

CENTRE DE RECHERCHES EN ECONOMIE
APPLIQUEE

C R E A

Equipe - Energie

L'INDEXATION DU PRIX DU GAZ NATUREL

Khalifa CHIKHA BELGACEM

Centre de Recherche en Economie Appliquée pour le Développement
CREAD DOCUMENTATION
DATE D'ENTRÉE N° D'ORDRE RPT/036



DECEMBRE 1982

C H A P I T R E I : L'indexation du prix du gaz naturel.

L'évolution du prix du gaz naturel a été relativement lente, comparée à celle des prix du pétrole brut et des produits pétroliers (tableaux 1 et 2) . Les causes profondes de cette situation sont à identifier au niveau des caractéristiques spécifiques du marché mondial du gaz par rapport au marché pétrolier et des produits pétroliers : en effet, la longueur des périodes contractuelles et le contrôle par les pays importateurs de gaz naturel des variables auxquelles se réfèrent les anciennes formules d'indexation ont été préjudiciables aux intérêts des pays exportateurs. Dans une première section nous tenterons d'exposer les motifs ayant amené la SONATRACH à revendiquer la révision des prix contractuels contenus dans les contrats de livraison de gaz naturel à ses clients étrangers, et la formule d'indexation qu'elle leur propose. Dans une seconde section, nous essayerons de dégager les insuffisances des nouvelles formules d'indexation et des hypothèses ayant fondé leur choix et nous proposerons quelques éléments de réflexions destinés à mettre en oeuvre une meilleure politique de valorisation externe des ressources en hydrocarbures en général et des ressources gazières en particulier.

SECTION I : Exposé des motifs ayant conditionné^{la} démarche de la SONATRACH dans ses négociations avec ses clients et le choix de nouvelles formules d'indexation.

Le tableau 1 permet d'observer que jusqu'à l'année 1972, sur la base d'une équivalence calorifique, le gaz naturel liquéfié algérien, vendu à British-Methane, avait un prix supérieur à celui du pétrole brut. L'année 1973 constitue une année charnière dans l'évolution comparative du prix du pétrole et du gaz naturel. Depuis cette date et jusqu'aux années 1980, l'écart a été sans cesse croissant. Ceci est confirmé par le tableau 2 qui précise, que même par rapport aux produits pétroliers, le prix du GNL n'a pas cessé de se dégrader en terme relatif.

Pour comprendre cette évolution différenciée du prix du gaz et ceux du pétrole et des produits pétroliers, il convient de faire dans un premier point un bref rappel historique concernant les modalités de fixation du prix du gaz naturel afin d'identifier les raisons ayant poussé la SONATRACH à les remettre en cause. Le second point doit nous permettre d'exposer le principe de l'indexation. Le troisième point sera consacré à l'étude des termes de référence de l'indexation ayant favorisé le choix de formules d'indexation par la SONATRACH.

A : Bref rappel historique.

L'indexation du prix du gaz naturel algérien a existé depuis la mise en application des premiers contrats d'exportation de GNL. Celle-ci se référait à des clauses multiples. Les paramètres d'indexation étaient constitués, pour les marchés français et anglais, dont le début d'exécution des contrats se situe dans les années 1964, 1965 et 1972, par le prix du fuel, le prix des équipements, le coût de la main d'oeuvre, la cotation des monnaies de règlement etc...

Tableau 1 : Evolution du prix du pétrole et du prix contractuel du gaz naturel liquéfié algérien (en \$/MMBTU).

	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Pétrole (I)</u>	0,42	0,42	0,42				0,51	0,36	0,39	0,42	0,88	1,88	
<u>Gas NL : Contrats.</u>													
SONATRACH- British Methane.			0,556	0,558	0,573	0,571	0,620	0,565	0,569	0,625	0,647	0,664	0,663
SONATRACH-GDF.								0,314	0,347	0,372	0,342	0,388	0,544
SONATRACH-Distrigas- (Boston).										0,348	0,351	--	0,357

(1) Le 1963 à 1969 il s'agit du prix affiché arrondi du pétrole algérien
dont la source : Taki Rifaï "Les prix du pétrole : Economie de marché" ou stratégie
de puissance ed. techniq. Paris 1974.

De 1970 à 1974 (coût de production + profit des compagnies productrices + revenu fiscal des pays
producteurs : prix O P E P. Source Document S O N A T R A C H

Tableau 2 : Evolution des prix du gaz naturel en comparaison avec les prix du pétrole brut et des produits pétroliers en Europe.

	1972	1975	1978	1er trimestre 1980
Prix moyen du pétrole OPEP en \$ par MMBTU.	0,54	2,01	2,46	5,54
GNL/Pétrole brut.	1,11	0,85	0,85	0,71
GNL/Fuel-oil n° 2.	0,95	0,73	0,70	0,55
GNL/LSFO (1%)	1,43	0,99	0,97	0,86
GNL/HSFO (3-3,5 %).	1,71	1,11	1,08	1,10

Source : Symposium de l'OPAEP "L'utilisation optimale du gaz naturel dans les pays arabes." Alger 29/06-01/07/1980.

Pour le premier contrat de livraison de GNL aux USA, dont le début d'exécution se situe en 1971, il était prévu d'ajouter, cumulative-
ment au prix de base CIF 0,6 cents de dollar chaque année. Les para-
mètres d'indexation des contrats avec les USA, dont les livraisons
avaient débutées en 1978 étaient constitués de l'indice des salaires
horaires de certaines catégories de travailleurs de la sidérurgie
américaine et de l'indice des prix d'une variété particulière de pro-
duits sidérurgiques aux USA (voir annexe 1). L'observation de la for-
mule d'indexation dans l'un de ces derniers contrats (El-Paso National
Gas Company I) permet de constater, que seulement 20% du prix de base
sont indexés. Le prix de vente contractuel se divise donc en deux
parties : une fixe et égale à 80% du prix de base et une variable
(indexée) et qui concerne 20% de ce prix de base.

Il convient d'observer que dans le court et moyen terme, les sa-
laires augmentent rarement aux U.S.A.

Les différentes révisions de prix du gaz revendiquées et
négociées par les pays exportateurs dont l'Algérie en particulier, en
1975 et 1976, ont généralement abouti à des formules d'indexation a-
yant pour paramètres de référence, les prix des produits pétroliers
(fuel n°2 et n°6) avec l'introduction de facteurs tenant compte de la
variation de la parité des principales monnaies par rapport au dollar
US. (voir annexes 2 et 3). Selon les pays exportateurs, ces révisions
ont été imposées par l'absence, dans les anciennes formules d'indexa-
tion, d'un mécanisme d'ajustement permanent et opérant, destiné d'une
part, à adapter la valeur relative du gaz par rapport à celles des
autres sources d'énergie, d'autre part, à conserver le pouvoir d'a-
chat des exportations de gaz.

Ainsi nous avons pu constaté à travers ce bref rappel que
l'indexation du prix du gaz naturel n'est pas récente, il convient
maintenant de déterminer quels sont à l'heure actuelle, les principes
spécifiques devant conditionner les choix d'indexation du prix du
gaz dans le sens d'une meilleure valorisation externe de cette res-
source.

B - Principes spécifiques actuels de l'indexation du prix du gaz naturel.

Les caractéristiques techniques très particulières de l'industrie gazière telles que, la technologie, les conditions de production et de transport etc... confèrent au commerce international du gaz naturel une rigidité qui se traduit par la nécessité de s'assurer, par des engagements contractuels, des marchés à long terme. Une telle contrainte différencie le marché gazier du marché pétrolier dans la mesure où, elle ne permet pas de se référer à un prix qui serait déterminé par un marché international du gaz et impose donc, le recours à des formules d'ajustement de prix.

L'indexation doit avoir pour objectif, de maintenir au moins stable, le prix réel du gaz naturel fixé à un moment donné. Cependant, l'indexation du prix ne suffit pas à elle seule à limiter les risques d'une détérioration des conditions de commercialisation de cette ressource. En effet, "on ne peut ignorer pour un pays exportateur, la valeur d'une ressource épuisable et risquer, à travers des schémas d'indexation, d'aboutir à un prix marchand du gaz, inférieur à son coût d'opportunité. Il peut être judicieux de déterminer, un prix plancher pour le gaz qui devra non seulement préserver la rentabilité de l'opération industrielle d'exportation, mais constituer un coût d'opportunité au-dessous duquel il serait préférable de conserver les réserves en terre." (1) Ce prix plancher devra lui-même être indexé pour tenir compte de l'évolution des coûts de remplacement.

