

Les marchés pétroliers

La complexité des transactions

La première caractéristique qui se dégage quand on examine l'organisation des transactions pétrolières est la complexité. Celle-ci trouve son origine d'abord dans deux contraintes physiques.

La première tient à l'hétérogénéité du produit brut. Les différents pétroles bruts se distinguent selon leur qualité (brut lourd, moyen ou léger) qui détermine les types et proportion de produits qui pourront résulter de leur raffinage et selon leur pureté (la teneur en soufre la plus faible possible est l'élément discriminant). Il en résulte que plusieurs dizaines de qualités différentes de produits font l'objet de transactions. Ceci a pour conséquences que :

- chaque lot de pétrole brut est soumis à l'expertise de sa qualité (expertise effectuée en général au départ) ; la certification qui en résulte constitue un document essentiel pour sa commercialisation ;

- les différences de qualité sont exprimées par rapport aux produits bruts de référence (*Dubai* du golfe, *Brent* de la mer du Nord, *Western Texas Intermediate*, etc.).

La seconde contrainte est d'ordre géographique : les régions de production sont rarement celles de l'utilisation (après raffinage). La géographie des transactions pétrolières n'est pas, ici, neutre ; les zones de référence partagent le seul monde des pays des Centres : Asie du Sud-Est, centrée sur Singapour ; Amérique du Nord dont le centre le plus important est New-York, et Europe avec comme centre le triangle Rotterdam, Amsterdam, Anvers. Les transactions qui ont lieu dans ces différentes zones ne sont, toutefois, pas sans connexion. Lorsque les écarts de prix dépassent les coûts de transport entre ces continents, le déplacement d'achat et de vente d'une zone à l'autre, au comptant ou à terme (il devient attractif d'acheter où le prix est le plus bas et de vendre là où il est le plus élevé) induiront un rapprochement des prix (mécanisme d'arbitrage).

Cependant ces deux contraintes physiques ont peu de portée explicative si on ne les re-situe pas dans une histoire marquée par l'affrontement entre les Centres et les pays producteurs des Périphéries.

Jusqu'en 1973, il n'y a pas de marché pour le pétrole brut. Les compagnies pétrolières sont intégrées verticalement "du puits à la pompe". Les transactions ne concernent alors que des produits raffinés (essences, fuel et naphta — le produit de base de l'industrie pétrochimique) pour lesquels existent des marchés libres (NYMEX, Rotterdam, etc.). La nationalisation progressive des activités d'exploitation des ressources naturelles par les pays producteurs brise l'intégration verticale des grandes compagnies. Dès lors, celles-ci ne peuvent assurer l'approvisionnement en brut de leurs activités de raffinage / distribution que :

- par un approvisionnement direct auprès de gisements qui ont échappé aux nationalisations et sont restés leur propriété ou sont exploités en association avec un concessionnaire (en général la compagnie nationale créée dans le pays où se trouve le gisement),

- par des achats, sous forme de contrats à long terme, aux compagnies nationales qui exploitent le gisement.

Les marchés libres "spot" naissent de ce changement. Sur ces marchés, les grandes compagnies occidentales viennent, au jour le jour, combler les déficits ou écouler les excédents d'approvisionnement. Les quantités physiques sont alors échangées dans l'instant et au comptant à des prix fluctuant en fonction des contraintes et anticipations sur les stocks des acheteurs et vendeurs. Au départ, l'activité de ces marchés est marginale : le volume des quantités physiques reste faible.

Le développement des marchés "spot" résulte du rôle nouveau que leur font jouer les grandes compagnies occidentales : servir de machine de guerre contre le cartel des producteurs. L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP)¹ réunit des pays producteurs des Périphéries autour de l'objectif de stabilité

¹ Les pays membres sont : Algérie, Arabie saoudite, Emirats arabes unis, Indonésie, Irak, Koweït, Libye, Nigeria, Qatar et Venezuela.

et d'élévation des prix de cession (la valorisation de cette richesse énergétique devait servir de base au développement, ce qui s'inscrit dans la logique de la construction d'un nouvel ordre économique international). Les compagnies occidentales, si elles assurent leur sécurité d'approvisionnement par des contrats à long terme, doivent, en échange, accepter les conditions des producteurs : les prix fixés par l'OPEP deviennent la référence.

