

## LA REFORME DU SECTEUR DES HYDROCARBURES EN ALGERIE

### DE LA DEPENDANCE ECONOMIQUE A... LA DEPENDANCE ECONOMIQUE

Amor KHELIF

Professeur de Sciences Economiques  
Directeur scientifique à l'Observatoire Méditerranéen  
de l'Energie (O.M.E.) à Sophia Antipolis

Treize ans après les réformes substantielles du secteur des hydrocarbures (1985) et leur extension (1991), l'évaluation des résultats obtenus dans ce secteur permet de dresser un bilan très positif : les activités d'exploration, de production et d'exportation sont en nette croissance.

En même temps, des motifs d'inquiétude apparaissent :

- Le premier tient, bien sûr, au poids désormais déterminant, des compagnies étrangères dans l'investissement et la production, poids qui fera sûrement sentir toute son influence sur la stratégie du secteur au cours des prochaines années.

- Le deuxième motif d'inquiétude tient au fait que - de façon paradoxale, si l'on veut bien considérer son risque - la nouvelle politique de maximisation des exportations s'effectue dans un contexte de baisse **structurelle** des prix. L'exemple le plus significatif est sans doute celui du gaz naturel dont la part croît plus vite dans le panier des exportations - où la chute des cours a des conséquences plus catastrophiques.

- Le troisième motif d'inquiétude tient à la "boulimie" des prélèvements financiers suscités par le programme de développement des hydrocarbures, dans un contexte de désintégration de pans entiers de l'économie nationale.

Cette (re)configuration de l'économie nationale où le rôle du secteur des hydrocarbures est, plus que par le passé, omniprésent<sup>1</sup> correspond-elle à un optimum économique ou constitue-t-elle un approfondissement de la spécialisation traditionnelle du pays ?

## I - LA LIBERALISATION DE LA LEGISLATION DES INVESTISSEMENTS PETROLIERS ET GAZIERS

L'exploration et la production d'hydrocarbures en Algérie sont réglementées par la loi sur les hydrocarbures du 19 août 1986, modifiée par les amendements du 4 décembre 1991. Les modifications principales introduites par la nouvelle législation votée en 1991<sup>2</sup> concernent quasi exclusivement les segments amont de la chaîne d'hydrocarbures.

- Leurs caractéristiques les plus marquantes concernent :

- L'encouragement de l'exploration. Pour encourager l'exploration des hydrocarbures, notamment dans les zones difficiles, la nouvelle législation prévoit l'octroi aux compagnies étrangères de réductions importantes du taux de l'impôt sur le revenu et de la redevance. Le taux de la redevance peut être réduit, dans certains cas, jusqu'à 10% et celui de l'impôt jusqu'à 42%.

- L'alignement des conditions d'exploitation du gaz naturel sur celles du pétrole brut. La nouvelle législation étend au gaz naturel les conditions appliquées au pétrole brut, en supprimant les mentions "*liquides*" que la loi de 1986 adjoignait à "*hydrocarbures*".

- L'extension du champ d'intervention de l'investissement étranger. La nouvelle législation étend aussi à tout

---

<sup>1</sup> L'importance du secteur des hydrocarbures a fortement augmenté ces dernières années. Sa part dans le PIB est passée, entre 1993 et 1997, de 21,5% à 30,1% (gagnant au total 9,6 points). Au cours de la même période, sa part dans les recettes budgétaires de l'Etat a progressé de 6 points, passant de 58% à 63,9%. Ces données sont extraites de l'annexe statistique du dernier rapport du FMI sur l'Algérie. IMF, Staff Country Report n°98/97.

<sup>2</sup> Journal Officiel du 17 décembre 1991.

"*gisement commercialement exploitable*" la possibilité d'octroi de permis d'exploitation, alors que l'ancienne loi la limitait aux seuls "*gisements découverts*" par la compagnie étrangère, en association avec la Sonatrach "*à l'intérieur d'un périmètre délimité par un permis de recherche*".

Ainsi la mise en production des découvertes devrait être accélérée puisque la Sonatrach pourrait proposer dorénavant des contrats de "*partage de production*" pour toutes les zones ouvertes, qu'il s'agisse de gisements existants susceptibles d'être développés ou de gisements à découvrir.

