

## Article

---

« Les incidences économiques et financières des revenus pétroliers : aspects national, régional et international »

Antoine Ayoub et The-Hiep Nguyen

*Études internationales*, vol. 7, n° 4, 1976, p. 516-541.

Pour citer cet article, utiliser l'information suivante :

URI: <http://id.erudit.org/iderudit/700721ar>

DOI: 10.7202/700721ar

Note : les règles d'écriture des références bibliographiques peuvent varier selon les différents domaines du savoir.

---

Ce document est protégé par la loi sur le droit d'auteur. L'utilisation des services d'Érudit (y compris la reproduction) est assujettie à sa politique d'utilisation que vous pouvez consulter à l'URI <https://apropos.erudit.org/fr/usagers/politique-dutilisation/>

---

Érudit est un consortium interuniversitaire sans but lucratif composé de l'Université de Montréal, l'Université Laval et l'Université du Québec à Montréal. Il a pour mission la promotion et la valorisation de la recherche. Érudit offre des services d'édition numérique de documents scientifiques depuis 1998.

Pour communiquer avec les responsables d'Érudit : [info@erudit.org](mailto:info@erudit.org)

# LES INCIDENCES ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES DES REVENUS PÉTROLIERS : ASPECTS NATIONAL, RÉGIONAL ET INTERNATIONAL \*

Antoine AYOUB et Nguyen THE HIEP \*\*

## I - INTRODUCTION

Une des conséquences les plus directes de la hausse des prix pétroliers, depuis le début de cette décennie, fut la hausse parallèle, et souvent plus que proportionnelle, des recettes gouvernementales des pays producteurs. Associée à des quantités exportées considérables, cette hausse dans les recettes par baril exporté allait permettre une accumulation très importante de capitaux entre les mains d'un petit groupe de pays, tous sous-développés, réunis au sein de l'Organisation des pays producteurs de pétrole (OPEP).

À plus d'un titre, ce phénomène représente une certaine nouveauté par rapport au modèle qui avait cours dans les relations internationales, en général, et par rapport aux règles qui régissaient les relations économiques entre les pays industrialisés, les pays sous-développés et les compagnies transnationales, d'une manière plus spécifique.

Devant une telle situation, il était à peine étonnant de voir se multiplier les interprétations de ce que d'aucuns appellent encore la « crise pétrolière » et de ce que d'autres qualifient de « crise » ou de « déséquilibre » dans les relations économiques internationales. De la même manière et selon le même clivage, les thérapeutiques proposées vont de l'organisation de la riposte à la stratégie de l'OPEP aux appels à un « nouvel ordre économique international ». En attendant, il faut bien admettre que ni l'une ni l'autre de ces deux propositions n'a débouché sur un début d'application pratique malgré les multiples réunions internationales qui se sont déroulées ces deux dernières années.

Il nous semble, toutefois, que la difficulté principale dans la voie de la « stabilisation » réside, en grande partie, dans la confusion de l'analyse même

---

\* Cette étude a fait l'objet d'une subvention du ministère de l'Éducation du Québec dans le cadre du programme FCAC.

\*\* *Respectivement professeur d'économie politique, directeur du Groupe de recherche en économie de l'énergie (GREEN), Université Laval, et candidat au doctorat en économie à l'Université Laval, chercheur auxiliaire au GREEN.*

de la situation. Ainsi, beaucoup d'économistes n'ont pas hésité à prédire des difficultés insurmontables et un blocage total du système monétaire international, voire son effondrement, du fait de ce qu'ils ont appelé le problème des « pétrodollars » et des « surplus ». Deux ans après, la réalité est loin de ces prévisions alarmistes et, en fait, les surplus de la plupart des pays producteurs se transforment en déficit. La même mésaventure s'est produite avec les économistes qui ont pris le risque de pronostiquer l'effondrement des prix, etc.

L'objet de cet article est moins de quantifier les flux d'offres de capitaux « pétroliers » que d'analyser les contraintes économiques et financières à leur utilisation sur les plans national, régional et international au cours de la période 1975-1985. Les scénarios et projections quantitatives que nous exposerons ont essentiellement pour but d'illustrer nos analyses. Dans cet esprit, nous nous limiterons à l'étude de sept pays producteurs arabes (Arabie saoudite, Koweït, Libye, Émirats arabes unis (EAU), Iraq, Qatar et Algérie) plus l'Iran, étant donné que les autres pays producteurs de l'OPEP ne semblent poser ni un problème de « surplus » ni un problème de « recyclage ».

Après avoir exposé le cadre conceptuel qui, au sens de Fisher, lie la définition du capital à son accumulation et cette dernière au processus de croissance économique (section II), nous nous interrogerons, dans la section III, sur la capacité d'absorption *nationale* des économies considérées, qui est liée non seulement à des rigidités physiques mais aussi à des rigidités institutionnelles. Dans la section IV, nous nous pencherons sur l'analyse des contraintes à l'offre de capitaux pétroliers sur le plan *régional*. Les implications de la nouvelle structure et dimension des prix et capitaux pétroliers sur le plan *international* seront présentées dans la section V.

## II – SURPLUS, ACCUMULATION DU CAPITAL ET CROISSANCE ÉCONOMIQUE

Certains termes possédant plusieurs significations sont aujourd'hui largement utilisés dans le langage économique courant sans qu'ils soient suffisamment compris et sans qu'on sache clairement ce que cherche à dire celui qui s'en sert. On parle indistinctement et on avance des chiffres sur le « surplus » ou les « excédents pétroliers » dégagés à partir d'une « faible capacité d'absorption ». Or les ambiguïtés conceptuelles que recèle cette terminologie ont un effet nocif dans la mesure où elles peuvent faire dévier la recherche et la compréhension des phénomènes réels.

Afin d'éviter toute confusion possible, nous croyons nécessaire de clarifier quelques termes et concepts qui seront employés et répétés plusieurs fois tout au long de notre étude et qui sont au cœur même du présent article.

### A – Surplus

Commençons d'abord par le « surplus ». Ce terme, à lui seul, possède plusieurs significations dans le langage et l'analyse économiques.

Selon une certaine optique, le surplus exprime la différence entre le montant minimum (maximum) qu'un vendeur (acheteur) sera prêt à céder (payer) pour un produit ou service et le montant qu'effectivement ce même vendeur (acheteur) reçoit (paie) pour la vente (l'achat) du produit ou service en question, à condition que les désirs de vendre (d'acheter) ce même produit ou service de la part des vendeurs (acheteurs) ne soient pas les mêmes<sup>1</sup>. Par contre, selon l'analyse marxienne, le même terme de « surplus » – couvrant le profit net, l'intérêt et la rente – exprime cette fois-ci l'excès du produit net sur les salaires<sup>2</sup>.

Quand on associe, par ailleurs, la rente ricardienne au surplus<sup>3</sup>, ce dernier représente alors, selon certains, un « paiement non nécessaire<sup>4</sup> ». C'est contre ce genre de définition que le gouvernement algérien s'élève quand il déclare qu'

une fois admis que le pétrole, devenu avoir financier, est un surplus, on n'est pas loin de l'idée que le pétrole qui se trouve dans le sous-sol n'est pas non plus un véritable avoir<sup>5</sup>.

Cependant, les chiffres de « surplus » et « excédents » pétroliers<sup>6</sup>, avancés et discutés dans de nombreuses études sur les problèmes de « capacité d'absorption » et de « recyclage des pétrodollars », semblent être tirés de la différence positive entre les exportations et les importations en valeur des pays-membres de l'OPEP. Il s'agit donc, d'une manière précise, du surplus dans la balance commerciale des pays de l'OPEP ; et c'est ainsi que nous allons l'entendre dans le présent article. Pris dans ce sens, il est dangereux et bien difficile d'admettre, *a priori*, que les recettes rapportées par la production et l'exportation de la ressource pétrole sont, en soi, un surplus ou un paiement excessif.

En effet, l'argent rapporté par l'exportation pétrolière et n'ayant pas été dépensé pour les importations courantes (absorption nationale) pourrait être soit accumulé à l'intérieur et/ou à l'extérieur du pays sous forme de *placements* en actifs liquides, soit *investi* directement à l'extérieur du pays. Les ressources financières ainsi accumulées sont, comme nous allons le voir, la condition préliminaire au développement économique du pays qui les a accumulées.

1. En d'autres mots, à condition que les offres et demandes soient moins que parfaitement élastiques.
2. Voir M. MORISHIMA, *Marx's Economics*, Cambridge University Press, 1973, part. II.
3. Dans la première édition de ses *Principes d'économie* (1890), MARSHALL utilisa le terme « rente » du consommateur au lieu de « surplus » du consommateur. Le « surplus » apparut seulement à partir de la seconde édition de ses *Principes* (1891).
4. A. P. LERNER, *The Economics of Control*, Reprints of Economic Classic, A. M. Kelly Pub., New York, 1970, p. 218.
5. République algérienne démocratique et populaire, *Mémoire présenté par l'Algérie à la Conférence des souverains et chefs d'État des pays-membres de l'OPEP*, Alger, mars 1975, p. 150.
6. Le « surplus pétrolier » pourrait encore exprimer la capacité excédentaire de production pétrolière.

