texaco 10 juin 1980 "
"Concession agreement for petroleum exploration and exploitation between the Arab Republic of Egypt and the Egyptian General Petroleum Corporation and ... 15 decembre 1980"
contrats fournis par la CFP
" Special report on world petroleum concessions " de G.H.Barrows Petroleum Economist octobre 1980

3° CAS DES ETATS-UNIS

La propriété du sol emporte celle du sous-sol mais elles peuvent faire l'objet de cessions séparées. Le droit minier aux USA est un droit d'accession non un droit régalien. Le "Mineral Leasing Act" de 1920 régit la recherche et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel.
Ces opérations donnent lieu à l'attribution de "leases" sur les terres publiques. Trois types coexistent selon le statut du terrain :

- "competitive leases" :
  Sur une structure géologique connue, l'adjudication de la zone se fait au plus offrant (cash-bonus par acre le plus élevé)
- "simultaneous leases" :
  Les terres sur lesquelles des leases ont été annulés ou sont arrivés à expiration sont alors reoffertes et attribuées par tirage au sort
- "non-competitive leases" :
  Dans certains cas, les leases sont offerts au premier demandeur

Pour les zones offshore, la procédure est plus longue mais aboutit à l'adjudication au plus offrant.

Environ 78% du territoire des USA est détenu par des personnes privées. Ce phénomène se rencontre aussi au Canada mais à une échelle moindre. Dans le cas de terres privées, les négociations ont lieu entre la compagnie et le propriétaire (particulier ou non) et donnent lieu à l'octroi de leases avec contrat.

Les obligations fiscales des détenteurs de leases recouvrent :

- redevances superficiaires pendant la recherche
- royalties pendant la production
- impôts avec la possibilité de déduction d'une provision pour épuisement du gisement calculée à partir des sommes engagées durant la période précédant la production et d'un pourcentage du revenu brut.

Les taux de royalties varient selon les zones. Le système régissant les terres publiques présente les mêmes caractéristiques que celles d'une concession, même si les conditions juridiques diffèrent.

4° CAS DE L'INDONESIE

L'Indonesie (1) est l'exemple type de pays ayant choisi un monopole partiel - id est même si l'état contrôle directement ou indirectement l'exploitation des hydrocarbures, il autorise l'intervention d'intérêts privés par le biais de contrats de partage de production.
Les concessions furent abolies par une loi de 1960 et remplacées à l'époque par des contrats de travail. Actuellement, ces contrats ont quasiment disparu (2) et l'activité pétrolière est régie par le système des contrats de partage de production instaurés en 1966. Le contracteur étranger opère pour le compte de Pertamina, société nationale, qui dirige les opérations.

L'attribution du contrat pour une durée de 30 ans (3) se fait sur adjudication selon l'offre du montant des travaux et du bonus.
Les caractères généraux du contrat de partage de production sont respectés mais depuis peu, Pertamina prend une participation en tant que contracteur, par exemple : 30 % des parts lors d'un contrat avec Elf. Il y a à ce moment là participation active et en particulier partage des risques financiers et techniques.

L'Indonésie se distingue par le cadre fiscal original qu'elle a adopté. Le partage 85 % Pertamina/ 15 % compagnie est un partage post-imposition mais présente des caractères particuliers :

- cost-oil stop :
  la récupération des dépenses d'investissement et des coûts opératoires s'effectue par le biais du const-oil (montant remboursé à la compagnie avant partage)
  Mais le cost-oil est limité à 40 % de la production, cela signifie que
  - s'il y a dépassement, les coûts excédentaires sont reportés sur les exercices suivants
  - sinon le partage a lieu sur le solde : production - cost-oil c'est-à-dire sur un pourcentage total supérieur à 60 %

---

(1) L'Indonésie fait partie de l'OPEP depuis avril 1962
(2) Il en restait 3 au début de 1983
(3) Ceci est une durée moyenne : les législations varient entre 20 et 50 ans
(4) Ceci fait suite à la demande des compagnies US qui peuvent ainsi pratiquer une consolidation fiscale plus avantageuse pour elles

- système récent :
  la récupération des coûts se fait par voie d'amortissements différenciés. Le profit-oil qui est le solde est réparti mais :
  - la compagnie doit payer ses impots (4)
  - elle a obligation d'approvisionner le marché local et ce à un prix qui lui est défavorable.

La part de profit réel des compagnies est donc réduite, certains vont jusqu'à dire qu'elle ne peut suffire à rémunérer le risque des zones sèches et de ce fait menacent de réduire leurs investissements. Or l'exportation d'hydrocarbures représente les 2/3 du budget indonésien. De plus des prévisions (5) font état de la baisse de la capacité de production dès 1990 de l'ordre de 0,3 Mb/j. Dans ces conditions, l'Indonésie qui a vu ses revenus stagner puis décroître depuis 1978 se trouve dans une situation difficile. L'accélération de son endettement la place dans une position de faiblesse lors des négociations de contrats. Il ne faut en effet pas oublier que "ce qu'une compagnie est prête à accepter dépend ... de ce que les autres pays offrent". (6)

Sources :
- "Législation et fiscalité internationales des hydrocarbures" de R.Brasseur Editions Technip
- "Le contrat de partage de production" de J.M.Counillon 1981
- "Etude comparative des législations minières et pétrolières de dix pays" de F.de Saint Olive-Madignier DGEMP
- "L'OPEP, passé, présent et avenir" de A. Sid-Ahmed Editions Economica

---

(5) source : "Forecast of energy supply and demand in the non-communist Nord" de Toshiaki Ushijima Japan Petroleum 3-7-78

(6) source : Rapport de United Nations Centre on Transnational Corporations. Il analyse les possibilités et les choix de la formulation des politiques nationales pétrolières, de la législation et des contrats. Ce rapport a été écrit à l'intention des pays en voie de développement (date de parution inconnue)

ANNEXE 6

LA FISCALITE PETROLIERE DANS LA RECHERCHE ET LA PRODUCTION

Les régimes fiscaux relatifs au pétrole sont complexes et les conséquences de toute mesure fiscale apparaissent souvent importantes tant au niveau du pays producteur que de la compagnie. De fait, une synthèse sur la question est rendue difficile par la diversité des règles qui peuvent varier à l'intérieur d'un même pays.

1° PRINCIPES GENERAUX

- recherche :

  - cash-bonus :
    Cette pratique se généralise. Le montant du cash-bonus versé pour l'acquisition d'un permis de recherche, quelque soit la forme contractuelle d'une éventuelle production, tend à devenir un des critères de sélection des opérateurs.
    Des possibilités d'amortissement de ces sommes sont parfois offertes, en particulier lorsque la zone à prospecter n'est pas connue comme susceptible de contenir un gisement exploitable commercialement.

  - loyer superficiaire :
    D'un montant peu élevé, ce loyer doit inciter l'opérateur à restituer les zones peu intéressantes.

- production :

  - bonus de production :
    Les versements sont en général multiples et correspondent à

divers paliers de la production. Moins généralisés que les cash-bonus, ils constituent encore un moyen de départager les concurrents lors de l'attribution du permis.

- loyer superficiaire

- royalty :
  C'est un impôt en ce sens que son montant est proportionnel à la production. Il s'élève en général à 12,5% de la valeur de la production mais ce pourcentage peut varier d'un pays à l'autre. Dans certains cas, le taux augmente selon les paliers de la production. Deux problèmes existent : estimer les quantités produites (souvent par gisement), fixer le prix de référence qui, selon les cas, peut être le prix de vente réel ou le prix affiché. La royalty n'est pas une avance d'impôt mais une dépense déductible pour le calcul du bénéfice imposable.

- impôt sur le revenu :
  Là encore, des divergences apparaissent selon que les pays appliquent le régime général d'imposition des bénéfices industriels et commerciaux (cas des Etats-Unis) ou un régime particulier aux hydrocarbures.
  Les taux d'imposition varient (en général 50%) mais surtout la manière de calculer le bénéfice imposable : prix de valorisation, dépenses déductibles, régime d'amortissement des investissements d'exploration, déductibilité des bonus, etc...

Il faut bien distinguer deux rôles de l'état :

- gestion du domaine minier national :
  Elle comporte l'attribution des permis, la législation, la règlementation et le régime financier et fiscal.
- intervention étatique dans le domaine minier :
  Elle peut être partielle (participation) ou totale avec un monopole (dit total ou partiel selon les cas).

La complexité et la diversité des régimes fiscaux traduisent l'existence d'intérêts divergents de la part des états. Pour une compagnie, toute modification des règles fiscales entraîne soit un mouvement de repli vers d'autres pays, soit au contraire un mouvement d'attirance.

