

ne contribue nullement à la stabilité des prix, le marché pétrolier est devenu difficilement contrôlable. Ceci sans parler de la multiplicité et de la complexité des nouveaux contrats (comme les contrats de compensation, d'arbitrage, de troc... etc.). En un mot, plus les marchés se multipliaient et plus les contrats se compliquaient, plus le secteur pétrolier devenait incontrôlable et l'évolution des prix imprévisible.

2. Le deuxième effet de l'essor du marché spot, qui en réalité en est aussi la cause, est l'augmentation considérable du nombre des intervenants dans le « jeu » pétrolier. Réservé, il y a une dizaine d'années encore, aux grandes compagnies pétrolières et à quelques compagnies indépendantes, le marché pétrolier d'aujourd'hui est envahi par un nombre toujours croissant de nouveaux intervenants. Il y a, d'abord les sociétés nationales des pays de l'OPEP et des nouveaux producteurs non-OPEP. Il y a, ensuite, toutes les sociétés nationales qui ont vu le jour à la suite des chocs pétroliers et de l'implication croissante des États dans le secteur de l'énergie. Il y a, enfin, la légion des sociétés privées de petites ou de moyennes dimensions et de toute provenance auxquelles viennent s'ajouter les dizaines de sociétés de négociants (traders) et de courtiers (brokers).

II. 3. LA RESTRUCTURATION DU SECTEUR DU RAFFINAGE

Pour compléter le tableau des modifications structurelles, il faut dire quelques mots sur le secteur du raffinage dont la restructuration a pris deux aspects.

D'abord, un aspect technologique dans la mesure où l'introduction de techniques nouvelles permet aujourd'hui aux raffineries de traiter du pétrole de différentes qualités, surtout du pétrole lourd. Tout en permettant une plus grande souplesse d'adaptation aux marchés, ce nouveau facteur va rendre encore plus difficile l'application des règles rigides que l'OPEP a adoptées pour trouver une solution à la pomme de discorde permanente que constitue le problème des différentielles.

Le deuxième aspect de cette restructuration est l'introduction de la plupart des pays de l'OPEP sur le marché de l'exportation des produits raffinés. Deux effets sont à attendre de cette introduction. D'abord une plus vive concurrence sur le marché des produits dans les pays consommateurs ce qui déjà a amené la fermeture de plusieurs raffineries dans les pays industrialisés. L'exemple de Montréal est, à cet égard, assez éloquent. Ensuite, un effet dépressif et perturbateur sur les prix officiels du brut dans la mesure où les prix des produits raffinés sont « libres » au moment où les premiers sont fixés par l'OPEP et doivent, en principe, être respectés par tous les membres.

III. — Stabilité et « marchés libres »

Si l'on tient compte des facteurs structurels que nous venons de résumer et qui caractérisent aujourd'hui le secteur pétrolier, force est de reconnaître, à prime abord, que le pétrole est devenu une matière première comme les autres. Pourtant, à y regarder de plus près on se rendra vite compte qu'il reste quand même différent et qu'il continuera, pour de longues années encore, à être ce qu'il a été depuis le début du siècle : une matière stratégique dont la stabilité du marché est vitale pour tous les intéressés.

III. 1. QU'EST-CE QUE LA STABILITÉ ?

Pour éviter tout malentendu, commençons par admettre que la stabilité ne veut pas dire que les prix cessent de fluctuer à la hausse ou à la baisse selon les données du marché, mais que ces fluctuations restent contenues entre un niveau plancher et un niveau plafond et que l'écart entre ces deux niveaux ne soit pas trop grand. *A contrario*, l'instabilité du marché veut dire un mouvement alternatif, de court et moyen terme, d'effondrement et d'explosion des prix.

Supposons que le niveau plafond correspond à une structure de marché monopolistique et que le niveau plancher correspond à une structure de marché concurrentiel (M.-B. Morrison, 1987). Le problème particulier du secteur pétrolier international est que l'écart entre ces deux niveaux est tellement important que les deux structures extrêmes du marché (monopole-concurrence) ne peuvent être qu'éphémère et d'une extrême fragilité.

