

Le prix du pétrole brut et des produits pétroliers et leur évolution en Europe

par E.R. JANSSEN

A l'approche du débat en public sur la politique énergétique et en considérant le rôle important que l'agent pétrole semble encore tenir dans ce débat, nous croyons qu'un inventaire et une analyse des facteurs déterminant les prix des produits pétroliers dans les pays du Marché commun pourrait constituer une aide susceptible de clarifier les esprits sur la portée et l'importance du débat.

En essayant de suivre le pétrole brut de son lieu de production vers sa destination de consommation, nous essayerons de restructurer les éléments de prix en trois sections : le prix F.O.B., le prix C.I.F. et le prix ex-raffinerie.

Nous sommes conscients que cette méthode d'approche pragmatique est incomplète et non sans dangers. Il existe des éléments déterminant des prix à chacun des stades (comme le coût de l'exploration par exemple) qui sont antérieurs à la production proprement dite, mais nous croyons que ces facteurs se retrouvent comme élément de coût à l'un ou l'autre des niveaux que nous nous sommes proposés d'analyser. En adoptant cette subdivision, nous pensons pouvoir mieux démontrer la superposition des différents prix et expliquer l'existence de marchés parallèles avec des prix différents.

1.00 LE PRIX F.O.B. DU PETROLE BRUT

Le prix F.O.B. est un prix de départ, port d'exportation du pays producteur, impôts et taxes locales payés. Actuellement, il constitue l'élément principal du niveau des prix des produits pétroliers.

Ce prix comprend :

Le coût de production proprement dit qui représente l'ensemble des dépenses mises en œuvre pour faire remonter le pétrole brut à la surface. Il est évident que ceci comprend un ensemble de frais et dépenses passées, présentes et futures, fixes et variables. Celles qui sont du passé comme les dépenses d'exploration, de forage, d'essais, etc. doivent nécessairement venir se greffer sur le coût unitaire de la matière extraite, tout comme celles qui à l'avenir sont nécessaires pour continuer à extraire, doivent être actualisées et s'incorporer dans un même coût unitaire.

Il est important de noter que les gisements diffèrent du point de vue des données d'exploitation, du produit lui-même et de son débit par unité de temps. Ceci a comme conséquence que la faculté d'absorption de coûts des différents produits est différente entre eux. Il faut encore ajouter que l'ensemble des frais d'exploitation qui n'ont pas été couronnés de succès doivent être supportés par la production. La production du pétrole brut étant un flux techniquement déterminé en fonction de la qualité du produit, de la nature du gisement et de ses réserves, le calcul économique intervient pour déterminer la part relative d'une qualité dans le « product mix » d'un opérateur ainsi que pour la répartition des portions des dépenses passées, présentes et futures sur chaque unité physique de ce flux en quantité et dans le temps (1).

Le coût du transport par oléoduc, le coût du stockage et le coût de chargement. La plupart des auteurs incluent ces coûts dans les coûts de production parce qu'ils représentent des dépenses appelées productives, c'est-à-dire à contrepartie économique. Tout comme les frais de production proprement dits, les frais de transport, de stockage et de chargement se composent en majeure partie d'amortissement du coût initial d'investissement, car l'installation d'oléoducs de réservoirs et de jetées de chargement nécessite des dépenses considérables et dont la répartition sur le flux peut aller jusqu'à 70 % du coût unitaire.

Les revenus du pays producteur, co-détenteur ou propriétaire des gisements et des installations de production.

Par revenus du pays producteur, nous entendons la différence entre le prix F.O.B. et les frais réels dus à l'activité économique de produire, de transporter et de charger. Ces revenus ont subi une profonde modification dans leur montant absolu. Leur caractère même a évolué de la simple taxation via la prise de participation vers l'appropriation du produit d'extraction qu'est le pétrole brut. Malgré une inflation mondiale surtout engendrée par

(1) Pour plus de détails, voir M.A. ADELMAN (1972).

les pays industrialisés, les prix du pétrole brut n'ont guère subi de changement dans la période allant de 1961 à 1970. Les accords de Téhéran intervenus le 14 février 1971 entre les pays du Golfe Persique et les principales compagnies pétrolières n'avaient comme suite qu'une augmentation de 20 % des prix affichés et une majoration des impôts de 50 % à 55 % calculée sur base des prix affichés.