- L'assouplissement de l'application de la formule "*partage de production*"

Une disposition importante de la nouvelle législation concerne le plafonnement à 49% imposé à la part de la production revenant à la compagnie étrangère. La nouvelle loi précise qu'il s'agit de la "*part de la production revenant (au partenaire étranger) après paiement de l'impôt sur la rémunération*". Elle introduit une souplesse substantielle en précisant que cette part "*ne saurait dépasser 49% de la production globale du gisement*", elle serait donc calculée sur toute la production du gisement et pourrait donner lieu à des dépassements provisoires, au cours d'une ou plusieurs années données, sous réserve d'un ajustement ultérieur ramenant la part du partenaire étranger à 49% maximum.

- L'assouplissement de la procédure contractuelle

La procédure contractuelle est aussi simplifiée par la nouvelle législation qui supprime le "*protocole*" que la compagnie étrangère devait signer avec l'Etat, selon les termes de l'ancienne loi de 1986. Dorénavant, le contrat signé avec la société nationale Sonatrach suffit.

Ainsi, les objectifs de la nouvelle législation sur les hydrocarbures sont multiples, son caractère plus libéral est évident. Outre le fait d'autoriser désormais la compagnie nationale Sonatrach à négocier directement<sup>1</sup> l'entrée des

---

<sup>1</sup> Les nouveaux statuts de la Sonatrach, adoptés récemment (23 janvier 1998) ont confirmé son autonomie vis-à-vis de l'Etat, son unique

sociétés étrangères dans l'exploration pétrolière et gazière, dans l'exploitation de gisements en production ou découverts, mais non encore développés, et dans la récupération assistée, elle reconnaît également l'arbitrage international en cas de litige et introduit un allègement substantiel de la fiscalité pétrolière sur certaines zones.

## II - UN BILAN PHYSIQUE TRES POSITIF

Malgré les réserves suscitées par ces réformes, les résultats en termes de croissance du domaine exploré, de découvertes, d'augmentation des productions et des exportations... ont été très positifs.

Depuis 1991 jusqu'au début 1998, 32 contrats de recherche et 6 contrats de prospection, couvrant une superficie totale de 299 174 km<sup>2</sup> ont été signés avec 22 compagnies, 57 000 kilomètres de sismique 2-D et plus de 670 kilomètres 3-D ont été acquis et 103 forages réalisés (61 d'exploration, 25 d'extension et 17 de développement). 21 contrats d'exploration sont en cours de validité sur 28 blocs et 18 sociétés sont opérateurs en Algérie. 33 découvertes ont été réalisées depuis 1994 dont 13 en 1994-1995, 10 en 1996 et 10 autres en 1997<sup>1</sup>.

---

actionnaire, et l'élargissement de ses prérogatives. Erigée en société par actions (capital social = 245 milliards de DA répartis en 245 000 actions, d'un million de DA, entièrement détenues par l'Etat), l'entreprise est dotée d'un Conseil d'Administration et d'une Assemblée générale. En plus de sa mission classique, elle est autorisée désormais à développer toute activité conjointe en Algérie et en dehors de l'Algérie avec les sociétés algériennes et étrangères, à prendre des participations dans toute société existante ou à créer en Algérie et à l'étranger, à promouvoir la valorisation de toute autre forme ou source d'énergie et toute autre activité ayant un lien direct ou indirect avec l'industrie des hydrocarbures. Il faut souligner cependant que ce n'est pas parce que le domaine d'intervention de Sonatrach est élargi qu'elle doit être tenue pour responsable de la politique d'exportation des hydrocarbures. Cette politique relève de décisions stratégiques qui sont du ressort de l'Etat et de ses organes ministériels.

<sup>1</sup> Mourad Preure, Communication, Colloque de l'Institut Français du Pétrole, Panorama 1998.

Les années 1996, et surtout 1997, pour lesquelles des bilans détaillés existent, ont été particulièrement prometteuses.

En 1996, la Sonatrach a fait état de 10 découvertes, dont 8 en association avec des compagnies étrangères et 2 réalisées par la Sonatrach seule. Le taux de succès de l'exploration (forages productifs sur forages stériles) avait été de 50% au cours de cette année et le potentiel de réserves prouvées et probables mises en évidence grâce à ces 10 découvertes était estimé par la société nationale à 179 millions de tonnes équivalent pétrole (Tep)<sup>1</sup>.

L'année 1997 a été aussi une excellente année avec 10 découvertes enregistrées. Ces découvertes ont été le fait de 5 compagnies internationales, la Sonatrach n'a pas annoncé de découvertes pour cette année-là.