La raison fondamentale qui explique cet important écart potentiel entre les deux niveaux, est, sans conteste, l'existence d'une rente différentielle importante dans le secteur pétrolier. Cette rente provient, à son tour, de l'écart important dans les coûts techniques de production entre les différents producteurs (de \$ 0.50/bl en Arabie Saoudite à environ \$ 8 à 12/bl aux États-Unis en passant par \$ 5/bl en mer du Nord).

En dernière analyse, il n'y a que deux positions possibles à l'égard de ce phénomène. Soit accepter de vivre avec l'instabilité et l'incertitude permanente que dégage l'application des deux cas extrêmes, soit de trouver un consensus entre les différentes parties prenantes (OPEP, non-OPEP, compagnies... etc.) du « jeu » pétrolier sur une marge réduite de fluctuations entre prix plancher et prix plafond.

Même si l'intérêt des uns et des autres incitent, comme nous allons le voir, à trouver un tel consensus, il demeure vrai que les possibilités et la durabilité d'ententes « volontaires » dans ce sens sont aléatoires. Il suffit de rappeler, à cet égard,

l'échec dans les années 70 et au début des années 80 du dialogue Nord-Sud pour s'en convaincre facilement.

C'est, d'ailleurs, peut-être pour cette raison que la restructuration du marché qui semble aujourd'hui se dessiner, et que nous analyserons dans la section 4 de ce rapport, est plutôt fondée sur une plus grande imbrication des intérêts financiers des compagnies et de quelques pays producteurs que sur des « déclarations d'intentions ». En relançant conjointement le modèle de l'intégration verticale, ils cherchent à réintroduire une certaine stabilité dans le marché.

III. 2. POURQUOI LA STABILITÉ ?

Si l'on accepte la définition que nous venons de proposer de la stabilité du marché, on peut maintenant s'interroger sur l'intérêt, des uns et des autres, de la voir restaurer.

Pour *les pays de l'OPEP*, tout d'abord, l'instabilité des prix leur fait subir des pertes colossales sur leur plus importante source d'exportation et de devises. Plus grave encore, l'instabilité chronique du marché pétrolier induira une instabilité correspondante dans les politiques de développement économique de ses pays qui, à son tour, se traduira par une augmentation du chômage et une détérioration de leur infrastructure économique et sociale naissante. Une instabilité politique larvée ou, au mieux, un endettement grandissant seront les conséquences prévisibles d'une telle situation. Cette instabilité politique aura très certainement un effet boomrang sur le marché pétrolier.

Pour *les pays non OPEP*, l'instabilité des prix agit négativement sur la valeur de leurs monnaies (cas de l'Angleterre) ou sur le niveau de leur dette (Mexique, Égypte, ... etc.). De toute manière, dans le cas d'une guerre des prix et d'une politique de chacun pour soi, ils seront incapables à la longue de garder leur part du marché si l'Arabie Saoudite décide, pour une raison ou une autre, de réexploiter sa pleine capacité de production pour reprendre le contrôle du marché. Cette politique de « production sauvage », qui serait suicidaire pour tout le monde, le serait plus — si l'on peut s'exprimer ainsi — pour les pays qui disposent de faibles réserves. Or, c'est effectivement le cas de tous les pays producteurs non-OPEP.

Pour *les pays importateurs*, un marché pétrolier chroniquement instable sonne le glas à l'ensemble de leurs politiques énergétiques fondées sur un prix de pétrole qui croît progressivement et sur la production des formes d'énergie alternatives à partir de cette hypothèse. Dans le cas des pays comme les États-Unis ou le Canada, qui disposent d'importants gisements pétroliers mais dont le coût d'extraction est nettement plus élevé que ceux du Golfe, il leur sera nécessaire d'ériger des barrières

douanières pour protéger leur production nationale de la concurrence du pétrole étranger. D'où une perte nette pour l'économie qui adopterait cette politique protectionniste ou, dans le cas contraire, le retour à une plus grande dépendance envers les sources extérieures d'approvisionnements. Ces deux politiques, l'une comme l'autre, vont à l'encontre de toute stratégie poursuivie par les grands pays importateurs depuis 1973.