2° COMPARAISON DES SYSTEMES ET CONSEQUENCES

Une étude de 1983 a analysé les systèmes de taxation et tenté une comparaison sur quatre types de gisements.

	Réserves	coût de développement
1	fortes	faible
2	moyennes	moyen
3	moyennes	élevé
4	faibles	élevé

Avant imposition, les gisements étaient d'exploitation intéressante. L'imposition à la source a été traitée plus sévèrement que l'imposition sur les profits. En comparant 16 pays ou systèmes fiscaux, il apparaît que des régimes comme celui du Texas ou des champs off-shore U.S. laissent une part bien plus importante aux compagnies que des pays comme le Nigéria ou la Malaisie. Cela est vrai pour les quatre types de gisements.

Les champs à basse rentabilité sont toujours défavorisés fiscalement car il n'existe pas de progressivité des taxes, elle serait pourtant nécessaire pour encourager le développement de la production en mer.
La plupart des systèmes fiscaux ne permettent pas à la fois d'offrir à l'état des revenus proportionnels à la rente et d'inciter les compagnies à explorer et à développer des gisements.
A l'heure actuelle, certains pays ont décidé un allègement de leur fiscalité : la Grande-Bretagne ou la Libye (qui a abandonné la valorisation au prix posté pour une formule tenant compte du prix officiel et du prix spot, dont le résultat est inférieur à ces deux prix).

Sources : - "Comparative petroleum taxation" de A.G.Kemp et D.Rose - Petroleum Economist février 83
- "Législation et fiscalité internationale des hydrocarbures " de R.Brasseur - Editions Technip
- "Etude comparative des législations minières et pétrolières de 10 pays" de F.de Saint Olivre-Madignier - DGEMP
- P.I.W.

ANNEXE 7

LES CONTRATS DE VENTE FOB : LEURS PRINCIPALES CARACTERISTIQUES

1° ARCHITECTURE D'UN CONTRAT

Un contrat de vente comporte trois parties ou titres.

titre I : conditions particulières
titre II : conditions générales
titre III : conditions techniques

Le titre I caractérise le contrat et ses spécificités, il reprend les conditions commerciales proprement dites qui ont fait l'objet de la négociation. Il fixe qui est qui (acheteur et vendeur), la durée du contrat, la quantité, la qualité, le prix et le mode de paiement. Un certain nombre de contrats avec des pays producteurs mentionnent le prix officiel, néanmoins il faut savoir que dans ce cas il existe souvent des contre-lettres modifiant le prix. On trouve de plus dans le titre I des clauses modifiant le titre II.

Le titre III reprend essentiellement des considérations techniques en particulier sur le transport et sur le navire utilisé.

2° LES CONDITIONS GENERALES

Les conditions générales de vente illustrent parfaitement la nature des relations sur le marché spot : précarité des contrats et équilibre entre les deux parties.
Le document de base est le titre II du contrat "Socap International Limited" (filiale de commerce d'Elf).

Plan par article	remarque
- définitions	
- livraison - transfert de propriété	
- qualité	1
- facturation et paiement	1
- destination	3
- programme de livraison	
- nomination des navires	
- amarrage	
- chargement	
- surestaries *(1)	
- détermination de la quantité et de la qualité	
- documents	
- fiscalité	1
- nouvelles réglementations ou modification des réglementations existantes	1
- force majeure	2
- maintien de l'équilibre du contrat	2
- résiliation du contrat	
- transfert du contrat	
- arbitrage - loi applicable	
- généralités	

Remarques:

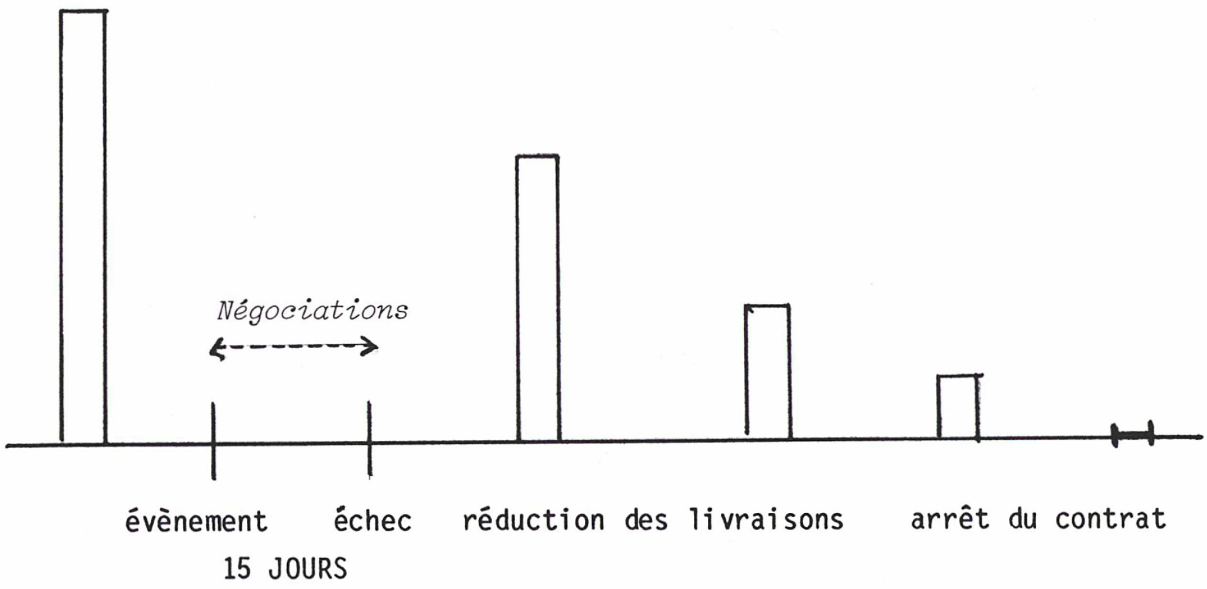
1- Certains articles protègent le vendeur. Celui-ci ne garantit pas les spécificités du brut, exige des garanties bancaires dont les frais sont à la charge de l'acheteur. L'article "nouvelles réglementations etc.." autorise le vendeur à renégocier les conditions si une réglementation lui porte tort mais l'acheteur n'a pas la même faculté.

2- Les clauses dites de force majeure et de maintien de l'équilibre du contrat (appelée parfois clause d'équité ou clause de hardship) sont parmi les plus importantes du titre II, de par les conséquences lors du déroulement du contrat.

---

*(1) : les surestaries sont des pénalités de retard de chargement. 90% des litiges portent sur les problèmes de transport.

La force majeure autorise les parties à suspendre ou à annuler le contrat dès qu'un évènement important (guerre, grèves, etc..) intervient.
La clause de hardship permet à l'une ou l'autre des parties d'interrompre le contrat lorsque l'accord n'est plus "juste et équilibré". Il s'agit en général d'une modification du marché type baisse ou hausse des prix, pénurie. Dans ce cas il y a renégociation, si un accord ne peut être trouvé, il est en principe prévu une diminution progressive des livraisons (clause de phase-out) ou un arrêt du contrat pur et simple.



Cette clause, en fait crée la possibilité d'une renégociation continue du prix (en général trimestrielle)*(2).
La sécurité du contrat disparaît au profit de la recherche du plus juste prix, compte tenu du marché.

3- La clause de destination répond à la demande des pays producteurs qui pour des raisons politiques ou autres désirent le boycott d'un état. La responsabilité du vendeur est engagée *(3).

---

*(2): L'accord sur les prix peut être
- ferme et définitif mais pas au-delà du trimestre
- variable en fonction de paramètres
- révisable selon des règles

3° DES DIFFERENCES ENTRE CONTRATS

La comparaison des contrats de vente FOB d'Elf et de Total (filiale Total International Limited) fait apparaître des différences sensibles. En effet, le contrat de la CFP ne fait mention ni de la clause de destination, ni de clauses de paiement. De plus, si la clause de force majeure fait l'objet d'un long développement, la clause de hardship n'existe pas malgré son importance pratique.
Ces différences, qui sont en fait des lacunes dans le contrat CFP traduisent une présence moindre de cette compagnie sur le marché spot. Elf y intervient plus à la fois comme acheteur et comme vendeur.

Les contrats des pays producteurs reprennent l'essentiel des contrats des compagnies mais y ajoutent diverses contraintes telles que le transport par les navires de la compagnie nationale ou de ses filiales. Souvent, le contrat de vente est assorti d'une clause interdisant la revente ou même l'échange et ce même dans le cas du brut processing.
Les compagnies internationales cherchent à se prémunir contre tout problème (4) alors que les pays recherchent la satisfaction des intérêts financiers et politiques.