Les premiers accords de Genève conclus le 20 janvier 1971 amenaient une seconde hausse de 8,5 % des prix affichés compensant la dévaluation du dollar. La deuxième dévaluation du dollar déboucha sur les seconds accords de Genève le 1er juin 1973 et amenait une nouvelle augmentation de 12 % des prix affichés. La guerre du Yom Kippour apporta un tournant décisif d'abord au niveau général des prix, car les Etats producteurs réunis au Koweït le 16 octobre 1975 décidèrent unilatéralement d'augmenter les prix affichés d'un pourcentage entre 70 et 110 % et, au mois de décembre de la même année, la réunion de Téhéran entraîna une nouvelle hausse de 80 % à 130 %. Ensuite se dessina un autre changement dans la structure et la nature même des prix. L'appropriation d'abord partielle par les Etats producteurs des ressources de leur sous-sol fit apparaître plusieurs sortes de pétrole brut : celui appartenant à la société pétrolière; celui appartenant à l'Etat producteur et que la société devait racheter (buy back) et celui appartenant à l'Etat producteur et que celui-ci écoulait lui-même, soit en concluant des accords avec d'autres Etats, soit directement sur des marchés libres. Dans la situation actuelle, les prix affichés ont perdu toute leur signification. Le pétrole brut appartenant à l'Etat producteur et, comme toute augmentation se calcule directement sur le prix de vente officiel, les compagnies pétrolières reçoivent une marge d'exploitation rémunérant leurs activités techniques et commerciales dans les accords de livraison à long terme.

**Tableau 1. Evolution du prix du pétrole
de janvier 1971 à janvier 1977 en dollar par barril**

	Janv. 71	Mars 71	Févr. 72	XI 73	I 74	XI 74	IX 75	X 75	I 77	VII 77
Prix affichés	1.80	2.18	2.43	5.12	11.65	11.25	11.25	12.38	13.00	13.66
Prix de vente réel ou officiel	1.20	1.50	1.70	3.60	8.50	10.50	10.50	11.51	12.09	12.70

De janvier 1971 à janvier 1977, les prix affichés ont été multipliés par 7,6 ce qui donne une hausse annuelle moyenne de 94,1 %. Pendant ce même temps, les prix de vente réels ou officiels ont été multipliés par 10,6 ce qui donne une hausse annuelle moyenne de 136,9 %.

Tableau II. Evolution de la structure des coûts du pétrole brut (2)

	1971	juillet 1973	oct. 73 73	janv. 74	janv. 75	janv. 77	juillet 77
Prix affichés	1.80	3.01	5.12	11.65	11.25	13.00	13.66
Redevances Royalties	0.225	0.38	0.64	1.46	2.25		
Coût de production	0.10	0.10	0.10	0.10	0.12	0.12	0.12
Impôt direct	0.737	1.40	2.41	5.55	7.55		
Prélèvement du pays prod.	0.96	1.78	3.05	7.01	9.80		
Prix de rev. pour les sociétés	1.06	1.88	3.15	7.11	9.22		
Buy Back		2.44	4.11	10.84	10.46		
Coût d'acquisition/ Coût final	1.06	2.01	3.39	9.34	10.24	11.89	12.50
Revenus moyens du pays prod.	0.96	1.91	3.29	9.24	10.12	11.77	12.38
Prix de vente officiel	1.20	2.11	3.60	8.50	10.50	12.09	12.70

(2) SOURCES : Petroleum Intelligence Weekly div. N° — Petroleum Economist div. N°.

En conclusion, nous pouvons dire que le prix F.O.B. du pétrole est devenu un prix fixé par les pays producteurs en fonction d'éléments divers comme la qualité technique du produit, les frais de transport maritime, le coefficient de réserve par rapport à la production des sources, les besoins budgétaires du pays producteur et la demande relative des opérateurs et compagnies pétrolières.

La rémunération de l'agent économique, compagnie pétrolière, se trouve comprise dans ce prix et elle sera plus ou moins grande selon que les éléments cités jouent plus ou moins en sa faveur. Des facteurs comme la demande finale, conditionnée par un ensemble de restrictions techniques ou économiques, et l'éloignement géographique des marchés de consommation peuvent augmenter ou diminuer le « bargaining power » du pays producteur, se répercuter ainsi directement sur les prix et, par conséquent, sur la marge allouée à l'intermédiaire obligé qu'est l'opérateur.

La complexité des relations que nous venons d'esquisser a eu pour conséquence l'apparition d'un marché non canalisé où des quantités relativement marginales de pétrole brut, ne se traitant ni par l'intermédiaire des compagnies pétrolières ni de gouvernement à gouvernement, essaient de trouver acquéreur à des prix qui sont régis par la loi de l'offre et de la demande avec la seule restriction qu'il s'agit ici d'offre et de demande résiduelle.