Pour *les pays en développement*, les effets bénéfiques qu'ils peuvent espérer d'un effondrement des prix sur leur balance de paiements et sur le niveau de leur dette extérieure seront annulés, à la longue, par la baisse des investissements dans la prospection et l'exploration de leur sous-sol. D'ailleurs, le boom dans l'exploration qu'a connu quelques pays africains, par exemple, à la suite des deux chocs pétroliers est déjà un souvenir du passé.

Pour *les compagnies pétrolières* enfin, un marché instable est la pire des choses qui peut leur arriver. Car, la nature même des activités pétrolières, mélange de facteurs aléatoires (exploration-production) et de marchés captifs (transport et raffinage), pousse les compagnies à s'intégrer pour limiter les risques. L'instabilité des marchés pétroliers est donc un signal, soit pour abandonner le secteur (ce que des centaines de petites et moyennes compagnies ont fait ces dernières années), soit pour forcer la stabilisation par une nouvelle forme d'entente entre les producteurs ou par une garantie des États. On oublie souvent, en effet, que malgré le discours très « libre entreprise », les compagnies n'hésitent pas, en réalité, à utiliser tous les moyens, y compris celui de nationaliser les risques et de privatiser les profits, pour diminuer leurs propres risques. Bref, en l'absence d'une entente entre les producteurs ou d'une garantie des États, un marché pétrolier instable et incertain aura comme conséquence presque immédiate de diminuer les budgets d'investissements, surtout dans l'exploration. Ce qui conduit, à terme, à une baisse de l'offre de pétrole et des autres sources d'énergie, et à une explosion des prix à moyen ou long terme.

III. 3. LIMITES DES « MARCHÉS LIBRES »

Si, d'une part, le pétrole est une matière première stratégique, et si, d'autre part, la plupart des intervenants — sauf les spéculateurs — ont un réel intérêt à ce que le marché pétrolier demeure stable (selon la définition que nous avons adoptée), la question qui se pose est de savoir si les marchés dits libres assurent cette stabilité.

Plusieurs raisons nous incitent à répondre négativement.

1. D'abord une raison d'ordre historique car un marché complètement libre dans le secteur pétrolier a toujours été une exception, généralement de

courte durée. C'est une parenthèse, une période de transition, entre deux ententes ou deux systèmes pour contrôler le marché. D'ailleurs, il est assez significatif de constater que le jugement que portent aujourd'hui les grandes compagnies pétrolières sur la période actuelle est qu'elle est, justement, une période de transition entre deux systèmes. En d'autres mots, ces compagnies ne croient pas que le système des marchés libres peut vraiment durer (Van Wachem, 1986).

2. Ensuite une *raison d'ordre économique*. En effet, une transaction sur le marché spot ne tient compte, de par sa nature même, que du profit immédiat que dégage le marché à un moment donné. Le « *Trader* » peut très bien s'accommoder de cet objectif tandis que l'« *Oil Man* » doit toujours viser le profit long terme et peut difficilement se contenter du court terme. L'effet cumulatif de ces milliers de transactions journalières ne va pas nécessairement dans le sens de la stabilité et de la prévisibilité des prix. Or, les décisions des politiques énergétiques ainsi que les décisions d'investissements dans le secteur de l'énergie, qui demandent une longue période de maturation, seront complètement myopes, et par conséquent, inefficaces, si elles se fondent uniquement sur le signal envoyé par le marché spot. En un mot, un marché spéculatif est un mauvais indicateur pour une industrie complexe comme l'énergie et les marchés dits libres sont les marchés des « *Traders* » et non des « *Oil Man* ».