## B – Accumulation du capital et développement économique : l'approche fishérienne

Le capital pourrait être entendu dans son « sens étroit » ou dans son « sens large ». Dans le premier, Wicksell<sup>7</sup> définit le capital comme tout produit intermédiaire ou bien-capital et dans le second, le capital représente, toujours selon Wicksell, les sources de revenu de tout genre. Alors que les économistes classiques et néo-classiques dans la tradition anglaise ont identifié étroitement le capital à l'équipement en capital matériel ou en biens-capital, d'où la distinction entre capital et travail, I. Fisher<sup>8</sup> a présenté systématiquement et défini rigoureusement les deux concepts de capital : d'abord, en tant que valeur d'un stock quelconque de richesse à un moment donné et, ensuite, en tant que revenu d'un flux de produits et services dans le temps<sup>9</sup>. Fisher a montré clairement comment ces deux concepts sont liés l'un à l'autre par un taux d'intérêt approprié. Ainsi, tout ce qui peut créer un flux de produits et services est un capital et, à tout moment, la valeur du capital est précisément la valeur escomptée de ses revenus futurs. La direction de cause à effet n'est pas du capital au revenu mais du revenu au capital ; elle n'est pas du présent au futur mais plutôt du futur au présent. En d'autres mots, le présent économique de Fisher n'est rien d'autre que la capitalisation du futur et, dans ce sens, il est simplement une projection synthétique du futur anticipé.

Selon ce concept fishérien du capital, l'accumulation des *différentes formes* de capital conduit nécessairement à la croissance du revenu, donc au développement économique.

À partir de ce qui précède, nous saisissons clairement la signification des ressources financières rapportées par la production et l'exportation pétrolières ; ressources que nous appelons maintenant « capitaux pétroliers ». L'accumulation de capitaux pétroliers est alors, nous semble-t-il, la condition préliminaire au développement économique des pays producteurs, toutes choses étant égales par ailleurs. En admettant cette manière voir, nous pouvons maintenant nous interroger sur le processus d'accumulation du capital et sur la capacité d'absorption nationale des pays producteurs arabes et de l'Iran (PPA + I).

## III – RECETTES PÉTROLIÈRES ET CAPACITÉ D'ABSORPTION NATIONALE

### A – L'ampleur possible des revenus pétroliers

Parler de l'ampleur possible des revenus pétroliers, c'est s'interroger sur les deux variables prix et quantités offertes du pétrole brut. C'est aussi se

7. *Lectures d'économie politique* (1901), Reprints of Economic Classics, A. M. Kelley Pub., New York, 1967, pp. 185-195.

8. *De la nature du capital et du revenu* (1906), trad. de S. Bouyssy, V. Giard et E. Brière, éditeurs, Paris, 1911.

9. Voir H. G. JOHNSON, *The Canadian Quandary*, McGraw-Hill, Toronto, 1963, chap. 14. Voir aussi : « Coût comparatif et théorie de la politique commerciale pour un monde en développement », dans M. LANDRIE-DUCHÊNE (éd.), *Échange international et croissance*, Economica, Paris, 1972, pp. 323-358.

poser des questions sur l'un des domaines où l'analyse économique a remporté le moins de succès, à savoir la formation des prix en situation d'oligopole.

Partant de l'idée qu'aucune collusion ne puisse durer et que les forces compétitives vont entrer en jeu dans l'industrie pétrolière, Adelman avait prédit, en 1963 puis en 1972, que le prix du brut devrait s'établir au niveau du coût marginal de production, variant entre \$0.25 et \$2 le baril<sup>10</sup>. Cette prédiction supposait que les pays de l'OPEP allaient se concurrencer entre eux en augmentant la production et en baissant les prix afin d'accroître leur part du marché pétrolier<sup>11</sup>. Dans les mêmes ordres d'idées, Friedman avait aussi prédit une baisse des prix pétroliers dans un futur prochain<sup>12</sup>.

Jusqu'à présent, aucune de ces prédictions ne s'est réalisée. En effet, en 1973-1975, malgré une baisse assez importante de la consommation du pétrole dans les pays importateurs à la suite du quadruplement des prix survenu fin 1973 et à la récession économique qui sévit, quelques pays de l'OPEP ont restreint suffisamment leur production pour compenser la hausse ou la stabilisation de la production des autres membres. Ainsi, alors que la production de l'ensemble de l'OPEP a baissé, de 12,4% en 1975 par rapport à l'année 1973, celle de l'Arabie saoudite a été réduite de 6,9%, celle du Koweït de 32%, celle de la Libye de 30,9%, celle de l'Iran de 9,3% et celle de l'Irak, par contre, a augmenté de 14,4% dans la même période<sup>13</sup>. Ces variations dans la production semblent être le résultat de différentes politiques de conservation, de besoins financiers variés et même de certaines difficultés de ventes dont souffrent quelques pays, telle la Libye.

S'il est vrai que tout cartel doit finir par disparaître un jour et à supposer que l'OPEP soit un cartel – ce qui n'est nullement prouvé – la question qui se pose est surtout « combien de temps un cartel va-t-il durer ? » La théorie économique nous suggère que la stabilité d'un cartel dépend principalement des trois facteurs suivants : 1) l'expansion ou la contraction de l'industrie, c'est-à-dire l'expansion ou la contraction de la demande pour le produit et de la capacité technique de production ; 2) l'incertitude qu'a un pays producteur vis-à-vis de la réaction de son « complice » et « rival » dans le cartel, et 3) l'entrée potentielle d'autres producteurs dans l'industrie et/ou l'entrée potentielle de produits substitués sur le marché.

Par rapport à ces trois facteurs et en regard des réalités et de la spécificité du marché pétrolier, il nous semble que les facteurs les plus importants qui

10. M. A. ADELMAN, « Les prix pétroliers à long terme, 1963-1975 », *Revue de l'Institut français du pétrole*, vol. XVIII, n° 13, décembre 1963, p. 1844 ; et *The World Petroleum Market, Resources for the Future*, Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1972.

11. En effet, la demande mondiale pour le pétrole-OPEP est inélastique, mais la demande à laquelle fait face chaque pays-membre est cependant élastique. Une baisse du prix de la part d'un pays-membre provoquera ainsi une hausse de ses revenus totaux.

12. *Newsweek*, 4 mars 1974, p. 71.

13. *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XV, n° 5, 2 février 1976, pp. 6-7.

détermineront le prix du brut, durant les dix prochaines années, sont les conditions de la demande et non pas la structure du coût moyen (de \$0.10 à \$0.20 du baril produit au Moyen-Orient). L'OCDE estime que le taux de croissance annuel moyen de la demande mondiale pour le pétrole-OPEP serait, au cours de 1973-1985, de 3,2% pour un prix (en dollars 1974) de \$7.20 et que ce même taux serait nul pour un prix de \$10.80<sup>14</sup>. Ces estimations tiennent compte des prix de divers types d'énergie utilisés dans les pays-membres de l'OCDE, des élasticités de la demande d'énergie par rapport aux prix, de la répartition des approvisionnements énergétiques entre les divers secteurs de consommation et de la production du pétrole non-OPEP aussi bien que de la production d'autres types d'énergie, au cours de la période 1973-1985.

Plusieurs autres études, notamment celles de Levy, Morgan Guaranty Trust, Irving Trust, First National City Bank<sup>15</sup> et celle du Projet d'Indépendance américain<sup>16</sup>, partent de l'hypothèse d'un prix en valeur courante du brut variant de \$10 à \$15, et prévoient une stabilisation des exportations en volume de l'OPEP durant les années 1975-1980.

Nous remarquons ainsi que les conditions de la demande pourraient jouer à l'encontre de la stabilité de l'OPEP, surtout si nous tenons compte du taux d'expansion de la capacité de production de cet organisme estimé à 4,9%, 7%, 8%, 11% respectivement, selon le Laboratoire de l'énergie du M.I.T., la Banque Mondiale, le National Petroleum Council<sup>17</sup> et Blitzer *et al.*<sup>18</sup> pour la période 1974-1980<sup>19</sup>. Ainsi, dans toutes les estimations sus-mentionnées, les taux d'expansion de la capacité de production sont de loin supérieurs aux taux de croissance de la demande mondiale pour le pétrole-OPEP.

Dans ces conditions et pour maintenir le niveau des prix, le volume d'exportations pétrolières des pays de l'OPEP devrait être réduit considérablement au-dessous du niveau que les pays-membres sont capables de produire. Comment l'OPEP va-t-il contrôler sa production et quels sont les pays qui vont réduire leur volume d'exportation afin de maintenir la stabilité de l'organisme ? Sur ce point, certains économistes pensent que le conflit interne de l'OPEP pourrait être résolu soit par des transferts financiers à l'intérieur de l'OPEP, soit parce qu'un pays ou un groupe de pays (tel qu'un « sous-cartel » composé de l'Arabie saoudite, du Koweït et des Émirats arabes unis, étant donné leurs larges réserves

14. Organisation de coopération et du développement économique (OCDE), *Perspectives énergétiques jusqu'en 1985*, vol. I et II, Paris, 1974.

15. Voir le résumé dans *The Petroleum Economist*, vol. XLII, n° 8, août 1975, pp. 282-284.

16. Federal Energy Administration (FEA), *Project Independence Report*, U. S. Government Printing Office, Washington, D.C., novembre 1974.

17. Pourcentages tirés à partir des chiffres trouvés dans OCDE, *op. cit.*, vol. II, pp. 122-124.

18. C. BLITZER, A. MEERANS et A. STANTJESDIJK, « A Dynamic Model of OPEC Trade and Production », *Journal of Development Economics*, vol. 2, n° 4, décembre 1975, pp. 319-335.