1.10 LES RELATIONS ENTRE LE PRIX F.O.B. ET LA DEMANDE A LONG TERME POUR LE PETROLE

La demande à long terme pour les produits pétroliers, donc pour du pétrole brut, doit être considérée avec un horizon de plus de 20 ans. Vu l'état d'esprit qui règne actuellement dans l'ensemble du monde industrialisé vis-à-vis du problème de l'énergie en général et du pétrole en particulier et qui demande un effort soutenu de recherche d'énergie alternative, nous croyons pouvoir dire que la demande à long terme pour le pétrole brut et particulièrement pour celui en provenance de l'OPEP sera résiduelle par rapport aux autres sources d'énergies jugées plus sûres.

Dans le court terme, le problème qui se pose est celui de savoir si le prix F.O.B. du pétrole peut dépasser des seuils successifs au-delà desquels la diminution relative ou le ralentissement de l'accroissement de la demande sera plus que proportionnel à l'augmentation des prix. Cette diminution de la demande se répercutant sur l'activité économique qui subit à son tour un recul ou un ralentissement, le problème revient à chercher les relations entre le niveau des prix F.O.B. du pétrole brut et la croissance économique.

Une étude de la « Brookings Institution » (3), due à G. Basevi, démontre qu'une augmentation des prix du pétrole brut de 10 \$/b a eu un effet négatif de 2,7 % sur la croissance économique de l'Europe de l'Ouest en 1974, que cet effet négatif s'est encore renforcé pour atteindre le maximum de 2,9 % en 1975 pour se retrouver à 1,8 % en 1977.

L'impact déflatoire dans le court terme d'une hausse des prix du pétrole semble donc être démontré. Reste à savoir si le court terme conditionne le long terme, si les ondes de chocs absorbées peuvent être compensées dans le long terme. L'adaptation du monde industrialisé à des prix pétroliers relativement élevés s'est faite d'une façon rapide. Les mécanismes de compensation, comme les investissements additionnels pour la recherche de

(3) E.R. FRIED and Ch. L. SCHULTZE (1975).

ressources énergétiques de substitution, et les investissements menant à une diminution de la consommation d'énergie ont diminué cet impact.

D'éminents spécialistes dans la matière, comme le professeur Jorgenson de Harvard, pensent même que les réactions à la hausse initiale des prix peuvent plus que compenser l'impact négatif en changeant la relation main-d'œuvre/machine dans la fonction de production à l'avantage de la main-d'œuvre. Les dépenses en capital étant directement influencées par le prix de l'énergie et devenant de plus en plus chères, la main-d'œuvre ne subissant pas cette même augmentation de coût, gagne successivement un avantage comparatif. Il deviendra alors plus avantageux d'engager de la main-d'œuvre plutôt que d'investir en machines, ce qui changera dans le long terme la fonction de production d'un certain nombre de secteurs.

Une autre méthode pour analyser les effets à long terme d'une hausse des prix F.O.B. est de considérer, d'une part, la demande finale pour les produits pétroliers raffinés et distribués au consommateur et de voir le niveau et la structure de prix de ces produits raffinés à la lumière des augmentations successives du prix du pétrole brut.

Comme nous le savons, la demande finale porte sur des produits raffinés spécifiques et non sur du pétrole brut. Les prix de ces produits sont très différents tant en niveau absolu qu'en structure. Il suffit de penser à la contribution fournie au trésor public par la consommation d'essence et celle fournie par la consommation du fuel-oil lourd.

Nous sommes donc en présence de catégories de demandes variées qui réagissent aussi différemment à toute augmentation de prix, la demande d'essence étant considérée comme très inélastique, celle du fuel-oil lourd par contre comme très élastique. Ceci conditionne aussi, faut-il le dire, la politique de prix des compagnies pétrolières et, comme nous l'avons vu, affecte la position des pouvoirs publics dans les pays consommateurs.

Cette structure particulière de la demande a plusieurs conséquences. La première est sa répercussion sur la demande de telle ou telle qualité de pétrole brut répondant le mieux aux spécifications de la demande finale dans un marché de consommation donné et, par le fait même, sur les efforts d'exploration, de recherche et de production dans un pays producteur déterminé.

La deuxième est l'établissement de différentielles de prix F.O.B. entre les différentes sortes de pétrole brut d'une même région ou d'un même pays exportateur.