Au cours des années quatre-vingt, la réduction de la demande mondiale de pétrole brut et la mise en exploitation de nouveaux gisements hors pays OPEP, font naître une situation nouvelle :

– les prix des marchés libres s'orientent à la baisse et se situent durablement en-dessous du prix OPEP ; il devient alors attractif, pour les grandes compagnies, de s'approvisionner sur ces marchés "spot" en renonçant aux contrats à long terme qui les liaient aux producteurs OPEP ;

– les quantités proposées à la vente sur ces marchés "spot" sont en même temps multipliées, d'abord par les quantités extraites des nouveaux gisements (sur le marché libre européen, le produit de référence ancien, "Arabian light" est supplanté par le "North Sea Brent Blend", mélange de pétroles bruts extraits de plusieurs gisements de la Mer du Nord), puis par les producteurs OPEP eux-mêmes, qui, face au déclin des contrats à long terme, sont contraints d'écouler-là, aux prix de ces marchés, les quantités qui ne trouvent plus d'acheteur.

Les marchés "spot" prennent, là, une importance déterminante : une part conséquente des transactions y sont conclues. Ce n'est pourtant pas là que réside leur plus grand succès. L'OPEP est contrainte d'abandonner sa politique de fixation des prix. Victoire du marché, dirons les uns, victoire des grandes compagnies occidentales contre une coalition qui menaçait leurs intérêts dirons les autres. Défaite aussi des pays des Périphéries : à la même période, des tentatives de même nature portant sur d'autres matières premières (le "programme intégré" de mise en place de fonds de stabilisation) échouent. A travers cet échec, se réinstalle un ordre international qui interdit aux Périphéries d'exercer le moindre contrôle sur un des facteurs-clé de leur développement.

L'essor conjoint des marchés "spot" et des productions hors OPEP ont conduit les producteurs de cette organisation à devoir défendre, si ce n'est reconquérir des parts de marché. Cela s'est traduit par la mise en place de contrats à plus court terme. Pour rendre attractifs les pétroles OPEP, ces contrats prennent désormais comme référence les prix des marchés "spot". Cette réaction a eu pour effet de réduire considérablement le volumes des affaires traitées sur les marchés "spot", dont le rôle serait devenu mineur si les prix qui y sont établis n'avaient pas acquis une place aussi centrale pour les transactions.

Prix des marchés "spot" et prix de contrat

Comme nous venons de le voir, parler du prix du pétrole en se référant au prix "spot" est illusoire puisqu'il existe plusieurs marchés "spot", qu'ils ne traitent pas de pétroles de même qualité, et qu'ils sont situés dans des zones géographiques différentes. Les prix "spot" sont liés et évoluent dans une même orientation, à la baisse ou à la hausse. Par contre les niveaux de ces prix restent différents². Il est donc abusif de parler du prix du pétrole brut. Il serait préférable de parler des prix "spot" des pétroles bruts.

A cela s'ajoute le fait que le volume des affaires traitées sur les marchés "spot" est réduit. La plus grande part des transactions sont effectuées sur la base de contrats où les prix "spot" n'interviennent qu'à titre de prix de référence. Les procédures d'établissement des prix de contrat sont multiples. De manière générale, pour l'établissement du prix de départ d'un lot (quantité de pétrole), sont pris en compte :

- un des prix des marchés "spot" et une période d'observation de son évolution, de durée variable fixée par le contrat, le prix moyen au cours de la période est retenu comme prix de base ;
- un différentiel de qualité par rapport au pétrole de référence du marché "spot" choisi ; ce différentiel

² En moyenne sur la période 1 – 9 avril 2003, le *Brent* de la Mer du Nord se vendait 24,99 \$ le baril sur le marché "spot" européen alors que le prix du *West Texas Intermediate* était fixé à 28,88 \$ sur le marché américain. Source : NYMEX <<http://www.wtgo.com>>.

résulte de la certification du lot, effectuée au départ, sauf dans le cas des pétroles importés aux Etats-unis, où la certification s'opère à l'arrivée (ce qui place le vendeur dans une position plus inconfortable en cas de contestation du contrat, puisque la marchandise est déjà acheminée vers l'acheteur) ;

– le coût du transport du lieu de production au lieu de livraison ; ce coût et le différentiel de qualité pouvant être ajoutés ou retranchés au prix de base.