---

*(3): La clause de destination concerne aussi bien les cas classiques du boycott d'Israël ou d'Afrique du sud que des relations dues par exemple à la guerre Iran-Irak. C'est ainsi qu'Elf a eu des problèmes avec Bahrein à cause d'une cargaison revendue à Phibro; celui-ci a revendu la cargaison à l'Iran alors qu'un telex avait renforcé la clause de destination anti-Iran puisque Bahrein est allié de l'Irak. Il est arrivé à la CFP de connaître des problèmes similaires à la suite d'une dénonciation par une autre compagnie!

*(4): Il arrive que les acheteurs s'opposent à certaines clauses du titre II. Néanmoins, le contrat est exécuté sur la base de la confiance et n'est signé qu'ultérieurement (souvent bien après la conclusion).

ANNEXE 8

L'EXCEDENT DU MARCHE PETROLIER
LES CONSEQUENCES POUR L'OPEP

1° LES EXPLICATIONS DE L'EXCEDENT ACTUEL.

L'évolution récente des rapports de force entre consommateurs et pays producteurs OPEP est la résultante d'un double mouvement : la baisse de la consommation et l'augmentation de l'offre hors OPEP. Des changements structuraux de long terme s'allient à des facteurs plus conjoncturels pour créer une diminution de la demande de pétrole. Parallèlement les pressions sur l'offre OPEP sont accrues par l'augmentation de la production des pays non-OPEP et par les mécanismes de stockage des pays industrialisés.

-la baisse de la demande mondiale.

Trois phénomènes se combinent, il s'agit de la baisse des taux de croissance, de la substitution du pétrole par d'autres sources d'énergie et enfin de la modification des intensités énergétiques. Examinons-les tour à tour.

Les taux de croissance avoisinaient jusqu'en 1979 3% dans les pays de l'OCDE, depuis cette date ils ont fortement baissé puisque en 1980 et 1981 ils n'étaient plus respectivement de 1,2 et 1,5% pour chuter encore en 1982 et devenir négatif (-0,4%). Ce taux global cache en fait de grandes disparités selon les pays. La récession économique a impliqué chômage, inflation, hausse des taux d'interêt, protectionnisme, déficit de la balance commerciale.
En fait, on ne sait pas dans quelle mesure la baisse de la demande d'énergie et en particulier de pétrole peut être attribuée à la récession. Dans le passé, la consommation d'énergie a toujours été sensible aux variations des PNB et ce avec parfois des coefficients de réponse supérieur à l'unité. Mais on constate depuis les deux chocs une perte de sensibilité.

Un deuxième facteur explicatif est la substitution du pétrole par d'autres sources d'énergie sous l'effet des prix. Dans la période 1945-1973 le pétrole était la source privilégiée d'énergie. Depuis les hausses du prix du brut, il est devenu le fournisseur marginal. Que constate-t-on? Entre 1979 et 1982 la baisse de la consommation de pétrole au sein de l'OCDE est de l'ordre de 19% alors qu'il y a légère augmentation de celle des autres énergies (+2%) (1). La part du nucléaire doit continuer à croître, la substitution par le charbon doit s'amplifier (2) et l'ajustement continuera d'être réalisé par le pétrole.

Enfin, la modification des intensités énergétiques a des effets notables. Cette diminution s'explique par un double mouvement :

- économies d'énergie et amélioration de l'éfficacité d'utilisation des combustibles.
- transformation des structures : l'ère industrielle est dépassée, les créneaux porteurs ne sont plus des industries lourdes fortes consommatrices d'énergie mais le secteur tertiaire. A la limite, le passage à la société post-industrielle est effectué d'ores et déjà.

-augmentation de l'offre non-OPEP.

Il s'agit là d'un phénomène important. En effet l'OPEP représentait :

-en 1973	87%	du commerce mondial
	67%	de la production WOCA
-en 1982	64%	du commerce mondial
	44%	de la production WOCA

Plusieurs raisons peuvent être données. En premier lieu, la politique des prix OPEP a favorisé le développement de certains gisements et a fourni un cadre de référence à partir duquel les producteurs non-OPEP ont pu établir une politique de prix souple. D'autre part, le brut sur lequel les compagnies réalisent un cash-flow est le brut qu'elles produisent, elles ont donc cherché de nouvelles sources d'approvisionnement. Enfin les régimes fiscaux des pays non OPEP apparaissent dans la plupart des cas

---

(1) Source : BP Annual Statistical Review.

(2) sauf si le prix du pétrole descendait fortement.

attractifs.
Il faut examiner à part le cas du Mexique. Pays à fortes réserves, il a choisi une politique de prix élevé et s'aligne souvent sur l'OPEP. Depuis l'accord de mars 83, il contrôle sa production afin de soutenir les prix.

-le rôle des stocks comme offre supplémentaire.

A la suite de la panique de 1979-1980, le niveau des stocks s'est élevé. De plus sur les conseils de l'AIE*(3) les gouvernements ont généralement décidé une augmentation des stocks stratégiques afin de garantir une certaine sécurité des approvisionnements dans le cas d'une pénurie (réelle ou de crise).D'après certains chiffres*(4), la moyenne minimale de stockage de l'OCDE atteignait 70 jours en 1975 et plus de 90 jours en 1981. A l'heure actuelle on estime qu'en 1982-1983 il y avait de l'ordre de 109 jours de stockage au rythme de consommation du moment.
Or le coût annuel de stockage d'un baril atteint 6$, tous frais financiers considérés.
Face au surplus du marché et aux coûts élevés de ces stocks, un mouvement de déstockage a eu lieu, agissant comme une offre supplémentaire.

2° L'ATTITUDE DE L'OPEP.

C'est à Vienne en mars 1982, que pour la première fois, l'OPEP a envisagé de réduire la production afin de soutenir les prix. Un plafond de production a été fixé et la part de chacun des membres estimée. Seule l'Arabie Saoudite refusait un quota.
Très rapidement, il apparaît que l'accord n'est pas respecté, le plafond est dépassé puisque la production avoisine 19,5 millions de barils/jour au lieu des 18 théoriques. Certains pays rejetaient leur quota estimé trop faible et le marché en baisse poussait à la pratique des rabais.

En mars 1983, à la suite de contacts entre membres de l'OPEP et pays

---

*(3) Agence Internationale de l'Energie.
*(4) L'évaluation des stocks fait partie des difficultés que nous avons rencontrées.

producteurs comme le Mexique ou la Grande-Bretagne, une baisse des prix et de nouveaux quotas sont établis.

	mars 82	mars 83		mars 82	mars 83
Equateur	0,200	0,200	Libye	0,750	1,100
Gabon	0,150	0,150	Nigeria	1,300	1,300
Indonésie	1,300	1,300	Qatar	0,300	0,300
Iran	1,200	2,400	E.A.U.	1,000	1,100
Iraq	1,200	1,200	Venezuela	1,500	1,675
Plafond		18,000	17,500		
ajustement Arabie Saoudite		7,650	5,000	Millions de b/j.	

Pour de nombreux observateurs, le fait marquant réside dans la coopération qui s'instaure entre OPEP et non-OPEP. La crise a donné une unité aux pays producteurs, conscients de la convergence de leurs interêts. Cette unité théorique verra peut-être le jour réellement, ainsi que semble le penser M. Yamani*(5).

Il faut signaler d'autre part que la discipline des quotas n'est pas toujours respectée*(6) (Iran, Nigeria, Arabie Saoudite).

Sources : -"Oil market developments in 1982 and 1983 : the conditions which led to the OPEC price reduction" de F.J. Al Chalabi (secrétaire général de l'OPEP) Middle East Economic Survey 26-12-83.

-"Some reflections on the state of oil market" de F. Fesharaki Middle East Economic Survey 5-12-83.

-"Le fonctionnement du marché pétrolier depuis 1973" de J.P. Capron.

-Exxon projects world energy scenario to 2000.

-"The quest for market stability" Petroleum Economist dec. 83.

---

*(5) Ministre saoudien du pétrole (Middle East Economist Survey 2 mai 1983).

*(6) Source : Pétrole et gaz arabe sept. 83.

3° L'HORIZON 2000

Une synthèse réalisée par l'IFP *(7) en mars 84 reprend douze études faites entre 81 et 83. Elles prennent comme variable de départ soit le taux de croissance économique, soit le prix du pétrole brut. On peut constater la convergence des résultats obtenus par les deux méthodes, cette convergence est de l'ordre de 5%.

