

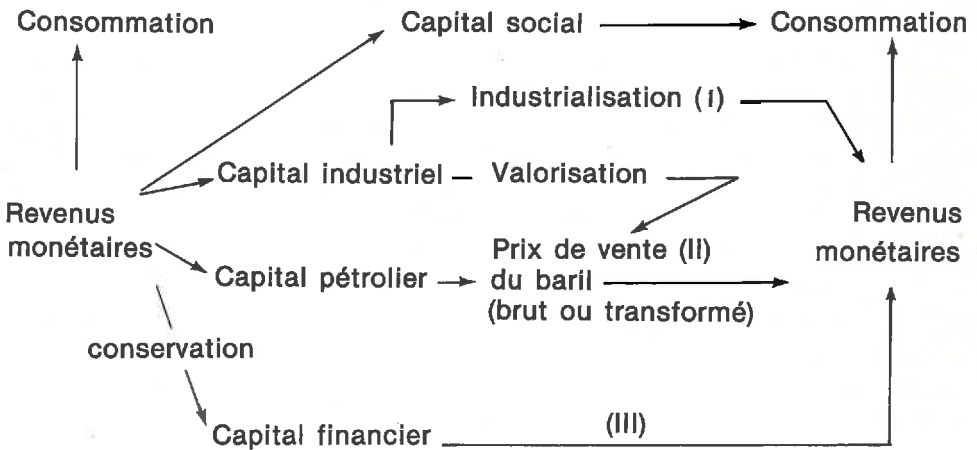
**Koweït :
la voie étroite
d'un état rentier**

Pierre Gaye

**Koweït : la voie étroite
d'un état rentier**

	Pages
I - Le développement économique : la construction d'un capital essentiellement social et financier	216
II - La politique pétrolière : du pétrole pour 150 ans	218
III - La stratégie financière	231

Analyser dans une perspective de moyen terme le rôle du Koweït sur le marché pétrolier, c'est, dans une large mesure, s'interroger sur les façons dont le pays s'efforce de transformer l'unique ressource dont il dispose aujourd'hui — le pétrole — en capital aux formes diverses — sociales, industrielles, financières — qui lui permettra demain de maintenir à sa population nationale le niveau extraordinairement élevé de consommation dont elle bénéficie. Le problème central, posé ici sous une forme presque pure, est celui d'un arbitrage intertemporel entre l'exploitation d'un stock de capital pétrolier et l'accumulation de capital tant social ou industriel que financier, problème qui peut être représenté par le schéma suivant :



La particularité du cas koweïtien tient à l'absence quasi totale d'atouts susceptibles d'une valorisation industrielle (en dehors des activités situées immédiatement en aval du pétrole) : la formation du capital industriel apparaît donc ici essentiellement comme un instrument de valorisation du capital pétrolier.

Si le Koweït est ainsi le type même du pays à faible absorption, nous montrerons que ceci tient non seulement de l'absence des facteurs permettant une industrialisation massive, mais aussi au choix d'une stratégie de pays rentier. Si on suit la voie I sur le schéma on constate que les investissements sont ici faibles : l'industrie non pétrolière n'assurera pas les revenus de demain.

L'abondance des revenus pétroliers non strictement nécessaires actuellement incite à la conservation des ressources. De plus le pays a un certain nombre de paramètres en main qui doivent lui permettre de valoriser au mieux les réserves de brut non utilisées. Ce sont les prix et la mise en place d'un outil de transformation du pétrole qui peut être stratégique dans le futur (voie II).

Enfin, puisque par nécessité ou de façon stratégique le Koweït semble se diriger vers l'accumulation d'avoirs extérieurs, nous tracerons les contours de ces surplus et tenterons d'évaluer la viabilité d'une telle option (voie III).

I. Le développement économique : la construction d'un capital essentiellement social et financier

Le concept de croissance tel qu'il est appréhendé par les indicateurs classiques de la comptabilité nationale a peu de sens pour un pays exportateur de pétrole. Son activité principale, celle du secteur pétrolier, est en effet analogue à la liquidation d'un stock. Aussi la croissance enregistrée comme l'ampleur du produit intérieur comptabilisé ne doivent-ils pas faire oublier que le Koweït est un véritable pays en voie de développement.

L'enjeu de ce développement est bien la diversification d'une économie qui repose toute sur une richesse non renouvelable. Pourtant la mesure d'une croissance dite « réelle » introduite par Stauffer (1) vise à souligner que le pays n'a pas pris le parti de construire un capital industriel capable de lui assurer des revenus futurs.

L'analyse des plans du gouvernement montrent bien la priorité donnée à la production de biens et services qui ne sont pas, ou difficilement, importables, mais qui sont nécessaires à l'élévation du niveau de vie de la population.

(1) Stauffer Thomas : « Measuring oil addiction », *Middle East Economic Survey*, supplément 7 septembre 1981.

Ainsi les résultats enregistrés jusqu'en 1979 (2) font apparaître la croissance importante des secteurs de la construction, des transports et communications, de l'eau et l'électricité. Le commerce prospère grâce aux énormes flux d'importation financés par les revenus pétroliers de même que la sphère financière est le lieu d'une activité de spéculation intense (3) qu'alimentent ces mêmes revenus. Commerce et finance, apparaissent ici comme des secteurs où se redistribuent sous le contrôle, ou avec la caution implicite de l'État, les recettes pétrolières.