3. La troisième raison est *d'ordre technique* : les investissements énergétiques sont caractérisés par leur indivisibilité technique (on ne construit pas la moitié d'un barrage) et leur longue période de maturité (cin à dix ans pour le développement d'un gisement pétrolifère). En regard de ces caractéristiques, le calcul marginal n'est pas de mise : la décision doit se prendre en une seule fois, et une fois prise elle doit être exécutée entièrement (là aussi l'exemple du barrage ou de la raffinerie). Il est clair qu'aucun investisseur ou industriel sérieux ne prendrait le risque d'engager des sommes colossales sur la base d'un marché qui fluctue en permanence de plus ou moins 20 à 30 % et qui pourrait même, de surcroît, soit littéralement exploser ou soit s'effondrer pour des raisons de stratégie de marché ou pour des raisons géopolitiques.

4. La dernière raison qui nous incite à beaucoup de réserves en ce qui concerne les marchés libres touche le *rôle du marché à terme* qui est censé introduire un facteur d'assurance contre les risques des fluctuations du marché spot. Là aussi nous demeurons sceptique. Car ce marché, qui est un marché de « papiers » ou de « contrats financiers », a pris des proportions tellement énormes qu'il a presque complètement déconnecté de la réalité et devient, à son tour, un marché spéculatif. D'ailleurs, sa performance, lors du contre-choc pétrolier de 1986,

était relativement médiocre : il n'a ni prévu l'ampleur de la baisse, ni réussi à la limiter. Il en est de ce marché comme des marchés financiers sur lesquels il fût copié : la spéculation y règne en maître.

IV. — Les nouvelles formes d'intégration

Face à l'incapacité, tant de l'OPEP que des marchés libres, de contrôler le marché et de « stabiliser » les prix, plusieurs nouvelles formules sont expérimentées ces dernières années dans le but de retrouver une certaine intégration verticale qui assurera ce contrôle et cette stabilisation.

IV. 1. LES CONTRATS DU « NET BACK »

Depuis le fameux contrat « *Net Back* » entre l'Arabie Saoudite et un groupe de multinationales américaines (associées dans l'ARAMCO) en 1985, on s'est rendu compte que cette formule qui pouvait en principe avoir un certain avantage révèle, en fait, plusieurs inconvénients.

Son avantage, tout au moins théorique, est qu'elle semblait à prime abord constituer un substitut à l'intégration verticale de jadis en liant, par le processus de la détermination des prix, les intérêts différents des propriétaires du secteur amont (les pays producteurs) et des propriétaires du secteur aval (les compagnies de raffinage et de distribution). En somme, le contrat « *Net Back* » se présentait, en principe, comme une tentative pour réduire les effets du bicéphalisme auquel nous avons fait référence à la section 2 de ce rapport. Le principe fondamental de ce genre de contrat est de lier la détermination du prix du pétrole brut aux prix (et à la demande finale) des produits raffinés. On a considéré que ces prix doivent peu fluctuer, d'une part parce que les *Majors* continuent à avoir une position dominante, et *supposément* concertée, sur les marchés des produits et, d'autre part, parce que l'élasticité à court terme de ces derniers aux prix est supposée faible.

Très vite, les inconvénients de cette formule, en pratique, se sont révélés multiples :

1. L'hypothèse de la faible élasticité des produits raffinés s'est révélée fautive sauf dans le cas de l'essence et peut-être dans le cas du gasoil. En revanche, la demande du fuel domestique et surtout du fuel oil lourd était tellement élastique que les raffineurs étaient obligés de pratiquer des rabais très importants pour écouler leurs stocks de produits. Comme, d'autre part, le prix du pétrole brut était calculé à partir d'une moyenne pondérée des

prix des produits raffinés. le pays producteur du pétrole brut qui signait un tel contrat assumait, en fait, tous les risques de l'opération et le raffineur pratiquement aucun.

2. Dans le cas d'un marché de pétrole brut excédentaire, comme c'est le cas depuis 1982, la pratique des rabais sur les prix pour préserver ou conquérir des parts de marché s'est transformée en pratique de surenchère entre les producteurs de l'OPEP pour obtenir des contrats « Net Back » avec les raffineurs. Le résultat, dans les deux cas, est le même : dépression et forte instabilité des prix.

3. Étant donné que les périodes de calcul des prix, à partir de la formule « Net Back », étaient très courtes et très rapprochées, la tendance était de suivre les fluctuations du marché au lieu de les réduire.