Tableau III. Prix F.O.B. de plusieurs qualités de pétrole brut - \$/b

Pétrole brut	API	Soufre % poids	Prix FOB
Saoudi Arabian Light	34.7	1.7	12.70
" Arabian Medium	30.2	2.65	12.32
" Arabian Neavy	28.0	2.85	12.02
Iraq Kirkuk	36.1	1.9	12.85
Iraq Basra	34.0	1.95	12.60
Iran Light	34.3	1.35	12.81
Iran Heavy	31.3	1.6	12.49
Algerie Saharan	44	0.15	14.25
Algeria Zarzaitine	41	0.2	14.20
Libya Brega	39.2	0.25	14
" Es Sider	36.9	0.4	13.80
Nigeria Bonny Light	36.0	0.15	14.33
" Medium	25.5	0.25	13.68
Venezuela Ti Juana	26.5	1.55	12.72
" Bachaquero	14.2	2.6	11.01
Abu Dhabi U. Shaif	37.0	1.4	13.04
" Zakuen	40.1	1.0	13.17

Enfin, la troisième conséquence, la plus importante à notre sens, est qu'il est très difficile d'établir une corrélation entre le niveau du prix F.O.B. du pétrole brut et la demande globale à long terme pour les produits pétroliers (4), la demande pour le pétrole brut étant un agrégat de demande à élasticité différente.

2.00 LE PRIX C.I.F.

Le prix C.I.F. est constitué par l'ajout du fret maritime et des frais d'assurance au prix F.O.B. — C'est le prix de revient au port d'importation. Le fret maritime constitue ici l'élément le plus important, les assurances étant un pourcentage de la valeur de la matière transportée.

2.10 LE FRET MARITIME

La demande de pétrole brut et sa croissance prévue sont les déterminants principaux de la demande de tonnage de transport maritime et, par

(4) Voir ADNAN al JANABI (1978).

conséquent, des ordres de construction de bateaux-citernes. Les autres facteurs sont la longueur du voyage, le tonnage moyen des bateaux-citernes en service, leur vitesse de croisière et les temps d'arrêt dans les ports de chargement et de déchargement.

Nous nous trouvons donc ici en présence d'un certain tonnage offert face à une demande de tonnage qui dépend de la demande globale de pétrole brut qui est, comme nous l'avons vu, un agrégat de demandes de produits particuliers.

Cette demande de tonnage ne se comporte pas d'une façon égale et continue sur le marché, aussi parlons-nous des affrètements aux voyages, des affrètements pour plusieurs voyages et des affrètements à temps pouvant aller jusqu'à vingt ans.

Chaque catégorie d'affrètements constitue son propre marché et, par conséquent, exprime son propre prix. De plus, les capacités des bateaux-citernes varient considérablement et les coûts de transport influençant les prix de chaque catégorie sont donc aussi différents.

Nous aurons donc un prix au voyage (SPOT) et un prix à l'affrètement pour chaque catégorie de bateaux; ces prix s'expriment en pourcentage d'un tarif appelé « World Scale ». Ce tarif « World Scale » donne le prix d'un trajet déterminé pour un type de bateau pendant une année en « World Scale » 100.

Tableau IV. Tarif worldscale pour 1977 et 1978
Europe du nord en \$/baril (5)

Port de déchargement Rotterdam		
	1978	1977
Port de chargement		
Ras Tanura	2.34	2.21
Kharg Island	2.47	2.33
Khor Amaya	2.40	2.27
Es Sider	0.69	0.66
Bejaia	0.54	0.51
Bonny	1.06	0.99
Dumai	2.44	2.37

(5) SOURCE : Petroleum Intelligence Weekly Jan. 2.1978.

LE TARIF AFRA (AVERAGE FREIGHT RATE ASSESSMENT)

Pour des besoins de simplification et de référence, mais pour ceux-là seulement, les opérateurs et affréteurs ont arrêté une méthode de calcul d'une moyenne pondérée de tous les prix de transport maritime de pétrole brut et de produits pétroliers, voyage simple et voyage à temps différent pour une période donnée.

Cette méthode ne fournit aucune indication sur l'état du marché, ni sur celui des transactions à un moment donné. C'est une mesure des flux allant de l'industrie pétrolière vers les opérateurs maritime qui peut donner une image approximative des montants moyens dépensés pour le transport maritime des matières pétrolières.