Les formules de contrat sont diverses et adoptent des prix “spot” de référence différents. Il s'agit, par exemple, des prix “spot” de divers produits raffinés dans la zone de destination dont sont déduits les coûts de raffinage, ou bien, du prix “spot” du pétrole de référence dans la zone de destination (prix du Brent dans les contrats annuels “à la formule” à destination de l'Europe)³. De manière générale, le prix de contrat n'est connu qu'après la signature et l'embarquement du lot.

Deux éléments se dégagent de cette formation du prix contractuel :

– les prix de contrat réels, ne se confondent pas avec les prix “spot” ; les transactions pétrolières se caractérisent par la multiplicité de prix ;

– la pluralité des éléments pris en compte pour l'établissement de ces contrats et les jeux d'intérêt qui accompagnent leur négociation, contribuent à rendre opaques ces prix ; la confidentialité, qui est la règle en matière contractuelle, ne contribue pas à la transparence.

Avec la nécessité de découvrir de nouveaux gisements et l'influence grandissante de la pensée libérale, des modifications importantes des modes d'exploitation des gisements sont introduites. Elles se traduisent par :

– parfois le retour aux formules de concession, soit directe au profit d'une grande compagnie occidentale, soit par l'intermédiaire de prises de participation dans les sociétés concessionnaires à l'occasion de leur privatisation ;

– des formules de partenariat associant pour l'exploitation d'une concession une entreprise du pays concessionnaire avec une compagnie étrangère, réalisant tout ou partie de l'investissement ; le partenaire étranger reçoit en échange une part de la production obtenue.

Les principaux bénéficiaires sont les grandes compagnies occidentales qui reconstituent ainsi partiellement une intégration verticale. Une part croissante de leur approvisionnement échappe ainsi aux vicissitudes des transactions commerciales.

Baril de pétrole et baril papier

L'importance des sommes en jeu dans une seule opération commerciale, la volatilité des prix “spot”, l'étroitesse des marges entre prix des bruts et prix des produits raffinés et la durée des opérations de transport, raffinage, distribution, font peser des risques importants sur ces opérations. La pratique de la couverture à terme y est donc généralisée. Il s'agit pour l'opérateur pétrolier de reporter le risque encouru sur la fluctuation des prix sur un intermédiaire financier. A l'opération portant sur le physique, des barils⁴ de pétrole constituant un lot dont le prix définitif n'est pas encore fixé, va s'ajouter une opération financière de sens inverse, une vente de la même quantité, à une date et un prix fixés. Des “barils-papier” (“futures”) accompagnent ainsi la circulation des barils de brut. A l'échéance, l'opérateur doit honorer sa promesse de vente en rachetant les “barils-papier” au prix de référence du marché physique. Ainsi, pour lui, les gains ou pertes réalisés sur les “barils-papier” compensent les pertes ou gains enregistrés sur l'opération commerciale physique. Il n'en va pas de même pour l'intermédiaire financier qui accepte le risque de perte... ou de gain. Les prix des “barils-papier” sont établis sur des marchés, par exemple l'International Petroleum Exchange (IPE) de Londres pour l'Europe. Il existe d'autres formules de couverture à terme basées sur le même principe, par exemple les options qui assurent à l'opérateur pétrolier une simple garantie de prix plancher

³ F. NICOLAS, « Le marché pétrolier », in *Matières premières et échanges internationaux*, sous la dir. de Claire MOUTON et Evelyne COLLIN, Economica, Paris, 1993 (ouvrage qui constitue une source précieuse de documentation sur le sujet).

⁴ Un baril = 151,8 litres.

s'il est vendeur ou de prix plafond s'il est acheteur.

Les marchés à terme sont des marchés purement financiers dont le fonctionnement repose sur les anticipations des prix du physique. Dans des conditions idéales de prévisibilité les prix des marchés à terme sont proches des prix "spot" du physique (bien que les fluctuations dans une journée soient plus fortes pour le "papier"). Mais ces conditions ne sont pas toujours réunies, les marchés à terme peuvent alors fonctionner comme des amplificateurs des mouvements de hausse ou de baisse constatés sur les marchés physiques. Les opportunités qu'ils offrent aux intermédiaires financiers font qu'ils constituent un pôle important de la finance internationale, augmentant ainsi la masse des capitaux que met en œuvre le commerce pétrolier. Cela représente pour les opérateurs pétroliers un coût de transaction qui peut ne pas être négligeable.