19. Les pourcentages production 1974/capacité de production estimée en 1980 sont à peu près les mêmes pour tous les pays-membres de l'OPEP.

pétrolières) serait en mesure d'assumer le rôle du « prix-leader »<sup>20</sup>. D'autres, notamment Bohi et Russel<sup>21</sup>, partant de plusieurs taux d'escompte variant selon les différents pays de l'OPEP, trouvent que l'Arabie saoudite serait indifférente entre le pétrole vendu à \$7.33 aujourd'hui et celui vendu à \$10 dans quinze ans, alors que l'Indonésie accepterait un prix aussi bas que \$2.29 plutôt que d'attendre quinze ans pour le vendre à \$10. Ainsi, affirment ces deux auteurs, les pays de l'OPEP, chacun agissant dans son propre intérêt et indépendamment l'un de l'autre, pourront réserver la stabilité de cet organisme et maintenir ainsi le prix du brut dans l'intervalle de \$7.50-\$10, puisque l'Arabie saoudite, capable de briser l'OPEP, ne le fera pas, alors que l'Indonésie, désirant augmenter sa production, n'aura pas assez de réserves pétrolières pour le faire. Nous aurons l'occasion de revenir un peu plus loin sur le problème de la stabilité de l'OPEP et des prix futurs du brut.

Pour l'instant et selon les différentes hypothèses sur l'offre et la demande ainsi que de leurs élasticités respectives, d'une part, et de la prise en compte (très aléatoire) du rôle impondérable des facteurs politiques et stratégiques, d'autre part, un large éventail de prix futurs sont proposés dans plusieurs études. Chaque proposition est présentée d'habitude par une fourchette de prix, dont les minima et maxima correspondent à des hypothèses faibles ou fortes touchant les variables explicatives. Ainsi, Davidson *et al.*<sup>22</sup> considèrent une fourchette de prix allant de \$4.11 à \$5.36, Kennedy<sup>23</sup> de \$2.80 à \$10.75, la Federal Energy Administration américaine<sup>24</sup> de \$3 à \$9, Fried<sup>25</sup> de \$5 à \$6.25, Bohi et Russel<sup>26</sup> de \$7.50 à \$10, D. A. Wells<sup>27</sup> à \$7, Adelman<sup>28</sup> à \$5, J. Akins<sup>29</sup> à \$10 et W. J. Levy<sup>30</sup> à \$9.35, pour une période allant jusqu'en 1980-1985<sup>31</sup>.

20. C. BLITZER *et al.*, *op. cit.*, p. 333.

21. D. H. BOHI et M. RUSSEL, *U. S. Energy Policy, Resources for the Future*, Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1975. Nous nous sommes référés à D. FISCHER, D. GATELY et J. F. KYLE, « The Prospects for OPEC - A Critical Survey of Models of the World Oil Market », *Journal of Development Economics*, vol. 2, n° 4, 1975, pp. 378-379 et p. 385.

22. P. DAVIDSON, L. H. FALK et H. LEE, « Oil : It's Time Allocation and Project Independence », *Brookings Papers on Economic Activity*, n° 2, 1974, pp. 411-448.

23. M. KENNEDY, « An Economic Model of the World Oil Market », *Bell Journal of Economic and Management Sciences*, n° 2, automne 1974, pp. 540-577.

24. Federal Energy Administration, *op. cit.*

25. E. R. FRIED, « Financial Implications », dans J. A. YAGER et E. B. STEINBERG (éd.), *Energy and U.S. Foreign Policy*, Ballinger, Cambridge, Mass., chap. 14, pp. 277-310.

26. D. H. BOHI et M. RUSSEL, *op. cit.*, p. 379.

27. *Saudi Arabian Revenues and Expenditures*, Resources for the Future, Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1974.

28. M. A. ADELMAN, Senate, *Oil and Gas Import Issues*, Hearing 93rd Congress, 1st session, 1974, p. 1078.

29. *U.S. News and World Report*, 8 octobre 1974, p. 85.

30. *Oil and Gas Journal*, vol. 73, n° 27, 7 juillet 1975, p. 20.

31. Tous ces prix sont exprimés en dollars 1974, sauf ceux de E. R. Fried, qui sont en dollars 1973. Un excellent examen critique des modèles de prédiction du marché pétrolier mondial est présenté par D. FISHER *et al.*, *op. cit.*, pp. 363-386.

Pour notre part et dans le but d'estimer la dimension de l'accumulation de capitaux pétroliers des PPA + I, nous avons choisi d'établir nos calculs à partir des estimations de la demande mondiale du pétrole-OPEP faite par l'OCDE, d'où trois hypothèses de prix et de quantités pour 1975-1985<sup>32</sup>.

Le « prix plancher » de \$7.20 le baril (en dollars 1974)<sup>33</sup> suggéré par le secrétaire d'État américain constitue notre hypothèse « faible » pour l'estimation des revenus pétroliers. L'hypothèse « forte » correspond à un prix de \$10.80 le baril et l'hypothèse « intermédiaire » à \$9 le baril. Ces trois niveaux de prix ne tiennent pas compte des différentiels de qualité et de localisation du brut. Ils sont supposés être identiques pour tous les pays et sont aussi considérés comme revenus gouvernementaux par baril exporté.

À ces trois hypothèses de prix correspondent différents taux de croissance annuels de la demande mondiale pour le pétrole-OPEP. Dans l'hypothèse « faible », la production des PPA + I augmentera de 3,13% par an jusqu'en 1980 et de 3,30% par an pour 1980-1985. Dans l'hypothèse « forte », elle baissera de 1,6% par an jusqu'en 1980, puis remontera à un taux annuel de 1,87%. L'hypothèse « intermédiaire » suppose un taux de croissance annuel de 2%. Chaque pays considéré est supposé augmenter ou réduire sa quantité produite d'un même taux sur la base du volume d'exportations de l'année 1974. Dans ces conditions, les recettes d'exportations pétrolières sont alors le résultat de la simple multiplication du prix par la quantité exportée. Ces recettes peuvent aussi être considérées comme les revenus des exportations totales<sup>34</sup>.

Le tableau I résume l'ampleur possible de capitaux pétroliers accumulés par les PPA + I au cours de 1975-1985. Selon les différentes hypothèses retenues, ces pays vont continuer à accumuler des montants assez importants dans les dix prochaines années. Pour des variations de prix de \$9 à \$7.20 le baril les résultats obtenus montrent, encore une fois mais sous un autre angle, que la demande mondiale pour le pétrole-OPEP est inélastique en 1975-1985. Par contre cette demande est élastique à partir de l'année 1980 pour des variations de prix de \$10.80 à \$9<sup>35</sup>. Ainsi, dans le cadre de nos hypothèses et projections, il peut paraître préférable pour les PPA + I de maintenir les prix pétroliers à \$10.80 le baril jusqu'en 1979, puis de les baisser ensuite à \$9 le baril (en dollars 1974) si, et seulement si, l'objectif était la recherche d'une accumulation maximale de capitaux par l'exportation pétrolière au cours de 1975-1985.

32. Organisation de coopération et de développement économiques, *op. cit.*, pp. 41-75.

33. Les prix, revenus, surplus et capitaux seront désormais exprimés en dollars 1974.

34. Pour l'Arabie saoudite et la Libye, les recettes pétrolières constituent plus de 99% des recettes totales d'exportations depuis 1971 ; ce pourcentage est d'environ 93%, 84% et 76% respectivement pour l'Irak, l'Iran et l'Algérie.

35. La demande est inélastique si une hausse (baisse) du prix entraîne une hausse (baisse) des revenus du producteur. Elle est par contre élastique si une hausse (baisse) du prix entraîne une baisse (hausse) des revenus du producteur.

TABLEAU I

*Recettes pétrolières des pays producteurs arabes et de l'Iran  
(PPA + I) en 1975-1985*

Pays	1975			1978			1980			1985			Cumulés 1975-1985		
	H <sub>1</sub> <sup>(a)</sup>	H <sub>2</sub> <sup>(b)</sup>	H <sub>3</sub> <sup>(c)</sup>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>
Arabie saoudite	22,9	28,4	32,8	25,2	30,1	31,3	26,8	31,3	30,4	31,5	34,6	33,3	297,0	345,6	350,1
Koweït	6,8	8,5	9,8	7,5	9,0	9,4	8,0	9,4	9,1	9,3	10,4	9,9	88,7	103,7	105,0
Libye	4,0	4,9	5,7	4,4	5,2	5,5	4,7	5,5	5,3	5,5	6,0	5,8	52,2	60,7	61,5
Émirats arabes unis	4,4	5,5	6,4	4,9	5,8	6,0	5,2	6,1	5,9	6,1	6,7	6,4	57,8	67,2	68,1
Irak	5,0	6,1	7,1	5,4	6,5	6,8	5,8	6,8	6,6	6,8	7,5	7,2	64,7	75,4	76,3
Qatar	1,4	1,7	2,0	1,5	1,8	1,9	1,6	1,9	1,8	1,9	2,1	2,0	18,1	21,0	21,3
Algérie	2,6	3,3	3,8	2,9	3,5	3,6	3,1	3,6	3,3	3,6	4,0	3,7	34,4	40,1	39,7
<i>Total des pays arabes</i>	47,5	58,7	68,0	52,0	62,3	64,8	55,3	64,8	62,5	65,0	71,5	68,6	613,2	714,3	722,3
Iran	16,3	20,1	23,3	17,9	21,4	22,2	19,0	22,2	21,5	22,4	24,6	23,6	211,0	245,6	248,7
<i>Total PPA + I</i>	63,8	78,8	91,3	69,9	83,7	87,0	74,4	87,1	84,1	87,4	96,1	92,2	824,3	959,9	971,0

Source : Estimations des auteurs fondées selon les hypothèses décrites.

Note : (a) Hypothèse « faible » (prix de \$7.20 le baril).  
 (b) Hypothèse « intermédiaire » (prix de \$9 le baril).  
 (c) Hypothèse « forte » (prix de \$10.80 le baril).

