

Le pétrole : faits et méfaits

(1^{ère} partie)

Depuis les débuts de l'année 1998, le cours du baril de pétrole a montré, encore une fois, la précarité de l'économie de rente. Même si le pétrole est et restera encore durant quelque temps un besoin énergétique privilégié, la santé d'une telle économie obéira autant au Yo-Yo du baril.

Concernant les projets d'investissements économiques basés sur l'évolution spéculative du marché et un développement normal des tendances, les cours du brut ont souvent défié toute prévision.

Il y a intérêt et urgence à ne se servir du pétrole que comme outil de développement et de passage à une économie de production, autrement dit, un outil de lutte contre la dépendance vis-à-vis de cet « oreiller » naturel, au risque de plonger dans un sommeil profond et des situations de mauvaise posture, inhérentes à la seule économie de rente. Cette dépendance est contrôlée par des facteurs exogènes et nullement par la bonne volonté endogène des gouvernements et notamment ceux des pays de l'OPEP où les recettes pétrolières constituent l'essentiel des revenus.

Aujourd'hui, et peut-être demain aussi, les facteurs favorisant l'effondrement du marché pétrolier sont étonnamment plus nombreux et plus sensibles que les facteurs favorisant son raffermissement.

Les facteurs contrôlant le marché pétrolier

Contrairement à un produit classique manufacturé, le prix du baril de pétrole est loin d'être fixé ou contrôlé par son seul coût de revient global (exploration, développement, production). Pour une compagnie pétrolière, les VAN réelles des découvertes peuvent être minores, voire négatives, puisque basées sur un prix du baril actuel ou prévisionnel, supposé rentabilisant tous les investissements engagés. La VAN, qui est fonction de la taille de la découverte, est aussi tributaire du prix nominal du baril ayant servi à son estimation.

Elle pourrait être négative pour une découverte majeure et positive pour une découverte marginale. Cela dépend du prix du baril durant la période de l'exploitation du gisement et la commercialisation du produit. Comment le marché pétrolier va se comporter dans le futur est la question à laquelle toute réponse ne serait que spéculative et peu rationnelle. La ligne d'évolution du prix du brut n'est ni assurément ascendante ni simpliste et n'obéit à aucune statistique.

Elle est fonction d'une dizaine de facteurs connus dans le fond mais incontrôlables dans la forme. Nous pouvons classer ces facteurs en cinq catégories : facteurs politiques (comportement des hommes politiques), économiques (croissance ou récession, comportement OPEP, l'offre et la demande), facteurs techniques (taux de découverte, réserves mondiales, réserves des stocks, capacité de production des pays), facteurs technologiques (nouvelles technologies en amont pétrolier) et, enfin, les facteurs naturels (comportement des saisons). Arriver à prévoir, même à court terme, les

forces qui commanderont le marché relève de la fantaisie d'autant que les différentes variables sont en majorité indépendantes les unes des autres et peuvent intervenir séparément ou simultanément à tous les moments, puisque même les décisions prises aujourd'hui sont incapables d'influer, à coup sûr, sur l'avenir désiré.

Sur le plan politique, une grippe d'un chef d'Etat particulier, un traité de paix, un regain de tension entre acteurs influents, etc., sont monnaie courante dans le compromis du cours du baril et du dollar lui-même. L'exemple du dossier Irak-ONU est des plus actuels. Il a servi, et sert encore, d'outil permettant de confectionner un prix du baril à la carte. Il suffit de retirer ce dossier du placard pour faire varier, dans un sens ou dans l'autre, le cours du brut. L'enterrement définitif de ce dossier ne semble pas arranger, pour le moment, tout le monde. Bien d'autres dossiers de secours (ILSA, Iran and Libya Sanctions Act de 1996, etc.), « utiles » dans l'excitation du marché pétrolier, gonflent encore les tiroirs de l'Administration occidentale.