En fait, dans le secteur non pétrolier le pays ne dispose d'aucun facteur réel de production, comme le montre l'exemple de la main-d'œuvre. L'évolution de l'économie koweïtienne depuis le premier choc pétrolier s'est accompagnée d'un appel croissant à la main-d'œuvre étrangère. Entre 1975 et 1980 la proportion des immigrés est passée de 53 % à 59 % et les projections officielles sont de 65 % pour 1985. D'autre part, la population d'origine nationale s'oriente dans une large majorité — 81 % en 1976 — vers l'administration, le commerce et les services. Dans le secteur manufacturier les actifs sont à 90 % étrangers, et à 95 % pour la construction (4). Enfin, il faut noter que le besoin de main-d'œuvre étrangère est d'autant plus grand que les activités nécessitent une main-d'œuvre qualifiée. Ceci ne peut se faire sans coût économique et politique.

Le seul facteur existant en abondance durant l'ère pétrolière est le capital financier. Tous les autres facteurs de production nécessaires (équipements, main-d'œuvre qualifiée, capacités de gestion...) devraient donc être achetés à l'extérieur et rémunérés à des prix de marché. Dès lors une éventuelle industrialisation ne devrait laisser au pays que la rémunération de son apport financier augmentée d'une rémunération pour l'activité « entrepreneuriale » qui aura su combiner tous les ingrédients de la production dans un domaine industriel particulièrement bien choisi. Or, les commerçants Koweïti paraissent peu à même de maîtriser mieux que d'autres ce risque et il y a bien des chances pour que cette rémunération de l'entrepreneur industriel soit ici négative. Dès lors le mode de valorisation le plus sûr du capital financier koweïtien pourrait bien être le placement extérieur.

Les investissements intérieurs se limiteront donc à ceux des secteurs de services et ne devraient pas croître à un rythme supérieur à celui de la population totale. En effet la consommation privée par tête

(2) Source : *Annuaire statistique 1980, ministère du Plan.*

(3) Voir par exemple : « \$ 30 billion is at stake in Kuwait's phantom exchange ». *International Herald Tribune*, 23 mars 1982.

(4) Sources : *Annuaire statistique 1980*. J.S. Birks et C.A. Sinclair « International migration and development in the Arab region », ILO 1980.

a déjà atteint un niveau considérable, ce qui peut conduire à un plafonnement. En 1970 elle était de 5 300 \$ alors qu'aux États-unis elle était de 6 700 \$. De plus il existe au Koweït un grand nombre de services gratuits (comme le téléphone) ou subventionnés, aussi la consommation est-elle plus grande que celle comptabilisée. L'effet de saturation doit porter tant sur la consommation privée que sur les investissements sociaux grâce auxquels sont produits ces services. Encore ces chiffres ne tiennent-ils pas compte de l'inégalité dans la distribution des revenus entre étrangers et nationaux, le rapport entre les salaires étant en moyenne de deux en faveur de ces nationaux dont le nombre total est tout juste de 560 000 habitants, et pour qui seul est fait l'effort de développement.

Ainsi, il apparaît que le développement des activités non pétrolières semble être tourné de façon principale vers la production de biens et de services non échangeables, et notamment de « biens publics ». En particulier, le Koweït ne semble pas avoir de volonté précise de constitution d'une capacité de production tournée vers l'exportation ou la substitution aux importations, qui pourraient assurer l'« après-pétrole ». Même s'il est vrai que l'horizon de l'après-pétrole est très éloigné pour le Koweït, un tel comportement confirme la vocation de ce pays à devenir une *économie rentière* à long terme : sa faible capacité d'absorption peut ainsi correspondre, par delà les contraintes actuelles, à un choix à long terme orienté vers l'accumulation d'avoirs extérieurs suffisants pour assurer aux générations futures les revenus de l'après-pétrole.

II. La politique pétrolière : du pétrole pour 150 ans

Une fois effectués les investissements nécessaires à la constitution du capital social, financées les dépenses par lesquelles se redistribuent largement les recettes pétrolières, le Budget central dégage un surplus qui jusqu'à cette année (5) était extrêmement important (tableau 1).

TABLEAU 1 - Part du surplus dans les revenus pétroliers
(millions de KD)

	72/73	73/74	74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80
Revenus pétroliers	537,5	584,0	2 534,8	2 793,3	2 598,2	2 575,3	3 036,1	3 120,5
Surplus	199,5	162,5	1 587,0	1 888,3	1 513,8	1 134,2	1 753,8	1 410,6
Part	35,8	27,8	61,6	67,6	58,3	44,0	57,8	45,2

(5) Toutefois en 1982 le budget prévoit un déficit.

On comprend mieux dès lors la position affichée en mai 1981 par le Ministre du Pétrole :

« La politique pétrolière exige une exploitation optimale des réserves et leur conservation aussi longtemps que possible dans leurs réservoirs naturels, et donc une limitation de la production... »

On examinera les composantes de cette politique pétrolière successivement au niveau de l'activité productrice et des activités de valorisation du pétrole extrait.

1 - La production :

Les réserves du Koweït sont estimées à 68 milliards de barils en 1980 ce qui plaçait le pays au 2^e rang mondial. Elles représentent 15,64 % des réserves de l'OPEP et 10,47 % de celles du monde (6).

Malgré de telles réserves et une capacité de production de l'ordre de 3 millions de barils par jour la politique de conservation s'affirme par la mise en place de plafonds de production de plus en plus bas depuis 1972 :

1973	3 millions de barils par jour
1975	2 millions de barils par jour
1980 (1 ^{er} avril)	1,5 million de barils par jour
1981 (1 ^{er} avril)	1,25 million de barils par jour

(c'est ce dernier plafond qui porte la durée de vie des réserves à 150 ans).