En effet, si l'on suppose qu'il n'est pas nécessairement vrai qu'un prix de \$10.80 le baril, jusqu'en 1979, peut constituer un réel danger même pour les pays comme l'Arabie saoudite, étant donné le délai de gestion minimale nécessaire à la mise en marché des sources d'énergie de substitution, on peut donc tirer la conclusion suivante : d'ici 1979, il n'y a pas lieu de s'inquiéter outre mesure sur la stabilité de l'OPEP puisqu'un tel prix s'avère acceptable pour l'Iran et l'Algérie tout en étant tolérable pour l'Arabie saoudite. Après cette date, l'idée de baisser le prix de \$10.80 à \$9 le baril pour retarder l'offre *potentielle* de substituts représente une bonne stratégie à laquelle l'OPEP peut avoir recours. Du côté des pays importateurs de pétrole et producteurs potentiels de substituts, la seule riposte, et elle est coûteuse, serait de protéger leurs substituts par des taxes à l'importation pétrolière par exemple <sup>36</sup>.

## B – L'absorption nationale

Dans les années 1948-1949 et à l'occasion des études sur l'aide aux pays en voie de développement entreprises par la Banque Mondiale, une impulsion rigoureuse fut donnée au concept de « capacité d'absorption » fréquemment avancé aujourd'hui <sup>37</sup>. Néanmoins, ce concept remonte explicitement aux travaux de Marx <sup>38</sup>, Keynes <sup>39</sup> et Schumpeter <sup>40</sup> qui ont envisagé tour à tour des situations de « sur-accumulation du capital », de « plein-investissement » ou de « décroissance des possibilités d'investir ».

Aujourd'hui, quoique les définitions de ce concept varient dans les détails, la même question fondamentale en est toujours sous-jacente : jusqu'à quel point peut-on investir utilement ? Or la plupart des auteurs ont répondu que l'optimum d'investissement peut être déterminé, théoriquement du moins, par : 1) la demande et l'étendue des marchés intérieur et extérieur ; 2) les obstacles découlant d'une infrastructure inadéquate et du manque de facteurs productifs, et 3) les restrictions politiques, institutionnelles et socio-culturelles. Dans cette optique et au cours d'une période donnée, tout pays a une capacité d'absorption limitée, tout pays a son optimum d'investissement <sup>41</sup>.

36. Voir A. AYOUB, « Plan de production et degré de stabilité de l'OPEP » Texte présenté au 1<sup>er</sup> Congrès des économistes du Tiers-Monde, Alger, 2-7 février 1976, pp. 12-13.

37. International Bank for Reconstruction and Development (IBRD), *Fourth Annual Report*, Washington, D.C., 1948-1949, p. 8.

38. K. MARX, *Capital* (1909), vol. III, *The Process of Capitalist Production as a Whole*, F. Engels (ed.), Progress Pub., Moscow, 1974, p. 241.

39. J. M. KEYNES, *Théorie générale de l'emploi, de l'intérêt et de la monnaie* (1936), traduction française, Payot, Paris, 1968, p. 231.

40. J. A. SCHUMPETER, *Capitalisme, socialisme et démocratie* (1943, 1950), traduction française, Payot, Paris, p. 159 ; et *Business Cycles* (1939), McGraw-Hill, New York, chap. 15.

41. Parmi les économistes qui rejettent cette idée, nous trouvons F. H. KNIGHT, « Diminishing Returns from Investment », *The Journal of Political Economy*, vol. 52, mars 1944, pp. 26-47, et H. C. SIMONS, « Hansen on Fiscal Policy », *The Journal of Political Economy*, vol. 50, avril 1944, pp. 161-196.

À la lumière de ce qui précède, on comprendra qu'il n'est certes pas facile d'effectuer des études appliquées sérieuses concernant l'idée souvent répétée d'une « faible capacité d'absorption » de quelques pays producteurs arabes. En effet, s'il s'agit de déterminer le sentier de la croissance économique optimale, il faut alors considérer que la capacité d'absorption d'un pays pourrait être changée à travers le temps par l'amélioration de l'un ou l'autre des trois obstacles mentionnés plus haut. Par contre, si le problème est de quantifier une capacité d'absorption « financière » – définie ici comme la capacité d'importations de tous produits et services en provenance de l'extérieur –, rien n'empêchera de penser qu'une situation (ou menace) de guerre pourrait susciter une importation d'armements considérables, sans qu'il y ait pour autant croissance économique. Dans ces conditions, il est clair que le niveau d'absorption nationale ou le niveau d'importations des PPA + I dépend largement des changements politiques dans ces pays ainsi que chez leurs voisins et de l'évolution du conflit israélo-arabe. L'instabilité politique et le climat de guerre sont évidemment des facteurs qui pourraient amoindrir considérablement la pertinence et le réalisme de tout modèle de projections sur la « capacité d'absorption ».

D'autre part, il est très difficile, voire impossible, de quantifier la capacité d'absorption en tenant bien compte des effets des facteurs que nous venons de signaler, étant donné l'absence d'outils adéquats pour mesurer leur impact.

Dans ces conditions, nous avons préféré nous référer uniquement aux structures des importations des PPA + I en les considérant comme des contraintes à l'absorption nationale de leurs recettes d'exportations pétrolières. L'étendue du solde cumulatif dans la balance commerciale dépend ainsi : 1) du niveau futur du prix du pétrole ; 2) de l'évolution de la demande mondiale pour le pétrole-OPEP, et 3) des importations futures des pays concernés. Ces trois variables ne sont évidemment pas indépendantes les unes des autres.

Pour estimer les dépenses d'importations en 1975–1985, nous avons commencé par examiner l'évolution passée des importations de chacun des PPA + I. Nous avons ainsi constaté que les taux moyens d'accroissement des importations de ces pays varient entre 8% et 17% pour la période allant généralement de 1966 à 1972, alors que le même taux pour 1968–1973 pour les pays de l'OPEP, considérés dans leur ensemble, a été de 13%. Ce dernier taux s'est élevé à 21% en 1972–1973, et à 130% en 1973–1974. L'accroissement continu des recettes d'exportations dans les dernières années et les « effets de démonstration » semblent être la principale explication d'un taux d'accroissement aussi élevé des dépenses d'importations. Ainsi, pour une hausse subite des recettes d'exportations de l'ordre de 335% en 1973–1974, les importations des pays de l'OPEP ont connu, au cours de la même période, une hausse en valeur de 130%. Toutefois, pour une variation régulière et stable dans les revenus pétroliers en 1975–1985, selon nos projections, il serait possible d'envisager une hausse à un taux constant des importations des PPA + I.

Notre projection de l'absorption nationale de capitaux pétroliers des PPA + I en 1975-1985 est ainsi établie selon les taux d'accroissement annuels moyens des dépenses d'importations de ces pays au cours de la période commençant en 1966 et se terminant en 1972. En multipliant ces taux propres à chaque pays par la valeur de leurs importations d'année en année, et en considérant 1974 comme l'année de base, nous obtiendrons alors l'absorption nationale de capitaux pétroliers de ces pays entre 1975 et 1985, comme le résume le tableau II.

TABLEAU II

*Absorption nationale de capitaux pétroliers des pays producteurs arabes et de l'Iran (PPA + I) en 1975-1985*  
(en milliards de dollars 1974)

<i>Pays</i>	1975	1978	1980	1985	Cumulés 1975-1985
Arabie saoudite	6,96	10,86	14,62	30,70	179,10
Koweït	2,05	2,58	3,02	4,43	34,16
Libye	5,50	7,32	8,86	14,20	101,86
Émirats arabes unis	0,56	0,76	0,94	1,58	10,87
Irak	7,46	10,76	13,74	25,32	162,70
Qatar	0,23	0,36	0,49	1,02	5,97
Algérie	5,85	9,37	12,83	28,12	159,12
<i>Total des pays arabes</i>	28,61	42,01	54,50	105,37	653,78
Iran	11,51	17,06	22,17	42,68	265,32
<i>Total PPA + I</i>	40,12	59,07	76,67	148,05	919,10

*Source* : Estimations des auteurs sur la base des discussions dans le texte.

Notons que l'utilisation des taux de croissance annuels moyens des importations passées pour projeter les dépenses d'importations futures n'était qu'une question de commodité. En fait, une méthode alternative aurait été d'utiliser les propensions moyennes et marginales à importer ou les élasticités-revenus d'importations observées dans ces pays.

Nous arrivons maintenant au surplus dans la balance commerciale de chacun des PPA + I : il s'agit de la différence entre les recettes d'exportations pétrolières, selon trois différentes hypothèses de prix du brut, et les montants de dépenses d'importations de ces pays au cours de la période 1975-1985. Ces montants de surplus dans la balance commerciale des PPA + I constituent ainsi l'offre de capitaux pétroliers, comme l'indique le tableau III.

TABLEAU III  
*Offre de capitaux pétroliers*  
 (en milliards de dollars 1974)

<i>Pays</i>	1975			1978			1980			1985			Cumulés 1975-1985		
	H <sub>1</sub> <sup>(a)</sup>	H <sub>2</sub> <sup>(b)</sup>	H <sub>3</sub> <sup>(c)</sup>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>
Arabie saoudite	16,0	21,5	25,8	14,3	19,2	20,4	12,1	16,7	15,7	0,8	3,9	2,6	117,9	166,5	171,0
Koweït	4,7	6,4	7,7	4,9	6,4	6,8	5,0	6,3	6,0	4,8	5,9	5,5	54,6	69,4	70,9
Libye	-1,5	-0,6	0,2	-2,8	-2,0	-1,8	-4,1	-3,3	-3,5	-8,6	-8,1	-8,3	-49,6	-41,1	-40,3
Émirats arabes unis (E.A.U.)	3,8	4,9	5,8	4,1	5,1	5,3	4,2	5,1	4,9	4,5	5,1	4,8	46,9	56,4	57,2
Irak	-2,4	-1,3	-0,3	-5,2	-4,1	-3,9	-7,9	-6,9	-7,1	-18,4	-17,7	-18,0	-97,9	-87,2	-86,3
Qatar	1,1	1,4	1,7	1,1	1,4	1,5	1,1	1,4	1,3	0,9	1,0	1,0	12,1	15,1	15,3
Algérie	-3,2	-2,5	-2,0	-6,4	-5,8	-5,7	-9,7	-9,1	-9,4	-24,4	-24,1	-24,4	-124,0	-118,0	-118,0
<i>Total des pays arabes</i>	18,9	30,0	39,3	10,1	20,4	22,7	0,9	10,3	8,0	-40,4	-33,3	-36,7	-40,5	60,4	69,8
Iran	4,7	8,5	11,7	0,8	4,2	5,2	-3,1	0,1	-0,6	-20,2	-18,5	-19,0	-54,2	-19,6	-16,5
<i>Total PPA + I</i>	23,6	38,5	51,0	10,9	24,6	27,9	-2,2	10,4	7,4	-60,6	-51,8	-55,7	-94,7	40,8	53,3

*Source* : Estimations des auteurs selon les discussions dans le texte.