Sur le plan économique : La récession mondiale s'accompagne d'une baisse de la consommation d'énergie dans les pays les plus touchés. L'impact est fonction du niveau de développement du pays. La crise économique des pays asiatiques depuis l'été 1997 est pour beaucoup dans la déprime actuelle du marché pétrolier. La baisse des livraisons du brut vers ces pays en développement a déstabilisé le ratio offre-demande, causant ainsi un surplus du brut sur le marché et, de fait, un effondrement brusque de ce dernier. Le facteur économique peut avoir un autre aspect, plus restreint, mais non sans effet sur le cours du baril. C'est le comportement de pays de l'OPEP même vis-à-vis du quota officiel de production. Afin de pallier les déficits budgétaires, certains pays de l'Organisation font recours au non-respect des quotas en produisant un surplus de quoi arrondir leurs fins d'exercice. Pour des pays OPEP (presque tous) où l'économie de production est quasi inexistante, le pétrole est l'unique source de revenus. Il suffit de produire un peu plus pour gagner quelques milliards de dollars de plus.

Tant que les surproductions sont faites en « cachette », et non officiellement déclarées, le baril peut curieusement se maintenir momentanément, une des raisons pour laquelle les surproducteurs convoquent une réunion OPEP pour légitimer une situation test qui semble ne pas trop affecter le marché. Mais l'expérience a souvent montré que le baril est très sensible aux décisions officielles. C'est le cas de la réunion de Djakarta (le 26 novembre 1997) qui, ayant porté

le quota de production OPEP à 27 millions de barils par jours (mbj) (soit une augmentation de 10 %), a une part de responsabilité dans l'effondrement que connaît actuellement le marché.

Cette pratique, qui est de coutume chez des pays OPEP, fondateurs de l'organisation de surcroît, n'aura pour conséquence qu'une contraction du prix du baril déjà exposé à la montée linéaire des producteurs non OPEP et notamment industrialisés, dont le revenu pétrolier est loin d'être le fleuron de l'économie globale. Ces pays, qui produisent beaucoup et librement, cassent, à leur profit, les prix (et l'OPEP aussi) et n'obéissent qu'aux lois du marché.

Les facteurs techniques : Les données techniques et technologiques ont également un impact plus ou moins direct sur le cours du prix du pétrole. D'abord, il est à signaler que l'abondance du pétrole n'est pas à craindre seulement sur le marché lui-même mais également dans les gisements et les réserves des stocks.

Le niveau des stocks des pays consommateurs est un paramètre dont l'influence, quoique normalement périodique sur le marché pétrolier, a plus souvent tendance à faire chuter le prix du baril. Les Occidentaux ont le réflexe de puiser dans leurs stocks plutôt que d'acheter du brut à des moments bien précis afin de provoquer un effritement du marché et régénérer ensuite leurs provisions à moindre coût et ainsi de suite. C'est dire que les achats pour la régénération des stocks sont vraisemblablement effectués à des moments où le baril est à son plus bas prix et non au moment où les stocks sont à leurs niveaux les plus bas.

De par ses conséquences à faire chuter le prix du baril, le dépassement des quotas par certains pays OPEP à capacité de production extensible (particulièrement les pays du Moyen-Orient), ne peut être qu'à la faveur des stocks. Le déstockage « délibéré » ne peut avoir lieu qu'en cas d'un « épongeage » total de l'excédent de l'offre sur la demande réelle.

Mais ce déstockage n'est envisageable que dans les pays à croissance économique normale, (cas des pays de l'OCDE où les stocks chutent plus rapidement). D'ailleurs, les stocks de l'OCDE ont chuté de 1 mbj pour le seul premier trimestre 1998.

L'autre facteur, dont les effets pourraient être négatifs, toutefois à retardement, pour le marché pétrolier, consiste en l'accroissement des réserves mondiales par l'apport des nouvelles technologies dans le domaine de l'exploration et de la récupération. En exploration-délimitation, les apports de la sismique 3D et 4D, la maîtrise du forage conventionnel et du slim hole et leur réalisation à moindre coût, autorisent des découvertes appréciables et un renouvellement rapide et conséquent des réserves mondiales. Bien que les retombées soient différées, la taille et le taux des découvertes réalisées aujourd'hui auront probablement un impact peu agréable sur le comportement du marché pétrolier futur.

En développement, les techniques modernes de récupération permettent non seulement de hisser le taux de mobilisation des réserves découvertes, mais aussi la récupération des réserves jugées immobilisables par les moyens technico-économiques du passé.