Bénéficiant des expériences passées de l'indexation et connaissant les principes spécifiques doivent déterminer les choix de formules destinées à assurer de meilleurs prix de valorisation du gaz naturel, il convient maintenant d'étudier les conditions et les paramètres d'indexation en vue d'atteindre les objectifs visés.

(1) SONATRACH "Plan de développement des ressources en gaz : "Compara-
raison financière de deux options d'exportation de gaz" 11-02-1980.

C - L'indexation du prix du gaz : choix des formules et des paramètres.

Indexer le prix du gaz naturel vendu aux clients étrangers revient à formuler, une fonction au sens mathématique du terme dans laquelle, le prix du gaz serait la variable expliquée, par la variation d'un ensemble de variables dites explicatives, représentées par des paramètres de prix, des paramètres monétaires etc...

L'indexation devrait avoir pour objectif de maintenir de manière automatique, le rapport de valeur fixé à un moment donné, entre le prix du gaz et celui du produit ou des produits de référence de l'indexation. L'objectif d'une telle formule ne peut être que temporaire, à moyen terme.

Le mécanisme de révision de prix devra être complété par une redéfinition périodique (tous les deux à trois ans) du prix de base et du schéma d'indexation.

l'indexation

Même si le principe est admis, pose de nombreux problèmes dont les deux principaux sont :

- le choix de la formule d'indexation: Ce choix ne peut-être indépendant du choix des termes de référence de l'indexation d'où le second problème;

- le choix des termes de référence de l'indexation : si la variable expliquée est bien connue (le prix du gaz) dans la négociation, le prix de base est souvent l'objet de longues discussions. Cependant le problème le plus crucial réside dans le choix des variables dites explicatives, à savoir les termes de référence de l'indexation.

Le débat ouvert depuis le début des années 80, semble se polariser autour de deux choix possibles des termes de référence de l'indexation :

- le prix du pétrole brut ou d'un panier de pétroles ;
- les prix des produits pétroliers.

1 - Choix du prix du pétrole brut comme paramètre de référence :

Ce choix se justifie selon les pays exportateurs dont l'Algérie pour au moins trois raisons principales :

- le prix du pétrole brut joue un rôle directeur sur le marché de l'énergie;
- le gaz naturel représente l'énergie de substitution au pétrole la plus immédiate et la plus sûre;
- en l'absence d'une organisation spécifique des pays exportateurs de gaz naturel, ces pays ne peuvent contrôler l'évolution du prix du gaz qu'à travers les prix du pétrole brut . . .

En supposant même que le principe d'indexation sur le prix du pétrole soit admis, il se pose le problème du choix entre :

- le prix FOB;
- le prix CIF;
- le prix d'un pétrole brut ou d'un panier de pétroles.

Le prix du pétrole algérien (Sahara Blend) offre l'avantage d'être contrôlé par l'Algérie et d'être aussi publié sans retard, ce qui permet une adaptation immédiate du prix du gaz.

La moyenne des prix à l'importation de pétrole des pays consommateurs ne peut être calculée qu'avec un certain retard, du fait de la publication tardive de ces prix.

Le choix entre les prix officiels FOB du (Sahara Blend) pour le cas de l'Algérie et la moyenne des prix CIF des bruts importés par les pays consommateurs peut être déterminant pour la méthode d'évaluation du prix du GNL en particulier.

Après avoir posé cet ensemble de questions il convient maintenant de présenter concrètement un cas : comparaison du prix du gaz algérien avec celui d'autres sources d'approvisionnement en gaz naturel aux USA :

Cette étude peut être faite à travers deux exemples particuliers :

- le gaz mexicain
- le nouveau gaz

Exemple 1 : le gaz mexicain.

Le tableau 3 permet d'observer que pour les USA, le prix du gaz algérien arrivant à Atlanta égal à 4,87 dollars par million de BTU aurait le même coût que le gaz mexicain.

Le prix CIF du GNL algérien regazéifié à Atlanta serait selon la SONATRACH (1), compétitif par rapport aux énergies de substitution tel que le fuel n°2 dont le prix CIF USA avoisine 5,50 dollars le million de BTU et le pétrole brut importé.

Exemple 2 : le nouveau gaz sur le marché des USA.

En 1980, alors que le prix moyen à la tête de points du gaz naturel était égal à 1,55 dollars par million de BTU, celui du nouveau gaz était fixé à 2,43 dollars par million de BTU (2).

(1) "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH op.cit.

(2) Chase Economics repris par "Oil and gaz journal n°15 p.53 du 03 Avril 1981.

Tableau 3 : Comparaison avec les sources d'approvisionnement de gaz aux
U.S.A. : Houston - le Gaz mexicain (1er avril 1980).

(en \$ / MMBTU)	<u>HOUSTON</u>	<u>ATLANTA</u>	<u>BOSTON</u>
• <u>Prix Frontière</u>	4,47	4,47	4,47
+ Coût de transport- pipe.	0,15	0,40	0,90
	<u>4,62</u>	<u>4,87</u>	<u>5,37</u>
• <u>Coût du Net-Back</u>			
- Pipe-line	0,10	0,10	0,9
- Regazéification	0,50	0,40	0,41
- Transport	1,37	0,97-1,10	1,06
	<u>1,97</u>	<u>1,47-1,60</u>	<u>1,47</u>
- <u>Prix FOB Arzew</u>	<u>2,65</u>	<u>3,40-3,27</u>	<u>3,90</u>
• Prix CIF du GNL algérien			
+ Coût de regazéi- fication.	4,62	4,87-4,87	5,37

Source : Document SONATRACH : "Plan de Développement des ressources en gaz".
 "Comparaison financière de deux options d'exportation de gaz" du
 11-02-1980.

Si le gaz naturel algérien devait avoir à la tête de puits un même prix de valorisation que le nouveau gaz aux USA ($2,43 \text{ } \$/10^6 \text{ BTU}$), le prix FOB du GNL algérien serait de 4,43 dollars le million de BTU après avoir ajouté au prix tête de puits 2 dollars résultant du coût de transport et de liquéfaction auquel a été appliqué un taux de profit, égal à 20% du capital investi.

Après avoir vu comment on pouvait choisir les prix des pétroles bruts de référence et leurs avantages, il convient maintenant d'étudier les avantages ou inconvénients du choix des prix des produits pétroliers ou raffinés comme paramètres de référence.

2 - Choix des prix des produits raffinés comme paramètres de référence de l'indexation.

Ce choix doit permettre de réunir les conditions d'une meilleure valorisation du gaz et s'appuyer autant que possible sur l'étude de cas concret.

a) les conditions d'une meilleure valorisation du gaz naturel :

Il y a lieu de souligner trois remarques principales afin d'atteindre les objectifs visés :

a1) la référence aux prix des produits raffinés sur le marché des pays consommateurs privilégie la compétitivité du gaz avec les produits de substitution sur ces marchés, qui sont le fuel n°2 (F2) et le fuel n°6 (F6).

"Le choix de ces produits (F2 et F6) et de la pondération doit non seulement refléter les parts relatives de ces produits, actuellement en concurrence avec des quantités additionnelles de gaz, mais favoriser une remise en cause de certains usages dévalorisants pour le gaz, tel que celui d'être brûlé dans des centrales électriques, et orienter"(1) sa consommation vers le secteur résidentiel et les industries chimiques.

(1) "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH op.cit.

L'indexation du prix du gaz sur le prix du gaz-oil (fuel n°2) doit permettre au gaz de bénéficier d'une prime pour ses qualités non polluantes.

Parmi les avantages de l'indexation du prix du gaz sur les prix des produits pétroliers, il est possible d'énumérer les possibilités d'intégration des facteurs d'inflation à travers les augmentations des coûts de raffinage et des augmentations de la fiscalité dans les pays consommateurs.

a2). Une attention particulière doit-être accordée à la mise au point de la formule d'indexation sur les prix des produits pétroliers, afin de maximiser la part de la rente revenant au pays exportateur. Les anciennes formules d'indexation ne semblent pas avoir été mues par une telle préoccupation dans la mesure où, elles permettaient aux pays consommateurs, de récupérer, "indument la rente qui a découlé du gel relatif des coûts de transport et de regazéification du GNL".(1) "Ceci est parfaitement relevé par l'Energy Research Administration (ERA) dans sa décision relative à l'avenant n°3 : si les prix des fuel oils continuent à augmenter, on s'attend à ce que le prix du GNL regazéifié diminuera relativement aux prix des fuels, puisque seule la partie FOB de ce GNL est indexée sur les prix des fuels"(2)

Selon L'ERA repris par le document de SONATRACH "la plus grande partie du prix du GNL regazéifié représente les coûts inhérents aux méthaniers et aux unités de regazéification, qui ne devraient pas varier sensiblement dans le temps "et ajoute plus loin" nous notons que, tout prix découlant des négociations périodiques, devra être soumis à l'approbation de l'ERA. Donc, nous aurons l'occasion d'empêcher des changements au prix FOB visant à tirer profit du gel des coûts de transport et de regazéification".