*Note* : (a) Hypothèse « faible » (prix de \$7.20 le baril).  
 (b) Hypothèse « intermédiaire » (prix de \$9 le baril).  
 (c) Hypothèse « forte » (prix de \$10.80 le baril).

Selon nos trois hypothèses sur le prix du brut, le surplus annuel de l'Iran et celui de *l'ensemble des PPA + I* disparaîtront à partir de l'année 1981 (dont les chiffres n'apparaissent pas dans le tableau III). De plus, au cours de la période 1975-1979, un prix de \$10.80 le baril entraînera, par rapport aux deux autres hypothèses de prix, le déficit le moins grand pour l'Algérie, l'Irak et la Libye, et le surplus le plus élevé pour tous les autres pays et pour l'ensemble des PPA + I. À partir de 1980 et comme nous l'avons mentionné plus haut, un prix de \$9 peut paraître préférable pour tous ces pays. D'autre part, le surplus (ou déficit) cumulé 1975-1985 de chacun de ces pays et de l'ensemble de ces pays est croissant (ou décroissant) selon les prix respectifs de \$7.20, de \$9 et de \$10.80 le baril.

Nos projections ont fait aussi ressortir une répartition bien inégale des surplus et des déficits à l'intérieur du bloc des PPA + I. En effet, l'Algérie, l'Irak et la Libye accusent toujours un déficit au cours de 1975-1985. L'Iran connaîtra le déficit à partir de l'année 1980. En 1985, seuls l'Arabie saoudite, le Koweït, les Émirats arabes unis et Qatar se trouveront encore face à un solde positif de leur balance commerciale selon les trois hypothèses de prix du pétrole. Pour le besoin de l'analyse, nous avons regroupé l'Algérie, l'Irak, la Libye et l'Iran - dont la capacité d'absorption « financière » est forte - en un sous-groupe I (SG I) et l'Arabie saoudite, le Koweït, les Émirats arabes unis et le Qatar - dont la capacité d'absorption « financière » est faible - en un autre sous-groupe II (SG II).

À lui seul, le SG II détient plus de 60% des réserves pétrolières (estimées au 1/1/1975) de l'OPEP et à peu près 70% de celles des PPA + I dans son ensemble<sup>42</sup>. Plus de 60% des réserves pétrolières du SG II appartiennent à l'Arabie saoudite et plus de 90% à l'Arabie saoudite et au Koweït. Quant au rapport production/capacité de production en 1975 et à celui estimé pour 1980-1985, on ne constate aucune différence sensible entre les pays du bloc des PPA + I et entre ceux de l'OPEP<sup>43</sup>. Examinons maintenant l'impact des besoins financiers, des réserves pétrolières et de la capacité de production des pays-membres sur la stabilité future de l'OPEP.

Dans la mesure où le taux de croissance de la demande mondiale pour le pétrole-OPEP reste inférieur aux taux d'expansion de la capacité de production des pays-membres de l'OPEP durant les dix prochaines années, on doit se demander comment cet organisme va contrôler sa production. Autrement dit, puisque tous les membres sont et seront *capables* de produire plus que le volume de brut demandé par le marché, lequel (ou lesquels) sera *prêt* à réduire sa production afin de maintenir le prix, ou encore de le faire monter ? Lequel parmi ces pays aura intérêt à voir monter (ou baisser) le prix du brut ?

42. Chiffres tirés de American Petroleum Institute, *Basic Petroleum Data Book*, Washington, D. C., 1975, section XIV, tableau 1.

43. J. A. YAGER et E. B. STEINBERG (éd.), *Energy and U.S. Policy*, Ballinger, Cambridge, mars 1975, p. 252.

Il faudrait se hâter d'ajouter que le même rapport production/capacité de production pour tous les pays-membres n'a que peu de sens si on le considère en termes absolus : la production et la capacité de production en 1975 de l'Arabie saoudite sont sept fois, cinq fois, quatre fois et trois fois supérieures à celles de l'Algérie, de la Libye, des Émirats arabes unis et de l'Irak, respectivement<sup>44</sup>. Dans ces conditions, une production à pleine capacité de la part du Qatar ou de l'Algérie ne modifiera pas sensiblement la structure du marché et des prix pétroliers. Toutefois, si l'on regroupe les pays en fonction de leur capacité d'absorption « financière », il est vrai que la production et la capacité de production (en 1975) du SG II sont à peine supérieures à celles du SG I (11,5 millions et 16 millions de barils par jour contre 10,3 millions et 13 millions de barils par jour)<sup>45</sup>.

À partir de ce qui précède, les pays du SG I semblent avoir peu d'intérêt à voir baisser le prix du brut, c'est-à-dire à voir éclater l'OPEP. Par contre, ces pays peuvent, *ensemble et avec le consentement du SG II*, faire monter le prix en restreignant leur propre production. En fait, ils auront probablement intérêt à le faire s'ils estiment (avec nous) que la demande mondiale pour le pétrole-OPEP est, au moins dans les années 1975-1985, élastique dans les variations des prix de \$10.80 et plus. Mais que dire des pays du SG II ?

Les pays du SG II, particulièrement l'Arabie saoudite et le Koweït, dont les réserves pétrolières s'étendent sur une cinquantaine d'années et dont les besoins financiers ont été plus que satisfaits *dans l'immédiat*, ne semblent pas disposés à vendre plus cher leur pétrole. Ils peuvent, toutefois, *sans le consentement du SG I*, faire baisser le prix du brut. Ce dernier, dans l'éventualité d'un marché concurrentiel, baissera théoriquement au niveau du coût technique de production du puits marginal, variant entre \$4.50 et \$10.48 le baril en mer du Nord<sup>46</sup> plus le coût d'usage inhérent à toute ressource non renouvelable<sup>47</sup>. Si l'on tient compte, en plus, de l'objectif d'« indépendance énergétique » américaine, il semble irréaliste de s'attendre à un prix inférieur à, disons, \$7 le baril. D'ailleurs, c'est justement ce « prix plancher » qui est proposé par le secrétaire d'État Kissinger.

D'autre part, si les pays du SG II estiment, comme nous le faisons nous-mêmes, que les sources de substitution ne peuvent pas entrer sur le marché mondial de l'énergie avant les dix, voire les vingt prochaines années, le prix de \$10.80 le baril leur paraîtra tolérable. Dans ce cas, le surplus ainsi accumulé des pays du SG II leur rapportera un taux de rendement (théoriquement égal au taux d'intérêt du marché) au moins égal à l'appréciation en valeur du capital-pétrole qui aurait été gardé en terre<sup>48</sup>.

44. *Oil and Gas Journal*, World Wide Report, vol. 73, n° 52, 29 décembre 1975, pp. 86-87.

45. *Ibid.*, pp. 86-87.

46. *The Petroleum Economist*, vol. XLII, n° 8, août 1975, p. 297.

47. Voir A. AYOUB, *op. cit.*, pp. 14-15.

48. Puisqu'on n'anticipe pas une hausse des prix pétroliers en raison de l'entrée potentielle des substituts.

À partir de ce qui précède et prenant le risque de faire des prédictions dans le « domaine où l'analyse économique remporte le moins de succès », il nous semble que le prix du brut s'établira, du moins dans les années 1975-1985, dans l'intervalle de \$7.20-\$10.80 le baril, et *a fortiori*, au niveau de \$10.80 le baril si un mécanisme approprié est adopté pour opérer des transferts financiers (des pays du SG II à ceux du SG I) à l'intérieur du bloc des PPA + I. Il faut noter qu'un tel mécanisme constitue la version « monétaire » d'un plan de production en commun qui viendrait renforcer la stabilité de l'OPEP.

#### IV – EMPLOI POSSIBLE DES CAPITAUX PÉTROLIERS DANS LES PAYS NON PRODUCTEURS ARABES (PNPA) : ASPECT RÉGIONAL DU « RECYCLAGE »

Sans entrer dans les détails concernant les bases de ce mécanisme de transferts et en supposant simplement qu'un tel mécanisme puisse exister, le surplus ou l'offre de capitaux pétroliers cumulés entre 1975 et 1985 des PPA + I serait alors de \$53 milliards ou de \$40 milliards selon les hypothèses respectives des prix de \$10.80 ou de \$9 le baril (tableau III). Pour un prix de \$7.20 le baril, les PPA + I accuseront dans l'ensemble un déficit cumulé de l'ordre de \$90 milliards. On est donc loin des multiples estimations qui ont vu le jour à la suite des événements de 1973 et allant jusqu'à \$400-\$500 milliards et plus de surplus cumulés<sup>49</sup>. En effet, notre hypothèse de projection la plus optimiste a fait plutôt apparaître un surplus cumulé ne dépassant pas \$53 milliards. Ce montant n'est cependant que cinq fois supérieur au surplus dans le compte courant de l'Allemagne fédérale uniquement pour l'année 1974<sup>50</sup>.