Le forage horizontal qui se vulgarise de jour en jour est à même de porter la productivité d'un puits à un niveau équivalent à celui de plusieurs forages conventionnels réunis. (La productivité d'un forage horizontal peut atteindre six ou sept fois celle d'un forage conventionnel et même plus). L'abondance et la disponibilité du pétrole pourraient défigurer le paysage du marché à moyen et long terme vers un profond effritement. A rappeler que les chutes de prix du baril dans les années 80-90 sont à imputer, en partie, aux progrès technologiques mis en œuvre à cette époque. Le boom technologique des années 2000, qui intervient au moment où le pétrole devient rare ou difficile, pourrait constituer l'ultime souffle de l'industrie pétrolière en amont. En conséquence, la diminution du taux de succès en exploration, de la taille des découvertes et le déclin des réserves mondiales sont des phénomènes envisageables dans les prochaines décennies et ce, quelle que soit la sophistication future des techniques.

Celles-ci seront certainement onéreuses devant les éventuelles et marginales découvertes et leur récupération. C'est à ce moment-là que les investissements en amont laisseront place à un marché pétrolier plus que jamais croissant, puisque le baril consommé sera difficilement régénéré. A condition, bien entendu, que d'ici-là la perçée des énergies non fossiles ne vienne concurrencer les derniers barils d'un pétrole déjà « sali » par son caractère polluant. Pour rappel, l'Union européenne UE a envisagé, il y a quelque temps déjà, l'augmentation des taxes sur le carburant afin de réduire sa consommation. S'agissant d'un des plus grands pôles de consommation, cette mesure ne fera que baisser la demande et, de fait, le prix du baril.

Nous venons de voir que généralement tous les facteurs dépendant directement de la volonté de l'homme ont tendance à faire altérer le marché pétrolier et ce, malgré l'existence d'un bras de fer imposé par l'OPEP. C'est une question de rapport de force mais, au fond, même s'il n'y a pas de véritable gagnant, il y a quand même de grands perdants.

Les facteurs naturels : Le seul facteur naturel et classique pouvant influencer sur le marché du brut est le comportement des saisons. En règle générale, le prix du baril grimpe avec la rigueur des hivers. A l'opposé, il y a une baisse saisonnière de la demande en période de chaleur.

Il est clair que le déstockage par les gros consommateurs est un refuge pour pallier la nature car ce n'est pas en hiver que les prix du baril ont toujours grimpé (à moins qu'il s'agisse d'un hiver occidental et notamment américain). Parfois, les augmen-

tations du prix, engendrées par les travaux saisonniers de maintenance dans certains pays non OPEP sont plus appréciables que celles en rapport avec la période hivernale surtout quand le niveau des stocks est en mesure de couvrir totalement cette période, ce qui semble être le cas pour cet hiver qui s'annonce difficile.

C'est dire que si d'ici deux mois (toutes choses égales par ailleurs), le baril ne gagnait toujours pas quelques dollars, il serait difficile d'imaginer un raffermissement conséquent plus tard. Cependant, la toute dernière décision de l'OPEP de temporer, pour mars 1999, sur la possibilité de réduction de sa production semble tabler sur un début de régénération des stocks après un déstockage « forcé » durant cet hiver. Mais un stockage post-hivernal est de nature peu important.

En conclusion, pour espérer une augmentation conséquente, rapide et durable du prix du baril, il faut qu'il y ait une cohabitation prolongée d'au moins trois ou quatre facteurs à tendances favorables. Il serait subjectif de prétendre définir le meilleur set de facteurs, mais la cohabitation d'une bonne discipline au sein de l'OPEP et d'un déstockage appréciable pré-hivernal pourrait déjà constituer une tête de liste d'un scénario payant.

Cependant, le revers de la médaille est que le raffermissement des prix qui s'ensuivra entraînera l'arrivée de nouveaux producteurs à la défaveur du marché. La ligne d'évolution de ce dernier est ainsi faite. C'est une boucle qui ne ferme jamais avec des facteurs de même tendance ; sinon, le baril serait, un jour, gratuit ou tout simplement inabordable.

Les réactions habituelles de l'OPEP à l'effondrement du marché

Devant cette évolution incontrôlable et « immodélisable » du marché pétrolier, pratiquement toutes les réunions OPEP sont à caractère défensif. Rares sont les réunions à caractère offensif (augmentation des quotas officiels et imposition des prix). Le peu de réunions portant sur cet aspect ont immédiatement subi le revers de la médaille (chute du prix du baril). Elles sont alors suivies de réunions extraordinaires appelant à la baisse des quotas.