Il faut, finalement, souligner que la « formule du « Net Back » s'est avérée être le moyen à partir duquel le ministre saoudien Yamani avait déclenché la guerre des prix qui s'est, justement, soldée par les graves perturbations de l'année 1986.

Mais, avant de conclure à l'impossibilité irrémédiable d'une telle formule de stabiliser le marché, il faut mentionner qu'il existe encore un courant, tant chez les raffineurs que chez les producteurs du brut, qui considère que des modifications techniques appropriées (surtout concernant le partage des risques) peuvent faire de ce genre de contrats un moyen efficace de stabiliser le marché en limitant les fluctuations des prix du brut à l'intérieur d'une zone tolérable aux deux parties.

IV. 2. INTÉGRATION EN AVAL DES PAYS DE L'OPEP

L'exemple le plus parfait de cette stratégie est, sans conteste, la Kuwait Petroleum Compagnie (KPC). L'objectif déclaré de cette stratégie est, en effet, de tirer profit de la double position du Koweït (producteur de brut et investisseur potentiel) pour faire de la KPC une multinationale intégrée du « puits à la pompe » selon l'ancien modèle des Majors. Cette stratégie est poursuivie avec constance et détermination, mais sans aucune précipitation ou coup d'éclat, tant en amont qu'en aval (mais surtout en aval).

En amont, et pour réaliser une certaine intégration géographique de ces gisements, la KPC avait acheté il y a déjà quelques années la société américaine Santa Fe ce qui lui permet aujourd'hui d'être présente en Indonésie, Égypte, Tunisie, Bahrein, Congo, Tanzanie, Soudan, Turquie, Italie, Australie, mer du Nord... etc. Certes dans tous ces pays la KPC (ou Santa Fe) n'opère pas seule, mais systématiquement en participation avec d'autres compagnies.

Beaucoup plus importante et plus significative est sa stratégie d'intégration en aval (raffinage et dis-

tribution) qui, jusqu'ici connaît beaucoup de succès. En effet, par le couplage entre les raffineries Koweïtiennes destinées à l'exportation et l'achat de raffineries et de réseaux de distributions dans les pays consommateurs (surtout en Europe), la KPC est en phase de s'implanter petit à petit solidement comme société intégrée verticalement.

Sous le sigle Q 8, la KPC espère, d'ici quelques années, avoir une part de 10 à 15 % du total du marché européen. Déjà, elle accapare 4 % du marché belge et presque 23 % du marché danois, 2 % du marché anglais (avec un objectif de 5 à 7 %). En Espagne, elle négocie le rachat de 15 à 20 % de la CEPSA qui possède deux raffineries de 320 000 b/j. Jusqu'à présent, la KPC n'a pas encore fait une percée du côté du marché américain du raffinage et de la distribution, mais les efforts continuent dans ce sens (voir MEES, plusieurs numéros, surtout du 6 avril, 11 mai et 8 juin 1987).

Le Koweït est, pratiquement, le seul exemple d'un pays de l'OPEP qui s'implante directement en aval par l'intermédiaire de sa propre compagnie nationale. Mais il n'est pas exclu que cet exemple soit suivi par d'autres pays de l'OPEP, surtout par l'Arabie Saoudite. En effet, après le départ de l'ancien ministre Yamani, une restructuration du secteur pétrolier et une redéfinition de l'ensemble de la stratégie pétrolière a eu lieu en 1988. Il semble que la PETROMIN (Société nationale de l'Arabie Saoudite) explore avec les sociétés actionnaires de l'ARAMCO (les Majors américains) la possibilité d'acquérir une part de leurs intérêts dans le raffinage et la distribution des produits pétroliers en Europe. Le rachat de plus de 50 % de l'ensemble des actifs européens d'EXXON est évoqué avec insistance ces derniers temps au moment où le rachat de 50 % de TEXACO dans l'est des États-Unis sera définitif en décembre 1988.