La conservation implique une bonne connaissance de la richesse pétrolière. Aussi le gouvernement ne néglige pas la prospection et pour afficher sa volonté de ne rien gaspiller il réexploite les puits des bruts les plus lourds, comme Bahrah, et utilise des techniques de récupération secondaire dont la rentabilité immédiate n'est pas évidente compte tenu des coûts de production qui sont ailleurs très faibles (15 cents US par baril pour le 31^e API en 1977).

Cette politique de conservation s'est traduite dans les faits par une baisse notable de la production depuis le record absolu atteint en mars 1972 de 3,86 millions de barils par jour (voir tableau 2).

Cette baisse est de 10 % en moyenne de 1972 à 1978. La reprise de 1978/79 est le fait de la crise iranienne où le Koweït, en augmentant

(6) *Petroleum Economist* « New Plan for the oil industry », juillet 1981.

TABLEAU 2 - Koweït : production de pétrole brut

	1960	1965	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Production de Koweït (million de tonnes)	85 505	116 905	150 759	161 346	166 346	151 962	128 101	104 791	109 134	99 412	106 604	125 055	83 541	56 347
(millions de b/j).	1,710	2,338	3,015	3,226	3,326	3,039	2,562	2,095	2,182	1,988	2,132	2,501	1,670	1,127
Taux de variation % (moyenne annuelle)	6,46		5,22	7,02	3,10	- 8,65	- 15,70	- 18,20	4,14	- 8,91	7,23	17,31	- 33,20	- 32,55
Part dans production O.P.E.P. %	19,50	16,40	12,99	12,85	12,38	9,86	8,41	7,77	7,16	6,38	7,21	8,15	6,28	4,96
Part dans production monde %	8,14	7,78	6,45	6,53	6,39	5,34	4,50	3,85	3,70	3,26	3,45	3,92	2,72	1,93

Sources : Annales de l'O.P.E.P. - Petroleum Economist.

sa production (7), a comblé, avec l'Arabie Saoudite, le Nigéria et l'Irak, l'arrêt quasi total des exportations de la République Islamique. Cependant, depuis, les baisses sont très fortes, - 33 % en 1980 et en 1981 - et l'on sait que le quota de production avait été fixé à 650 000 barils par jour en mars 1982 (8). Au-delà de ces évolutions qui tiennent en fin de période à l'engorgement du marché, la part du Koweït dans la production de l'OPEP et du monde chute aussi. Elle est divisée par 4 entre 1960 et 1981 et par 2,5 entre 1972 et 1981. L'explication, depuis 1972, est sûrement en grande partie due à cette volonté de conserver le brut sous terre.

Mais on ne peut pas écarter l'hypothèse selon laquelle la qualité très lourde du pétrole koweïtien fait que sa demande est très touchée en période de surplus sur le marché mondial : en 1977, durant le premier semestre, alors que fonctionne un système de prix différencié, Koweït produit à un niveau de 800 000 barils par jour qu'il considère comme minimum technique pour ses capacités de production (9).

On peut d'ailleurs voir dans le deuxième volet de la politique pétrolière, la valorisation maximale des hydrocarbures, la volonté du pays de lutter contre cet état de fait, la faible qualité de son brut, et de le rendre plus attractif, dans le futur, sous la forme de produits raffinés.

En effet la conservation du pétrole sous terre n'est cohérente que si les revenus futurs actualisés qu'elle permet sont plus élevés que les revenus qui découleraient de l'extraction d'un baril supplémentaire aujourd'hui. Par revenus futurs il faut comprendre vente du pétrole et de dérivés mais aussi ceux que l'on tirerait d'investissements industriels ou financiers faits aujourd'hui.

Si le pays ne peut avoir d'action sur les taux d'intérêt par exemple, son sol renferme la richesse qu'il doit pouvoir valoriser au mieux. Le Koweït semble choisir deux voies : contrôler complètement sa production et en négocier durement le prix d'une part et additionner à la matière brute une valeur ajoutée en s'introduisant de plus en plus dans les opérations en aval de l'extraction.

2 - Valorisation du brut

C'est en 1934 que fut créée la Koweït Oil Company (KOC) fondée par la Gulf Oil Company et la B.P. La concession initiale de 0,13 \$ par

(7) + 17 % en moyenne annuelle, mais en fait la production de janvier 1979 est en augmentation de 51 % par rapport à janvier 1978.

(8) *Financial Times*, 22 mars 1982.

(9) Les quotas de 1982 sont pourtant inférieurs à cette limite technique : Rapport de la Banque Centrale 1977, p. 22.

baril, au lieu des 0,22 \$ obtenus par ses voisins du Golfe, fut amendée plusieurs fois : en 1951 Koweït obtient la moitié des profits, en 1962 il crée la KNPC dont l'état détient 60 % des parts et lui donne à exploiter la moitié de la concession initiale de la KOC. Les autres compagnies étrangères qui exploitent le pétrole sont Aminoil (1948) dans la zone neutre, l'AOC filiale de la Japanese Trading Company (1958) et la Shell (1951), ces deux dernières pour des concessions offshore (10).