Posons-nous, maintenant, la question à savoir *combien et comment* les PNPA de la région pourraient éventuellement absorber ce surplus qui existe dans la balance commerciale des pays producteurs voisins. Les estimations de la demande potentielle constitueraient la réponse à la première question. La réponse à la deuxième question est directement fonction du comportement des offreurs de capitaux pétroliers face à cette demande potentielle.

##### A – Demande potentielle de capitaux des pays non producteurs arabes (PNPA)

Pour estimer la demande potentielle de capitaux des PNPA, il faut d'abord déterminer le volume de capitaux requis pour réaliser un taux donné de croissance du Produit National Brut (PNB) et s'interroger ensuite sur le volume de transferts extérieurs nécessaire à la réalisation de ce taux et tout en tenant compte des rapports observés entre l'épargne interne de ces pays et leur PNB.

49. Voir *The Petroleum Economist*, vol. XLII, n° 3, mars 1975, p. 95, pour les estimations de la Banque Mondiale, et *Pétrole et Gaz Arabes*, vol. VI, n° 133, 1<sup>er</sup> octobre 1974, p. 36, pour celles de la Chambre de Commerce et d'Industrie du Koweït.

50. Chiffres tirés de R. SOLOMON, « The Allocation of Oil Deficits », *Brookings Papers on Economic Activity*, n° 1, 1975, p. 64.

Nous savons déjà que, suivant le modèle de base de Harrod-Domar, l'accroissement du PNB est fonction des variations du capital et du coefficient de capital. Ce modèle pourrait se résumer comme suit :  $g = I/K$ ,

où  $g$  = taux de croissance du PNB,

$I$  = taux d'investissements requis et

$K$  = coefficient de capital.

Ainsi, un pays devra investir annuellement, par exemple, 12% de son PNB pour obtenir un accroissement annuel de 3% du PNB si son coefficient de capital est de 4 à 1. Autrement dit, il suffit, dans ce modèle, de connaître la valeur des variables de  $g$  et  $K$  pour déduire la valeur de  $I$ .

Or, pour maintenir constant le PNB *per capita* et la productivité moyenne de la force de travail (à condition que cette dernière et la population totale croissent au même rythme), il faudrait que  $g$  soit au moins égal au taux de croissance démographique du pays.

Pour les PNPA, ce taux de croissance démographique est généralement assez élevé et varie entre 2,1% (Tunisie) et 3,3% (Syrie). De plus, il est fort possible que ces taux restent constants durant les dix prochaines années, étant donné 1) l'absence, dans tous ces pays, d'une politique démographique restrictive et les faibles conséquences qu'entraînera une éventuelle adoption de cette politique dans l'intervalle des dix ans ; 2) l'absence de mouvements migratoires régionaux massifs des PNPA vers les PPA + I qui viendraient équilibrer la répartition de la population dans la région, et 3) les obstacles politiques bien connus qui empêcheraient de prédire que de tels mouvements puissent avoir lieu dans les dix prochaines années. De telle sorte que nous pouvons établir notre première hypothèse en considérant, pour chaque pays, un taux de croissance du PNB égal au taux de croissance démographique mentionné, d'où un taux de croissance nul du revenu *per capita*. Notre deuxième hypothèse suppose un taux de croissance du PNB égal au même taux de croissance démographique propre à chaque pays, majoré d'un taux de croissance du PNB *per capita* net de 1,5%. Les troisième et quatrième hypothèses ne font qu'élever ce dernier taux à un niveau de 3,5% et de 5%, respectivement.

Quant au coefficient de capital, nous avons arrêté notre choix sur un rapport de 4 à 1, uniforme pour tous les pays. Ce rapport indique le nombre d'unités d'investissement nécessaires pour produire une unité supplémentaire. Même s'il y a un certain arbitraire à considérer ce rapport comme uniforme pour tous les PNPA, nous avons préféré suivre la plupart des études empiriques sur les pays sous-développés, qui, en général, adoptent un rapport standard plus ou moins identique à celui que nous avons choisi. Une fois le coefficient de capital et les différents taux de croissance du PNB établis, il devient facile de trouver les volumes de capitaux requis pour chaque pays concerné et pour toute la période 1975-1985 (tableau IV).

TABLEAU IV

Objectifs de la croissance économique des PNPA et montants  
d'investissements requis pour atteindre ses objectifs

Pays	Hypothèses sur le taux de croissance du PNB <i>per capita</i>							
	$x^{(a)} = 0$		$x = 1,5$		$x = 3,5$		$x = 5$	
	$r^{(b)}$	$y^{(c)}$	r	y	r	y	r	y
Égypte	2,5	10,0	4,0	16,0	6,0	24,0	7,5	30,0
Jordanie	3,3	13,2	4,8	17,2	6,8	27,2	8,3	31,2
Liban	2,6	10,4	4,1	16,4	6,1	24,4	7,6	30,4
Maroc	2,7	10,8	4,2	16,8	6,2	24,8	7,7	30,8
Soudan	2,8	11,2	4,3	17,2	6,3	25,2	7,8	31,2
Syrie	3,3	13,2	4,8	17,2	6,8	27,2	8,3	31,2
Tunisie	2,1	8,4	3,6	14,4	5,6	22,4	7,1	28,4
Yemen	2,2	8,8	3,7	14,8	5,7	22,8	7,2	28,8
Yemen démocratique	3,1	12,4	4,6	18,4	6,6	26,4	8,1	32,4
Investissements cumulés (1975-85) requis pour tous les pays selon les différentes hypothèses (en millions de dollars 1974)	43 443		75 657		129 247		178 896	

Source : Estimations des auteurs basées sur les discussions dans le texte.

(a)  $x$  = Taux de croissance du PNB *per capita*.

(b)  $r$  = Taux de croissance du PNB.

(c)  $y$  = Taux d'investissements requis I/PNB.

Ces volumes de capitaux requis pour réaliser les différents taux de croissance du PNB *per capita* pourraient être financés par l'épargne intérieure et/ou par des financements externes. Afin d'estimer le volume des transferts extérieurs requis pour compenser le déficit de l'épargne interne par rapport aux investissements souhaités, nous nous sommes contentés de formuler trois hypothèses (forte, moyenne, faible) sur le rapport entre l'épargne interne et les investissements totaux. Ces trois hypothèses varient selon les situations économiques et historiques propres à chacun de ces pays. Dans ce domaine, en effet, la situation du Liban ou de la Jordanie (où l'épargne interne couvre seulement 30%-40% des investissements totaux durant les années 1960) ne pouvait nullement être assimilée à celle de l'Égypte ou du Soudan (où ce même rapport au cours des mêmes années était de 85%)<sup>51</sup>. Ainsi, les montants de transferts extérieurs demandés seraient déterminés par la simple différence entre l'effort d'épargne interne et le volume d'investissements nécessaires pour atteindre les objectifs du développement économique.

51. Chiffres tirés de l'Organisation des Nations Unies (ONU), *World Economic Survey*, 1969-1970, New York, 1970, p. 210.

Le tableau V indique le volume de la demande en capitaux extérieurs des PNPA selon les différentes hypothèses que nous avons retenues dans notre modèle. Dans ce tableau, les lignes indiquent les quatre hypothèses sur le taux de croissance *per capita* et les colonnes, les écarts entre l'épargne interne et les investissements totaux, donc la demande en capitaux extérieurs.

TABLEAU V

*La demande en capitaux extérieurs de l'ensemble des pays arabes non producteurs de pétrole pour toute la période (1975-85) (en millions de dollars 1974)*

Hypothèse sur le taux de croissance du GNP <i>per capita</i> (X)	Demande en capitaux extérieurs = investissements requis - épargne interne *		
	Demande faible	Demande moyenne	Demande forte
1 <sup>re</sup> hypothèse $x = 0$	14 912	19 561	24 215
2 <sup>e</sup> hypothèse $x = 1,5$	25 852	33 948	42 044
3 <sup>e</sup> hypothèse $x = 3,5$	44 045	57 891	71 737
4 <sup>e</sup> hypothèse $x = 5,0$	60 950	80 143	96 600

\* Nous avons calculé la demande en capitaux extérieurs à partir d'une série d'hypothèses, variables selon les pays, sur le rapport épargne interne/investissements requis. Pour un rapport fort correspond une demande faible et vice-versa.

Source : Estimations des auteurs basées sur les discussions dans le texte.

En comparant le tableau V avec le tableau III, on aura vite remarqué que beaucoup de mythes entourant le « phénomène » des surplus pétroliers tombent et que des vérités évidentes émergent. En peu de mots on voit bien que l'offre de capitaux des PPA + I ne pourrait même pas satisfaire les besoins régionaux minimaux. Supposons, en effet, que l'objectif des PNPA est d'atteindre un taux de croissance du PNB *per capita* de seulement 1,5% et que leur effort d'épargne interne soit faible, on voit bien qu'ils seraient capables d'« absorber » la totalité du surplus pétrolier.