La fréquence des réunions de ce type témoigne de la santé précaire du marché en cette fin de siècle. L'un des derniers exemples à rappeler est celui de la décision de l'OPEP à Djakarta (26 novembre 1997) de porter la production de l'organisation de 25 à 27 mbj.

Cette augmentation de 10 % s'est rapidement suivie d'une érosion d'environ 7 dollars par baril, soit une chute du prix de 35 % ; ce qui a donné lieu à la réunion de Vienne (30 mars 1998) pour trouver un consensus sur la réduction de la production OPEP de quelque 2 mbj à partir du 1^{er} avril 1998, autrement dit, revenir à la production de 25 mbj...

(A suivre)
Dr MED-SAÏD BEGHOUL
BOUMERDES

Le pétrole : faits et méfaits

(2^e partie)

Devant l'«entêtement» du Nigeria et de l'Indonésie (frappés par la crise), pour ne citer que ces pays, les négociations n'ont pu aboutir que sur un accord de principe pour une réduction de 1.24 mbj. Au moment même des négociations, le Venezuela (initiateur de la création de l'OPEP en 1960), le Nigeria, le Qatar... produisaient respectivement 790, 270, et 300 000 bj de plus que leurs quotas officiels. Ce qui porte à environ 1.45 mbj la production totale hors quotas et à 786 000 bj l'excédent sur le quota global OPEP (puisque certains pays comme l'Arabie Saoudite, l'Iran, la Libye... ont produit un peu moins que leurs quotas respectifs).

Il convient de noter que la réduction promise (1.4 mbj, réunion du 24 juin 1998) coïncide sensiblement avec la production hors quotas. C'est dire que les rencontres défensives de l'OPEP ont à chaque fois pour premier point d'ordre du jour un rappel à l'ordre par l'aplanissement des reliefs pointus à un profil plus équilibré, servant de base pour la fixation des nouveaux quotas. Cet auto-assainissement reste insuffisant pour le redressement du cours du baril étant donné que ledit profil va toujours dissimuler des composantes que seul le marché est en mesure de dévoiler. Ce phénomène est à lier à l'existence de deux catégories de pays OPEP. Les pays ayant des capacités excédentaires de production (Arabie Saoudite, Venezuela, Nigeria) peuvent produire plus que leurs quotas pour pallier les chutes des prix. Les pays à capacités de production limitées, ne pouvant pas compenser totalement la chute des prix, supportent seuls le poids du marché. Cette subdivision de l'organisation est également un des facteurs néfastes pour la discipline au sein de cette dernière.

Se voyant incapable d'instaurer l'ordre et la discipline en son sein, et compte tenu des seuils limites des réductions des quotas de chaque membre (le pétrole étant le fleuron de l'économie de tous les membres), l'OPEP fait recours à la sensibilisation des producteurs non OPEP. Cependant, le consentement OPEP-NOPEP reste une perspective difficile. D'abord, certains pays NOPEP (Norvège et Royaume-Uni, notamment) disposent d'une économie de production très peu dépendante de la rente pétrolière. Ces pays constituent, avec l'AIE, un outil de guerre contre le Cartel sachant que l'AIE est une création de l'OCDE (en 1974) suite au choc pétrolier de 1973 qui a contraint les Occidentaux à réduire leurs consommations de 20 à 25 %. L'objectif est d'éloigner l'OPEP du contrôle du marché du brut. Le Royaume-Uni et la Norvège (premier producteur européen avec quelque 3.4 mbj) sont, avec leur fidélité au principe du libre marché, capables de provoquer un effet d'entraînement sur d'autres pays hors Cartel. La récente promesse de ces pays de contribuer par une réduction totale de 400 000 bj, à partir de juillet 1998, reste un pari non encore entièrement gagné au vu des expériences passées. Il faut rappeler le

périple avorté du ministre omanais du Pétrole aux débuts de 1994, en qualité de médiateur OPEP-NOPEP, malgré les soutiens et promesses récoltés auprès d'une dizaine de pays producteurs hors Cartel. Les promesses NOPEP semblent donc non engageantes compte tenu de la stratégie à terme des gros producteurs. Pour la Norvège, par exemple, le récent geste pour une réduction de 100 000 bj a été rudement arraché à l'opposition des députés conservateurs. Quant aux Anglais, rappelons qu'en 1994 (situation semblable à celle d'aujourd'hui) Londres a réduit de 25 % les impôts pétroliers sur les bénéfices des ventes afin de protéger les firmes anglaises contre la chute du prix du baril. La déprime du marché pétrolier ne préoccupe pas trop les Anglais.