L'étude de ces découvertes permet de mettre l'accent sur deux caractéristiques principales :

leur extrême concentration géographique : neuf des dix découvertes ont en effet été réalisées dans le bassin de Berkine. Ce bassin, dans lequel plus de 4 milliards de barils ont été déjà mis en évidence, devrait demeurer la zone de prédilection pour l'exploration en Algérie, en raison de la bonne connaissance de ses données géologiques et géophysiques<sup>2</sup> ;

la montée en puissance des compagnies anglo-saxonnes et spécialement américaines. Les 5 compagnies ayant annoncé des découvertes en 1997 sont toutes anglo-saxonnes : ANDARKO (quatre découvertes), LOUISIANA Land & Exploration-LL&E (deux), BHP (deux), ARCO (une) et PETRO-Canada (une). Trois d'entre elles (ANDARKO, ARCO et LL&E) sont américaines et totalisent sept des dix découvertes en 1997. Ce constat, sur lequel nous reviendrons, met bien en valeur le dynamisme du capital pétrolier américain dans l'exploration d'hydrocarbures en Algérie depuis le début des années 1990. Il confirme en particulier le rôle majeur de la compagnie ANDARKO, le cumul des découvertes réalisées au cours des années 1995, 1996 et 1997 place, en effet,

---

<sup>1</sup> 1 tonne équivalent pétrole = 7,3 barils environ.

<sup>2</sup> Voir travaux de la Conférence sur l'exploration du Bassin de Berkine (ex Ghadamès), Alger, décembre 1997.

ANDARKO dans la position de leader incontesté avec sept découvertes suivies par LL&E (cinq découvertes), AGIP et Sonatrach (trois découvertes chacune), ARCO et BHP (deux découvertes chacune), CEPESA, MOBIL et PETRO-Canada (une découverte chacune).

Malgré le fait que certains opérateurs, notamment ceux qui ont obtenu le plus de succès au cours des dernières années, ont davantage mis l'accent sur le développement de leurs découvertes et baissé d'autant la fréquence de leurs forages d'exploration, l'année 1998 semble également une excellente année pour l'exploration (Sonatrach annonce un nombre record de 14 découvertes).

Ces succès dans l'exploration du territoire algérien ont sensiblement amélioré l'image de l'Algérie. Selon une enquête<sup>1</sup> réalisée en 1998 par la société britannique de conseil "Robertson", l'Algérie est devenue l'un des pays les plus appréciés par les compagnies pétrolières internationales pour de nouveaux projets d'exploration/production.

Cette poussée des découvertes s'est traduite très rapidement par l'augmentation des capacités de production de pétrole et de gaz et l'essor des exportations.

Ainsi, en 1997, les exportations d'hydrocarbures ont atteint un niveau sans précédent de 104 Mtep, soit une augmentation de près de 10% par rapport à 1996 ; elles devraient atteindre, selon les prévisions les plus conservatrices de la Sonatrach, 115 Mtep en 2000. Si les exportations sont appelées à augmenter davantage à l'avenir, le gaz naturel devrait en constituer l'ossature principale.

---

<sup>1</sup> Citée d'après "*Pétrole et Gaz arabes*", n°697 du 1<sup>er</sup> avril 1998. Cette enquête a été effectuée auprès de 105 sociétés pétrolières qui couvrent 70% des investissements de l'industrie pétrolière internationale dans l'exploration/production. Rappelons à cette occasion aussi que l'Algérie a été classée en tête de liste de "Petroconsults" (Bureau d'études très influent dans le milieu pétrolier international) pour les découvertes de pétrole brut en 1994 et en deuxième position pour les découvertes de gaz naturel.

### III – LA RESTRUCTURATION DES RAPPORTS DE FORCE AU SEIN DU SECTEUR

L'ouverture aux investissements étrangers qui s'est affirmée avec force au cours de ces dernières années a engagé le secteur des hydrocarbures dans une double évolution. D'une part, le réajustement des capacités de production respectives de la Sonatrach et de ses associés étrangers en faveur de ces derniers, et d'autre part, la pénétration en force du capital pétrolier américain.

#### - L'affirmation du rôle majeur des compagnies étrangères

En un laps de temps relativement court, le poids des compagnies s'est renforcé sensiblement aux dépens de la Sonatrach. Quelques chiffres pris dans les activités des services pétroliers suffisent à le souligner. Dès 1993, les 18 partenaires étrangers de la Sonatrach l'ont dépassée en termes de mètres forés pour l'exploration et les activités sismiques. De 1992 à 1993, la Sonatrach a vu ses activités reculer (32.839 mètres forés contre 34.347 mètres) alors que les compagnies étrangères ont foré 35.369 mètres contre 17.072 mètres en 1992, soit un doublement en une seule année. De même, pour les activités sismiques, les compagnies étrangères ont réalisé 11.771 kilomètres de profils sismiques en 1993 contre 4.023 kilomètres par la Sonatrach.