	1990	2000	
consommation d'energie	8,6	10,8	
consommation de pétrole	3,25	3,6	en GTep

croissance mondiale moyenne : 3,3%

Ces chiffres font apparaître :

- le risque d'une tension sur l'approvisionnement
- le rôle majeur du développement des énergies de substitution
- le problème du financement de l'extraction du pétrole haute-technologie

Toutes les incertitudes se cumulent pour l'OPEP puisque

- le pétrole devient l'énergie marginale
- l'OPEP est le producteur marginal
- l'Arabie Saoudite est le producteur marginal de l'OPEP

L'équilibre pétrolier repose à terme sur trois facteurs :

- les efforts de développement des énergies de substitution
- les économies d'énergie
- le développement du pétrole haute-technologie

---

* 7 : "Le ravitaillement pétrolier à l'horizon 2000. Tentative de synthèse d'études récentes" de J.Favre IFP mars 84

Les études sont celles de : Chevron, Conoco, Exxon, Petroleum Economics Limited, Shell, Chase Manhattan Bank, California Energy Commission, A.I.E., World Petroleum Congress, World Energy Conference, IFP, IIASA .

ANNEXE 9

L'INTEGRATION AVAL DES PAYS PRODUCTEURS

1° EXEMPLE DU KOWEIT

L'intégration du Koweit dans la chaîne pétrolière n'est pas un phénomène récent, elle fait suite aux surplus financiers dégagés ces dernières années.

1981 : achat de Santa Fe Corporation

1983 : achat des raffineries et du réseau de distribution de Gulf Oil en Hollande, Belgique, Luxembourg, Danemark, Suède

1984 : achat des intérêts de Gulf Oil en Italie

Il faut ajouter à cela :
- une politique de frêt maritime (VLCC, etc..)
- exploration et production
  - Santa Fe Minerals possède 20% de participation sur un permis en Mer du Nord britannique
  - Koweit Foreign Petroleum Exploration Co (Kufpec) participe à un contrat de partage de production dans l'émirat de Barhein

La place de Koweit Petroleum Corporation en Europe ne peut être tenue pour négligeable. Les raffineries produisent 115 000 b/j dont 80 000 sont commercialisés par le réseau européen et 35 000 vendus sur le marché spot des produits. Le réseau de distribution écoule 110 000 b/j (dont 30 000 en Italie). Une part de ces produits provient des raffineries implantées au Koweit. Les autorités koweitiennes affichent ouvertement leur volonté de prendre pied en Grande-Bretagne.

Le cas du Koweit est à part et représente une situation extrême.

2° UNE INTEGRATION QUI TOUCHE TOUS LES DOMAINES

Le Koweit est donc un pays qui est actif tant en exploration-production qu'en aval en raffinage-distribution. L'Arabie Saoudite, pour sa part, représente un exemple type de recherche d'un savoir-faire commercial. La filiale saoudienne de commercialisation, la Norbec, vend de l'ordre de 300 000 b/j de brut. C'est peu mais cela constitue une étape d'autant plus que l'on cite parmi les clients des compagnies telles que BP, Ultramar, Shell, Oxy, Marubeni *(1).

Pourquoi ce phénomène ?
Les raisons qui poussent les pays producteurs (le Koweit et l'Arabie Saoudite ne sont pas les seuls concernés) à chercher une intégration de l'amont vers l'aval sont multiples. Souvent est cité le prestige national. Mais cette explication apparaît superficielle. La raison de base semble être la recherche d'une diversification des débouchés qui confère une plus grande sécurité et stabilité des revenus.
Il est frappant de retrouver dans la bouche des représentants des pays producteurs un discours classique, qui fut tenu par les compagnies sur le manque de stabilité de leur approvisionnement. Une phrase résume parfaitement l'évolution - récente - des rapports et l'inquiétude nouvelle des pays producteurs.

> " In the context of the changing purchasing policies of our bulk-buyers - with the emphasis on spot deals and short-term contracts with reopeners every three months or so - all this pointed to a lack of security in market outlets. "
>
> Nader H. Sultan K.P.C. *(2)

Face à l'objectif de sécurité des débouchés assurée soit par la commercialisation directe soit par l'intégration aval dans le raffinage et la distribution, les pays producteurs recherchent aussi une augmentation de leur profit. Ils estiment en effet qu'il est aujourd'hui possible de gagner de l'argent non seulement sur la distribution mais aussi sur le raffinage, même si le prix de cession du brut aux raffineries est le prix officiel.

---

*(1) : source Petrole et Gaz Arabe septembre 1983
*(2) : interview donnée au Middle East Economic Survey février 1984

3° CONSEQUENCES POSSIBLES DES EXPORTATIONS OPEP DE PRODUITS RAFFINES

-L'évolution des capacités de raffinage

	73	80	83	% 83
Venezuela	73,9	76	70	1,77
Arabie Saoudite	33,8	38	52,5	1,32
Koweit	25,9	29,7	29,7	0,75
Iran	31	63,2	28,2	0,71
Indonésie	19,1	23,5	23,5	0,59
Algérie	5,8	6,3	20,3	0,52
Irak	5,8	15	15	0,38
Nigeria	3	7,5	12,2	0,31
autres	3,6	14,8	20,6	-
total OPEP	201,9	274	272	
total mondial	2997,8	4057,3	3959,6	
%	6,73%	6,75%	6,87%	

(3)

Les raffineries de l'OPEP font beaucoup parler d'elles, or le tableau fait ressortir la stabilité de la part de l'OPEP dans la capacité mondiale de raffinage.

L'inquiétude vient non pas de la capacité de raffinage mais du volume croissant des exportations. Elles représentaient 2 millions de b/j en 1982, et en 1983 près de 1 million de b/j étaient à destination de l'Europe (4).

---

(3) : capacité exprimée en millions de tonnes métriques par an, source supplément au bulletin CPDP du 30-12-83

(4) : Si les pays industrialisés accueillent favorablement les investissements des pays producteurs dans le secteur du raffinage (secteur en difficulté qui a besoin d'argent, sécurité du ravitaillement des pays), il n'en est pas de même des exportations en provenance de ces pays. Elles font une concurrence directe à un secteur dont les taux d'utilisation atteignent à peine 60% en Europe.

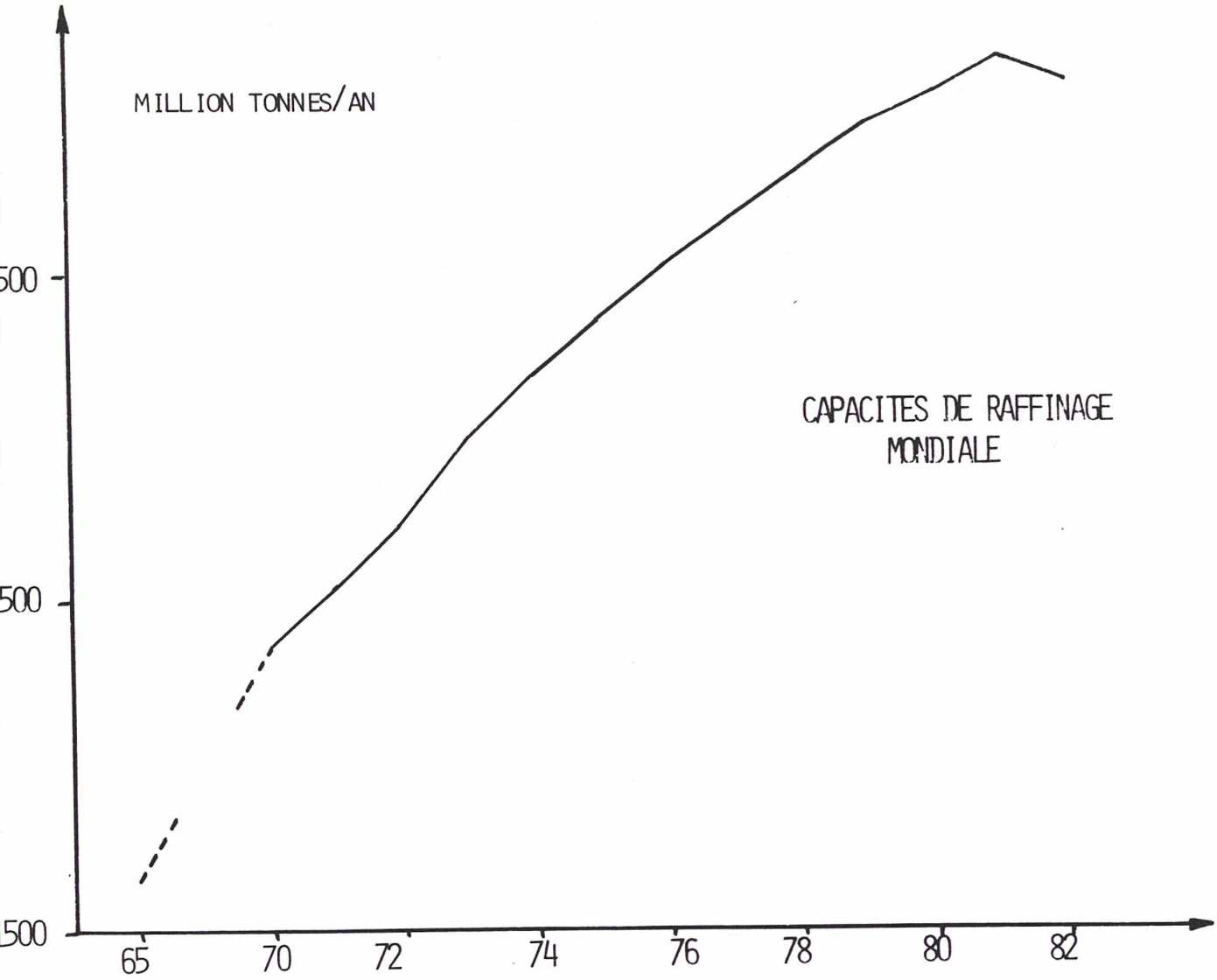
Une étude publiée par le bulletin analytique pétrolier du CPDP fournit des prévisions établies sur la base soit des prévisions officielles, soit d'un taux de croissance constant.
Elles indiquent que si en 1983 le solde exportable peut s'estimer à 66 millions de tonnes, en 1986 il atteindra 91 Mt en supposant que le taux d'utilisation des installations soit supérieur à 75%. Ce chiffre doit être analysé avec bien des précautions puisque :