IV. 3. PARTICIPATION EN AVAL DES PAYS DE L'OPEP

La création d'une entité propre, comme la KPC, exige, en plus des moyens financiers énormes, des capacités de gestion qui font encore hésiter la plupart des pays de l'OPEP à s'engager dans cette voie. En revanche, la voie de la participation financière (ou de *Joint Venture*) dans les sociétés existantes est de plus en plus monnaie courante et les exemples, à cet égard, sont multiples et diversifiés.

Le plus important exemple est, jusqu'ici, la PDVSA vénézuélienne qui détient des participations en aval tant sur le marché américain que sur le marché européen. Sur le marché américain la PDVSA contrôle déjà 50 % de CIGO Petroleum, de Champlain Petroleum et de Stuart Petroleum (*Petroleum Economist*, mars et octobre 1986, avril 1987). Elle opère, selon une entente avec le gouvernement

du Caraïbe, l'ex-raffinerie de la Shell de 320 000 b/j (*Petroleum Economist* avril 1987). En Europe, la PDVSA, contrôle 50 % de la Nynas Petroleum en Suède et est en « Joint Venture » avec la société VERA en Allemagne de l'Ouest. En 1986, les exportations du Venezuela en produits raffinés ont atteint 890 000 b/j dont 550 000 b/j provenaient de ses raffineries domestiques et 335 000 b/j de ses « Joints Ventures » à l'étranger (PIW, 17 août 1987). Par ailleurs, ces différentes participations permettent à la PDVSA d'écouler environ 450 000 b/j de sa production de pétrole brut dans des débouchés assurés ; son objectif est d'atteindre 700 000 b/j (*Petroleum Econ.*, juillet 1987).

Selon le même modèle de la PDVSA, la Libye contrôle près de 6 % du marché de la distribution des produits raffinés en Italie par sa participation, à hauteur de 70 %, dans la TAMOIL. La PEMEX mexicaine contrôle 34 % de la raffinerie de PETRO-NOR en Espagne. Abu Dhabi aurait tout récemment acquis 5 % des actions du groupe pétrolier français TOTAL.

Pour clore cette série d'exemples, il faut surtout mentionner l'achat de 15 % des actions de la BP par la KPC koweïtienne et, en attendant l'aval du gouvernement anglais, cette dernière pense pouvoir porter sa participation dans BP à environ 25 %.

IV. 4. CONCENTRATION DANS LES PAYS INDUSTRIALISÉS

Parallèlement aux deux voies (intégration et participation en aval) dans lesquelles semblent s'engager les pays de l'OPEP qui ont les moyens financiers et les réserves physiques du pétrole, un mouvement de concentration sans précédent est en phase de s'accomplir dans les pays industrialisés, surtout aux États-Unis.

En effet, suite aux turbulences du marché pétrolier depuis 1982, au contrechoc de 1986 et à l'incertitude concernant l'avenir du secteur, les petits et moyens producteurs, acculés par leurs créanciers, sont rachetés un à un par les gros producteurs dont la trésorerie leur avait permis de supporter les chocs et même d'en tirer bénéfice. Même des Majors furent absorbés (Gulf par Chevron en 1984) ou privatisés (le cas de BP) ou sont à vendre (Texaco). Aux dernières nouvelles BP, même en pleine période de privatisation, aurait acheté 54 % de BRITOIL qui est le quatrième producteur en mer du Nord. Cette dernière transaction doit être comprise à la lumière de l'importante participation, déjà signalée, de la KPC dans le capital de BP. Par ce fait même, elle peut fournir un exemple évident de la convergence qui se dessine entre le mouve-

ment de concentration et celui de l'intégration verticale.

V. — Conclusion : une période de transition

Les voies nouvelles de restructuration du marché que nous venons de décrire et les exemples concrets que nous avons fournis incitent à considérer la période actuelle que traverse le secteur pétrolier international comme une période de transition caractérisée par les traits suivants :

1. Une convergence évidente dans les motivations, sinon dans les intérêts, des grandes compagnies pétrolières et de quelques pays de l'OPEP, essentiellement mais pas exclusivement ceux du Golfe, de voir s'instaurer une certaine stabilité dans le marché pétrolier à partir de la « règle d'or » — découverte il y a plus de cent ans — du secteur, à savoir : la concentration et l'intégration verticale.