L'histoire des contrats obtenus par le Koweït montre comment le pays, à partir d'une situation tout à fait défavorable, a su négocier des clauses de plus en plus avantageuses. Il n'en demeure pas moins que, pendant les années 50 et 60, le Koweït a joué un rôle particulier dans l'équilibre du marché pétrolier fournissant la différence entre l'offre et la demande lors de réductions brutales de la production dans d'autres pays, comme en 1951 pour l'Iran en 1961 pour l'Irak. Les compagnies avaient en effet toutes facilités pour y augmenter leurs enlèvements (prix de productions faibles, concessions favorables,...). Au contraire lorsqu'en 1960 les prix ont baissé elles sont allées capter des économies d'échelle dans les très gros pays producteurs délaissant alors le Koweït.

Mais pendant les années 70 le passage du Koweït du camp des « modérés » au camp des « durs » implique qu'il veut laisser à la seule Arabie Saoudite le rôle de pourvoir à l'ajustement de l'offre à la demande. C'est ainsi se donner les moyens d'appliquer une gestion cohérente de sa richesse minière qui ne dépendrait plus de l'état des marchés.

Mais ceci ne pouvait se faire sans un contrôle total de la production.

a) Prise de participation

Sans doute échaudé par le passé, Koweït entend s'assurer le contrôle des prix et de la production. Membre fondateur de l'OPEP, il y prend une part active et fait siennes les larges orientations qui y sont prises. Ainsi dans le domaine de la prise de participation, initiée en octobre 1972 par l'accord de New York, Koweït le premier, contrôle 100 % des compagnies alors que d'autres pays n'en sont qu'à 60 %. En décembre 1975 les actifs de la Gulf et BP passent sous contrôle de la Kuwait Oil Co, et en 1977 c'est Aminoil qui passe sous contrôle de la Wafra Oil Co.

(10) Ragaei El Mallakh / Jacob K. Atta : « The absorptive capacity of Kuwait », Lexington Books, 1981.

Depuis, tout le secteur pétrolier a été réorganisé par la Kuwait Petroleum Corporation (KPC) qui comprend cinq antennes :

- Kuwait Oil Company (KOC) : production et exploration pétrole et gaz ;
- Kuwait National Petroleum Company (KNPC) : raffinage, distribution locale, fabrication de GPL ;
- Kuwait Oil Tanker Company (KOTC) : transport de brut et des produits ;
- Petrochemical Industries Company (PIC) : pétrochimie ;
- Kuwait International Petroleum Investments Company (KIPIC) détenue à 70 % par la KPC : projets extérieurs dans le domaine de la production et de la pétrochimie.

Ces prises de participations s'étendent même à l'extérieur, avec l'exemple récent du rachat de Santa Fe (ce qui fait dire que le Koweït pourrait devenir la « huitième sœur »). Elles semblent être le moyen privilégié choisi par Koweït pour placer ses surplus (11).

b) La politique de prix

C'est en matière de prix que le rôle de l'OPEP est le plus voyant. Koweït y a pris une part active dont l'essentiel a peut être été d'agir pour la cohésion de l'organisation.

Alors que l'on range les pays en deux catégories (durs/modérés selon la dichotomie simple : forte absorption/faible absorption) Koweït n'entre pas dans ce découpage. En effet sa très faible population et l'impossibilité de créer une économie industrielle en font un très faible absorbeur. Pourtant il a toujours, au cours de la présente décennie, suivi les « durs » ou du moins une voie moyenne qui est souvent celle adoptée par l'OPEP. Ceci est sensible lors des périodes de surplus sur le marché mondial où l'OPEP doit maintenir son prix et qui sont des phases de tensions au sein de l'organisation. Ainsi en janvier 1977, avec les durs, Koweït augmente son brut de 10 % alors que l'Arabie Saoudite et les Émirats n'augmentent le leur que de 5 %. A cette date le pétrole lourd koweïtien est à 13,03 \$ le baril, alors que l'Arabian light est à 12,03 \$ (le différentiel de qualité est habituellement de 50 c en dévafeur du premier). De plus le pétrole de la zone neutre, le Khafjii est vendu 11,98 \$ par l'Ara-

(11) *Business Week*, janvier 1982. Avec Santa Fe, le ministre du pétrole Ali Al Khalifa al Sabah, pense participer au domaine le plus profitable de l'industrie pétrolière, l'exploration internationale.

bie Saoudite et 12,24 \$ par Koweït, pendant le premier semestre 1977. En juillet 1977 lors de la réunification des prix, ils restent respectivement à 12,03 \$ et 12,10 \$ et ce n'est qu'en janvier 1978 que la différence est effacée à 12,03 \$ (ce qui permet à Koweït d'augmenter ses exportations de Khafjil de 80 %) (12).

En 1979 Koweït a imposé des surcharges au prix normal du 31° API (prix de l'Arabian light moins le différentiel de qualité) de 1,2 à 2,4 \$ par baril. Lorsque les conférences imposaient un prix plafond, le 31° API l'a atteint tout au long de 1980. De plus certains volumes étaient vendus par l'état koweïtien au prix spot, soit le double du prix officiel du moment.

En 1981 Koweït a réussi à maintenir son prix officiel à 35,50 \$. Mais face à l'engorgement du marché et les difficultés de négociations avec les compagnies (qui devaient payer des surcharges de 5 \$ par baril sur leurs enlèvements supplémentaires afin que celles-ci soient de 2 \$ par baril en moyenne sur le total) l'état a dû augmenter son différentiel de prix et afficher un prix officiel de 33 \$ (34 \$ pour la référence — 1 \$ de différentiel au lieu de 50 c). En fait, ce dernier prix de la fin 1981 n'est maintenu que par une baisse considérable des exportations.