**Tableau V. Les prix SPOT (au jour le jour)
et l'AFRA en vigueur pendant la même période**

	AFRA (1)	SPOT (2)	(2) : (1) %
<i>1976</i>			
Juillet	50.1	29.8	59.5
Août	50.5	30.6	60.6
Septembre	49.4	27.0	54.7
Octobre	48.8	30.3	62.1
Novembre	49.2	33.1	67.3
Décembre	48.7	32.1	65.9
<i>1977</i>			
Janvier	47.4	26.0	54.9
Février	48.9	26.1	53.4
Mars	49.1	28.8	58.7
Avril	48.9	24.3	49.7
Mai	48.3	20.8	43.1
Juin	47.8	20.9	43.7

(1) Platt's Oilgram Price Service divers.

(2) World Tanker Fleet Review; John I. Jacobs and Company Limited, février 77, août 77.

La dépression qui règne actuellement dans le domaine des prix de l'affrètement est due à un excès d'offre d'espace de transport maritime par rapport à la demande; cet excès provient particulièrement du surinvestissement en bateaux-citernes à grande capacité suite à une projection erronée des taux de croissance de la demande globale de pétrole des pays industrialisés.

3.00 LE PRIX DES PRODUITS PETROLIERS EX-RAFFINERIE

L'activité de raffinage est un procédé industriel de transformation du pétrole brut en produits finis. C'est sur ces produits finis que se porte la demande finale. Il faut donc que l'instrument de transformation, c'est-à-dire la raffinerie soit adaptée à la demande. Nous avons vu plus haut que les pétroles bruts qui constituent la matière première se différencient entre eux, non seulement sur le plan de la composition mais aussi de la transformation. Il faut donc que l'instrument de transformation soit adapté aux exigences du marché, mais aussi que la matière première soit susceptible d'être transformée en produits, en qualité et en quantité demandés. Le problème de l'opération de raffinage se pose donc à deux niveaux : composition de la ou des matières premières à l'entrée; adaptation et flexibilité de l'instrument de transformation.

L'opération technique de transformation consiste à modifier la structure moléculaire d'un produit, le pétrole brut, de façon à en extraire un certain nombre d'autres produits de nature et de caractéristiques différentes.

**Tableau VI. La flexibilité du pétrole brut (Iraq Med.)
quant à ses produits finaux (6)**

	% du volume en pétrole brut	
	<i>Procédé I</i>	<i>Procédé II</i>
Gaz	2,1	2,1
Essences	5,5	9,1
Benzine	14,0	6,0
Naphte	5,3	12,4
Kérosène	2,6	5,2
Gaz oil léger	27,2	18,4
Gas oil lourd	5,2	11,1
Fuel-oil	38,1	35,7

(6) SOURCE : Fielding, Nelsson-Smith and Co Oil Bulletin special II Future Trends in refining, Londres 17 mai 1976.

Comme on le constate dans le tableau VI, l'application de techniques différentes à une seule et même matière première donne des quantités différentes de produits finis. Ces quantités peuvent encore être modifiées par l'application de méthodes de raffinage comprenant des procédés de cracking du fuel-oil pour en faire des produits plus légers.

3.1 LA VALORISATION DES PRODUITS FINIS

Traditionnellement, les produits pétroliers issus du pétrole brut ont subi un classement en produits nobles et en produits moins nobles selon qu'ils étaient employés comme carburant ou combustible. Une autre raison pour ce classement réside dans la quantité extraite de chaque unité de matière première, c'est-à-dire sa rareté relative et cette rareté relative ne pouvait se concevoir que sous l'angle de la demande qui se porte sur chacun des produits séparément. Toute diminution de la rareté exige des procédés de transformation de plus en plus complexes et coûteux et introduit un élément de coût supplémentaire dans la valorisation traditionnelle. Aux facteurs précédents vient actuellement s'ajouter le coût et la facilité de substitution par laquelle un produit pétrolier est remplacé par un autre produit de nature différente. Tous ces éléments ont contribué à établir une échelle de valorisation qui sert de base de départ aux prix des produits pétroliers de raffinerie. C'est ce prix ex-raffinerie qui est le résultat de la rencontre de l'offre qui peut se concevoir partant d'un seul produit, le pétrole brut et de la demande qui se porte elle sur une multitude de produits bien spécifiques. On peut donc considérer que l'offre est homogène tandis que la demande est hétérogène. Dans chaque unité de mesure de pétrole brut, il y a nécessairement, et quel que soit le procédé de transformation appliqué, une certaine quantité de produit de la gamme contenue dans la matière première mais les demandes différentes ne s'ajoutent pas nécessairement de façon à ce qu'ils soient complémentaires et reconstituent l'ensemble de la quantité de produits issus du pétrole brut. Cette inéquation de l'offre et de la demande a fait naître un certain nombre de marchés-parallèles où ces surplus de raffinage sont écoulés. Le marché parallèle le plus important de l'Europe du Nord est le marché de Rotterdam.