Sur le plan interne, l'OPEP, ou du moins certains pays membres, se voit parfois contrainte à produire plus pour rattraper l'érosion du baril, mais cette technique peut ne pas être fructueuse puisque entre 1985 et 1993 la production de cette organisation a augmenté de 75 % tandis que ses revenus ont chuté de 30 % et les séquelles du choc pétrolier de 1986 se ressentent encore aujourd'hui (cas du déficit budgétaire de l'Arabie Saoudite depuis ce choc). La baisse de la production OPEP implique, quant à elle, une chute des revenus mais aussi de sa part de marché au profit des NOPEP. De toutes les façons, la réduction de la production n'est pas une mesure suffisante tant que l'offre excède la demande.

Seule une réduction épongeant totalement l'excédent sur le marché est en mesure de soutenir les prix. Faut-il encore que cette réduction soutienne également les revenus de chaque pays membre ; ce qui n'est pas toujours le cas et raison pour laquelle chaque pays est contraint à prendre des mesures individuelles pour transcender à sa façon la crise.

Les mesures individuelles des pays OPEP face au malaise du baril

Dès lors qu'un pays est membre de l'OPEP, il ne lui est normalement pas permis de réagir individuellement et isolément à la résorption de la baisse des revenus pétroliers causée par l'effritement du prix du baril, d'où les multiples réunions de concertation. Devant l'impasse dressée par l'indiscipline au sein de cette organisation, d'une part, et le bras de fer NOPEP, d'autre part, chaque pays OPEP dispose habituellement d'une recette dans la compensation de la chute du baril. C'est le principe du «chacun pour soi» ou du «sauve qui peut» au sein d'une organisation qui continue de s'appeler ainsi. En général, l'augmentation illicite de la production est le moyen le plus usité par les pays disposant de grandes capacités de production. Ces derniers (notamment les pays du Golfe) ont de larges manœuvres pour pallier la baisse des revenus. En dehors des surproductions «illicites», l'Arabie Saoudite, par exemple, a la possibilité de mettre sur le marché plus de light que d'habitude. Pour ce pays qui vit un

déficit budgétaire depuis 1983, un dollar de perdu par baril équivaut à une perte de quelque milliards de dollars même si ses revenus pétroliers (75 % des recettes du pays) représentent quatre à cinq fois les revenus algériens. C'est ce déficit budgétaire qui entraîne ce pays à augmenter sa production puisque, avant 1983, l'Arabie Saoudite avait même réduit ses investissements de 20 %.

Aujourd'hui, ce pays a presque doublé ses exportations, depuis l'embargo sur l'Irak, et compte encore aller plus loin. En effet, de lourds investissements sont envisagés par les pays du Golfe dans les cinq années à venir, rien que pour développer davantage leurs capacités de production. Ces mesures, qui favorisent l'inondation du marché, ne seront certainement pas sans effet sur la chute du prix du baril. Toutefois, ces investissements sont motivés par des statistiques et spéculations prévoyant à la fois une augmentation de la demande mondiale (d'environ 30 % à l'horizon 2015 selon des sources spécialisées) et du prix du baril lui-même.

Ces confortables marges de manœuvre qui s'offrent à l'Arabie Saoudite sont naturellement applaudies par les Etats-Unis qui ont tout intérêt à ce que le royaume d'Arabie soit le leader de l'OPEP afin d'acheter un pétrole à bon prix puisque le baril acheté par Washington à l'extérieur revient moins cher que celui produit aux Etats-Unis. Si les choses vont toujours mal, il y aura lieu d'imaginer la transformation pure et simple de la CCG (Arabie Saoudite, Bahrein, Emirats arabes unis, Koweït, Qatar et Oman) en une mini-OPEP régionale.