Mais c'est au niveau du contrôle des capacités de production que le basculement risque d'être le plus sensible.

Alors qu'en 1998, la capacité de production des champs opérés par la Sonatrach était de 690.000 b/j et celle de ses associés étrangers totalisait 240.000 b/j, la Société nationale pourrait voir sa capacité diminuer régulièrement au cours des prochaines années face à la croissance des parts des partenaires étrangers.

Selon une étude récente<sup>1</sup> la capacité des compagnies étrangères dépasserait celle de Sonatrach dès l'an 2000 (725.000 b/j contre 663.000 b/j). Selon cette même étude, la capacité de Sonatrach chûterait en dessous du seuil de 600.000

---

<sup>1</sup> Wood Mackenzie, "North Africa report", 1998.

b/j dès l'an 2003 et il faudrait attendre l'an 2005 pour retrouver l'équilibre des capacités respectives Sonatrach/partenaires étrangers.

**Evolution potentielle de la capacité de production de  
l'Algérie  
(1.000 b/j)**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sonatrach	690	678	663	635	612	590	572	554
Cies Etrangères	240	443	725	706	678	650	616	529
<b>TOTAL</b>	<b>930</b>	<b>1121</b>	<b>1388</b>	<b>1341</b>	<b>1290</b>	<b>1240</b>	<b>1188</b>	<b>1083</b>

Source : Wood Mac Kenzie, North Africa report, 1998

**- La montée en puissance des compagnies américaines**

Si les compagnies étrangères ont pu, en si peu de temps, conquérir une position si solide, c'est notamment grâce au dynamisme des compagnies américaines.

Le dynamisme du capital pétrolier américain - dont la présence en Algérie, à l'échelle actuelle est relativement récente - est confirmé d'abord par le volume des investissements engagés.

En 1998, le cumul des investissements réalisés par les compagnies américaines dans l'exploration en Algérie a déjà atteint 850 millions de dollars, soit la moitié environ des dépenses d'exploration réalisées depuis 1990.

Ce volume d'investissements déjà appréciable, sera très vite dépassé puisque les compagnies prévoient de dépenser l'équivalent de 4 milliards de dollars au cours des cinq prochaines années (1998-2003)<sup>1</sup>.

Trois compagnies symbolisent la puissance du capital pétrolier américain en Algérie : ANDARKO dans l'exploration/production, ARCO dans la récupération assistée et AMOCO dans l'exploitation du gaz naturel. Si on ajoute la

---

<sup>1</sup> Sonatrach, Conférence Mondiale de l'Energie, Houston, Usa, septembre 1998.



British Petroleum-BP<sup>1</sup> (Grande-Bretagne), on peut considérer que les compagnies anglo-saxonnes ont aujourd'hui largement supplanté le capital traditionnel sud-européen, français notamment<sup>2</sup>.

#### IV – UNE STRATEGIE INCERTAINE

Les importantes découvertes d'hydrocarbures réalisées au cours des dernières années ont conforté favorablement la position de l'Algérie et amélioré la vision qu'en ont les principaux bailleurs de fonds, que ce soit au niveau du FMI ou de la Banque Mondiale, des gouvernements occidentaux ou des compagnies pétrolières internationales. Ces découvertes et l'espérance que cette tendance se poursuivra ont renforcé également la crédibilité financière du pays, attestée par les éloges réguliers du FMI.

A y regarder de plus près, cependant, ces découvertes risquent de ne pas être d'un concours considérable face au marasme économique du pays et l'approfondissement de sa dépendance. La tendance structurelle à la baisse des prix pétroliers et gaziers, la perte de contrôle sur une partie croissante de la production et surtout la forte ponction financière imposée au reste de l'économie pour faire face aux besoins d'investissements du secteur des hydrocarbures devrait, à juste titre, susciter la crainte que cette politique ne conduise à

---

<sup>1</sup> BP et AMOCO ont d'ailleurs réalisé leur fusion en août 1998 constituant ainsi le 3<sup>ème</sup> groupe pétrolier mondial derrière SHELL et EXXON. BP et AMOCO se trouvent ainsi, en Algérie, à la tête d'un portefeuille comprenant deux mega projets gaziers, In-Salah (BP) et In-Amenas (AMOCO). Le projet en cours de discussion actuellement, portant sur l'absorption de la compagnie ARCO par le nouveau groupe BP/AMOCO, devrait permettre à ce dernier en cas d'aboutissement de conquérir la position de premier groupe étranger en Algérie et élargira ses activités au pétrole et au gaz.