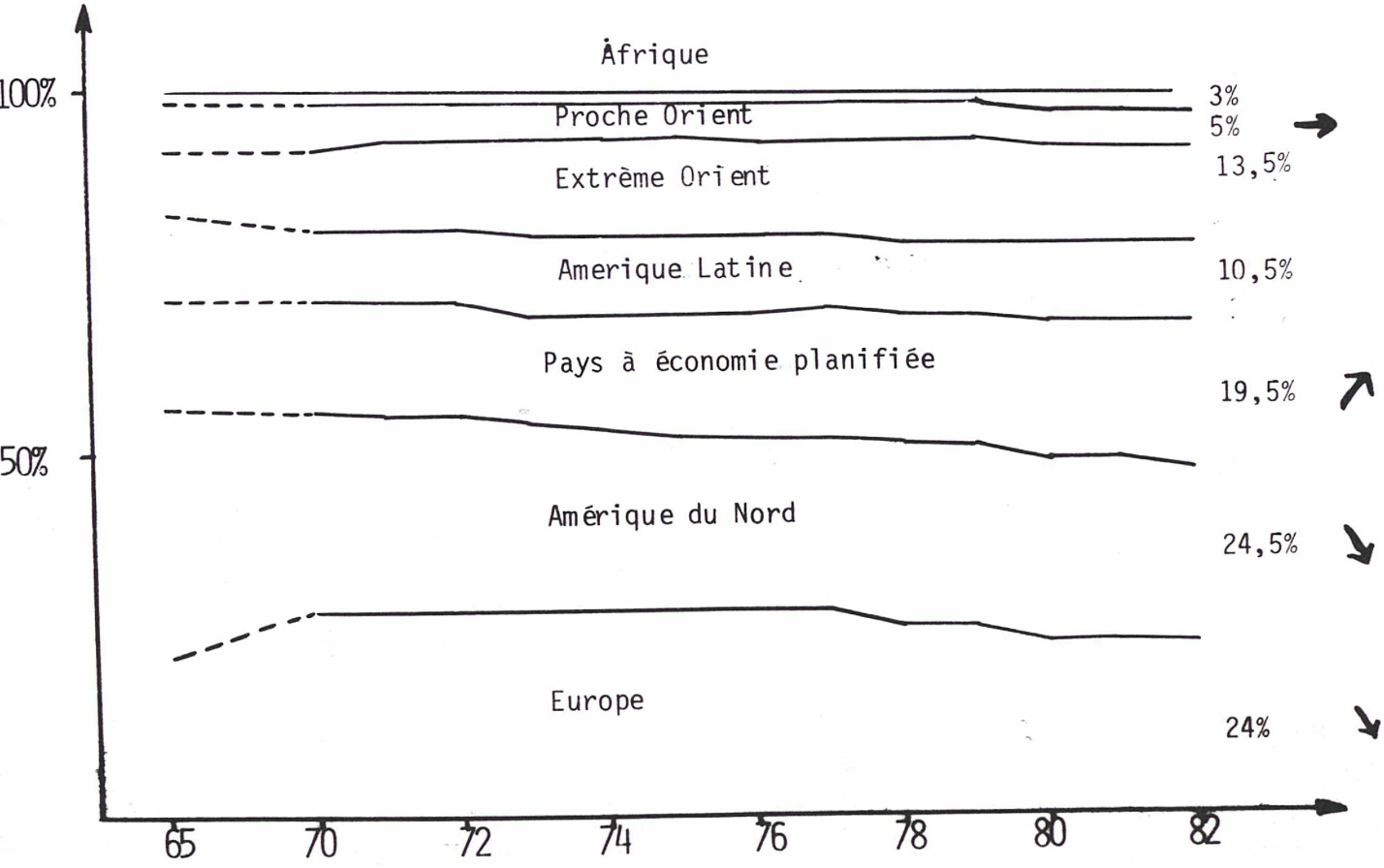
-il tient compte de la part des compagnies internationales dans les raffineries OPEP, en Arabie Saoudite la part de Shell, Mobil et Petrola atteint 20 Mt
-le taux d'utilisation des raffineries semble des plus optimiste compte tenu de la faiblesse du marché des produits
-il repose sur des prévisions officielles OPEP et ne tient donc pas compte des retards des différents projets

Il existe un danger potentiel du aux capacités de raffinage OPEP qui s'ajoutent à la surcapacité existante de ce secteur de l'industrie pétrolière.

-<u>les risques sur les prix</u>

Les avis divergent sur les conséquences possibles du raffinage OPEP.
.Pour certains comme Petroleum Economist (mai 83), MM.Fesharaki et Isaak de l'East-West Center (PIW 27-2-84), un excédent de produits risque de déprimer le marché des produits puis par osmose celui du brut. Cela va inciter les pays à raffiner plus et une crise profonde des deux marchés s'ensuivra.
.Pour d'autres comme W.L.Newton (vice-président de Petroleum Economist Limited), l'incidence des exportations OPEP ne sera pas aussi importante que l'on croit. Parallèlement à l'augmentation de la capacité du rffinage, il y a une croissance de la demande OPEP de produits et donc une limitation des exportations. D'autre part, il ne faut pas oublier le taux bas d'utilisation des installations et éviter de raisonner en termes de capacités. L'absorption du surplus éventuel dépendra essentiellement des taux de croissance des dix prochaines années.
Le meilleur scénario pour l'OPEP serait une conquête des parts de marché assortie d'une réduction du volume de brut commercialisé et d'un accord sur les prix. La réalisation de ce scénario apparaît problèmatique à tous points de vue.


MILLION TONNES/AN
500
500
500
CAPACITES DE RAFFINAGE
MONDIALE
65
70
72
74
76
78
80
82


100%
50%
Afrique
3%
Proche Orient
5%
Extrème Orient
13,5%
Amerique Latine
10,5%
Pays à économie planifiée
19,5%
Amérique du Nord
24,5%
Europe
24%
65
70
72
74
76
78
80
82

ANNEXE 10

ANALYSE HISTORIQUE DES PRIX JUSQU'EN 1970.

La figure 1 retrace l'évolution du prix du brut depuis le début de l'industrie pétrolière. Les hypothèses retenues pour construire la courbe sont données en fin d'annexe. Cette courbe met en évidence quatre périodes différentes : 1860-1880, 1880-1913, 1913-1934 et 1934-1970. La première et la troisième sont caractérisées par d'importantes fluctuations : le prix du brut passe, en dollars constants, de 9,59 $/bl en 1860 à 49cts/bl en 1861 ; de même le brut vaut 18,75 $/bl en 1921 et 1 $/bl en 1931, en dollars constants 1982. La deuxième et la quatrième période correspondent à une stabilisation des prix en dollars constants qui se traduit par une légère décroissance en dollars constants.