P. A.



Moyen-Orient ; photo Bureau International du Travail.

Les acteurs du commerce des hydrocarbures et les enjeux de pouvoir

Les différents acteurs sont facilement identifiés sur l'axe producteurs / consommateurs. Cette vision peut être déformante : les producteurs se situent le plus souvent, mais non exclusivement dans les Périphéries, les consommateurs plutôt, mais pas seulement, dans les Centres. De plus, ces acteurs ne sont pas uniquement des entreprises. Du côté des producteurs, l'importance des exportations d'hydrocarbures pour financer le développement et, du côté des consommateurs l'importance de l'énergie pour l'essor des activités industrielles sont les mobiles qui justifient l'action des Etats des Centres ou des Périphéries. Qu'ils soient économiques ou politiques ces différents acteurs se trouvent en situation d'inégalité de pouvoir ; les décisions des plus puissants s'imposent aux moins puissants, sans que la réciproque soit possible.

Les producteurs dans les Périphéries

La mise en œuvre du principe du droit des peuples à disposer de leurs ressources naturelles a conduit à un mouvement large de nationalisation des activités pétrolières. Celle-ci a donné naissance à des entreprises nationales : Sonatrach en Algérie (1967), Saoudi Aramco en Arabie saoudite (1973-80), National Iran Oil Company (1951), Irak Petroleum Company devenue Irak National Oil Company (1966-73), etc. qui disposent d'un monopole ou de la plus grande part des concessions. Ces entreprises cherchent de nouveaux gisements, les exploitent, acheminent et exportent le pétrole ou le raffinent pour approvisionner les marchés locaux.

Dans la période récente, ces sociétés nationales se sont trouvées confrontées à deux ordres de difficultés :

– l'application des différentes mesures d'ajustement structurel est le premier ; la plus marquante de ces mesures a trait aux privatisations ; certaines entreprises nationales ont ouvert leur capital et ont accueilli des participations le plus souvent venues des grands groupes pétroliers des Centres ; les plus puissantes de ces entreprises nationales ont résisté à ce jour, mais pas toutes ;

– le second ordre de difficultés est né de la nécessité de découvrir et de mettre en exploitation de nouveaux gisements ; les sociétés nationales des Périphéries ont été confrontées au besoin de trouver des capitaux et de disposer des techniques et savoir-faire nécessaires. Pour faire face à cette nouvelle situation, des accords de partenariat ont été conclus avec les grands groupes pétroliers, parfois même, des concessions leur ont été accordées (ce qui rompt avec le principe du contrôle des peuples sur leurs ressources naturelles).

Les grands groupes pétroliers occidentaux sont en train d'acquérir un nouveau pouvoir. Les producteurs des Périphéries dépendent alors de ceux-ci, soit pour des capitaux et la mise à disposition de technologies, soit parce que ces groupes sont maintenant présents dans leurs Conseils d'Administration¹.

Les Etats des pays exportateurs dans les Périphéries

Les recettes issues de l'exploitation pétrolière constituent l'essentiel du surplus disponible pour assurer le développement. Ce surplus est mobilisé par l'Etat sous forme d'un prélèvement fiscal supporté par le producteur (donc, le plus souvent la société nationale d'exploitation). L'importance du surplus ainsi capté dépend d'un arbitrage entre la part destinée au développement du pays et celle qui doit permettre le bon fonctionnement de la société nationale d'exploitation. Quand les prix à l'exportation sont faibles, cet arbitrage devient ardu.

L'utilisation du surplus ainsi mobilisé impose à l'Etat, pour être efficace, une maîtrise du prix à l'exportation et du rythme de prélèvement de la ressource sur la longue période. Aucun de ces Etats ne

¹ Le cas des compagnies pétrolières privées, issues du passage à l'économie de marché de l'ex-URSS, est indéterminé à ce jour. Ces entreprises partagent à la fois le sort de leurs homologues des Périphéries (LUKOIL est associée en joint-venture à ARCO pour la réalisation de projets pétroliers en Russie) et les pratiques de recherche d'internationalisation des grands groupes (tractations entre SIDANCO et INOC d'Irak avant mars 2003).