<sup>2</sup> La société TOTAL est le seul groupe pétrolier français présent directement en Algérie. Après la nationalisation de ses intérêts, début 70, TOTAL a enregistré un retour remarqué dans le secteur des hydrocarbures au cours de ces dernières années. TOTAL détient une participation de 35% dans les champs (gaz et liquides) de TFT aux côtés de Sonatrach (35%) et Repsol (30%). Elle est également associée à la Sonatrach (30%) sur le champ voisin de Hamra qui est entré en production en 1995.

une nouvelle impasse, maintenant le pays dans une situation de dépendance et de vulnérabilité extrême. Cette crainte est d'autant plus fondée que le déséquilibre est de plus en plus grand entre, d'une part, le secteur utile des hydrocarbures et le reste de l'économie et, d'autre part, entre les besoins de financement de ce dernier et les revenus très fluctuants de ses exportations.

*- La tendance structurelle à la baisse des prix pétroliers*

L'industrie pétrolière internationale fait face depuis une vingtaine d'années à des transformations structurelles fondamentales.

- Derrière ces transformations, il faut retenir d'abord l'impact considérable des progrès techniques accomplis depuis 20 ans, notamment dans les activités amont : dans le taux de succès des forages d'exploration, dans l'amélioration des taux de récupération des réserves en place et surtout dans la réduction générale des coûts.

Le mythe de la spirale des coûts et des prix croissants a fait long feu. Ainsi, pour le pétrole, les progrès accumulés ont permis non seulement d'abaisser le coût de mise en valeur des ressources classiques, le plus souvent à moins de 10 dollars US le baril, mais aussi d'accroître considérablement le volume des catégories de ressources autrefois qualifiées de difficiles<sup>1</sup> mais qui sont désormais économiquement exploitables<sup>2</sup> à moins de 15 dollars US le baril, notamment en offshore profond et pour les huiles lourdes.

---

<sup>1</sup> Michel Grenon, "Energies fossiles et fissiles : dans quelles régions et jusqu'à quand ?", *Energie Internationale*, 1989/1990.

<sup>2</sup> Cela fait plus de 20 ans que l'on prédit la baisse des productions pétrolières non-OPEP (notamment celle de la Mer du Nord). Or, celles-ci continuent à s'accroître et tout semble indiquer qu'elles continueront à le faire encore un certain temps. Cela fait également plusieurs décennies que les Etats-Unis font face à une situation de réserves pétrolières égales à une dizaine d'années seulement de leur production nationale et, depuis plusieurs décennies, les Etats-Unis continuent à trouver du pétrole dans leur territoire et à maintenir le rapport des réserves à la production à une valeur de l'ordre de 9 à 10 ans.

Les évaluations les plus récentes des ressources mondiales d'hydrocarbures confirment cette évolution<sup>1</sup>. Les réserves prouvées ont atteint des niveaux confortables : 140 milliards de tonnes pour le pétrole et 135 milliards de Tep pour le gaz naturel. A ces réserves prouvées, il y a lieu d'ajouter les ressources ultimes restant à découvrir que certains experts estiment entre 350 et 450 milliards de tonnes pour le pétrole et aussi de l'ordre de 350 à 450 milliards de Tep pour le gaz naturel<sup>2</sup>.

Comparées aux consommations cumulées à ce jour (environ 100 milliards de tonnes de pétrole et 35 milliards de Tep pour le gaz), on peut mesurer combien on est loin de la fin du pétrole et encore plus loin de celle du gaz. Au rythme des consommations que l'on peut prévoir pour l'avenir, le monde devrait disposer, au minimum, de 100 ans de ressources pour le pétrole et de 150 ans pour le gaz...

Cette dynamique de l'accroissement des réserves n'est pas arrivée à son terme et l'industrie semble en mesure de l'accélérer et surtout de maîtriser durablement l'évolution de ses coûts.

Parallèlement, le poids macro-économique de l'énergie, autrefois relativement important, a fortement baissé : de plus de 7% en moyenne dans le PIB mondial au début des années 80, à à peine 2% aujourd'hui.

Certes, la baisse des prix de l'énergie a joué un rôle important, mais aussi les évolutions structurelles, notamment des économies industrielles : baisse des intensités énergétiques par unité de richesse produite, rationalisation des consommations, irruption des activités de services..., tout concourt à un effritement graduel de son poids.