Cette confédération, créée d'ailleurs bien après l'OPEP, en 1981, dispose, en plus, de 40% des réserves mondiales. Auquel cas, l'économie du reste des pays de l'actuelle OPEP et en particulier ceux à faibles capacités de production, sera soumise à une spirale plus que jamais infernale au point où il faudrait se demander si l'appartenance à un Cartel est réellement payante de nos jours. Le Gabon et l'Equateur n'étaient-ils pas de bons visionnaires ? Actuellement, les pays à faibles capacités de production sont contraints à supporter l'essentiel du poids de la détérioration du baril et ce n'est pas leurs modestes et éventuelles surproductions qui vont inonder le marché ou rattraper le manque à gagner. Ces pays ont toujours tendance à guérir le mal à sa racine en plaidant, à chaque occasion, pour une réduction de la production, sacrifiant ainsi une partie de leurs quotas pour sauver les prix et... l'OPEP aussi. Cependant, comme le prix du baril évolue de manière très lente, son raffermissement ne peut compenser immédiatement le déficit encouru. Ce remède ne pourrait être fructueux qu'à moyen terme si, en plus, d'autres facteurs ne viennent compromettre l'amélioration des prix. Devant cette santé précaire du marché, les pays à faibles capacités de production ont en fin de compte pour unique solution le recours pure et simple à des mesures endogènes : l'austé-

rité, voire casser la tirelire.

Cette mesure, agissant directement sur la balance commerciale (baisse des importations), ne fait que différer les difficultés économiques du pays, puisque l'excédent de la balance résultant ne constitue pas, dans sa forme, un indice économique sain si cela perturbe le niveau de la demande sociale.

Depuis la chute du prix du baril de cette année, symptomatique de la récession mondiale actuelle, les voyants des économies de bon nombre de pays pétroliers sont au rouge. En Amérique du Sud, on assiste même à des dévaluations significatives des monnaies (de 9 à 15 %), y compris le Venezuela malgré le fait que les recettes pétrolières ne représentent que 45 % des revenus totaux du pays.

Pour l'Algérie, l'année 1998 ressemble un peu à celle de 1994 quand la loi de finances avait tablé sur un prix du baril de 18 à 20 dollars alors que le prix moyen réel n'avait pas dépassé de beaucoup les 14 dollars. Tout compte fait, l'Algérie est le seul pays dont la politique OPEP est encore frappée du sceau de fidélité même si notre pays est aussi le seul ayant souffert durant la crise de 1986 (car ne disposant pas de capacités excédentaires de production) et même si les séquelles de cette crise se ressentent encore aujourd'hui. En plus, lors des dernières réunions de l'OPEP, l'Algérie, dont le quota initial étant de 902 000 bj (Djakarta, novembre 1997), a même accepté de sacrifier dans un premier temps 50 000 bj puis 30 000 bj (Vienne, juin 1998), ce qui représente un gap de plus de 1 million de dollars/jour au prix actuel du baril. D'ici peu, les capacités de production de l'Algérie, qui seront de l'ordre de 1.3 à 1.4 million bj (dont 150 à 200 000 en partenariat) permettront-elles au pays de disposer, lui aussi, de palliatifs non seulement à la faveur d'une balance commerciale représentative mais aussi d'une préservation, voire amélioration, du niveau de vie du citoyen ?

Le wait and see de l'OPEP ?

Malgré le fait que les pays de l'OPEP disposent de 80 % des réserves mondiales (plus de 800 milliards de barils, soit quatre fois les réserves NOPEP), ils n'arrivent toujours pas à contrôler le marché pétrolier. Ce sont plutôt les pays NOPEP qui font la une des activités pétrolières aussi bien dans le domaine de la production (60 % de la demande mondiale, qui est actuellement d'environ 74 mbj) que dans celui des opérations. Durant ces deux dernières années, 90 % de l'activité forage mondiale ont été réalisés par les pays NOPEP.