(1) Plan de développement des ressources en gaz "SONATRACH" op. cit.

(2) Citation reprise par "Plan de développement des ressources en gaz. SONATRACH op.cit.

En réaction à ces éléments qui déterminent les positions de l'E.R.A., la SONATRACH recommande que, l'indexation sur l'évolution des cotations de produits raffinés, si elle a lieu, devra s'appliquer au prix CIF du GNL regazéifié. Le prix FOB quant à lui, sera déterminé à chaque fois, par déduction des coûts réels de transport et de regazéification.

Cependant, en supposant même que le principe d'une indexation du prix du gaz sur les prix CIF des produits raffinés soit admis, des problèmes se posent quant au choix des cotations à prendre en considération.

a3) Les cotations des produits raffinés sont relativement nombreuses. Celles publiées par le PLATT'S pour New-York sont de trois types :

- "Terminal";
- "Contrat Cargoes price";
- "Spot Cargoes" (Domestique pour le fuel n°2, Domestique et 1/2 importé pour le fuel n°6.).

Selon la SONATRACH, de 1975 à 1978, les cotations "Terminal", utilisées dans nos contrats de GNL ont été supérieures aux deux autres. Cependant en 1979 les cotations "Spot Cargoes" ont été les plus élevées.

Les livraisons de GNL algérien dans le cadre du contrat El-Paso I n'ayant commencées qu'en 1978, l'hypothèse d'une manipulation de ces cotations ne serait pas à exclure.

Généralement l'évolution des cotations des produits raffinés dépend de la situation du marché de ces produits principalement:

- dans une situation de déséquilibre de l'offre et de la demande dans laquelle la demande est excédentaire, les cotations spot sont plus élevées que les cotations pour les transactions fermes;

- par contre, dans une situation d'équilibre, les cotations pour les transactions fermes semblent bénéficier d'une prime de sécurité.

Il y a lieu de remarquer, qu'à l'exception des cotations "Spot Cargoes foreign équivalent", les autres cotations sont affectées par les prix bas du pétrole domestique américain sous contrôle fédéral durant les mandats des administrations précédentes.

Une fois cet ensemble d'observations faites, il convient maintenant, à travers un exemple concret d'étudier quelles sont les possibilités d'une meilleure valorisation du gaz à travers l'indexation de son prix sur ceux des produits raffinés.

b) Etude de cas : compétitivité du gaz naturel algérien avec les produits pétroliers sur le marché énergétique des USA . (tab.n°4).

Si l'équivalence est établie sur une base CIF entre le GNL regazéifié et les fuels n°2 et n°6 à basse teneur en soufre, le prix FOB du GNL peut être obtenu après réduction des coûts de régazéification et de transport de GNL d'Algérie à la côte est des USA.

L'indexation du prix du GNL CIF sur le prix des fuels n°2 et n°6 à basse teneur en soufre sur la base des données du tableau 4, ne permet pas d'obtenir un prix de base égal à celui du gaz canadien ou mexicain, exporté vers les USA, à partir des cotations du premier trimestre 1980.

Par contre, le prix FOB égal à 4,47 dollars / 10^6 BTU est obtenu, à partir des moyennes des cotations du quatrième trimestre 1979 selon les combinaisons :

- " 60/40 - F 2/ F 6" pour un coût de net Back de 1,37 et
- " 70/30 - F 2/ F 6" pour un coût de net Back de 1,50

Les deux principaux avantages liés à l'adoption d'une telle formule d'indexation sur les fuels n°2 et n°6 à basse teneur en soufre sont :

- la détermination du niveau minimum du prix qui permettrait au gaz algérien, de pénétrer dans le marché des énergies concurrentielles aux U.S.A.;

Tableau 4 : Compétitivité du gaz avec les produits pétroliers.

(en US \$/MMBTU)	Valeur CIF (x) <u>New-York</u>	Valeur FOB <u>Algérie (xx)</u>	
		(1)	(2)
→ <u>Fuel n° 2 (0,3% S)</u>			
4ème T-1979	6,33	4,96	4,83
1er T-1980	5,47	4,10	3,97
→ <u>Fuel n° 6 (0,3% S)</u>			
4ème T-1979	5,14	3,77	3,64
1er T-1980	5,47	3,81	3,68
→ <u>50/50-F2/F6</u>			
4ème T-1979	5,74	4,37	4,24
1er T-1980	5,26	3,89	3,76
→ <u>80/20 - F2/F6</u>			
4ème T-1979	6,09	4,72	4,59
1er T-1980	5,41	4,04	3,91

(x) Cotations Spot (high), "Foreign equivalent" pour le fuel n° 6 et "domestic or domesticised" pour le fuel n° 2.

(xx) Les coûts déduits (Transport et regazéification) s'élèvent respectivement à 1,37 et à 1,50

↑ ↑
... (1) (2).

T = trimestre

Source : SONATRACH "Plan de développement des ressources en gaz". "Comparaison financière de deux options d'exportation de gaz" (11-02-1980).

- le pourcentage de fuel n°2, qui était de 50% dans les formules d'indexation contractuelles précédentes peut-être augmenté progressivement pour tenir compte de l'évolution dans l'utilisation du gaz.

Une telle formule d'indexation peut constituer une étape importante dans le développement du marché du gaz naturel importé aux U.S.A. et assurer par conséquent dans l'avenir, une meilleure valorisation du prix.

Ce type d'indexation peut comporter aussi un certain nombre d'inconvénients dont les principaux sont :

- l'indexation sur la base d'une équivalence calorifique ne permet pas de tenir compte, des avantages du gaz dans les usages non énergétiques;

- le prix du GNL serait déterminé par des mécanismes propres au marché américain des produits pétroliers à travers des cotations susceptibles d'être manipulées;

- les prix des produits raffinés échappent partiellement au contrôle de l'OPEP;

- l'inconvénient majeur de cette formule réside dans le fait que, ce sont les pays exportateurs qui supportent l'intégralité des coûts nécessaires, de la tête de puits jusqu'au réseau de distribution de gaz aux USA, pour mettre à la disposition du consommateur américain, une ressource énergétique non renouvelable.

Pour pallier quelque peu à ces inconvénients il convient d'envisager la formulation d'un prix plancher qui, lui-même doit-être indexé.

D - La nécessité d'un prix plancher indexé :

1 - La revendication d'un prix plancher^{du}/gaz naturel peut-être justifiée pour les pays exportateurs, par le caractère de ressources épuisables des hydrocarbures. Ce caractère fera que, leur valeur en terre ne pourra que s'accroître dans l'avenir.

Or, la notion de coût de reproduction d'une "richesse épuisable" soit sous forme de renouvellement des gisements, soit sous forme de développement industriel et agricole n'est pas intégrée dans le concept de prix du marché. Pour remédier à cette insuffisance, "il peut être opportun d'exprimer cette valeur économique par la définition d'un prix plancher au-dessous duquel il n'est plus économiquement opportun d'exporter du gaz . . .

En schématisant, la notion de coût d'opportunité peut-être ramenée à un coût de développement économique⁽¹⁾ dont les composantes peuvent être résumées comme suit :

- "le coût de l'ensemble des biens et services importés;
 - le coût d'acquisition du capital technologique;
 - la provision pour les coûts de développement futur,
- quand le pétrole et le gaz auront cessé d'être des produits stratégiques et de constituer des sources significatives de revenus"(2)

(1)"Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH op.cit.

(2)Mémoire présenté par l'Algérie à la conférence des souverains et chefs d'Etat des pays membres de l'OPEP page 241-Alger 1975 repris par le Document SONATRACH"Plan de développement des ressources en gaz" op.cit.

Les deux premières composantes servent à mesurer le pouvoir d'achat du gaz tandis que la troisième est destinée à compenser l'épuisement des ressources.

2 - Le prix plancher devra être indexé afin qu'il puisse s'adapter automatiquement à l'augmentation des coûts d'acquisition des biens et services nécessaires au développement du pays et au remplacement des réserves. Le choix des indices de référence devra refléter les coûts effectifs d'importation des biens et services et éviter qu'ils ne soient aptes uniquement à mesurer le rythme de l'inflation dans les pays industrialisés.

L'attention doit-être attirée enfin, puisque tout prix à une expression monétaire, sur la nécessité d'une indexation monétaire du prix du gaz.