Tant que les revenus du pays ne sont pas remis en cause par l'impossibilité d'exporter à un prix trop élevé, la cohérence de la stratégie du Koweït est évidente. En effet :

— Les baisses de production permettent d'augmenter le pouvoir de négociation de l'OPEP (c'est en période de déficit de l'offre que les prix ont doublé ou triplé) d'où le bien-fondé d'une politique conservatrice.

— D'autre part, il semble bien qu'il y ait un effet de cliquet pour le prix du brut. En effet jusqu'à présent ce prix a été pratiquement maintenu en valeur nominale même en période de surplus de l'offre. Mais ceci n'est possible que si l'OPEP maintient sa cohésion : le Koweït y a participé pour beaucoup.

Ainsi garder son pétrole sous terre pour le vendre plus cher demain paraît tout à fait cohérent. A condition bien sûr qu'un prix soit atteint qui ne précipite pas l'économie mondiale dans une récession telle que les ventes d'énergie chutent brutalement.

(12) Le pétrole de la zone neutre est exploité par une seule compagnie Aminoil détenue en commun par le Koweït et l'Arabie Saoudite. Rapport de la Banque Centrale, 1978.

3 - Addition d'une valeur ajoutée au brut

Nous venons de voir, comment par une politique de prix relativement agressive, Koweït tend à favoriser le plus possible la valorisation de son brut. Mais le pays ne veut pas seulement exporter du pétrole brut et dès 1977 le point central de sa politique était le suivant :

« ... une utilisation optimale des ressources pétrolières à travers des plans qui tendront à faire sortir le pays d'une dépendance totale des exportations de brut, par l'industrialisation et l'exportation de produits raffinés, de gaz liquéfié, d'engrais chimiques et autres produits pétrochimiques (13). »

a) Le raffinage

Les objectifs, tels qu'ils ont été annoncés par le ministre du pétrole en mai 1981, sont d'exporter *la moitié de la production de brut* sous la forme de produits raffinés.

Les arguments pour une telle politique sont de trois ordres :

— ne pas encourir les coûts de transports pour la consommation intérieure de ces produits si le raffinage se fait à l'étranger (par exemple s'il se fait en Italie les coûts s'élèvent pour un pays du Golfe à 1,6 \$ par baril pour le frêt du brut et 3 \$ par baril pour le frêt des produits) (14) ;

— récupérer au profit du pays la valeur ajoutée assurée par cette transformation ;

— assurer des débouchés au pétrole koweïtien.

Sur ce dernier point en effet le ministre constate que face à la demande qui se tourne de plus en plus vers la partie légère du baril, il est plus judicieux de faire dans le pays les investissements nécessaires plutôt que d'offrir des rabais pour permettre aux compagnies étrangères de faire ces mêmes investissements dans les pays consommateurs.

Koweït possède trois raffineries, Shuaiba, la seule véritablement moderne, Mina Ahmadi et Mina Abdallah (tableau 3). Les deux dernières doivent être modernisées d'ici 1984. Ces projets, représentant des investissements de 3,5 milliards de \$, comportent toutes les unités nécessaires à l'extraction de produits légers du brut koweïtien et en feront les raffineries les plus modernes du Moyen-Orient.

(13) MEES, supplément, mai 1981.

(14) « La stratégie de l'OPEP », *Pétrole Informations*, septembre 1981.

TABLEAU 3 - La capacité de raffinage (barils/jour)

	En service				En projet
	1973	1974	1976	1980	1984
Mina al-Ahmadi	250 000	250 000	300 000	300 000	300 000
Chouaiba	95 000	135 000	200 000	200 000	200 000
Mina Abdallah	110 000	110 000	145 000	145 000	250 000
Total	455 000	495 000	645 000	645 000	750 000

En fait la part du Koweït dans les capacités totales mondiales n'est que de 0,75 % en janvier 1981. Pourtant son ambition est bien de devenir, avant l'Arabie Saoudite, le premier pays dont les exportations de produits finis dépasseront celles de brut. En effet, tous les pays du Golfe mettent l'accent sur le raffinage et d'ici 1985 un quart des investissements mondiaux y prendront place. Dans ces investissements le Koweït représentera encore 15 % ce qui est bien supérieur à sa part dans la production de brut (9 %). A cet horizon, les pays de l'OPEP ont pour objectif de doubler leur part dans les capacités mondiales de raffinage pour atteindre 12 %.

A ces capacités internes il faut ajouter celles de raffineries dans lesquelles le Koweït a pris des participations (Honolulu, Pennsylvanie,...) ce qui représente au moins 100 000 barils par jour de plus. De tels accords sont en outre envisagés avec l'Arabie Saoudite et Bahrain, et avec l'Irak, la Tunisie, la Malaisie (tableau 4).

TABLEAU 4 - La production des raffineries (millions de barils)

	Mina al-Ahmadi	Chouaiba	Mina Abdallah	Total	Total b/j
1970	86,0	33,2	28,3	147,5	404,1
1971	81,5	37,1	31,3	149,9	410,7
1972	65,4	40,9	27,9	134,2	367,8
1973	64,6	45,4	25,6	135,6	371,5
1974	47,4	43,5	30,3	121,2	332,1
1975	28,2	46,2	31,4	105,8	289,9
1976	39,5	62,8	29,7	132,0	361,6
1977	37,5	55,7	33,0	126,2	345,6
1978	41,4	58,9	30,1	130,4	357,3
1979	54,0	66,2	30,3	150,5	412,3
1980				70,5 *	389,5 *

* Taux d'utilisation : 60 %.