Aujourd'hui, ceux qui ont le plus de pétrole sont ceux qui forent, produisent et consomment le moins. Est-ce une stratégie ? A ce rythme, et en cas de non découvertes, la durée de vie des NOPEP n'est que d'une dizaine d'années, tandis qu'elle est de 70 ans pour l'OPEP. En plus, les pays NOPEP ne sont pas loin du plafonnement de leurs capacités de production et auront épuisé leurs réserves prouvées vers l'horizon 2005-2010. C'est en ce moment là que la demande mondiale (estimée à

90-95 mbj vers 2010, soit à 2 % d'augmentation par an) pourrait être assurée par la seule OPEP. Mais si durant les dix prochaines années la croissance de la demande mondiale va coïncider avec l'augmentation de la production NOPEP, c'est encore à l'OPEP de se sacrifier et l'intégration (probable) de l'Irak ne ferait qu'alourdir ce sacrifice.

Tout porte à croire que le temps semble jouer en faveur de l'OPEP qui ne va pas s'éterniser à prendre son mal en patience. En effet, pour l'heure, le pétrole est surtout produit là où il est rare et coûteux et épargné là où il est abondant et à faible coût. Même si la taille des découvertes actuelles au Moyen Orient ne dépasse que rarement les 50 mb, ce secteur géographique demeure très influent par ses réserves qui représentent 2/3 des réserves mondiales et où le coût de production (3 à 4 dollars /baril) est l'un des plus bas au monde.

Sur le plan perspectives de nouvelles découvertes, ce sont également les zones pro-OPEP qui semblent montrer le plus d'espoir comme en témoigne la taille des gisements récents en Algérie (Hassi Berkine avec 800 mb récupérables, en 1995), au golfe de Guinée, au Congo (gisement de Moho, 633 mb), en Colombie (gisement de Corporo, 700 mb en 1995), etc. La découverte d'autres gisements géants (*) reste du domaine du possible dans l'offshore aux golfes de Guinée et du Mexique et autres. Concernant les principaux acteurs NOPEP, c'est vers ces horizons que leur avenir se pointe pour contrecarrer continuellement l'OPEP car il est quasi improbable qu'ils découvrent chez eux des gisements géants là où ils en existent déjà.

Pour la mer du Nord, les principales découvertes réalisées ces derniers temps constituent des «satellites» ne dépassant pas de beaucoup les 50 mb. Ces réserves ne suffisent pas pour compenser la production annuelle, en croissance. Le taux de succès en Norvège et au Royaume-Uni, qui était de 25 % en 1994, est passé subitement à 18 % l'année d'après. Cela contraint ces pays à investir plutôt dans le taux de récupération des gisements anciens en dépit de quoi, la production norvégienne, par exemple, est appelée à la baisse dans les années à venir, comme en témoignent les centaines de puits ayant cessé de produire et la fermeture d'autant d'autres durant la période 1993-1994.

Pour le Royaume-Uni, la récente mise en production de nouveaux puits ne fera qu'écourter la durée de vie des champs. L'ombre de l'après-pétrole semble ainsi planer, en priorité, sur les zones géographiques contrôlant et dominant aujourd'hui le marché du brut, à la faveur des pays qui ont longtemps subi les retombées.

(A suivre)

Dr MED-SAÏD BEGHOUL
BOUMERDES

(*) - Un gisement est dit géant quand ses réserves récupérables dépassent 500 mb d'huile ou 500 mbep de gaz.

Le pétrole : faits et méfaits

(3^e partie et fin)

Toutefois, il faut admettre que l'après-pétrole géographique, c'est le pétrole mondial mais à quel prix devant la récession qui sévit ? La fréquence et la taille des découvertes, les aménagements fiscaux envers les opérateurs étrangers, etc., ne constituent toujours pas une garantie pour la VAN des compagnies.

Conclusion

L'industrie pétrolière est un leurre

Quelle que soit la force pétrolière dont on dispose à présent et même si au rythme actuel de consommation l'humanité peut tenir encore une quarantaine d'années (les réserves mondiales sont estimées à environ 1000 milliards de barils), l'industrie pétrolière reste un leurre.

C'est dans un environnement instable et un avenir incertain que les économies de rente vont vivre ou survivre d'autant plus que les ingrédients semblent présager une grande disponibilité du brut, un renforcement des alliances économiques non étatiques et, par conséquent, la précarité de la santé du marché pétrolier des années à venir.