Ainsi la facture de l'Union Européenne est passée de 6,5% de son PIB en 1980 à moins de 1,5% en 1995.

---

<sup>1</sup> Cf. Conférence Mondiale de l'Energie, Houston, USA, sept.1998 et CEDIGAZ "Rapport annuel", 1998.

<sup>2</sup> Michel Grenon, CEDIGAZ, op.cit.

- Autre facteur stratégique, le schéma géopolitique des échanges énergétiques a, lui aussi, radicalement changé.

Le redéploiement géographique des compagnies pétrolières, suite aux nationalisations des années 70, vers de nouvelles zones de production, a aussi notablement modifié la donne géopolitique des ressources et des productions d'hydrocarbures dans le monde. Le jeu des dépendances traditionnelles s'en est trouvé profondément changé. Ainsi, grâce à la mer du Nord (7 Mb/j), la dépendance de l'Europe Occidentale vis-à-vis du pétrole importé est passée de 97% en 1973 à 55% en 1997 et pourrait se réduire à près de 50% en 2000. Même la production des Etats-Unis a rejoint cette tendance à la hausse grâce notamment à l'exploitation de l'offshore profond du Golfe du Mexique.

Pour le gaz naturel, si les progrès, en termes de croissance des ressources endogènes dans les pays industrialisés, ne sont pas comparables au pétrole brut, il faut souligner, toujours dans le cas de l'Europe, le développement intensif des interconnexions gazières sur le continent, l'augmentation de ses capacités de stockage et surtout la diversification de ses fournisseurs. Ainsi, grâce à son positionnement géographique, l'Europe a pu, au cours de ces dernières années, plafonner sa dépendance externe (30% au maximum, par origine d'approvisionnement) et être approvisionnée à partir de régions riches et concurrentes (Algérie, Mer du Nord, Russie), et dans le futur : Moyen-Orient, Mer Caspienne, Caraïbes, Golfe de Guinée...).

Cette maîtrise progressive des importations extérieures réduit les marges de manœuvre des pays exportateurs qui, malgré tout, continuent d'agir séparément et en ordre dispersé. Elle s'identifie de plus en plus à un retour de l'ère de l'énergie abondante et bon marché<sup>1</sup>.

Dans le même temps, la dépendance des pays exportateurs s'est sensiblement aggravée. A voir la part dans

---

<sup>1</sup> Tout au moins hors taxes. Un baril de pétrole vendu en 1997 dans les pays de l'Union Européenne a généré près de 14 dollars en moyenne, pour les pays exportateurs de pétrole brut et de produits raffinés contre 52 dollars de taxes pour les pays importateurs, soit un rapport de 1 à 3,6.

leur PIB des revenus pétroliers et gaziers 25 à 50% les fournisseurs de pétrole et de gaz naturel apparaissent aujourd'hui plus dépendants et plus vulnérables<sup>1</sup> vis-à-vis de leurs exportations que les pays consommateurs vis-à-vis de leurs importations.

Sans nier la pertinence des arguments classiques pour expliquer la chute des prix : gonflement des stocks, douceur du climat, incapacité de l'OPEP à faire respecter les engagements pris par les pays membres en matière de plafond et de quotas de production, perspective de reprise des exportations irakiennes..., il nous faut bien remettre à jour notre perception du marché international de l'énergie et constater les changements fondamentaux qui l'ont dévasté.

Bien sûr, cette situation d'abondance énergétique n'est jamais complètement à l'abri d'incidents, mais quelle matière première peut véritablement se prévaloir d'être aujourd'hui totalement et définitivement sécurisée ?

*- La faiblesse des prix de valorisation du gaz naturel*

Le gaz naturel occupera, de plus en plus, une part importante dans les exportations algériennes. On ne peut en dire autant des recettes qui seront générées par son exportation. Certes, les prévisions énergétiques disponibles s'accordent toutes sur le fait que la demande internationale de gaz naturel continuera à croître à un rythme soutenu dans les années à venir. Ce bel avenir international promis au gaz naturel pourrait, à première vue, donner à penser que l'accroissement de la part du gaz naturel dans les exportations serait une bonne affaire pour l'Algérie.