Le tableau VI présente le cas hypothétique d'une telle complémentarité financière entre les pays producteurs et non producteurs de la région, selon les différentes hypothèses. Dans ce tableau, la première colonne indique l'offre potentielle de capitaux pétroliers des PPA + I selon les hypothèses d'un prix de \$9 ( $S_1$ ) le baril de pétrole et d'un prix de \$10.80 ( $S_2$ ) le baril. L'hypothèse d'un prix de \$7.20 le baril n'entre pas en ligne de compte puisque le surplus total cumulé 1975-1985 des PPA + I est négatif. La deuxième colonne du

TABLEAU VI

*Cas hypothétique d'un transfert de capitaux régional*  
(en milliards de dollars 1974)

↓ →	1975		1978		1980		1985		Cumulés 1975-1985	
	(1) Offre de capitaux des PPA + I	S <sub>1</sub> <sup>(a)</sup>	S <sub>2</sub> <sup>(a)</sup>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>1</sub>
	38,5	51,0	24,6	27,9	10,4	7,4	-51,8	-55,7	40,8	53,3
(2) Demande en capitaux des PNPA	D <sub>1</sub> <sup>(b)</sup>	D <sub>2</sub> <sup>(b)</sup>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
	1,9	3,0	2,1	3,4	2,2	4,0	2,8	5,2	25,8	44,0
(3) Offre de capitaux pétroliers après financements régionaux	SF <sub>1</sub> <sup>(c)</sup>	SF <sub>2</sub> <sup>(c)</sup>	SF <sub>1</sub>	SF <sub>2</sub>	SF <sub>1</sub>	SF <sub>2</sub>	SF <sub>1</sub>	SF <sub>2</sub>	SF <sub>1</sub>	SF <sub>2</sub>
(3) = (1) - (2)	36,6	48,0	22,5	24,5	8,2	3,4	-54,6	-60,9	15,0	9,3

Source : Estimations des auteurs basées sur les discussions dans le texte.

Note : (a) S<sub>1</sub> (S<sub>2</sub>) = Surplus des PPA + I dans le cas d'un prix de \$9 (\$10.80) le baril de pétrole.

(b) D<sub>1</sub> (D<sub>2</sub>) = Demande potentielle de capitaux des PNPA dans le cas d'un rapport élevé entre l'épargne interne et les investissements totaux et d'un taux de croissance du PNB *per capita* de 1,5% (3,5%).

(c) SF<sub>1</sub> (SF<sub>2</sub>) = Volume de capitaux pétroliers restant après absorption nationale et régionale dans l'hypothèse S<sub>1</sub>(S<sub>2</sub>) et D<sub>1</sub>(D<sub>2</sub>).

tableau VI indique la demande potentielle en capitaux extérieurs de l'ensemble des PNPA selon les hypothèses d'un maximum d'effort d'épargnes internes et des taux de croissance du PNB *per capita* de 1,5% (D<sub>1</sub>) et de 3,5% (D<sub>2</sub>). La troisième colonne dégage alors l'offre potentielle de capitaux pétroliers au niveau international (SF) selon les hypothèses déjà mentionnées. Cette dernière offre est le résultat de la différence entre l'offre de capitaux des PPA + I dans la première colonne et la demande en capitaux des PNPA dans la deuxième colonne.

La réponse de l'offre à la demande régionale en capitaux que nous venons de dégager se heurte toutefois à de nombreux obstacles. La prochaine section cherche à identifier quelques-unes des contraintes majeures aux complémentarités financières entre pays de la région.

### B – Les contraintes de l'offre des capitaux des pays producteurs arabes et de l'Iran

La réponse de l'offre à la demande régionale en capitaux est fonction des trois contraintes suivantes : 1) l'épuisement de la source du revenu ; 2) les barrières institutionnelles à l'investissement extérieur, et 3) les risques et les avantages politiques comparatifs des placements étrangers ou de la politique d'aide aux pays arabes.

Mais avant d'analyser chacune de ces contraintes, il serait intéressant d'évoquer quelques réalités qui viendraient illustrer leurs effets.

La première de ces réalités est l'écart important qui existe entre la demande potentielle et l'offre réelle régionale malgré l'augmentation considérable dans les disponibilités, suite à la hausse du prix du pétrole en fin 1973. Ainsi, pendant l'année 1974, les pays arabes producteurs ont fourni au groupe des PNPA environ \$3 milliards<sup>52</sup>. Si l'on exclut de ce montant la partie qui est destinée à soutenir l'effort militaire de trois pays (Égypte, Syrie et Jordanie), il ne restera plus que \$1,5 milliard pour le financement du développement économique proprement dit. Or ce montant correspond à peine à la moyenne annuelle de la demande la plus faible en capitaux et à l'hypothèse d'un taux de croissance égal à zéro. Il est peut-être prématuré de tirer de cette constatation une conclusion définitive mais il demeure que cela est assez significatif pour mesurer l'écart entre les objectifs souhaités et les moyens fournis. Il faut faire remarquer, toutefois, que presque la totalité de ces transferts sont sous forme d'aide et très peu sous forme d'investissements directs.

La deuxième réalité découle directement de la première : les pays arabes producteurs ne se sont pas substitués complètement aux fournisseurs d'aide traditionnels qui sont les pays industrialisés au moment où les disponibilités ne leur faisaient certainement pas défaut. On a même le sentiment de voir surgir un circuit triangulaire assez nouveau : les États-Unis récupèrent une grande partie de ces fameux surplus et accordent, à leur tour, de l'aide à quelques pays

52. Voir *l'Observateur de l'OCDE*, n° 74, mars-avril 1975, pp. 3ss.

choisis de la région. L'exemple du triangle Arabie saoudite, États-Unis, Égypte est, à cet égard, assez éloquent. Tout se passe comme si l'Arabie saoudite cherchait, par ce moyen, à obtenir l'aval politique des États-Unis dans son choix des pays aidés.

La troisième réalité est l'émergence de trois pays arabes seulement comme offreurs potentiels de capitaux pétroliers. Il s'agit de l'Arabie saoudite, du Koweït et des Émirats arabes unis.

La quatrième et dernière réalité est la place prépondérante qu'occupent les placements en euromonnaie par rapport au total des surplus. Selon le FMI, ces placements se chiffraient à \$21 milliards en 1974, soit environ 40% du total<sup>53</sup>. Si l'on considère que ce genre de placement est, par définition, temporaire, transitoire et de courte durée, on a là un indice sérieux d'un double phénomène. Le premier est l'importance des barrières institutionnelles que les pays industrialisés opposent aux nouveaux pays riches pour leur interdire l'accès à des achats massifs d'actifs industriels chez eux. Le second phénomène est l'aversion des pays à surplus pour les risques politiques et économiques que leurs investissements peuvent encourir dans les pays industrialisés.

À la lumière de ce quelques observations tirées de l'expérience de deux années de « recyclage », nous pouvons maintenant nous demander si les pays producteurs pouvaient faire mieux ou, peut-être, faire autre chose ? Répondre à cette question conduit à examiner les contraintes suivantes des capitaux pétroliers :

#### 1 - L'ÉPUISEMENT DE LA SOURCE DU REVENU

À l'encontre des pays industrialisés, les pays pétroliers se trouvent placés sous la contrainte majeure de voir s'épuiser leur seule source de revenu au moment où ils en auront le plus besoin, c'est-à-dire au moment où leur capacité d'absorption sera assez élevée pour ne laisser subsister aucun surplus significatif dans leur balance commerciale. Il y a là, nous semble-t-il, un facteur économique très limitatif à l'effort des pays producteurs en matière d'aide.

En effet, l'aide de ces pays provient, en dernière analyse, de la production d'une seule ressource non renouvelable qui est le pétrole au moment où l'aide des pays industrialisés est fondée sur un système complexe, diversifié et renouvelable de la production. La différence entre les deux situations est évidente et l'aide présente, par conséquent, une opération de loin plus contraignante pour les pays pétroliers que pour les pays industrialisés.

Dans vingt ou trente ans, et quand leur pétrole sera épuisé, la seule source de revenus de ces pays tarira. Il faudrait donc, dès maintenant, faire en sorte que les surplus soient affectés aux emplois les plus productifs. Si, dans l'intervalle, ces pays n'arrivent pas à mettre sur pied une économie nationale complexe, c'est-à-dire industrialisée, ou s'ils ne convertissent pas, dès main-

53. *Bulletin du Fonds Monétaire International (FMI)*, 31 mars 1975, p. 81.

tenant, leur pétrole en actif rentable dans d'autres pays du monde, leur situation économique deviendra certainement difficile et peut-être redéclinera. L'exemple de l'Argentine, après la Deuxième Guerre, est très instructif à cet égard. Par manque d'une politique efficace dans l'utilisation et l'affectation dans le temps de ses ressources, l'économie de ce pays a connu une chute importante après avoir pris son *take off*. Dans une véritable stratégie de développement, il est évident qu'il ne suffit pas seulement de décoller, encore faut-il rester le maximum de temps à distance respectable de la terre !

## 2 - LES BARRIÈRES INSTITUTIONNELLES

Les hommes d'État et les gouvernements ont un souci que les économistes « purs » ne partagent pas : c'est le contrôle du capital étranger. Pour les premiers, la souveraineté nationale et une certaine liberté d'action politique risquent d'être amoindries et, parfois, sérieusement entamées si l'on n'accepte pas de dresser des barrières à l'entrée du capital étranger dans les secteurs clés de l'économie mondiale. Même si une partie des économistes traitent avec mépris ce genre d'argument, il demeure que ce sont les gouvernements qui font la politique économique et non les économistes.

Dans le cas qui nous occupe, il est évident que le contrôle des capitaux pétroliers par les instances politiques des pays industrialisés ne fait pas de doute. En effet, à part quelques achats sensationnels de quelques parts mineures de quelques compagnies, il est manifeste que les pétro-dollars sont allés se placer bien sagement en bons du trésor des États-Unis et de l'Angleterre. Aucune compagnie d'une importance internationale n'a passé sous le contrôle total d'un pays pétrolier au moment où les capitaux disponibles auraient pu permettre, en principe, d'envisager une telle éventualité.

Comment expliquer ce phénomène sinon par la volonté des pays industrialisés d'appliquer une politique nationaliste à l'égard des investissements étrangers directs. La conséquence immédiate de cette contrainte est le rétrécissement des occasions d'investir des pays pétroliers et, par le fait même, une augmentation de l'offre disponible en capitaux. Cette situation conduit directement à notre troisième contrainte.