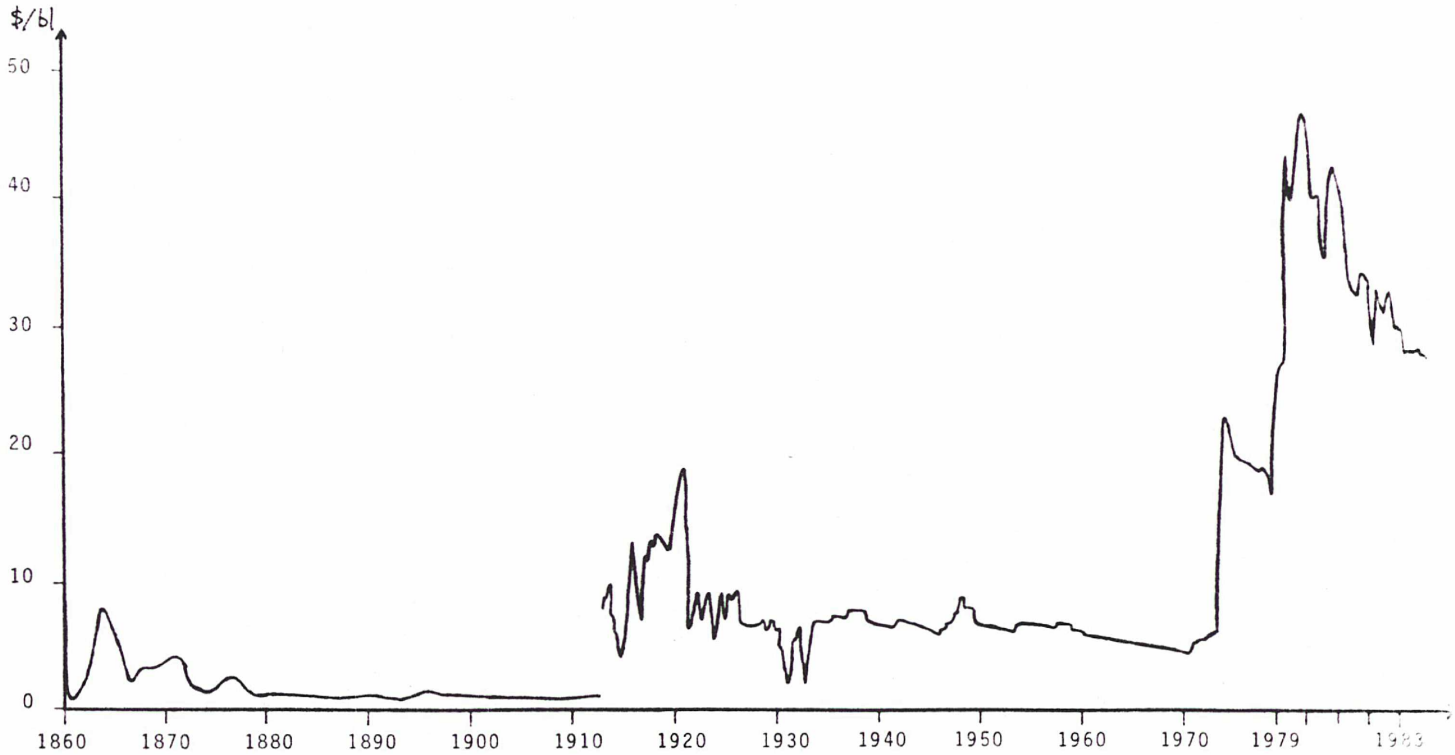


Figure 1. Evolution du prix du pétrole de 1860 à 1983.

1° LES PERIODES DE FLUCTUATIONS.

1860-1880 correspond à la naissance de l'industrie pétrolière - le colonel Drake fora le premier puits en 1859. On peut distinguer trois types d'acteurs : les producteurs, les raffineurs et les compagnies ferroviaires. Ces dernières profitaient de leur situation de monopole pour maintenir des coûts de transport élevés. Les raffineurs, le premier d'entre eux étant J. Rockefeller, s'organisent pour lutter contre le monopole de ces sociétés. En particulier le développement des pipelines, moyen de transport en gros peu coûteux, fut un important moyen de pression pour obtenir des rabais sur les tarifs ferroviaires. Si les raffineurs étaient peu nombreux et se dotaient de structures efficaces, les producteurs étaient au contraire petits, nombreux et peu organisés : c'étaient de véritables pionniers.
Dès le début le pétrole était une industrie d'équipements et de capital. Ses coûts fixes étaient élevés ; par contre ses coûts variables étaient faibles de sorte qu'il existait une incitation constante à accroître la production.

C'est dans ce contexte que la concurrence entre les producteurs fut sans merci et qu'apparurent des surcapacités. Cette industrie naissante était donc sujette à des périodes de surproduction, cause de soudaines baisses de prix.
Des années 1910 au début des années 1930, l'industrie connut un important changement de structure dont nous rappelons les faits et les facteurs principaux.

- La loi Sherman promulguée en 1890 fut à l'origine d'un mouvement anti-trust. Celui-ci aboutit en 1911 à la dissolution de la Standard Oil de Rockefeller qui avait contrôlé l'industrie pétrolière depuis la fin des années 1870. Parmi les 33 sociétés provenant de la dissolution de la standard, certaines restèrent dans le pétrole. Trois d'entre elles allaient devenir des majors : la Standard Oil of New Jersey (Exxon), la Standard Oil of New-York (Mobil) et la Standard Oil of California (Socal).
- Les champs pétrolifères se multipliaient aux Etats-Unis mais aussi dans d'autres pays comme le Mexique, le Venezuela, la Russie et le Moyen-Orient. La découverte des gisements du Texas, boudés par J. Rockefeller, permit à la Gulf Company et à Texaco de s'ériger au rang de major. De plus cette découverte attira de

nombreux petits producteurs comme pendant les années 1860-1880. En dehors des Etats-Unis, les gisements étaient découverts et exploités par deux groupes : la Royal Dutch Shell Company au Mexique, au Venezuela, en Russie, en Egypte... et l'Anglo-Persian Company (qui par la suite devint l'Anglo-Iranian puis BP) en Iran.

-L'industrie automobile était en plein essor[1] : l'essence était devenue le plus important dérivé du pétrole de par sa quantité et sa valorisation. L'industrie du raffinage changea de par la taille des usines et leurs performances techniques.

-La première guerre mondiale rendit conscients les gouvernements du rôle important du pétrole pour leur survie. Du fait de la mécanisation le pétrole jouait un rôle croissant dans cette guerre (navires, tanks, avions, automobiles). De plus la source russe s'étant tarie, les Etats-Unis devinrent la principale source d'approvisionnement des alliés. Cette situation avait fait naître aux Etats-Unis la crainte de l'épuisement des gisements indigènes et d'une pénurie de pétrole.

Ce bref rappel des principaux faits ayant marqué l'industrie pétrolière au début du XXème siècle met en évidence plusieurs facteurs d'instabilité résultant d'une concurence très vive entre les acteurs :

-Aux Etats-Unis, le démantèlement de la Standard et la découverte des gisements du Texas avait relancé, entre le petits producteurs, la concurrence qui, pour les mêmes raisons qu'un demi-siècle auparavant, avait conduit à des périodes de surproduction et donc de baisses des prix.

-Les grandes sociétés américaines, dans la crainte d'une pénurie de pétrole, étaient désireuses de s'assurer des sources de production à l'étranger. Elles s'aperçurent de la position dominante des sociétés britanniques à cet égard. Une compétition très sévère s'engagea entre les majors pour s'assurer de nouvelles réserves dans toutes les parties du monde.

-Le développement de l'automobile alimenta la concurrence entre les grandes compagnies à l'intérieur des Etats-Unis.

---

(1) Le parc automobile américain était de 8000 véhicules en 1900, 2,5 millions en 1915, 10 millions en 1921 et 20 millions en 1925.

Le système de prix en vigueur au cours de ces deux périodes est celui du prix affichés. Cependant il existe une légère différence entre les deux époques.
De 1860 à 1880 l'affichage des prix était assurré par les raffineurs. En effet avec le développement des pipelines comme moyen de transport, le plus souvent réalisés à l'initiative et l'appui financier de ces derniers, ils disposaient d'influence et de moyens pour drainer le pétrole brut jusqu'à leurs usines : ils avaient ainsi l'initiative sur le marché pour estimer la valeur des pétroles bruts par rapport à l'emploi qu'ils pouvaient en faire dans leurs installations de traitement en vue de servir leurs marchés propres de produits finis.
Avec la découverte des gisements hors des Etats-Unis, lors des années 1910-1930, le système de prix affichés se généralisa. Cependant si aux Etats-Unis l'affichage était assuré par l'acheteur, il était le fait du vendeur - la société productrice - pour les bruts non américains. L'industrie pétrolière était en effet dominée, en dehors des Etats-Unis, par les sept majors, compagnies totalement intégrées, qui étaient les seules à pouvoir vendre de tels bruts.

2° LES PERIODES DE STABILITE.