La réalité, cependant, est loin d'être aussi sûre car les risques sont importants et les profits sont toujours loin d'être garantis et, ce, pour deux raisons au moins :

---

<sup>1</sup> En dollars constants, les prix actuels du pétrole sont inférieurs à ce qu'ils étaient en 1986 quand ils avaient atteint 6 dollars 1973, alors qu'aujourd'hui ils ne dépassent pas 3,5 dollars 1973. Pour l'Algérie, en particulier, on sait que chaque variation de 1 dollar par baril se traduit par une variation de 500 à 600 millions de dollars de recettes de la Sonatrach, ce qui met bien en lumière la vulnérabilité de l'entreprise et du pays à la volatilité des prix.

- La première raison est que, malgré les avantages que le gaz naturel présente comme source d'énergie propre, comme combustible dans les centrales à cycle combiné ou comme matière première pour la gazochimie, son prix reste et restera probablement longtemps encore inférieur à celui du pétrole, ce qui signifie qu'à volume égal en équivalent pétrole, les revenus issus des exportations de gaz devraient se traduire par un revenu moins élevé.

Rappelons qu'en termes de valeur calorifique nette, la décote des prix du gaz par rapport au pétrole est actuellement de l'ordre de 15% sur le marché européen et de 25% sur le marché nord-américain.

- La seconde raison, bien plus structurelle, est que le coût technique du gaz livré à la frontière du pays consommateur est beaucoup plus élevé que celui du pétrole, surtout quand il s'agit d'un transport par gazoduc ou par méthanier sur une longue distance.

Dans beaucoup de cas, et notamment pour les nouveaux projets d'exportation, on estime<sup>1</sup> que les seuls coups de transport et de transit sont supérieurs au prix actuel d'importation du gaz en Europe (où le gaz est indexé généralement sur les cours des produits pétroliers lourds : fioul lourd et fioul domestique). Ce dernier a atteint 2,6/2,7 dollars M.B.T.U.<sup>2</sup> en 1997. Si on ajoute les coûts occasionnés à l'intérieur du pays producteur (production, transport et éventuellement liquéfaction), le résultat est une perte de 1,5 à 3 dollars M.B.T.U. pour le pays exportateur.

Cette rentabilité largement négative explique pourquoi de nombreux projets d'exportation de gaz ont été abandonnés ces dernières années (comme le projet Eurogas du Qatar), tandis que d'autres ont été reportés sine die ou font l'objet de négociations qui traînent en longueur.

---

<sup>1</sup> Voir CEDIGAZ, *Le gaz naturel dans le monde*, édition 1998.

<sup>2</sup> Rappelons que cette estimation est calculée sur la base du cours du brut moyen de 19 dollars le baril en 1997. En 1998, la tendance à la baisse des cours du brut s'est confirmée, tirant de nouveau vers le bas le prix du gaz sur le marché européen.

Même des projets réputés plus viables, impliquant un transport par gazoduc ou du GNL sur des petites distances et pour certains d'entre eux déjà amortis (comme pour certains projets Algérie-Europe par exemple), devraient à peine s'équilibrer dans les conditions actuelles de faiblesse des prix pétroliers.

Il en sera ainsi aussi longtemps que les prix du pétrole, et donc du gaz, resteront très bas. La plupart des experts estiment d'ailleurs que, faute de redressement des prix du pétrole à au moins 18-20 dollars bbl<sup>1</sup> et de réduction de l'écart qui sépare, à pouvoir calorifique égal, les prix du pétrole de ceux du gaz, aucun projet important ne devrait voir le jour au cours des prochaines années.

*- La perte de contrôle sur une partie croissante de la production*

Comme évoqué précédemment, les parts respectives de la Sonatrach et des associés étrangers dans la production pétrolière sont en cours d'ajustement au bénéfice de ces derniers. La grande question qui se pose à ce propos consiste à savoir quelles sont les limites au-delà desquelles le recul du contrôle de l'opérateur national dans la production risque d'annuler, à terme, tout le bénéfice du partenariat dans ce secteur.

Dans le secteur des hydrocarbures, comme dans bien d'autres, la nécessité d'associer les investissements étrangers pour mettre fin à des monopoles publics souvent asphyxiants et inefficaces (on se souvient par exemple de la chute drastique des activités d'exploration au cours des années 70 et 80) est maintenant l'objet d'un consensus très large.

Mais si l'ouverture aux investissements est considérée comme une nécessité, si la plupart des pays producteurs rivalisent tant pour attirer les compagnies et les capitaux étrangers et les associer à leurs projets pétroliers et gaziers, il faut affirmer que la libéralisation ne saurait être érigée en dogme absolu.

---

<sup>1</sup> 1 baril est équivalent, en moyenne, à 5,7 millions de B.T.U.

Il est important de souligner en effet que la question de la libéralisation, de son degré, ne peut avoir de sens que si elle tient compte des données et des intérêts spécifiques de chaque pays.