peut, à lui seul, prétendre à une maîtrise de ce prix. Ils ne peuvent que limiter l'effet des fluctuations par la mise en place de caisses de compensation ou de réserves financières. Collectivement, dans le cadre de l'OPEP, une certaine action sur le niveau de ces prix est possible (cf. ci-dessous). L'action des Etats, tout comme leur capacité à mettre en place de véritables stratégies de développement, est plus conséquente en ce qui concerne le contrôle du rythme du prélèvement sur les ressources connues et la recherche de nouveaux gisements. Ils rencontrent sur cette question les intérêts contraires des grandes compagnies occidentales exploitantes ou importatrices qui peuvent user de tout moyen pour parvenir à leurs fins (la corruption est très souvent dénoncée). La capacité de ces Etats à mettre en place une stratégie pétrolière liée aux exigences du développement est, le plus souvent, le résultat de leur capacité à contrôler l'exploitation, de l'importance géopolitique du pays et de l'étendue de ses réserves. Un pays comme l'Arabie saoudite peut envisager un équilibre étroit entre un rythme d'exploitation qui permet de maintenir, dans la durée, un rôle d'exportateur de premier plan et le souci de conserver un prix du pétrole juste assez bas pour dissuader toute tentative de substitution d'énergie². Le Venezuela, riche en réserves de pétrole non-conventionnelles, paraît attaché à un prix suffisamment élevé du pétrole pour rendre attractive l'exploitation de ce type de ressources. D'autres pays exportateurs n'ont guère d'autre pouvoir ici et doivent se soumettre au rôle que les acheteurs – exploitants veulent bien leur attribuer.

L'OPEP

L'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole a été constituée en 1960. En 1973, dans un contexte politique et économique favorable, l'OPEP a été capable d'imposer des hausses de prix significatives. Les grandes compagnies pétrolières des Centres ont été capables de briser ce pouvoir (cf. encart « les marchés pétroliers »). Ce déclin, accompagné de la tentation pour chaque pays producteur de compenser par les quantités ce qui est perdu sur le prix, en abandonnant la discipline interne de l'Organisation, dure jusqu'en 1998. Le niveau très bas des prix frappe tous les producteurs. En mars 1999, ceux-ci s'accordent sur une réduction de la production, répartie selon les anciens quotas de production, pour faire remonter les prix. Cette action a été efficace. L'effet désastreux que produisait dans les pays producteurs le bas prix du pétrole a renforcé l'entente des pays membres. Dans cette démarche, l'Arabie saoudite et le Venezuela ont joué un rôle central, mais également on a pu voir émerger une solidarité de pays non-membres qui ont joué le jeu de l'OPEP (le Mexique a eu aussi un rôle-clé). La stratégie nouvelle mise en œuvre a pour objectif unique le maintien des prix dans une fourchette (de 22 à 28 \$ le baril). Les fluctuations de la production décidées par l'Organisation devraient maintenir les prix dans cette fourchette. Le pouvoir de l'Organisation est lié principalement à trois facteurs :

- la capacité de maintenir une cohésion entre les membres, en dépit d'intérêts qui peuvent diverger (par exemple le Venezuela souhaiterait dépasser son quota pour compenser le manque à gagner des grèves de 2002) ;
- l'intérêt que peuvent trouver des pays producteurs non-membres à respecter la discipline OPEP (des non-membres sont associés comme observateurs aux réunions de l'OPEP) ;
- l'attitude hostile de certains pays des Centres et leur pouvoir de contrecarrer les actions de l'Organisation (les Etats-Unis n'ont pas hésité à céder une partie de leurs réserves stratégiques pour agir ponctuellement pour faire baisser les prix).

La stratégie américaine de diversification des sources d'approvisionnement s'oppose, sur le long terme, au pouvoir de l'OPEP. Ce pouvoir s'appuie, en revanche, sur l'importance des réserves du Moyen-Orient conduisant la région à peser d'un poids accru dans le futur.