Les années 1880-1910 correspondent à l'ère Rockefeller. Ce dernier et son avocat d'affaires inventèrent une forme juridique nouvelle : le trust. Ils transformèrent l'alliance de raffineurs qu'il dirigeaient en un syndicat. Les entreprises adhérentes gardaient leur autonomie juridique mais remettaient la gestion aux mains de Rockefeller. C'est par ce moyen que : Rockefeller réalisa l'intégration horizontale de l'industrie du raffinage en 1880 il contrôlait 80% à 90% de la capacité totale existante. Il poursuivit ensuite un effort d'intégration verticale en amont et en aval. L'intégration aval commença dès 1873 par des acquisitions de réseaux existants puis se prolongea au cours de la décennie suivante par l'édification d'un système de distribution à l'échelle nationale. A l'étranger, après s'être appuyé sur des distributeurs existants, Rockefeller créa sa propre organisation en prenant des intérêts dans des sociétés européennes. Il poursuivit son extension commerciale en Orient et en Occident. C'est dans cette structure de nombreux petits producteurs face à un important groupe transporteur-raffineur-distributeur que les prix affichés trouvèrent leur

stabilité pendant les 30 ans de l'ère Rockefeller. L'équilibre des forces était inégal.

La deuxième période de stabilisation des prix fut l'oeuvre des majors et des Pouvoirs Publics américains.
La concurrence entre les majors, surtout en ce qui concernait leurs activités à l'étranger, avait conduit à une guerre des prix dont les conséquences, si elle avait duré, auraient pu être catastrophiques puisque plus du tiers de la capacité mondiale de production était inemployée, faute de débouchés. L'accord d'Achnacarry, signé d'abord entre Exxon, Shell et l'Anglo-Iranian puis par la Gulf et Texaco, vint mettre un terme à ces conflits. Cet accord, prétextant une lutte contre le gaspillage auquel avait conduit la concurrence, déterminait le cadre dans lequel les compagnies collaboreraient désormais. Ce plan abandonnait en fait à une poignée d'hommes d'affaires le droit de se partager à leur guise le marché du pétrole et de décider des prix. L'objectif essentiel de cartel ainsi constitué était de maintenir les prix américains. Pour fixer le prix mondial, on appliquait le système du Gulf Plus : le prix de vente des produits ou du brut était déterminé, pour un point de vente donné, indépendamment de leur lieu de production , comme la somme du prix au départ du Golfe de Mexique augmenté du frêt pour aller du Golfe du Mexique au point de vente.
La situation anarchique qui résulta de la découvertes de nouveaux gisements au Texas en 1930, conduisit les Pouvoirs Publics à établir des quotas de production. L'objectif du rationnement était double : récupérer au maximum le pétrole des gisements - c'est ce qui était officiellement appelé la conservation - et réguler le marché afin de stabiliser les prix - c'est ce qui était officieusement dit. Pour assurer le contrôle du marché mondial, ainsi que l'a déclaré M. Frankel, "la conservation était le chaînon manquant qui devait être forgé".

La stabilité des prix ainsi obtenue fut maintenue malgré la deuxième guerre mondiale, malgré la nationalisation mexicaine en 1938, malgré la loi pétrolière du Venezuela en 1943 (instaurant le partage 50-50 des bénéfices entre la compagnie concessionaire et le pays producteur), malgré la crise Mossadegh en Iran en 1951 et malgré le changement de structure de l'industrie pétrolière après la deuxième guerre mondiale, dont nous rappelons les principaux traits.

Le marché mondial était toujours dominé par les sept majors. Mais les indépendants américains, fortement établis aux Etats-Unis où ils étaient intégrés du champ de pétrole au consommateur, se lancèrent dans l'aventure pétrolière internationale pour pallier les problèmes d'approvisionnement rencontrés sur le marché américain. Citons par exemple Getty et Aminoil qui achetèrent une concession dans la Zone Neutre entre l'Arabie Saoudite et le Koweit en 1948, ou Aminoil, Sohio, Getty et quelques autres indépendants qui entrèrent dans le consortium irakien en 1954 après la crise Mossadegh.
L'industrie automobile connut en Europe l'essor qu'elle avait eu 30 ans auparavant aux Etats-Unis. Celle-ci accompagna le développement du raffinage en Europe et plus généralement dans les pays consommateurs. Le développement de l'industrie de transformation du pétrole entraîna la prééminence du marché du brut sur celui des produits, qui devint un simple marché d'appoint.
Enfin les Etats-Unis passèrent progressivement d'une position d'exportateur à une situation d'importateur net de pétrole brut. Parallèlement le Moyen-Orient devenait la principale source de pétrole du commerce international.

Le changement de physionomie de l'industrie pétrolière ne fut pas sans effet sur le système de prix malgré leur apparente stabilité. En effet les marines britannique et américaine puis la réapparition d'un marché européen après la deuxième guerre mondiale mirent en évidence les incohérences du système Gulf Plus. En effet pour le producteur, ce système entraînait des prix de vente au départ des lieux de production différents suivant le marché auquel étaient destinés ses produits ; si ce marché était plus près du lieu de production que du Golfe du Mexique, le producteur profitait d'un frêt fantôme égal à la différence entre le frêt fictif (Golfe du Mexique-marché) et le frêt réel (lieu de production-marché).

En 1947 les prix du Moyen-Orient diminuèrent (cf tableau 1) de manière à ce que les prix des bruts américains et ceux de Moyen-Orient s'égalisent sur la ligne marquant la frontière entre deux zones d'approvisionnement. Dans un premier temps cette ligne était siruée en Grande-Bretagne puis se déplaça vers l'ouest pour s'établir dès 1950 sur la côte est des Etats-Unis.
Les attaques contre le système de prix se poursuivirent encore pendant la décennie 1950. La Federal Trade Commision étudia le problème des prix des produits pétroliers en 1952. Elle conclua que le système ne permettait pas

aux grandes compagnies "d'assumer leurs responsabilités à l'égard des intérêts des consommateurs". Trois ans plus tard, la commission économique pour l'Europe (section de l'ONU) préconisa une action accrue des gouvernements européens afin d'assurer la défense de leurs intérêts.

Après le démantèlement du système Gulf Plus, les prix des bruts furent établis au départ de la zone productrice, quelle que fût la destination du du produit. Le prix final était obtenu en ajoutant le coût du frêt à cette cotation. La notion même de prix posté avait perdu de son sens économique. En effet les baisses successives des prix postés au Moyen-Orient n'étaient pas sans mécontenter les pays producteurs. Les compagnies freinèrent la chute des prix postés, et facturèrent le brut à un prix de transfert inférieur au prix posté pour s'aligner sur les prix pratiqués par les indépendants et satisfaire les revendications des pays consommateurs. Le prix réel devint petit à petit le prix de transfert, dont le secret est bien gardé encore aujourd'hui.

	USA West Texas 36 API	VENEZUELA Officina 36° API	ARABIE SAOUDITE Arabe léger 34 API	
Mars 1948	2,75	2,65	2,18	
Juin Novembre 1948			-0,19 / 1,99	Baisse Moyen-Orient
				Parité Ouest-Europe
Avril 1949			-0,15 / 1,84	Baisse Moyen-Orient
Septembre 1949			-0,13 / 1,71	Baisse Moyen-Orient
				Parité Est US
Juin Juillet 1953	+0,25 / 3,00	+0,25 / 2,90	+0,22 / 1,93	Hausse générale
Novembre 1955		-0,08 / 2,82		Baisse au Venezuela
				Crise de Suez
Janvier Mai Juin 1967	+0,25 / 3,25	+0,25 / 3,07	+0,15 / 2,08	Hausse générale sélective
Fevrier 1959	-0,11 / 3,14	-0,15 / 2,92	-0,18 / 1,90	Baisse générale sélective
				Fermeture du marché US
Avril 1959		-0,10 / 2,82		Baisse au Venezuela
Aout Septembre 1960			-0,10 / 1,80	Baisse au Moyen-Orient
				Création de l'Opep

Source : M. Granier de Lilliac Annales des Mines Sept. 1966

Tableau 1.

ANNEXE 11

PRINCIPALES DATES DE L'INDUSTRIE PETROLIERE.

1859 : le Colonel Drake fore le premier puits.

1863 : J. Rockefeller démarre une petite raffinerie à Cleveland.

1870 : J. Rockefeller fonde la Standard Oil of Ohio.

1882 : J. Rockefeller et son avocat d'affaires inventent une forme juridique nouvelle : le trust

1890 : Sherman act : loi antitrust

1901 : Mellon et Lucas mettent au point le forage rotary et fonde la Gulf Company. Cullinan et Shlaet fondent la Texas Fuel Company (Texaco).

1907 : Fusion de la Royal Dutch et de la Shell.

1909 : Création de l'Anglo-Persian Oil Company Anglo-Iranian Oil Company (1913) BP (1954)

1911 : Dissolution de la Standard Oil de J. Rockefeller.
Création de Mobil, Socal et Exxon.
Création de la Turkish Petroleum Company Irakian Petroleum Company.