Le choix des monnaies en tant qu'unités de compte ou d'instrument de règlement a une importance particulière quant à l'évolution en terme réel des revenus des exportations.

Le recours à "un panier" des principales monnaies utilisées dans les transactions internationales en tant qu'unité de compte peut offrir une relative protection du pouvoir d'achat des exportations.

A l'heure actuelle, le dollar est utilisé en tant qu'unité de compte et monnaie de règlement dans les contrats gaziers algériens. Toute variation dans la valeur du dollar peut avoir des répercussions importantes sur le pouvoir d'achat des revenus gaziers.

Ainsi nous avons pu constater combien, il est difficile d'assurer à l'indexation du prix du gaz les chances d'une meilleure valorisation du gaz en l'absence d'un contrôle des conditions de valorisation des produits et termes de référence de l'indexation.

Une forme particulière d'indexation semble plus ou moins, gagner la faveur des pays exportateurs : il s'agit de la parité du prix du gaz avec celui du pétrole brut.

E - La parité du prix du gaz naturel avec le prix du pétrole brut.

L'alignement du prix du gaz naturel sur le prix du pétrole brut correspond à :

- la parité, sur la base d'une équivalence calorifique exprimée en BTU, du prix du gaz avec celui du pétrole brut ;
- l'indexation du prix du gaz sur celui du pétrole brut.

La parité procure aux pays exportateurs un certain nombre d'avantages par rapport aux formules d'indexations étudiées plus haut. Les pays importateurs lui opposent plusieurs objections.

Pour mieux comprendre la revendication des uns et l'opposition des autres il convient de voir ses avantages^{et} ses inconvénients ; .

1- Les avantages de la parité par rapport aux pays exportateurs (1) :

Ils sont principalement au nombre de quatre :

a) Comparée à la complexité de la plupart des autres formules d'indexation qui étaient en vigueur, la parité offre l'avantage de la simplicité de sa mise en oeuvre. En effet, toute modification du prix du pétrole est automatiquement repercutée sur le prix du gaz par le jeu d'une simple opération de division du prix du baril par son pouvoir calorifique (supérieur) en BTU.

b) Le contrôle par les pays exportateurs de pétrole grâce à l'OPEP, des prix du pétrole sur le marché mondial permet par la même, grâce à l'application de la formule d'indexation paritaire le

(1) PGA n°296 du 1er Juin 1980 (Etudes et Documents).

contrôle du prix du gaz. Alors que, l'application des formules d'indexation du prix du gaz sur les prix des produits pétroliers faisait le plus souvent dépendre ce prix de la politique des prix des produits pétroliers des pays importateurs.

c) L'hypothèse de l'augmentation continue des prix pétroliers permettra au prix du gaz de bénéficier immédiatement de la hausse, en évitant les "décrochages" durables et trop importants, tel que fut le cas en 1979.

d) Un intérêt non négligeable de la parité est celui de permettre l'uniformisation de l'ensemble des contrats, contrairement à la pratique antérieure qui faisait de chaque contrat un cas particulier spécifique.

Si le point de vue des pays exportateurs est en faveur de la parité, celui des pays importateurs lui est opposé .

2 - Objections des pays importateurs à la parité :

Ces objections se situent au moins à quatre niveaux :

a) le gaz naturel n'est pas en concurrence directe avec le pétrole brut. Il est en concurrence avec certains produits pétroliers tels que le fuel-oil ou le gas-oil. Il est par conséquent plus juste de faire de telle sorte que le prix du gaz ne s'éloigne pas de manière importante et durable par rapport aux prix des produits pétroliers;

b) le marché du gaz naturel et celui du pétrole sont très différents. Du fait de la multiplicité et du coût des installations nécessaires à la réalisation d'un projet d'exportation de gaz, en particulier quand il s'agit d'exportation sous forme de GNL, installations qu'il s'agit de rentabiliser, les contrats de gaz sont des contrats à très long terme, qui lient l'acheteur et le vendeur pour 20 à 25 ans, alors que les contrats de vente de brut portent sur le moyen, le court et parfois même le très court terme.

c) si le gaz naturel possède des avantages de qualité indéniables par rapport au pétrole, son utilisation comporte également des inconvénients: une moins grande régularité dans les livraisons, des coûts de transport et de distribution plus élevés etc.

Ce dernier argument est à refuter dans la mesure où, la plupart des pays industrialisés importateurs possèdent déjà leurs réseaux de distribution de gaz industriel (gaz de ville ou autres gaz).

d) il s'agit de savoir où s'applique cette parité ? au port de chargement (parité FOB), au port de déchargement (parité CIF) et par rapport à quel type de brut. Cette question est d'autant plus importante que l'application d'une telle formule aboutirait à des résultats différents selon le cas; l'exemple suivant illustre bien ce qui précède:

L'Algérie par exemple veut retenir le prix de vente FOB de ses bruts Zazaïtine 41° API et Sahara Blend 44° API alors qu'Abou Dhabi prendrait comme référence le prix de vente CIF de son brut Murban 39° API. :

Compte tenu du pouvoir calorifique de ces bruts (5,6 millions de BTU par Baril pour l'Algérie et 5,65 pour celui d'Abou Dhabi) et de leurs prix de vente en 1980, soit respectivement 34,21 dollars/baril pour le brut algérien FOB et 30,46 dollars/baril pour le brut de Murban CIF on obtiendra pour le gaz exporté par ces deux pays des prix de vente différents :

- pour l'Algérien $\frac{34,21}{5,6} = \$ 6,11/10^6 \text{ BTU}$ prix F O B
- pour Abou-Dhabi $\frac{30,46}{5,65} = \$ 5,391/10^6 \text{ BTU}$ Prix CIF (1)

Pour comparer ces deux prix, il y a lieu de retrancher au prix CIF d'Abou Dhabi, le coût de transport de ce gaz vers le Japon, unique acheteur du GNL de ce pays, soit environ \$ 1,60/10⁶ BTU.

(1) Le prix du pétrole pris en considération est celui du 30/4/80

ce qui donne un prix FOB pour le gaz d'Abou-Dhabi égal à $\$3,191/10^6$ BTU qui est bien différent du prix FOB du GNL algérien.

Ainsi, après avoir analysé le contenu que pourrait prendre la parité et les questions qu'elle est susceptible de poser dans son application, il convient d'étudier concrètement un ou plusieurs exemples afin de mieux comprendre sa portée :

Trois études de cas peuvent être envisagées :

La parité du prix du gaz naturel avec le prix du pétrole brut peut être totale ou partielle. Dans les exemples que nous voulons traiter nous prendrons un cas de parité totale et un cas de parité partielle.

3 : la parité totale :

Si le principe de la parité totale est admis, un problème se pose quant au prix de référence : s'agit-il du prix d'un seul pétrole brut ou de la moyenne des prix d'un certain nombre de bruts ?

Exemple 1 : Parité avec le prix d'un seul pétrole brut, le "Sahara - Blend" (tableau 5.)

La formule établissant une parité totale entre prix du GNL algérien FOB $P_{\text{GNL}}(\text{FOB})$ et le prix du "Sahara Blend" FOB $P_{\text{SB}}(\text{FOB})$ peut s'écrire :

$$P_{\text{GNL}}(\text{FOB}) = P_{\text{SB}}(\text{FOB})$$

Celle permettant d'établir une parité CIF s'écrit :

$$P_{\text{GNL}}(\text{CIF}) = P_{\text{SB}}(\text{CIF})$$

Pour obtenir le prix du GNL FOB à partir de la parité CIF, il convient de retrancher les coûts de transport et de regazéification du GNL au prix CIF du pétrole.

$P_{\text{GNL}}(\text{FOB}) = P_{\text{SB}}(\text{CIF}) - \text{coûts de transport et de regazéification du GNL.}$

Tableau 5 : Parité avec le pétrole brut (Exemple le Sahara Blend) en \$/(MMBTU).

Base de l'équivalence	Valeur FOB du GNL	Valeur CIF du GNL regaz. (Côte-Est des U.S.A.)	Période d'évaluation.
- FOB	4,70 5,83	6,07-6,20 7,20-7,23	4ème T-1979 1er T-1980
- <u>CIF (Brut-GNL)</u>			
(A1) Déduction à 100 %	3,93-3,80 5,06-4,95	5,30 6,43	4ème T-1979 1er T-1980
(A2) Déduction à 50 %	4,32-4,25 5,45-5,38	5,69-5,75 6,82-6,88	4ème T-1979 1er T-1980
- <u>CIF (Brut-GNL regazéifié).</u>			
(B1) Déduction à 100 %	3,53-3,40 4,66-4,53	4,90 6,03	4ème T-1979 1er T-1980
(B2) Déduction à 50 %	4,12-4,05 5,25-5,18	5,49-5,55 6,62-6,68	4ème T-1979 1er T-1980

Notes (1) - Coût de transport et de regazéification du GNL : 1,37 à 1,50 \$/MMBTU.