Les grands groupes pétroliers des Centres

La nationalisation des gisements par les pays producteurs a eu pour effet de rompre la structure d'intégration verticale des firmes pétrolières des Centres. Celles-ci, au terme de ce mouvement,

² Voir *World Commodity Survey 2000-2001*, UNCTAD, éd. Nations Unies et Cyclope, 2001.

disposent d'activités de raffinage et de distribution très importantes, d'activités d'exploration et des activités d'exploitation des gisements qui ont échappé aux nationalisations. La concurrence entre ces firmes, comme ce changement de structures ont affecté leur rentabilité, la rendant fortement dépendante des prix du brut. La concurrence conduit à restreindre les marges obtenues sur les activités de raffinage et de distribution. Il n'en est pas de même des marges permises sur l'exploitation directe de gisements : les coûts d'extraction directe varient entre 0,4 et 15 \$ par baril, ce qui se traduit par des rentes différentielles importantes : un baril de pétrole acheté-raffiné-distribué rapporte globalement à la firme et aux intermédiaires de 1,5 à 3,5 \$, alors que l'extraction, qui représente environ 10 % du pétrole traité par ces firmes peut rapporter une rente allant jusqu'à 14 \$³. Les profits de ces firmes, qui avaient été très importants à la période précédente se sont affaiblis. Ces entreprises ont cessé d'être, aux yeux des actionnaires, l'image idéale de placements très rémunérateurs, ce qui, à un moment où l'appétit de ces actionnaires s'est aiguisé, a fait glisser les "pétrolières" au niveau des activités les moins attractives.

Les stratégies d'entreprise mises en œuvre pour faire face à la situation nouvelle ont, tout d'abord, conduit à un puissant mouvement de concentration. Après 1998, les fusions et rapprochement entre grandes compagnies créent des entités de taille géante : BP-Amoco, Exxon-Mobil, etc. Elles conduisent aussi les compagnies de taille plus faible à participer à ce mouvement : TotalFinaElf, Arco-Norsk-Hydro-Saga, Resol (espagnole) -YPF (Argentine). Pour certaines, qui étaient des entreprises nationales, cette vague de concentration s'opère de concert avec leur privatisation. Ces stratégies ont, par ailleurs, conduit certaines de ces grandes firmes à se replier sur leur métier d'origine. Cessions d'activités non directement liées à l'exploitation, au raffinage, à la distribution, recours à l'externalisation pour l'exploration pétrolière sont les principaux aspects de ce repli.

Les opportunités nouvelles créées par les avancées scientifiques et l'essor de la pensée libérale (le tout-privé) sont diversement saisies par ces firmes. Certaines, en se diversifiant vers des activités énergétiques non pétrolières tendent à constituer des firmes énergétiques globales (par exemple les investissements de Shell dans l'énergie solaire). La privatisation d'activités pétrolières ou la pratique d'accords de partenariat dans les Périphéries sont également, pour ces firmes, l'occasion de reconstituer partiellement une structure d'intégration verticale.

Le pouvoir de ces firmes repose sur trois éléments : leur surface commerciale, largement mondialisée pour certaines, leur savoir-faire technique, et leur dimension financière. Très grandes firmes et petites Nations sont ainsi les caractéristiques dominantes des rapports entre les firmes et les pays producteurs des Périphéries. Il s'ajoute le fait que le pétrole n'est pas une marchandise banale mais un élément-clé géostratégique ce qui rend le pouvoir de ces firmes inséparable de celui des Etats dont elles sont originaires.

Les entreprises de services pétroliers

L'externalisation des activités de prospection et de développement par les grandes firmes pétrolières a permis l'essor d'entreprises des Centres opérant dans ces segments spécialisés. Parallèlement à leurs clients, ces firmes connaissent aujourd'hui un mouvement de concentration. Dresser-Haliburton (dont Dick Cheney, actuel vice-président des Etats-Unis, fut l'un des responsables) et Schlumberger-Camco sont les plus importantes. Ce mouvement de concentration se poursuit aujourd'hui avec la fusion de Transocéan Offshore et de Sedco Forex et l'établissement de relations étroites entre Bouygues Offshore et Kvaerner Oil Field Products. La dimension acquise par ces firmes leur permet de ne pas être de simples sous-traitants de spécialité au service de donneurs d'ordre plus puissants. Leur savoir-faire technique comme l'extension de leurs capacités financières en font des partenaires incontournables pour les compagnies pétrolières des Périphéries. Leur maîtrise des techniques s'accompagne du développement

³ « La structure des coûts de production des différentes filières énergétiques et les enseignements qui peuvent en être tirés sur la formation des prix de marché et la stratégie des opérateurs », Philippe GIRARD *et alii* (groupe d'élèves de l'ENA), *Revue de l'énergie*, n° 536, mai 2002, repris in *Problèmes économiques*, n° 2781, 23 octobre 2002 sous le titre « Prix de l'énergie : coûts de production et prix de marché ».

considérable de l'efficacité de ces dernières : depuis le début des années quatre-vingt le prix de revient de la prospection est orienté à la baisse⁴.