Source : Ministry of Oil.

La consommation intérieure, bien qu'ayant décuplée en 5 ans pour atteindre 151 000 barils par jour en 1980 est ainsi largement assurée.

Cette industrie (qui représente 70 % des investissements du secteur manufacturier) est résolument tournée vers l'exportation. Mais le choix du Koweït semble actuellement le pire puisque tous les raffineurs perdent de l'argent. Quelle valeur ajoutée y a-t-il à capter ? En fait l'investissement est peut-être rentable à plus long terme. Même si la production de l'OPEP, et du Koweït en particulier, est faible, elle peut servir de producteur marginal qui ajuste l'offre à la demande. De plus les dumping auxquels ces pays procèdent peuvent payer à la longue. Les occidentaux ne peuvent effectivement pas eux-mêmes investir dans les capacités de conversion nécessaires alors que la demande se tourne vers le bas du baril et que les bruts vendus sont de plus en plus lourds. Le Koweït a, lui, les capacités financières pour le faire chez lui et dans les raffineries qu'il contrôle. D'où un risque de fermetures en Europe et aux États-Unis. A ce niveau la puissance de l'OPEP ne peut que s'accroître et si son pouvoir de négociations reste celui qu'il est en matière de brut, le Koweït avec ses partenaires peut obtenir des prix qui rendront le raffinage de son pétrole très lourd rentable et en fera aussi un produit plus attractif.

D'ailleurs contrôlant des capacités suffisantes le pays disposera de degrés de liberté supplémentaires pour écouler son pétrole.

Enfin une retombée de cette politique de raffinage peut être une hausse du prix du pétrole brut : les raffineurs chercheront à tout prix du brut à traiter et devant la raréfaction de celui-ci sur les marchés, puisqu'il sera transformé dans les pays producteurs, une hausse paraît possible dont la limite sera cependant imposée par le prix des produits raffinés.

b) Le gaz naturel associé

Les réserves de gaz naturel de Koweït sont relativement faibles : 770 milliards de m³ soit 1 % des réserves mondiales.

Pourtant le gouvernement entend en tirer le meilleur parti et tout d'abord ne plus le brûler à la sortie des puits. Aussi a-t-il déjà atteint le taux d'utilisation le plus élevé de la région soit 73 % en 1979 et 84 % en 1980. (tableau 5)

Les conditions ne sont pourtant pas remplies pour mettre en place des industries qui utiliseraient massivement le gaz naturel comme matière première. En effet, la majeure partie des ressources sont sous forme de gaz associé et Koweït ne possède qu'un champ de gaz non

associé. Aussi n'est-il pas possible d'assurer un approvisionnement constant des utilisateurs. Des recherches ont lieu dans la zone de Burgan pour trouver du gaz non associé.

Jusqu'ici la production a donc dépendu de l'extraction de pétrole et les variations du taux d'utilisation reflètent plutôt, à capacité de traitement fixe, la baisse de cette dernière.

TABLEAU 5 - Production et utilisation de gaz naturel
(milliards de cu ft)

Année	Produit	Utilisé	Ratio utilisé / Produit (%)	Utilisé par les compagnies	Réinjecté	Consommé par les services publics
1970	570,4	188,0	33,0	90,0	45,3	52,7
1971	643,7	227,5	35,3	94,8	69,5	63,2
1972	647,8	246,8	38,1	95,2	65,9	85,7
1973	581,1	265,1	45,6	101,0	79,0	85,1
1974	466,9	251,4	53,8	94,3	63,2	93,9
1975	382,4	226,0	59,5	79,7	42,2	104,1
1976	395,8	243,8	61,6	89,6	46,7	107,5
1977	362,6	245,3	67,6	85,3	34,1	125,9
1978	392,8	242,8	61,8	75,7	20,2	146,9
1979	460,4	334,4	72,7	121,5	30,2	182,6
1980 (*)	309,5	259,5	83,8		16,5	

(*) CPDP.

Source : Ministry of Oil.

Jusqu'en 1978 le gaz était réinjecté, utilisé dans les usines de désalination de l'eau, pour la production d'électricité et comme matière première pour la pétrochimie (1,4 million de tonnes en 1977). Malgré les désavantages de la situation koweïtienne notés plus haut le gouvernement a entrepris un vaste projet de collecte du gaz, associé à une usine de liquéfaction. Celui-ci mené à bien en 1979, a permis de tripler la production de GPL et les exportations, et de porter le taux d'utilisation du gaz à 73 % avec cette fois-ci une hausse de la production de pétrole. En 1980 c'est la chute de l'extraction de brut qui explique le taux de 84 % atteint.

La capacité de ce réseau de collecte doit passer à 5 millions de tonnes par an en 1983 avec son extension à la zone neutre (Southern Gaz Project).

Malgré les investissements très élevés : (1 milliard de \$) les installations déjà mises en place se sont avérées très rentables puisqu'elles ont été remboursées en un an seulement. La capacité installée de 125 000 barils par jour a été utilisée à 80 % en 1979 pour une production représentant 16,5 % de celle de l'OPEP et 3,6 % de celle du monde.

c) La pétrochimie

Tout en aval des traitements pétroliers, Koweït entend aussi prendre une place dans la pétrochimie.