2. Il y a tout lieu de croire, à la lumière des exemples qui précèdent, que ces deux mouvements vont continuer à s'accomplir dans le cadre des relations commerciales et financières entre les sociétés (privées et d'État) avec le minimum d'ingérence de la part des pouvoirs politiques de leurs pays respectifs. Cela veut dire que, de part et d'autre, on est maintenant convaincu que la stabilisation du marché ne peut se faire par des accords « politiques » entre les États, mais uniquement par des participations et des implications financières réciproques entre sociétés agissant dans le cadre et selon les règles des milieux d'affaires.

3. Malgré leur importance, ces deux mouvements (concentration, intégration) sont encore relativement modestes par rapport à l'ensemble du marché qui restera encore pour quelques temps régit par le couple OPEP — marchés libres, avec une alternance de domination de l'un ou l'autre selon la conjoncture. Une chose, toutefois, paraît certaine : plus le marché continuera à être instable plus la tendance vers la concentration et l'intégration sera appelée à s'amplifier. A cet égard, il faut rappeler ici les deux conclusions générales que P. Frankel (1948) avait tiré, il y a si longtemps déjà, de sa magistrale étude du secteur pétrolier international : la première est que « la concurrence sans frein, quand on la laisse régner dans l'industrie pétrolière, conduit à une faillite générale ou à un monopole qu'exerce le survivant » ; la deuxième conclusion est que « il ne peut y avoir aucun doute que toujours et partout s'est manifesté une tendance irrésistible à la concentration, à l'intégration et à la cartellisation dans l'industrie pétrolière » ■

RÉFÉRENCES

- ABU KHADRA, R. (1980). « The Spot Oil Market : Genesis, Qualitative Configuration and Perspectives », *OPEC Review*, Vol. III/4 et IV/1.
 - AL-CHALABI F. (1987) « What is the optimal price of oil from the producers' point of view ? », *MEES*, 28 septembre.
 - AYOUB, A. (1980), « L'autosuffisance et la politique des prix pétroliers au Canada », *Canadian Public Policy/Analyse de Politiques*, vol. VI, n° 4, pp. 655-661.
 - AYOUB A. (1987) « Évolution du marché pétrolier : de l'intégration verticale à la décentralisation » in A. AYOUB et J. PERCEBOIS, *Pétrole : marchés et stratégies*, éd. Economica, Paris, 1987.
 - BRETON, T. & BLANEY, J. (1987) « Outlook for OPEC's competitors », *Petroleum Economist*, vol. LIV, n° 10, octobre.
 - CANADIAN PUBLIC POLICY (1987), numéro spécial, « The Impact of \$ US 15 oil », vol. XIII, n° 1.
 - COMPTROLLER GENERAL of the US (1978), « Critical Factors Affecting Saudi Arabia's oil Decision » Rapport of the Congress, 12 mai 1978, General Accounting Office, Washington.
 - DESPRAIRIES, P. (1985) « Le pétrole et les sources d'énergie concurrentes », *Revue de l'Énergie*, n° 377, octobre.
 - FRANKEL, P. (1948), *L'économie pétrolière*, éd. Médicis.
 - IEPE (1987), *Énergie internationale 1987/1988*, éd. Economica, Paris, 1987.
 - MORRISON, M.-B. (1987), « The price of oil », *Energy Policy*, oct. 1987, pp. 399-410.
 - PECQUEUR, M. (1987) « Communication au 12^e Congrès mondial du pétrole », *Revue de l'Énergie*, n° 393, juin.
 - VAN WACHEM, L.-C. (1986), « Le Pétrole et l'énergie : quelques vérités fondamentales », *Revue politique industrielle*, n° 5.
- Pour les données factuelles nous avons utilisé plusieurs numéros (indiqués dans le texte) des périodiques suivants :
- *Petroleum Intelligence Weekly (PIW)*,
 - *Middle East Economic Survey (MEES)*,
 - *Petroleum Economist (Pet. Econol)*.