Pour des raisons liées à son histoire et sa structure économique, l'extension de la libéralisation du secteur pétrolier et gazier en Algérie devrait tenir compte d'une double réalité.

La première réalité est d'ordre politique : le pays a procédé à la nationalisation des activités de ce secteur dans les années 70, il doit éviter tout ce qui ressemblerait à une dénationalisation, même maquillée.

La deuxième réalité est d'ordre stratégique : les revenus qui génèrent le pétrole et le gaz naturel occupent - hélas ! - une place trop importante dans l'équilibre économique et social du pays pour que l'Etat accepte de se dessaisir d'un levier de commande qu'il a eu tant de mal à conquérir.

Il faut aussi compléter ces considérations par une double distinction :

- une première distinction doit être faite entre, d'une part, la libéralisation au niveau national où l'Etat, puissance publique, est en mesure d'exercer ses droits régaliens de contrôle et d'intervention, et d'autre part, au niveau international où il est relativement désarmé ; les accords internationaux, bien qu'indispensables pour fixer des garde-fous, restent souvent insuffisants face aux dérapages éventuels de l'investissement étranger ;

- une deuxième distinction doit être clairement faite entre la libéralisation des activités amont du secteur pétrolier et gazier et la libéralisation des activités aval (transport, transformation, distribution...) ; l'histoire de l'industrie pétrolière internationale enseigne en effet que l'accès à l'amont pétrolier est le facteur le plus déterminant dans la stratégie des acteurs pétroliers.

Ce n'est pas par hasard d'ailleurs si l'intérêt des opérateurs étrangers en Algérie s'est porté quasi exclusivement sur l'amont et que ses participations dans les activités aval sont restées extrêmement marginales. L'enjeu ici est donc, pour tout pays producteur, de veiller à conserver une capacité de contrôle



et d'action dans tout ce qui touche à l'exploitation optimale des ressources (niveau et rythme de production et d'exportation notamment...). En ce sens, la règle de plafonnement de la part de production revenant aux associés étrangers dans les contrats "*partage de production*" constitue, certes, un levier important ; elle pourrait s'avérer cependant bien insuffisante dans un contexte de baisse continue des prix.

En effet, dans une perspective de faiblesse durable des prix et de rétrécissement du champ de la concurrence, conséquences des fusions et mouvements d'intégration en cours entre les grands groupes pétroliers, les compagnies pourraient être tentées de réclamer (ne le font-elles pas déjà ?) et d'obtenir l'augmentation de leur part dans le partage de la production pour compenser la baisse de leurs revenus.

Ainsi, sous la pression, le contrôle majoritaire par le biais du plafonnement de la part revenant aux associés, risque de se révéler bien fragile.

*- Une ponction importante sur le reste de l'économie*

Malgré les incertitudes qui pèsent sur les marchés et les prix, les exportations de pétrole et de gaz devraient s'accélérer. Pour le pétrole brut, les produits raffinés et les condensats, elles devraient dépasser 72 Mtep en 2001. Celles des GPL feront plus que doubler passant à 9 Mt d'ici la fin de cette décennie. De plus, à partir de 1999, les exportations gazières atteindront l'objectif de 60 milliards de mètres cubes par an. Les exportations d'hydrocarbures progresseront de moitié environ au cours des cinq prochaines années, alors que la demande intérieure croîtra au rythme annuel de 4%.

La Sonatrach prévoit en effet un programme d'investissement sur la période 1997-2001 de 19,1 milliards de dollars (soit l'équivalent du programme d'investissement conçu début 1990 pour toute la décennie 1990-2000). Quasiment deux tiers (62,2%) de ces investissements seront consacrés au développement de gisements pétroliers et gaziers, les activités d'exploration ne devant absorber que 13,6% des dépenses prévues, soit moins que le secteur des transports par canalisation dont la part des dépenses devrait dépasser 17%.

Comment financer ces investissements si ce n'est par le recours excessif à l'endettement et/ou aux concessions des ressources en terre... surtout comment les rentabiliser dans un contexte de faiblesse durable des prix ?...

Au-delà, la grande question qui mérite d'être rappelée est celle qui est liée à l'injustice de ce mode d'allocation des ressources qui ne cesse de sacrifier le reste de l'économie aux objectifs de croissance des exportations des hydrocarbures.

Cette question mérite d'autant plus d'être posée que de nombreux secteurs sont sinistrés et que les perspectives de rentabilité des exportations sont incertaines.