Dès le début des années 70, Koweït a fabriqué et exporté des produits pétrochimiques et en particulier des engrais (tableau 6).

TABLEAU 6 - Production d'engrais

Année	Urée	Sulfate ammonium	Ammoniac	Acides sulphuriques
1970	162 294	71 198	119 608	57 821
1971	182 227	71 182	160 916	55 411
1972	514 000	92 000	387 000	79 000
1973	580 000	119 000	482 000	103 000
1974	542 000	109 000	508 000	99 000
1975	554 350	98 000	522 750	85 000
1976	520 000	—	510 000	5 000
1977	550 195	—	487 913	500
1978	668 200	—	522 900	—
1979	662 000	12 000	502 000	17 800

Source : Petrochemical Industries Company.

Les baisses ou arrêts de production tels qu'ils apparaissent dans le tableau, tiennent le plus souvent à des difficultés techniques ou au manque de débouchés.

Cependant les projets d'extension doivent porter la production des unités d'ammoniac de 660 000 tonnes par an à 1 million de tonnes par an. L'usine d'urée doit être agrandie jusqu'à une capacité de 792 000 tonnes par an, celle de sulfates d'ammoniac jusqu'à 165 000 tonnes par an et celle d'acide sulfurique jusqu'à 132 000 tonnes par an. Cette industrie dont les produits sont exportés vers la Chine, le Pakistan, le Vietnam et le Soudan doit être très rentable.

Au plan international, le pays a des projets avec Bahrain et l'Arabie Saoudite d'une part et d'autre part avec la Tunisie (engrais).

Mais le Koweït fait encore un pas vers l'aval de la production, dans un domaine qui nécessite une forte expertise puisque aux engrais doit s'ajouter une industrie de produits intermédiaires de la pétrochimie : les produits aromatiques et les oléfines. Le tableau 7 présente les éléments de ce projet.

TABLEAU 7 - Projets pétrochimiques (milliers tonnes/an)

Produits	Aromates				Intermédiaires	
	Ethylène	Benzol	Orthoxylène	Paraxylène	Ethylène glycol	Styrène
Volumes	350	280	60	90	135	340

Source : MEES.

Enfin, Koweït a un projet privé, dans le domaine des polyesters (11 500 tonnes par an) alkyd résine, (3 500 tonnes par an) de polyvinylester (1 500 tonnes par an) et de polyesters insaturés.

d) Le transport maritime

Les contrats d'enlèvement de brut avec les compagnies comportent le plus souvent une clause sur le transport : la moitié des livraisons doit être faite par la flotte koweïtienne.

En fait l'État cherche à atteindre un taux de 70 % pour le transport du brut, du gaz et des produits raffinés. Malgré les résistances des pays consommateurs l'accroissement du tonnage est continu. En juillet 1981 Koweït possédait 8 VLCC, 4 bateaux pour le transport du gaz et 3 pour les produits. Pour la fin 1982 les projets sont de 14 tankers, 4 pour le gaz et 9 pour les produits. En outre la nouvelle orientation vers l'exportation de 50 % du brut sous forme raffinée devra se traduire par une conversion de tankers (15).

Les traits de la politique pétrolière koweïtienne montrent assez les objectifs que le pays veut atteindre :

— stabiliser la production à un niveau optimal qui tienne compte tant des besoins présents que futurs ;

(15) Supplément au *Middle East Economic Survey*, mai 1981.

— s'imposer au niveau international comme une compagnie pétrolière (la 8^e sœur) complètement intégrée (exploration, production, transformation, transport au niveau national et international) afin de contrer les compagnies et, en plus, capter la valeur ajoutée totale de l'industrie pétrolière.

Pourtant dans le très court terme les difficultés sont nombreuses :

Aujourd'hui, pour maintenir le prix du 31° API à 35,50 \$ b/j, Koweït doit élargir le différentiel de qualité, accorder quelques rabais, allonger les termes de paiement et surtout *limiter sa production à 0,65 million* de barils par jour. C'est près de la moitié du niveau annoncé comme cohérent par le gouvernement : 1,25 million barils par jour. C'est au-dessous de la limite inférieure de production annoncée en 1977 : 0,8 m b/j.

Le choix de Koweït en matière d'industrialisation (tout taxer sur la transformation pétrolière) semble donc aujourd'hui peu heureux. Si on comprend la nécessité de raffiner le pétrole très lourd dans le pays pour lui assurer des débouchés et maintenir ses parts de marché, il n'en demeure pas moins qu'aujourd'hui l'activité de raffinage est déficitaire. Le raffinage d'un tel pétrole doit-il redevenir économiquement rentable ? De même la flotte pétrolière est trop abondante. Le pays peut-il imposer ses bateaux au risque de ne plus trouver d'acheteurs ? De plus, malgré les indéniables avantages comparatifs que possède le Koweït, on sait qu'il a de nombreuses difficultés techniques. Le capital s'use très vite, les compétences font défaut. Dans le domaine de la distribution des produits raffinés et pétrochimiques le pays n'a aucune expérience et aura peut-être du mal à entrer en concurrence avec les grandes compagnies. Si l'OPEP maintient sa cohésion en matière de prix du brut on ne sait pas quel sera son pouvoir de négociation pour les produits raffinés et pétrochimiques.