- Taux de fret du brut (pétrole) : 1,15 \$/bb/ = 0,20 \$/MMBTU.
- 1 baril = 5,75 millions de BTU.

(2) La comparaison sur une base CIF peut se faire entre le pétrole brut et le GNL (A) ou, entre le pétrole brut et le GNL regazéifié (B). Dans l'hypothèse (A) les coûts à déduire sont relatifs au transport du brut et du GNL de l'Algérie à la côte Est des USA ; dans l'hypothèse (B) il faudra déduire également le coût de regazéification du GNL.

- Ces coûts peuvent être pris en charge intégralement 1. ou partiellement 2 par le vendeur.

Source : Document SONATRACH "Plan de développement des ressources en gaz", op.cit.

Des formules intermédiaires toujours dans le cadre de la parité totale peuvent être trouvées : il s'agit par exemple de la prise en charge commune par le pays exportateur et le pays importateur, des coûts de transport et de regazéification du GNL (voir tableau 5). Cependant une parité FOB avec le "Sahara Blend" semble donner un meilleur prix de valorisation au gaz naturel.

Exemple 2 : la parité du prix du gaz avec la moyenne des prix de plusieurs pétroles bruts : (tableau 6).

La même raisonnement qui a été fait dans l'exemple 1, concernant la parité avec le prix d'un seul brut peut être repris et appliqué dans le cas présent. Du point de vue formel la démarche est semblable. Les résultats quant à eux, dépendent du choix des bruts de référence.

L'observation du tableau 6 permet de favoriser une parité CIF pour une meilleure valorisation du gaz naturel du point de vue du pays exportateur.

Devant la difficulté de faire admettre aux pays consommateurs de gaz naturel le principe d'une parité totale du prix du gaz avec celui d'un ou de plusieurs pétroles, des solutions de transition ont été proposées.

La parité partielle du prix du gaz avec le prix du pétrole brute (sahara Blend) :

La parité partielle peut être admise dans la mesure où elle permet d'obtenir au moins, la même recette unitaire pour le GNL algérien, que celle que reçoit le Mexique ou le Canada, pour leurs exportations de gaz vers les USA (voir tableau 3).

Un tel objectif peut être atteint grâce à l'application des liaisons suivantes entre le prix du GNL (P_{GNL}) et le prix moyen du "Sahara Blend" P_{SB} au cours du premier trimestre 1980 : (1)

(1) "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH op.cit.

Tableau 6 : Parité avec une sélection de 10 pétroles bruts.

base de l'équivalence	Valeur FOB Algérie	Valeur CIF du GNL regazéifié Côte-Est des USA	Période d'évaluation.
<u>CIF (Brut-GNL)</u>			
(A1) Déduction	3,50-3,37	4,87	4ème T-1979
à 100 %	4,58-4,45	5,95	1er T-1980
(A2) Déduction	3,89-3,82	5,26-5,32	4ème T-1979
à 50 %	4,97-4,90	6,34-6,40	1er T-1980
<u>CIF (Brut-GNL (regazéifié)).</u>			
(B1) Déduction	3,10-2,97	4,47	4ème T-1979
à 100 %	4,18-4,05	5,55	1er T-1980
(B2) Déduction	3,69-3,62	5,06-5,12	4ème T-1979
à 50 %	4,77-4,70	6,14-6,20	1er T-1980

Notes : Les pétroles bruts considérés sont les suivants : Sahara Blend (Algérie), Arjana (Indonésie), Iran Light (34°), Zeituna (Libye), Isthmus (Mexique), Bran Riv (Nigéria), Murhan (A. Dahbi), Tj Medium 26° (Vénézuéla) et Forties (Mer du Nord).

Les importations US de pétrole brut à partir des 10 pays cités ci-dessus représentent 82 % du total des importations de pétrole brut en 1979.

Source : "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH, op. cit.

$$P_{\text{GNL}} = 0,77 P_{\text{SB}} \quad (\text{I}).$$

$$P_{\text{GNL}} = \alpha P_{\text{SB}} - \beta \Delta C \quad (\text{II}).$$

avec les valeurs de ΔC , α et β comme indiquées dans le tableau 7.

Selon la SONATRACH "chaque fois que le niveau souhaité pour le prix de base du GNL (à une date donnée) peut être obtenu simultanément par les formules (I) et (II), il serait préférable d'opter pour la formule (II)" (1).

Si nous supposons le prix de base souhaité P_o déterminé par les formules :

$$P_o = P_{\text{SB}} - \Delta C \quad (\text{II}).$$

$$P_o = \alpha P_{\text{SB}} \quad (\text{I}).$$

ΔC , qui est composé essentiellement de coûts inhérents aux méthaniers et aux usines de regazéification ne devrait pas, selon les prévisions varier sensiblement dans le temps. En effet, le report de l'annulation d'un certain nombre de projets d'usines de GNL liés aux perspectives non encourageantes du marché du GNL et aux difficultés de financement de ces coûteux projets, de même que le fonctionnement seulement partiel des capacités de liquéfaction existantes en raison des difficultés rencontrées dans la renégociation d'avenants aux anciens contrats de livraison de GNL auront pour conséquence une sous-utilisation des capacités de transport de GNL (méthaniers) qui entraînerait au moins un gel des coûts de transport dans le court et moyen terme (2).

(1) "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH, op.cit.

(2) Selon la SONATRACH le coût de transport du GNL entre l'Algérie et la Côte-Est des USA, calculé pour les méthaniers de 125.000 m³ de la CNAN se répartit de la manière suivante :

- 63% : coût fixé lié au coût d'acquisition du méthanier.
- 37% : coût variable lié aux charges d'exploitation dont 50% de ce coût variable représente la consommation de combustible par le méthanier.

Tableau 7 : Valeurs de $\Delta C, \alpha, \beta$

AC	β	α
(A) = Différentiel de coûts de transport GNL-BRUT Min = $(0,97 - 0,20) = 0,77 \text{ \$} / 10^6 \text{ BTU}$ Max = $(1,10 - 0,20) = 0,90 \text{ \$} / 10^6 \text{ BTU}$	1 0,5 1 0,5	0,90 0,83 0,92 0,84
(B) = (A) + coûts de Regazéification du GNL soit : Min = $1,17 \text{ \$} / 10^6 \text{ BTU}$ Max = $1,30 \text{ \$} / 10^6 \text{ BTU}$	1 0,5 1 0,5	0,97 0,87 0,99 0,86

Source : Document SONATRACH "Plan de développement des ressources en gaz" op. cit.

Le gel de l'élément Δ C doit permettre de tirer le maximum de profit des augmentations du prix du pétrole brut.

La formule (I) peut se décomposer de la manière suivante :

$$P_o = \alpha P_{SB} = P_{SB} - (1 - \alpha) P_{SB} = P_{SB} - \Delta^* \quad \text{avec}$$

$\Delta^* = (1 - \alpha) P_{SB}$ qui signifie que Δ^* est indexé sur le prix du brut. Δ^* évoluera donc parallèlement et dans le même sens que le prix du brut. Une telle formule ne permet de répercuter que partiellement les augmentations en valeur absolue du prix du brut sur le prix du GNL.

Cependant, la formule (I) peut être retenue, si l'objectif à terme est d'atteindre la parité totale avec le prix du pétrole dans des délais préalablement déterminés en faisant tendre progressivement le coefficient α vers 1.

La récapitulation des résultats obtenus, à partir des études de cas réalisées par la SONATRACH (tableau 8) permet de dégager un certain nombre d'observations :

- L'évolution divergente ou au moins différente des prix pétroliers et des prix des produits pétroliers, résultant d'un contrôle différent de leurs marchés respectifs (OPEP ou pays consommateurs), doit inciter les négociateurs des pays exportateurs de gaz naturel à beaucoup de prudence, dans leur proposition de formules d'indexation ;

- Les résultats des méthodes de calcul développées donnent un prix du GNL basé sur les cotations du premier trimestre 1980, compris dans un intervalle allant de 3,40 dollars le million de BTU (comparaison avec le gaz mexicain) à 5,83 dollars le million de BTU (parité FOB avec le "sahara Blend" (tableau 8)).