- D'importants investisse-

ments dans l'amont pétrolier sont au cœur des préoccupations des pays producteurs, même ceux capables de transcender les crises pétrolières.

Pour des compagnies majors occidentales, par exemple, plus de la moitié des budgets est consacrée à la branche E&P. A titre indicatif, la compagnie Chevron a consacré près de 4 milliards de dollars à cette branche en 1998, soit plus de 60 % de son budget.

- Les pays du Moyen-Orient prévoient également de lourds investissements dans les cinq prochaines années pour développer leurs capacités de production.

- Si l'Irak revient, il produira probablement plus que son quota d'avant-guerre pour reconstruire son pays et redresser ce qui reste de son économie ruinée par la guerre du Golfe et l'embargo. Les autorités irakiennes ont avancé (en 1995) le chiffre de 6 mbj, soit le double de leur quota d'avant-guerre (3,2 mbj).

- Le Royaume-Uni et la Norvège s'approprient, sans surprise, à augmenter, de manière incontrôlable, leurs productions d'ici l'an 2000.

- Les récentes fusions de pétroliers majors (BP/Amoco, Exxon/Mobil, Shell/Texaco en aval pétrolier, etc.) sont symptomatiques d'alliances contre l'agressivité du paysage économique du court terme.

- La récession mondiale qui sévit entraîne systématiquement une baisse de la demande mondiale, limite ou suspend les investissements dans l'exploration à la faveur d'une production elle-même menacée par une possible dépréciation du dollar.

Tout compte fait, les quantités de brut susceptibles d'être mises d'année en année sur le marché risquent de dépasser de beaucoup la croissance de la demande mondiale, estimée (entre 1970 et 1998) à environ 50 à 60 millions de tonnes par an, soit un peu plus de la production algérienne actuelle.

Si tel est le cas, le baril pourra plonger vers un autre prix minimum historique que celui de 1986 (moins de 10 dollars/baril). Un prix de 12 dollars aujourd'hui est dès lors plus rentable qu'un prix de 15 dollars dans les années à venir si l'inflation mondiale persiste.

L'autre facteur négatif pour l'avenir du prix du baril

semble être la marginalisation progressive de la consommation dans des pays industrialisés pour des raisons connues. Aux Etats-Unis, par exemple, la consommation avait chuté de 25 % il y a quelques années et est actuellement proche de celle de l'année 1973. La lutte contre la pollution et la sécurité des approvisionnements entraînent ces pays à investir davantage dans les énergies renouvelables bien que les plus «éternelles» restent encore à l'état de gadget.

Même si la restitution du pétrole n'est pas pour demain, il n'en demeure pas moins que les fruits de cette industrie continueront à mûrir en fonction de la chaleur des hommes. Après les trois guerres armées (araboisraélienne en 1973, irako-iranienne en 1986, du Golfe en 1991), et la guerre froide Est-Ouest, c'est une guerre des prix qui s'installe aujourd'hui.

Avec la disparition de l'Est, du mur de Berlin, les processus de paix, etc., les frontières géopolitiques ont laissé place aux frontières économiques et les voisins, les amis et les ennemis..., aux intérêts.

Concernant l'Algérie, qui ne dispose que de 1 % des réserves mondiales et 1,3 % comme part du marché, il y a lieu de s'acquitter des solutions payantes à court terme (de l'OPEP ?). Notre pétrole, base de l'économie nationale actuelle, devrait être plus exploité mais perçu comme une simple passerelle, non infaillible, à une économie de production. En 1974, le baril algérien coûtait 16 dollars, soit plus cher que celui d'aujourd'hui. Les pouvoirs du dollar d'il y a 24 ans étaient plus puissants et nos besoins moins fournis. Il est donc, peut-être, mieux d'avoir 1 dollar aujourd'hui que 10 dans 20 ans.

Mais comme en pétrole, toute prévision portant sur plus de 5 à 10 ans comporte une bonne part d'incertitude, il y a lieu de garder espoir et prudence et ne tomber ni dans les discours triomphalistes ni dans les préjugés alarmants.

Sauf que l'avenir peut prendre toutes les couleurs mais pas assurément le rose, qu'il ne faut plus compter sur le seul pétrole au risque d'être détruit par sa propre «richesse».

Dr MED-SAÏD BEGHOUL
BOUMERDES