L'essor de ces entreprises de services constitue pour les pays des Centres une opportunité nouvelle : pouvoir payer une partie de leur facture pétrolière par les recettes des exportations de services pétroliers.

Les activités de courtage

Avec de petites marges et des capitaux importants engagés, les risques financiers encourus par les grandes firmes pétrolières sont élevés. Le recours à des opérations de courtage est ainsi généralisé. Le métier de courtier a été évoqué dans l'encart consacré aux marchés pétroliers.

L'activité des courtiers est purement financière. Le courtage est exercé par des acteurs divers (certaines entreprises pétrolières des Périmétries commencent à se doter de telles activités ; ceci reste une exception : les courtiers, comme les marchés sur lesquels ils opèrent se situent dans les Centres). Les principales sociétés actives sur ce produit sont des sociétés de courtage spécialisées (par exemple Phybro Energy ou Marc Rich) ou des sociétés issues des grandes firmes pétrolières⁵.

Les Etats des pays des Centres

Le pétrole est un produit stratégique au plan économique (comme énergie de base pour tout appareil industriel ou énergie unique pour tous les moyens de transport) comme au plan militaire. Le maintien ou le renforcement d'une dépendance des pays des Centres pour leur approvisionnement pétrolier peut être anticipé dans le futur proche. Ceci résultera de l'épuisement des gisements situés dans l'espace géographique de ces pays (c'est le cas, pour l'Europe, des gisements de la Mer du Nord) ou de l'impossibilité, pour les gisements domestiques, à répondre à l'augmentation des besoins (c'est le cas des Etats-Unis qui doivent importer des volumes croissant de pétrole brut). Pour les pays des Centres qui ne disposent d'aucun gisement (c'est le cas du Japon, par exemple), les importations devront suivre le rythme de leurs besoins. Il résulte de ceci trois impératifs communs à l'ensemble des pays des Centres :

- assurer une sécurité d'approvisionnement ;
- éviter les tensions inflationnistes que pourrait créer le renchérissement rapide du pétrole ;
- assurer, par des exportations, le financement des importations pétrolières (en d'autres termes, assurer l'équilibre de la balance des paiements courants).

Si les objectifs sont communs, les stratégies des différents pays des Centres divergent. Ainsi, la stratégie énergétique de l'Union européenne peut se ramener à trois lignes de force :

– la diversification énergétique accompagnée parfois de recherche d'économies d'énergie a pour but de restreindre les importations pétrolières ; elle passe nécessairement par une politique énergétique incitant à l'usage d'énergies non pétrolières ou à la pratique d'économies ;

– la protection de l'environnement conduit à restreindre les effets polluants de l'utilisation des produits pétroliers ; elle s'accompagne d'une législation adéquate pesant sur les utilisateurs ou les concepteurs de marchandises utilisant des produits pétroliers (automobiles, par exemple)⁶ ;

– les accords euro-méditerranéens proposent, de manière réciproque, l'accès des producteurs européens ou sud-méditerranéens aux marchés des deux parties, et aux investisseurs, un accès aux activités des deux zones ; en ne regardant, là, que l'activité pétrolière, ces accords pourraient à la fois ouvrir aux producteurs du sud de la Méditerranée les marchés européens et offrir aux grandes firmes européennes la possibilité d'accéder aux gisements sahariens ; d'un point de vue européen, la constitution d'une zone préférentielle de libre-échange et de circulation des capitaux devrait garantir une certaine

⁴ *World Commodity Survey 2000-2001, op. cit.*

⁵ P. DEWEZ « Oil trading » in *Matières premières et échanges internationaux, op. cit.*

⁶ Philippe. MENANTEAU et alii « Quels instruments d'incitation au développement des renouvelables ? » *Revue de l'énergie*, n° 530, octobre 2001.

sécurité d'approvisionnement.