1914-1918 : 1ère guerre mondiale.

1928 : Accord d'Achnacarry entre Shell, Anglo-Iranian et Exxon.
Loi de 1928 concernant l'industrie pétrolière française.

1931 : Création de la CFP. Instauration de quotas de production aux Etats-Unis.

1936 : Socal et Texaco fondent l'Aramco.

1938 : Nationalisation mexicaine.

1939-1940 : 2ème guerre mondiale.

1941 : Création de l'ERAP.

1943 : Loi pétrolière du Venezuela partage 50-50 des bénéfices. Partage qui se généralisera : Arabie Saoudite (1950), Koweit, Irak et Iran (1957).

1951 : Révolution iranienne avec Mossadegh.

1956 : Découverte des gisements Hassi Messaoud et Hassi R'mel (Algérie).
Nationalisation du canal de Suez.

1957 : Instauration de quotas d'importations aux U.S.A.

1960 : Création de l'OPEP.

1967 : Guerre des Six Jours.

1969 : Arrivée de Khadafi en Lybie.

HYPOTHESES RETENUES POUR LA CONSTRUCTION DE LA COURBE 1.

La courbe représente le prix d'un baril de pétrole exprimé en dollars courants pour la période 1860-1912 et en dollars constants 1982 pour la période 1913-1983. Le déflateur utilisé est l'indice général des prix US.

Différents systèmes de prix sont utilisés :

1860-1912 : prix affiché d'un brut pennsylvanien (source : Gilbert Jenkins BP 1984 Petroleum Handbook)

1913-1947 : prix affiché de l'Oklahoma 36-36,9°API (source : Petroleum facts & figures 1967 p449)

1948-1973 : prix affichés de l'Arabe léger 34°API (source : Granier de Lilliac Annales des mines sept. 1966)

1974-1978 : prix officiel de l'Arabe léger 34°API (source : Petroleum Intelligence Weekly 12 avril 1982)

1979-1983 : prix spot d'une moyenne de bruts légers du Moyen-Orient (source Petroleum Intelligence Weekly)

1970 : Conférence de Caracas : hausse générale des prix affichés.

1971 : Accord de Téhéran : le taux d'imposition passe de 50 à 55% ; les prix affichés sont augmentés de 20%.
Accord de Tripoli.
Fin de la convertibilité dollar-or.

1973 : Guerre du Kippour (6 octobre).
Accord de Téhéran II (décembre) : hausse de 70% du prix affiché.
Hausse de 130% des prix OPEP.

1976 : Scission de l'OPEP à Doha : désaccord sur les prix.

1977 : Réunification des prix OPEP.

1978 : Grève pétrolière en Iran. Arrêt des exportations pétrolières iranniennes.

1979 : Exil du Chah d'Iran. Retour de l'Ayatollah Khomeiny à Téhéran.
Echec de la conférence de l'OPEP à Caracas ; anarchie au niveau des prix du pétrole.

1980 : Déclenchement de la guerre Irako-Iranienne.

1981 : Réunification des prix OPEP au niveau souhaité par les Saoudiens.

1982 : La chute de la demande de pétrole OPEP s'aggrave. Mise en place d'un plafonnement de la production OPEP et de quotas par pays ; l'Iran fait cavalier seul.

1983 : Renégociation des quotas de production au sein de l'OPEP ; baisse du marker de 34 à 29 .

ANNEXE 12

BIBLIOGRAPHIE

- The world petroleum market
  Adelman — The Johns Hopkins University 1972
- La rente pétrolière
  J.P.Angelier — CNRS
- Législation et fiscalité internationale des hydrocarbures
  R.Brasseur — Editions Technip
- L'industrie du pétrole
  E.Dalemont — Que sais-je?
- Le pétrole
  E.Dalemont — Que sais-je?
- La politique pétrolière internationale
  D.Durand — Que sais-je?
- L'économie pétrolière
  P.H.Frankel — Librairie Medicis 1948
- La géopolitique du pétrole en 1983
  A.Giraud — CGEMP Dauphine
- Géopolitique des ressources minières
  P.N.Giraud — Economica 1983
- L'économie des hydrocarbures
  J.Masseron — Editions Technip 1982
- L'OPEP
  L.Mihailovitch, J.J.Pluchart — Que sais-je?
- Les compagnies pétrolières internationales
  L.Mihailovitch, J.J.Pluchart — Que sais-je?
- The seven sisters
  A.Sampson — Bantam book
- L'étonnante histoire de l'OPEP
  P.Terzian — Jeune afrique 1983

principales revues :

- P.I.W. (Petroleum Intelligence Weekly)
- Petroleum Economist
- Pétrole et gaz arabe
- M.E.E.S. (Middle East Economic Survey)
- Petroleum Economics Limited
- Platt's Oilgram Price Report
- Bulletins analytiques du CPDP
- Statistiques de l'industrie pétrolière CPDP (annuel)

ANNEXE 13

DONNEES DE BASE SUR LE PETROLE

1. LE PETROLE

La production mondiale de pétrole brut a atteint 2 728 Mt (millions de tonnes) en 1983 dont environ 20 % d'origine marine.
Les réserves mondiales prouvées s'élevaient en 1983 à 91 864 Mt, c'est à-dire à plus de 30 ans au rythme de production actuel.

En 1982, le commerce de pétrole brut représentait 1 220 Mt soit une somme voisine de 600 milliards de $ ou pour fixer les idées, 7 fois le budget de la France.

Une unité fréquemment employée est le baril/jour (b/j) avec approximativement 1 b/j $\simeq$ 50 t/an.

Interviennent sur la scène divers types d'acteurs : les compagnies pétrolières, les pays producteurs, les courtiers, les traders qui sont les négociants.

2. L'O.P.E.P.

L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole a été créée en 1960 à l'initiative du Vénézuela.
Elle réunit 13 pays : Vénézuela, Iran, Irak, Koweit, Arabie Saoudite auxquels sont venus s'ajouter Qatar, Libye, Indonésie, Abu Dhabi (Emirats arabes unis), Algérie, Nigéria, Equateur, Gabon.
Elle a pour objectif de protéger et d'améliorer les revenus procurés par le pétrole aux pays membres.

3. LES COMPAGNIES PETROLIERES

Les Majors

Née en 1859 en Pennsylvanie, l'histoire pétrolière se confond jusqu'à la deuxième guerre mondiale avec celle de 7 compagnies internationales, les Majors. Ce sont Exxon (Esso), Mobil, Texaco (ex Texas-Oil), Socal (ex Standard Oil of California), Gulf, Shell et BP.
Jusqu'à une date récente, les Majors intervenaient à tous les stades de la filière du pétrole : recherche et développement, production, raffinage, transport, distribution. Ce phénomène était appelé l'intégration verticale du gisement à la pompe.

Les autres compagnies

A partir de 1950, on assiste à une érosion du pouvoir des Majors du fait de l'apparition de sociétés d'Etat occidentales (CFP, ENI,..) et de compagnies surnommées les indépendants américains (indépendants par rapport aux Majors) comme Amoco, Continental, Occidental...
Depuis les deux chocs pétroliers, de nouveaux partenaires sont intervenus sur la scène internationale. Il s'agit des compagnies des pays producteurs qu'ils soient O.P.E.P. (Petromin en Arabie Saoudite, NIOC en Iran,..) ou non-O.P.E.P. comme B.N.O.C. en Grande-Bretagne.

GLOSSAIRE

- marché spot : marché libre sur lequel s'échangent des cargaisons, il n'y a pas de lieu géographique précis
- activités amont : recherche et développement
- activités aval : raffinage et distribution
- courtier : intermédiaire, mettant en relation acheteur et vendeur
- crackage : unité de conversion permettant d'obtenir des essences à partir de fractions lourdes
- farm-in : possibilité pour une compagnie d'entrer dans une association pour produire du brut
- farm-out : idem pour sortir d'une association
- net-back : valorisation d'un brut par un raffineur, se reporter à la troisième partie
- production nette : brut issu pour les compagnies des contrats de concession et de partage de production
- raffinerie hydroskimming : raffinerie de base comportant distillation et reforming
- reforming : unité de conversion permettant d'élever l'indice des essences
- réserves prouvées : se distinguent des réserves estimées, les conditions de production ont été étudiées
- swing- producer : producteur qui réalise l'ajustement final à la demande
- trader : négociant, se reporter à la deuxième partie
- unité de conversion : installations intervenant après la distillation et fournissant à partir de fractions lourdes des essences d'indice relativement élevé, les principaux procédés sont le crackage et le reforming
- V.L.C.C. : Very Large Crude Carriers, tankers de 160 000 à 319 999 LT/dw les ULCC sont à partir de 320 000 LT/dw