3.2 LE MARCHE DE ROTTERDAM

Grand centre de raffinage, le plus grand port pétrolier du monde et centre de transport fluvial situé idéalement par rapport aux grands centres de consommation pétrolière, il n'était pas étonnant que Rotterdam soit devenu naturellement le plus grand marché libre de produits pétroliers en Europe. 90 % de la consommation européenne étant vendus par les canaux de distribution des grandes compagnies intégrées à des prix contractés, le marché de Rotterdam constitue l'élément d'appoint nécessaire pour réellement équilibrer l'offre et la demande dans cette région.

Malgré les études qui ont été faites à son sujet, le marché reste relativement peu transparent et les informations que nous en possédons ne sont pas très concluantes.

Nous voudrions nous limiter à faire les constatations suivantes :

- le marché de Rotterdam est un marché à variations différentielles saisonnières;
- la demande globale pour les produits côtés et la production des raffineries ne suivent pas des courbes parallèles;
- excepté en période de crise (1967, 1973), l'évolution des prix sur le marché libre est lente, aussi bien à la hausse qu'à la baisse.

Tableau VII. Evolution de prix de Rotterdam en 1977

Cotations de Rotterdam (7)

1977	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.
Naphta	125.46	124.13	128.93	132.64	128.70	125.54	124.95	127.18	125.03	117.41
Essence super	142.89	140.82	141.89	143.28	144.29	139.61	138.46	138.18	135.88	135.38
Gasoil	117.53	123.96	117.79	117.34	119.08	119.74	119.26	122.35	118.01	117.35
Fuel-oil 1 % S	89.86	96.95	89.23	83.07	83.02	83.69	83.65	83.71	83.90	83.86

(7) Petroleum Intelligence Weekly.

Cette dernière constatation pourrait constituer une indication que Rotterdam n'est pas un marché de dumping mais un endroit où se vendent des surplus intervenant à l'un ou l'autre stade de la transformation et du stockage de produits pétroliers. Les acheteurs se recrutent parmi des importateurs et distributeurs indépendants et parmi les sociétés pétrolières intégrées qui ont un trop peu d'un produit à un certain moment. C'est pour cette raison que nous croyons que le marché de Rotterdam n'est pas purement et simplement un marché à caractère marginal mais qu'il constitue bel et bien le complément nécessaire à la structure du secteur pétrolier en Europe.

CONCLUSION

Tout au long de notre exposé nous avons insisté sur le caractère complexe des opérations pétrolières. Notre objectif particulier était de démontrer que la demande finale ne repose pas sur un agrégat mais sur des produits bien spécifiques tandis que l'offre procède d'un seul et même produit « le pétrole brut ».

A travers l'évolution de la structure et du niveau du prix F.O.B., de la structure du marché de l'affrètement et du raffinage, nous avons voulu démontrer qu'à tout niveau nous sommes en permanence en présence de deux marchés parallèles une fois le marché contractuel, une fois le marché libre et que ces deux marchés ont des interactions certaines.

Suite à cette superposition de prix, de marchés et de demandes, nous croyons que pour être valable, toute analyse d'impact de modifications du prix F.O.B. du pétrole brut doit se mesurer au niveau de la demande finale des différents produits pétroliers.

SOURCE

- ADNAN AL JANABI (1978) : Determinants of Long Term Demand for OPEC Oil, in *Middle East Economic Survey*, Vol. XXI, N° 16.
- OCDE (1973) : *Le pétrole*, Paris.
- OCDE (1977) : *Perspectives énergétiques mondiales*, Paris.
- OCDE (1975) : *Les transports maritimes*, Paris.
- ADELMAN, M.A. (1972) : *The World Petroleum Market*, The Johns Hopkins University Press Baltimore, London.
- GRENON, M. (1975) : *Le nouveau Pétrole*, Hachette, Paris.
- B.P. Ltd. (1970) : *Our Industry*, London
- E. FRIED and Ch. L. SCHULTZE (eds) (1975) : *Higher Oil Prices and the World Economy*, *The Brookings Institution*, Washington.