## 3 - AVANTAGES ET RISQUES COMPARATIFS

L'objectif principal des pays « à surplus » est de placer leurs capitaux de telle sorte qu'ils retrouveront au moins leur valeur actuelle le jour où ils en auront grandement besoin pour leur propre économie nationale. De plus, la maximisation de la rentabilité des placements en capitaux demande aussi une certaine diversification géographique et sectorielle. Ni une politique d'aide massive à la région arabe et au Tiers-Monde, ni des placements en euromonnaie ou en bons du trésor ne peuvent satisfaire, à long terme, un tel objectif. Ce sont là des solutions temporaires et fragmentaires.

Ces situations de fait ne manquent peut-être pas d'appeler un certain jugement de valeur. Il faudrait peut-être explorer plus systématiquement les

possibilités, pour les pays pétroliers arabes, de pratiquer la méthode des investissements directs ou, préférablement, des *joint ventures* avec les pays arabes non producteurs, ce qui n'a pas été fait jusqu'à maintenant sur une grande échelle. Il va sans dire que les contraintes propres à une telle solution exigent toute une nouvelle vision des rapports entre les États de cette région du monde sur les plans économique, politique et même idéologique. Mais c'est peut-être le prix qu'il faut payer pour garantir les intérêts à long terme des uns et des autres. Une telle solution serait sans doute un élément favorable à la stabilité politique de toute la région, objectif qui doit être recherché, justement, par les pays producteurs.

Toutefois, l'« unification économique régionale » est bien difficilement réalisable, du moins à court et moyen terme. L'instabilité politique qui domine l'ensemble de la région empêchera toute tendance vers une coopération significative à l'échelle régionale. Dans ces conditions, et, *a fortiori*, en raison de la faiblesse relative du système bancaire local arabe et des liens financiers traditionnels existant entre les pays producteurs arabes et quelques pays occidentaux (les États-Unis et l'Angleterre), le marché financier international continuera vraisemblablement d'absorber la majorité de ces \$53 milliards (si le prix est de \$10.80 le baril) ou \$40 milliards (si le prix est de \$9) de pétro-dollars. Quelles sont alors les conclusions qu'on peut tirer sur les incidences de la nouvelle structure des prix et de l'offre en capitaux pétroliers sur le plan international ?

## V – CONCLUSION : CAPITAUX PÉTROLIERS ET INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE

À la nouvelle structure de prix pétroliers correspondra, dans un certain laps de temps, une nouvelle structure de la consommation et de la production dans les pays consommateurs. Cet ajustement est peut-être moins difficile pour les pays industrialisés que pour les pays sous-développés dont le pétrole, en tant que matières premières et en tant que source énergétique, sera utilisé de manière croissante. L'ajustement est aussi moins difficile pour les pays importateurs qui disposent du pétrole national à un coût relativement élevé et/ou pour les pays producteurs potentiels de sources d'énergie de substitution. Pour ces pays, il est alors question d'un développement accéléré de ces substituts en fonction de la nouvelle structure des prix internationaux du pétrole et en fonction des disponibilités en capital à investir. Afin, justement, de mieux comprendre un aspect possible de la stratégie concernant l'objectif d'« Indépendance énergétique » lancé depuis quelques années par les pays industrialisés importateurs du pétrole et par les États-Unis principalement, il nous semble important de conclure notre analyse en examinant les liens entre cet objectif et le « recyclage » des pétro-dollars.

### A – Recyclage des pétro-dollars

Si « recycler » les pétro-dollars signifie transférer les surplus dans la balance commerciale des pays pétroliers au reste du monde, il est évident

que cette opération se fera automatiquement puisque les pays à surplus devraient nécessairement *investir* ou *placer* à l'extérieur leur argent non absorbé par les importations courantes.

Le recyclage peut tout aussi bien être automatique grâce aux fluctuations dans les taux de change en régime de taux de change flexible. En effet, lorsque les montants de capitaux entrés dans un pays à déficit pétrolier excèdent les montants du déficit lui-même, le taux de change montera, de telle sorte que les exportations du pays deviendront de moins en moins compétitives sur le marché international. Le taux de change du pays ne baissera à son niveau initial qu'au moment où la détérioration de sa balance commerciale sera suffisamment forte pour neutraliser l'entrée de capitaux. Le processus inverse est vrai pour les pays en déficits pétroliers qui n'attirent pas, pour une raison ou une autre, l'entrée de capitaux pétroliers. De cette façon, l'équilibre dans la balance des paiements des pays importateurs de pétrole serait automatiquement rétabli à la suite des fluctuations dans leur taux de change.

D'autre part, le recyclage des pétro-dollars peut tout aussi bien être associé au « problème de transferts » généralement assimilé aux réparations d'après-guerre<sup>54</sup>. En effet, nous savons que le problème des transferts dans l'analyse économique consiste à prélever, d'une part, les sommes requises des citoyens et à les convertir, d'autre part, en devises du pays envers qui on doit le tribut. Or, si le problème « réel » des transferts est celui de convertir la monnaie nationale en devises étrangères<sup>55</sup>, il est clair qu'on doit exclure de l'analyse les États-Unis et l'Angleterre puisque le dollar et la livre sterling constituent justement les devises de transactions du commerce du pétrole.

À partir de ce qui précède, il semble que le « problème » de recyclage ne se pose qu'aux pays où le déficit pétrolier excède les rentrées de capitaux. De plus, économiquement et financièrement parlant, ce « problème » n'est réel que dans l'immédiat. À la longue, il disparaîtra certainement en raison des liaisons entre les balances commerciales et les balances de transferts, d'une part, et de l'ampleur relativement négligeable du montant du surplus cumulé des pays producteurs, d'autre part. D'ailleurs, les cris d'alarmes poussés il y a deux ans se sont avérés soit excessifs, soit pleins d'arrière-pensées sur la nature des relations Nord-Sud.

## B – Indépendance énergétique

Par contre, le lien que les États-Unis tentent d'établir entre « recyclage » et indépendance énergétique est significatif à plus d'un titre. Le plan Kissinger-Simon est, à cet égard, très frappant.

En effet, ce fameux plan propose aux pays non-OPEP de laisser aux pays pétroliers la liberté d'investir ou de placer où bon leur semble. Les pays

54. Voir Jan TUMLIR, « Oil Payments and Oil Debt in the World Economy », *Lloyds Bank Review*, juillet 1974.

55. Voir J. ASCHHEIM et Y. S. PARK, « Oil Money Recycling : A New Transfer Problem », *Economia Internazionale*, août-novembre 1975.

importateurs de capitaux pétroliers, jouissant en plus d'un « fonds de solidarité » de l'ordre de \$25 milliards, accorderont à leur tour des prêts (selon un certain système de vote dont la part américaine est majoritaire) aux participants qui en ont besoin pour combler leur déficit pétrolier. Or, pour avoir accès aux octrois accordés par le Plan Kissinger-Simon, les pays emprunteurs potentiels devraient offrir la garantie de réduire leur dépendance par rapport au pétrole importé.

À partir de ce qui précède, les intentions américaines deviennent assez claires. Nous savons, en effet, que la stratégie énergétique des États-Unis se résume par le désir de réaliser un objectif économique et politique (l'indépendance énergétique) sans, pour cela, payer le coût associé à la réalisation de cet objectif, tout en usant de leur pouvoir de grande puissance pour arriver à se soustraire à ce paiement.

Les mesures de taxation douanière des importations et la lutte permanente pour faire baisser le prix de l'OPEP jusqu'au niveau souhaitable, sont les deux moyens de cette politique. Si, en effet, le prix de l'OPEP baisse jusqu'au niveau du « prix plancher » de l'ordre de \$7 le baril suggéré par le secrétaire d'État américain, M. Kissinger, les États-Unis auront, alors, tout le loisir de taxer ce pétrole étranger jusqu'au niveau de l'égalisation de son prix interne avec le coût le plus élevé des produits de substitution autochtones. Au lieu d'être transféré à l'extérieur, le produit de cette taxe servirait ainsi à financer les investissements colossaux nécessaires à la réalisation du Projet Indépendance. Par contre, si l'OPEP établit ses prix à l'exportation au niveau du coût des produits de substitution autochtones, il serait très difficile et économiquement désastreux pour les États-Unis de relever cette taxe supplémentaire.

Si, par contre, on suppose que le prix de l'OPEP demeure au niveau actuel et dans la mesure où les barrières institutionnelles aux investissements directs sont maintenues à l'égard des capitaux pétroliers, ceux-ci retourneront automatiquement à quelques marchés financiers traditionnels, tels que l'Euro-dollar et New York, sous forme de placements en portefeuille. Ne devrait-on pas alors penser que les capitaux pétroliers qui sont la contrepartie de la facture pétrolière de tous les pays importateurs – dont la part américaine est la moins grande – deviendront ainsi une source de financement efficace du coût de l'indépendance énergétique des États-Unis ? D'ailleurs, la répartition déséquilibrée des placements de ces pétro-dollars entre les différents pays industrialisés et la place de choix réservée aux États-Unis dans ce domaine semblent venir appuyer cette hypothèse.

Mais pour quelles raisons les pays pétroliers à surplus se laissent-ils guider ainsi vers une solution qui ne va pas nécessairement avec leurs intérêts à long terme ? La réponse à cette question nous remet directement dans la situation politique dramatique des pays arabes qui les empêchent de réaliser le très ancien objectif de l'« unité économique » ou même un modeste « marché commun ». Or l'utilisation efficace à long terme du pétrole et des capitaux pétroliers ne peut se faire qu'à l'intérieur d'une structure régionale intégrée et large.