Tableau 8 : Récapitulation des résultats obtenus.(en $\$/10^6$ BTU)4ème T - 19791er T - 1980A - Produits pétroliers

(I)° 50/50 - F2/F6	4,37	→ 3,89
(II)° 80/20 - F2/F6	4,72	→ 4,04

B - "Sahara blend"

(I) FOB	4,70	→ 5,83
(II) CIF (A1)	3,93	→ 5,06
(A2)	4,32	→ 5,45
(B1)	3,53	→ 4,66
(B2)	4,12	→ 5,25

C - Sélection de 10 Bruts

CIF (A1)	3,50	→ 4,58
(A2)	3,89	→ 4,97
(B1)	3,10	→ 4,18
(B2)	3,62	→ 4,77

D - Gaz mexicain (1er avril 1980)3,40
(ATLANTA)E - "New Gas" (Avril 1980)

4,43

F - Formule mixte :

$$\frac{(A \text{ (I)} + B \text{ (I)})}{2} = 4,54 \rightarrow 4,86$$

Source : Document SONATRACH " Plan de développement des ressources en gaz"
O.P. cit.

L'importance de l'écart entre les prix obtenus montre combien, il est judicieux de bien choisir l'approche à adopter dans les négociations :

- "L'équivalence du gaz avec la ou les formes d'énergie de comparaison doit se faire sur une base FOB ou CIF" à condition d'atteindre l'objectif recherché qui est de "procurer à l'exportateur la même recette à la calorie, ou d'assurer la compétitivité du gaz sur les marchés de consommation".(1)

Pour débloquer ses négociations avec ses clients américains la SONATRACH propose une solution de compromis provisoire qui consiste à accepter un niveau de recette unitaire équivalent à celui perçu par le Mexique et le Canada pour leurs exportations de gaz vers les USA. Cependant, le prix du gaz mexicain et canadien, pour assurer une solution stable, ne devrait fournir qu'une solution de référence et non servir de base de définition d'un prix pour le gaz algérien.

Une autre solution de compromis entre les intérêts de l'exportateur et de l'importateur proposée par la SONATRACH consiste à appliquer la formule d'indexation suivante :

$$P_{GNL} = \alpha P_{SB} + \beta (F2 + F6 - 2NB)$$

dans laquelle

P_{GNL} représente le prix du GNL FOB applicable pour une période égale à N;

P_{SB} la moyenne des prix FOB du "Sahara Blend" pour la période (N - 1);

F2 et F6 respectivement les moyennes des cotations CIF des fuels n°2 et 6 pour la période (N-1);

α et β étant des facteurs de pondération tel que $\alpha + 2\beta = 1$

Cette formule peut évoluer progressivement vers une liaison exclusive (parité totale) entre le prix du GNL et prix du "Sahara Blend" par des modifications échelonnées des valeurs de α et β (α tendant vers 0 et β tendant vers 1); β représente le différentiel des coûts de transport (GNL-pétrole) plus le coût de regazéification du GNL.

(1) "Plan de développement des ressources en gaz" SONATRACH op.cit.

L'étude de la SONATRACH a eu pour intérêt de montrer combien il était difficile d'élaborer une démarche destinée à assurer au gaz naturel un meilleur prix de valorisation externe. Ceci est d'autant plus vrai que, selon la nature, les termes et le lieu d'application de l'indexation, le prix FOB du gaz naturel varié de manière importante.

Une étude critique de l'exposé de la SONATRACH permet de déceler de nombreuses insuffisances, à différents niveaux.

En prenant la parité, comme la forme particulière de l'indexation qui semble recueillir le plus de faveur de la part des pays exportateurs il est possible de remettre en question les principaux éléments ayant fondé le principe même de la parité.

Section II : Insuffisance de la parité entre le prix du gaz naturel et le prix du pétrole pour la valorisation externe du gaz naturel.

L'étude de la SONATRACH souligne elle même que la parité du **prix** du gaz naturel avec le prix du pétrole brut ne permet pas de tenir compte :

- de la prime liée à la sécurité d'approvisionnement des pays consommateurs sur des périodes allant de 20 à 25 ans;
- de la prime de qualité du gaz naturel par rapport au pétrole brut;
- des coûts de production, de transport par pipe et de la liquéfaction du gaz, plus élevés que ceux liés à l'extraction et au transport par pipe du pétrole brut.

Cependant, l'essentiel des insuffisances liées à la parité ne réside pas dans ces quelques observations qui paraissent être pour les deux premières de simples questions de détail. En effet, l'alignement du prix du gaz sur celui du pétrole brut va faire subir au premier les mêmes aléas que ceux dont peut faire l'objet le second. Ainsi l'ensemble des remarques et critiques va se trouver concentré autour du problème des prix pétroliers. Dans un premier point de cette section, nous essayerons de réunir les éléments qui permettent de remettre en question la validité des hypothèses ayant fondé la revendication de la parité. Le second point sera consacré à une étude succincte de la stratégie de l'OPEP en ce qui concerne les prix pétroliers. Le troisième et quatrième point vont nous permettre de nous interroger respectivement sur les perspectives d'évolution des prix pétroliers et le problème que posent les termes de l'échange.

A: Discussion des hypothèses ayant fondé la revendication de la parité.

Nous pouvons distinguer deux hypothèses principales ayant fondé les revendications de la parité, l'une implicite et l'autre explicite. Il s'agit respectivement de l'augmentation plus ou moins

régulière des prix pétroliers et le contrôle de ces prix par les pays membres de l'OPEP:

1) Hypothèse implicite : augmentation plus ou moins régulière des prix pétroliers :

La decennie 1970 a été marquée par trois phases principales quant à l'évolution des prix pétroliers : une phase de hausse importante (1973 - 1974) suivie d'une phase relativement prolongée de gel (1974-1978) à laquelle a succédé une nouvelle augmentation brutale (1979-1980).

Cette succession ou **alternance** ^{de} phases a suggéré à certains spécialistes dans le domaine pétrolier la définition de "cycles pétroliers". Par référence à cette définition de nombreux experts considèrent la situation actuelle comme étant une phase de stabilisation ou de gel des prix, identique à celle qui s'est produite entre 1974- et 1978, devant déboucher obligatoirement sur une explosion des prix vers les années 1983-1984.

De nombreux indices permettent de penser que la situation actuelle de gel ou même d'effritement relatif des prix pétroliers serait plus ou moins durable.(1)

Les perspectives d'évolution de la consommation pétrolière américaine et les réactions du marché de Rotterdam permettent de le penser.

a) La consommation américaine:

Après avoir atteint un niveau record de 19 millions de barils par jour en 1978, la consommation pétrolière des USA n'a pas cessé de décliner. Selon les prévisions pour 1982, elle ne devrait pas dépasser 15,5 millions de barils/jour accusant ainsi, une baisse

(1)- Antoine AYOUB "On va le prix du pétrole ? "cahier n°8213 du groupe de Recherche en Economie de l'Energie (GREEN) Département d'Economie, Faculté des Sciences Sociales Université LAVAL. Quebec Mai 1982

de 500.000 barils/jour par rapport au niveau de 1981. Cette baisse de la consommation américaine d'environ 3 millions de barils/jour entre 1979 et 1980 représente 60% de la baisse totale de la demande pétrolière mondiale enregistrée à la même période.

Le facteur principal ayant déterminé la baisse de la consommation pétrolière américaine est la hausse des prix internes intervenue à la suite de leur libéralisation complète décidée par le président Reagan. L'arrivée de ce dernier à la Maison Blanche a été marquée par l'application d'une politique de vérité des prix, politique ayant déjà donné ses fruits (baisse de la consommation pétrolière) en Europe et au Japon au cours de la décennie 1970. "Depuis 1979, et à la faveur des hausses successives des prix internes, pour rejoindre le prix international, le pays a sérieusement amorcé la phase d'ajustement énergétique qu'il avait reportée d'année en année depuis 1973 (1); "

Un autre facteur ayant contribué à la baisse de la consommation pétrolière est la crise, ou recession économique aux U.S.A.

A ces facteurs proprement américains ayant contribué à la baisse de la demande pétrolière américaine et par conséquent mondiale il convient d'ajouter les réactions du marché de Rotterdam.

b) Les réactions du marché de Rotterdam :

Les réactions du marché de Rotterdam : Si jusqu'à la fin de la décennie 1970, les réactions de ce marché ont été considérées comme des facteurs conjoncturels, il y a lieu de remarquer aujourd'hui l'émergence d'un facteur structurel, appelé à jouer dans les années à venir un rôle important. Essayons tout d'abord de rappeler les facteurs conjoncturels.