De manière générale, la stratégie européenne cherche à sortir du modèle classique d'utilisation de l'énergie qui pourrait être appelé le "tout pétrole". Elle est, aujourd'hui, éloignée de celle des Etats-Unis. Celle-ci peut être présentée en deux axes majeurs :

– la diversification, non des énergies, mais des fournisseurs pétroliers vise à réduire la dépendance créée par le nombre restreint des fournisseurs, en en recherchant de nouveaux, de préférence hors de l'OPEP ; l'intérêt de l'Etat et des firmes pétrolières américaines pour les gisements africains procède de cette visée ; les propositions américaines aux pays concernés ne sont pas différentes de celles des Européens, adressées aux pays du sud de la Méditerranée : le libre-échange et la libre circulation des capitaux doivent offrir aux Africains la croissance économique et aux Américains la sécurité de leurs approvisionnements pétroliers ;

– le refus de lier stratégie énergétique et défense de l'environnement constitue le second axe ; le refus de ratifier le protocole de Kyoto en est la manifestation la plus évidente.

La stratégie américaine ne remet pas en cause le modèle du « tout pétrole », qui aux Etats-Unis s'accompagne d'une énergie bon marché. Elle peut être comprise comme le refus de mettre en œuvre une politique énergétique intérieure. La recherche d'une sécurité d'approvisionnement et le souci d'éviter des tensions sur les prix constituent ses objectifs les plus importants. Les retours sur investissement des grandes firmes américaines, dont les pétrolières et, surtout, le paiement du pétrole en monnaie nationale évitent le souci d'un financement des importations pétrolières.

Les pouvoirs des Etats des pays des Centres reposent d'abord sur la symbiose des intérêts des Etats et de ceux des groupes pétroliers issus de ces pays. L'origine de cette symbiose reste difficile à établir. Elle procède, à la fois, de l'action sur le politique de ces groupes réunis en lobbies, mais aussi de l'utilisation par le pouvoir politique d'un ou de plusieurs groupes pétroliers comme instruments centraux d'une politique énergétique, économique ou commerciale nationale. L'importance du pouvoir des Etats des Centres est liée à la taille de ces groupes pétroliers (parmi les plus grands, seuls Shell et TotalFinaElf ne sont pas américains).

Le pouvoir des Etats des pays des Centres est aussi de nature politique. L'arme de l'aide économique, les remises de dette, comme la protection policière ou militaire constituent des leviers puissants pour obtenir l'adhésion des pays des Périmétries. Enfin, les Etats-Unis disposent d'une troisième source de pouvoir : leur monnaie. Par tradition, le pétrole est payé en dollars. Les acheteurs américains règlent donc leurs achats dans leur propre monnaie, alors que les non américains, doivent, eux, se procurer d'abord la devise américaine. Ce pouvoir spécifique des Etats-Unis fait l'objet depuis peu d'une remise en cause partielle. Depuis 2001, les exportations de pétrole irakien dans le cadre du programme de l'ONU "pétrole contre nourriture" ont été payées en euros, tout comme en 2002 plus de la moitié des avoirs de l'Iran Forex Reserve Fund ont été convertis en euros. Ce mouvement s'inscrit, hors du monde du pétrole, dans celui du poids croissant donné à l'euro dans les réserves en devises des banques centrales d'un certain nombre de pays, comme Taïwan, la Chine ou le Canada, sans compter la décision de la Corée du Nord de ne plus utiliser que l'euro dans ses transactions internationales, à partir du 1^{er} décembre 2002. La crainte des Etats-Unis est, bien sûr, de voir s'amplifier ce mouvement, notamment du côté des pays de l'OPEP. Il y aurait ainsi une remise en cause de son pouvoir monétaire dans les transactions pétrolières⁷. Cette remise en cause de l'hégémonie de la monnaie américaine pourrait avoir d'autres conséquences, plus importantes encore : chaque Banque centrale des pays importateurs devant convertir une partie de ses réserves de change en euro, il deviendrait nécessaire, pour la Banque centrale américaine, d'obtenir les euros indispensables pour assurer ce change.

P. A.

⁷ Des commentateurs américains voient dans cette menace une des causes de l'engagement américain en Irak. Voir, à ce sujet, William CLARK, « The reasons for the upcoming war with Iraq », 6 mars 2003, <http://www.indymedia.org>.