Il ne semble tout de même pas qu'à court terme le Koweït change sa politique pétrolière. Même si les prix baissent et que la demande augmente, le plafond de 1,25 mb/j ne devrait pas être dépassé de beaucoup. Mais le pays a des réserves énormes, des possibilités de production de 3 millions de barils par jour ou plus : une pression de son puissant voisin l'Arabie Saoudite pourrait, en cas de besoin impérieux, le pousser à la hausse.

III. La stratégie financière

Les deux hausses de prix imposées par l'OPEP ont permis au Koweït malgré sa politique de conservation du brut d'accroître jusqu'en

1980 ses revenus pétroliers. Ceux-ci, qui représentent la quasi totalité de la valeur des exportations du pays, permettent de dégager un solde courant important face à des importations croissantes mais bornées par sa faible absorption (saturation de la consommation, choix de développement non industriel qui n'impose pas l'achat de biens d'équipement abondants...). Ainsi le surplus accumulé est-il considérable et on estime en 1981 entre 75 et 80 milliards de dollars les avoirs extérieurs détenus par le Koweït, ce qui représente plus de 20 % du total de ceux détenus par l'OPEP dans son ensemble. La gestion de tels montants doit être faite avec précautions : les objectifs recherchés sont sans doute l'obtention d'un rendement maximum et de la plus grande sécurité. C'est ce deuxième point qui guide le choix du secret absolu que l'on impose sur leur importance et leur répartition.

Un premier partage doit être fait entre les avoirs détenus par les secteurs publics et privés. La part du premier doit être prédominante puisque les revenus pétroliers vont en totalité au gouvernement.

Cette distinction est à mettre en parallèle avec celle à faire entre formes de placements. Les secteurs privés, par l'intermédiaire des banques locales, semblent avoir un comportement spéculatif, de grands mouvements de capitaux ayant lieu entre les marchés financiers locaux et étrangers. Pourtant une partie de ce stock est placée dans des valeurs refuges comme les métaux précieux ou l'immobilier.

Au contraire le gouvernement est à la recherche d'une bien plus grande sécurité pour ses fonds. Une des procédures de gestion a été la création en 1976 du Fonds de Réserve pour les générations futures. Au départ, 50 % de la « State General Reserve » (16) lui ont été alloués, soit 9 milliards de \$ en 1976. Il a été décidé que, chaque année, 10 % de cette « Réserve » lui seraient alloués (en plus des revenus d'investissements que les placements du Fonds rapportent chaque année) et que ces réserves ne pouvaient être touchées pendant 25 ans. Ainsi, jusqu'en 1979, le montant de ce Fonds s'est accru de 16 % par an en moyenne. Par contre, le budget de 1982 prévoyait d'augmenter la dotation au Fonds de 61,6 % (17). Ceci tendrait à montrer que, malgré la réduction de l'excédent financier, l'État veut privilégier ce Fonds qui est constitué pour l'essentiel de placements considérés comme sûrs.

Mais le ministère des Finances détient encore la majeure partie du surplus. Tout comme pour l'ensemble de l'OPEP la forme privilégiée est la

(16) Cette institution représente le bilan entre recettes pétrolières (de vente et royalties) reçues par l'Etat et les dépenses de celui-ci.

(17) Cette dotation devait en effet passer de 3,4 milliards en 1980/1981 à 5,5 milliards en 1981/1982, mais elle était basée sur une surestimation des revenus pétroliers.

détention de réserves monétaires dans les banques des pays industrialisés et en particulier américaines. Il n'y a pas de grand mouvement de capitaux mais plutôt une diversification géographique au sein des pays industrialisés. L'essentiel est ici de se défendre contre l'érosion monétaire.

Malgré quelques prises de participations spectaculaires le Koweït est loin de placer ses surplus sous forme d'un capital boursier. Là encore les données sont inexistantes mais le total des actions et participations ne doit présenter que quelques pour cents des avoirs extérieurs. Les prises de participation qui peuvent être tout de même nombreuses se font à des niveaux très bas (moins de 5 % du capital des sociétés) pour ne pas avoir à tomber sous le coup des lois obligeant à leur publication aux États-Unis comme au Royaume-Uni. Les seuls achats importants ont eu lieu sur des compagnies liées à la production pétrolière où le pays entend s'assurer une certaine souplesse et expertise comme on l'a vu plus haut.

L'aide au développement ne représente, elle aussi, qu'une faible part des surplus (2,5 milliards de \$ environ ont été prêtés depuis la création du KFAED).

Les résultats financiers des placements effectués sont tout à fait importants. On estime en effet à 8 milliards de dollars les intérêts perçus par le pays pour 1982 et, pour la première fois en pleine crise des débouchés pétroliers, les revenus d'investissements devraient dépasser ceux de la vente du brut dans le budget du gouvernement.

**

Le Koweït fournit ainsi l'exemple d'un pays dont le comportement paraît commandé par une rationalité essentiellement économique, guidé par le souci de parvenir à convertir au mieux sa rente pétrolière en rente financière.

De ce point de vue, la phase qu'il vient de traverser doit être replacée dans une perspective de plus long terme et interprétée comme un tâtonnement initial. Dorénavant la stratégie pétrolière de ce pays devrait tendre à être de plus en plus comparable à — mais aussi en concurrence avec — celle des grandes compagnies pétrolières occidentales.

Sur la pérennité de cette rationalité toutefois le voisinage immédiat de l'Iran et de l'Irak font peser un formidable risque politique. En outre, et sur un mode moins dramatique, le maintien nécessaire d'une solidarité minimale avec l'Arabie Saoudite peut conduire le Koweït à de sérieuses inflexions de sa politique pétrolière.