(1) A. AYOUB "Ou va le prix du pétrole ? " op.cit.

b.11) Les facteurs conjoncturels :

Ils sont principalement au nombre de deux : les mouvements de stocks et les spéculations qui suivent généralement des événements politiques.

Les mouvements des prix pétroliers à court et à très court terme peuvent être expliqués par l'intervention de ces deux facteurs conjoncturels :

Un ensemble de facteurs a poussé les compagnies pétrolières à se dessaisir d'une partie de leurs stocks accumulés pendant les années 1979 et 1980 entraînant par la même des pressions à la baisse des prix . Il s'agit entre autre :

- de la baisse de la demande et les perspectives convergentes d'une persistance de cette baisse pour les mois à venir;
- des charges financières énormes liées à des taux d'intérêt très élevés pour maintenir les stocks à des niveaux élevés ;
- des anticipations sur le gel des prix pétroliers officiels au moins dans le court terme, ce qui équivaut, à une baisse en termes réels d'où, une incitation supplémentaire à réduire les stocks pour éviter des pertes;

Cet ensemble de facteurs, de même que, la cause majeure qui le sous-tend, à savoir la situation politique au Moyen-Orient, sont en dernière analyse, aussi conjoncturels qu'imprévisibles.

- la recession économique mondiale et la hausse des taux d'intérêt aux USA : s'il est évident que la crise économique a des implications directes sur la demande pétrolière, il est difficile de quantifier l'effet de cette recession sur la demande.

La hausse considérable des taux d'intérêt sur le marché américain n'a pas tardé à donner une poussée importante à la valeur du dollar qui ne cesse de s'apprécier par rapport aux autres monnaies. "Cette remontée du dollar est sans doute une cause supplémentaire de la réduction de la demande des pays européens dont les monnaies connaissent des difficultés sérieuses sur le marché des changes"(1).

Ainsi, il semble donc qu'actuellement, en raison de la réunion d'un ensemble de facteurs conjoncturels la tendance au gel ^{dans} des prix pétroliers soit persistante au moins le court terme si des événements politiques au Moyen orient ne viennent pas remettre en cause la situation actuelle.

L'existence actuellement d'un facteur structurel permet de penser que la situation présente de gel des prix pétroliers soit plus durable que celle résultant des "cycles pétroliers".

b22 - Le facteur structurel : la multiplication des opérateurs :

Si auparavant, le marché de Rotterdam était réservé exclusivement aux grandes compagnies pétrolières internationales et en particulier aux Majors, il est aujourd'hui de plus en plus le lieu d'intervention de nombreux opérateurs tels que, les Compagnies nationales des pays producteurs OPEP et non OPEP et des pays consommateurs, de même que des Compagnies privées de petites ou moyennes dimensions de toute provenance. Cette multiplication des opérateurs peut plus ou moins déboucher dans l'avenir sur une concurrence qui peut entraîner des réductions de prix.

L'abandon par certains pays consommateurs de projets énergétiques importants est plus le résultat d'anticipation d'un gel durable des prix pétroliers en liaison avec le facteur structurel déterminant l'offre pétrolière sur le marché mondial que celui d'une situation conjoncturelle des prix qui serait par essence

(1) A. AYOUB "Ou va le prix du pétrole ?" op.cit.

non durable (1) . De ces projets abandonnés il est utile de citer :

- le projet de valorisation des schistes bitumineux d'EXXON TOSCO COLONY qui, pour être viable, se fondait sur des prix pétroliers variant entre 40 et 70 dollars le baril et un coût global de 3 milliards de dollars. Avec une réévaluation du coût à 5 milliards de dollars et des prix pétroliers n'atteignant pas 40 dollars par baril, le projet ne pouvait être économiquement rentable;

- le projet canadien de carburant synthétique devant se substituer aux produits pétroliers (carburants à Alberta) dont le coût s'élevait à 13,5 milliards de dollars canadiens à été abandonné pour les mêmes raisons;

- le report pour au moins deux ans de la construction du gazoduc de l'Alaska dont le coût s'élevait à 40 milliards de dollars pour des raisons similaires (2).

Le ralentissement de l'exploitation de certaines mines de charbon aux USA (3) avec les licenciements de travailleurs qui s'en est suivi est le résultat d'une compétitivité moindre du charbon étant donné le gel relatif des prix pétroliers et les anticipations sur le maintien de ce gel pour une période plus ou moins longue.

Ainsi nous avons pu constater que l'hypothèse implicite d'une augmentation continue des prix pétroliers est tout à fait contestable. Qu'en est-il alors de l'hypothèse explicite de la détermination des prix pétroliers internationaux par les pays membres de l'OPEP ?

(1) Pétrolaum Intelligence Weekly du 10/5/1982.

(2) idem

(3) Voir la presse spécialisée de l'Energie et la presse américaine et internationale des années 1981 et 1982.

2 : Hypothèse explicite : détermination des prix pétroliers internationaux par les pays membres de l'OPEP :

Trois arguments au moins permettent de la réfuter :

a) Comme nous l'avons vu, le facteur structurel qui détermine de plus en plus l'offre pétrolière sur le marché de Rotterdam est constitué par la multiplication des opérateurs. La conséquence principale liée à ce facteur est l'affaiblissement du pouvoir de l'OPEP sur le marché pétrolier international.(1).

Au moment où l'offre des pays membres de l'OPEP accuse une diminution, celle des pays non membres de l'OPEP est passée d'environ 20 millions de barils/jour en 1979 à 23 millions de barils / jour en 1981. Ce phénomène est tout à fait nouveau car il n'existait pas en 1974-1975-1976 durant la conjoncture qui avait prévalu puisque la production non OPEP durant toute cette période était restée stable et égale à 16,7 millions de barils/ jour. Durant cette période, seule l'OPEP était capable de répondre à une demande pétrolière supplémentaire qui aurait pu se présenter; or maintenant, ceci n'est plus le cas puisque la part de l'OPEP dans le marché international est passée en quelques années de 43% à 30 % seulement (2) .

Les prévisions font apparaître une consolidation de cette tendance à l'augmentation de la part des pays non membres de l'OPEP dans le marché pétrolier international. En effet, la croissance du mouvement d'exploration et de production dans plusieurs pays africains tels que l'Egypte, la Tunisie, l'Angola, le Caméroun, le Congo etc.(3) et latino-américain dont le Mexique surtout et la croissance des besoins financiers de ces pays ne peuvent qu'augmenter leur production afin de soutenir leurs programmes de développement et faire face à la montée des mouvements sociaux de revendications.

(1)-Oil and gas journal n°16 du 19 Avril 1982 "vers le déclin de l'OPEP et le redressement en 1990".

-A Ayoub "Ou va le prix du pétrole" ? op.cit.

(2)"Le monde" du 22 - 23 et 24 Mai 1982.

(3)"Marchés Tropicaux" du 26 Novembre 1982 p.3117 à 3129"l'industrie pétrolière en Afrique : Faits et tendances 1981-1982.

L'une des conséquences immédiates de la diminution de l'influence de l'OPEP sur le marché pétrolier international est la difficulté rencontrée par cette organisation à trouver un consensus au sein de ses membres, destinés à défendre le niveau des prix.

b) Un autre facteur non moins important ayant conduit, à la faveur de la situation actuelle du marché pétrolier international, à l'affaiblissement de l'OPEP est constitué par les difficultés d'arbitrage, entre les stratégies individuelles et les stratégies collectives des pays membres en ce qui concerne la politique des prix et la politique de la production. Cependant, la volonté des pays membres de préserver l'existence de cette organisation a pu permettre lors de la réunion de Quito de fixer un plafond à la production OPEP afin de stabiliser le niveau des prix pétroliers, c'est d'ailleurs la première fois depuis sa création que les pays membres de l'OPEP prennent une telle décision.(1) L'objet principal qui envenime et qui risque même de tendre encore plus les rapports entre les pays membres est la détermination des quotas affectés à chacun d'eux en tenant compte du plafond fixé à la production de l'ensemble des pays membres . (2)

c) Si l'on exclut l'URSS, la Chine et les pays de l'Est, il est possible de remarquer qu'alors que la demande pétrolière mondiale a baissé de 5 millions de barils/jour entre 1979 et 1982, la demande de pétrole OPEP a baissé de 8 millions de barils/jour. Cela signifie qu'environ 3 millions de barils/jour OPEP ont été remplacés par du pétrole non OPEP.

Ainsi, la baisse de la demande mondiale, la substitution d'une partie de l'offre pétrolière de l'OPEP par une offre non-OPEP, de même que les divergences opposant les intérêts des pays membres de l'organisation ont été les principaux facteurs ayant contribué à l'affaiblissement de cette organisation et par conséquent à la perte progressive du contrôle du niveau des prix pétroliers internationaux par l'OPEP. D'ailleurs, l'étude de la stratégie de l'OPEP

(1) "Le monde" des 22,23 et 24 Mai 1982

(2) Voir la presse pétrolière de l'année 1982.

permettra mieux encore de situer, les limites de cette organisation .

R : Prix du pétrole brut et stratégie de l'OPEP.

Si l'influence de l'OPEP se trouve de plus en plus contestée sur le marché pétrolier international , la stratégie de cette organisation ne semble pas être à même de défendre le niveau du prix de valorisation du pétrole brut .

Le "comité de stratégie à long terme" de l'OPEP, composé de six pays membres, l'Arabie Séoudite, le Venezuela, le Koweït, l'Irak, l'Algérie et l'Iran, crée en mai 1978 et présidé par Mr. ZAKI YAMANI a approuvé le 22 Février 1980 un rapport définissant la politique que les pays exportateurs devront adopter, aux cours des décennies 80 et 90 dans les domaines des prix du pétrole, de la production et des relations de l'OPEP avec les autres pays(1). Le plan d'action pour la mise en oeuvre de cette stratégie à long terme a été confié à Mr. YAMANI.

Pour protéger le pouvoir d'achat des revenus pétroliers et assurer une progression graduelle des prix du pétrole le comité a proposé que ces prix soient ajustés tous les trois mois en fonction:

- de l'inflation dans les pays de l'OCDE;
- des variations de onze grandes monnaies par rapport au dollar;
- du taux de croissance du PNB dans les pays de l'OCDE.

Cette formule repose sur un prix plancher minimum qui doit évoluer en fonction de trois éléments :

- l'inflation mondiale mesurée par un index composé pour deux tiers des prix à l'exportation des pays de l'OCDE et pour un tiers par un index de prix à la consommation;

(1) PGA n°276 du 16 Septembre 1980

PGA n°263 du 1er Mars 1980

BIP n° 4475 du 24 Novembre 1981

- les fluctuations monétaires corrigées automatiquement par référence à un panier de neuf monnaies déjà retenues par l'accord de Genève I, plus le dollar ;

Ces deux éléments ^{sont/} destinés à assurer simplement le maintien des prix du pétrole en termes réels; mais pour les aligner progressivement sur ceux des sources alternatives, la formule introduit un troisième élément :

- un ajustement en termes réels sur la base de la croissance du PNB dans les pays de l'OCDE. Cette dernière composante , ajoutée aux deux précédentes devraient permettre une augmentation annuelle du prix nominal de plus de 10%.

Cette formule de prix, qui a fait l'objet de nombreuses critiques, est contestée par trois pays membres : l'Algérie, l'Iran et la Libye.

L'Algérie soutenait que :

- "les ajustements envisagés ne peuvent être considérés que comme une évolution minimale des prix;

- les indicateurs économiques retenus risquent de ne pas répondre aux deux objectifs de base qui sont, la protection des revenus pétroliers et l'augmentation des prix pétroliers jusqu'au niveau des prix des sources alternatives;

- le prix de base du pétrole doit-être déterminé selon des critères explicites et concrets comme la parité avec les sources d'énergie concurrentes".(1)

L'opposition iranienne à la formule du prix repose quant à elle, "sur le fait qu'une structure de prix significative ne peut être établie, sans référence à une structure de production adéquate."

(1) - PGA n° 276 du 16 /9/ 1980

- PGA n° 263 du 01/3/ 1980

- BIP n° 4475 du 24/11/1981

Or "la formule de prix arbitraire proposée par le Comité Stratégique, implique une structure de production préjudiciable aux intérêts à long terme de l'OPEP " et que" dans la formule de prix, ne figure aucun paramètre concernant le développement économique des pays en développement et que tous les indices retenus font référence au développement des pays industrialisés occidentaux". (1)

Ainsi, comme nous venons de le voir, la stratégie à long terme de l'OPEP ne se donne pas les moyens de défendre le pouvoir d'achat du pétrole par la limitation de la production, par exemple et d'assurer une augmentation progressive des prix pétroliers.

L'Arabie Séoudite dont la part de la production pétrolière de l'OPEP a toujours été prédominante ces dernières années, s'est toujours refusée à discuter de la limitation de la production OPEP, comme moyen de défense des prix pétroliers.

L'acceptation par ce pays à l'heure actuelle, de l'idée de plafond pour la production pétrolière de l'OPEP n'est qu'une concession considérée nécessaire pour faire face à la dégradation actuelle du niveau des prix. L'Arabie Séoudite avec dans son sillage, les pays du golfe, posent actuellement le problème des quotas réservés à chaque pays membres de l'OPEP dans le cadre du plafond fixé.

Après avoir vu la fragilité des hypothèses ayant fondé la revendication de la parité et la faiblesse de la stratégie de l'OPEP dans la défense des prix pétroliers¹¹ convient maintenant de tenter à la lumière des prévisions, de déterminer les perspectives d'évolution des prix pétroliers dans les années à venir.

- (1) - PGA n° 276 du 16/09/1980
- PGA n° 263 du 01/03/1980
- BIP n° 4475 du 24/11/1981

C : Les perspectives d'évolution des prix pétroliers :

Conjointement à l'augmentation de la part des pays non membres de l'OPEP dans le marché pétrolier international et aux perspectives d'évolution plus ou moins inquiétantes de l'économie mondiale, les rapports de force au sein même de l'OPEP permettent de prévoir une stabilité relative des prix pétroliers au moins jusqu'en 1985.(1)

L'attitude de certains pays membres de l'OPEP et surtout, celle des pays à faible capacité d'absorption des revenus pétroliers en particulier celle de l'Arabie Séoudite est déterminante en ce qui concerne le niveau du prix officiel du pétrole OPEP (2)

Pour des raisons d'ordre principalement psychologique l'Arabie séoudite se sent obligée aujourd'hui, de défendre le prix officiel de 34 dollars le baril. La persistance d'une éventuelle tendance à la baisse de ce prix risque de conduire à des situations telles que, les stratégies individuelles des pays membres de l'OPEP, l'emporteraient sur les stratégies collectives au sein de cette organisation; le contrôle du prix officiel OPEP échapperait alors à l'Arabie Séoudite et l'incertitude sur les perspectives du marché pétrolier international serait encore plus renforcée.

Pour assurer et consolider son pouvoir hégémonique sur l'OPEP et l'OPAEP l'Arabie Séoudite s'est donné les moyens nécessaires en créant avec les pays du Golfe, le "Conseil de Coopération du Golfe" (CCG). La création d'une telle association avec le Koweït, les Emirats-Arabs-Unis, le Qatar, Bahreïn et Oman, et les décisions adoptées par les six ministres du pétrole des pays membres de ce Conseil, pour la mise en oeuvre d'une stratégie unifiée au sein de l'OPEP et l'OPAEP n'ont pas cessé de susciter l'inquiétude au sein des pays membres de ces organisations(3).

(1) A. AYOUB "Où va le prix du pétrole ?" op.cit.

(2) idem

(3) PGA n°310 du 16 Février 1982.

La première conférence du CCG qui s'est tenue à Ryad les 31 Janvier et 1er Février 1982 en présence des ministres du pétrole des pays membres a adopté les décisions suivantes : (1)

- "mise en place d'une commission ministérielle permanente pour coordonner les politiques pétrolières des pays membres , aussi bien à court terme qu'à long terme, dans les domaines de l'exploration de la production des prix de la commercialisation et du transport du pétrole ainsi que pour la réalisation de projets communs en aval de la production de brut;

- création d'une commission formée de représentants des sociétés pétrolières nationales des pays membres pour surveiller le marché pétrolier et les prix et procéder régulièrement à l'échange d'informations;

- adoption d'une stratégie unifiée "au sein d'organisations internationales telles que l'OPEP (pour les prix et la "stratégie à long terme") et l'OPAEEF (pour les projets communs, l'adhésion de nouveaux membres et la modification des statuts);

- engagement de négociations avec les pays industrialisés en vue de l'obtention de conditions commerciales ^{préférentielles} d'accès à leurs marchés. Ces négociations pourraient être menées par le CCG "en tant que groupe régional" défini;

- solidarité avec tout pays membres du CCG qui ferait face à des difficultés graves de commercialisation de son pétrole. L'octroi de prêts à long terme sans intérêt par les autres pays membres, l'assistance à la commercialisation ou la vente de pétrole pour son compte ont été également envisagés;

- constitution de "reserves stratégiques" de produits raffinés dans les six pays concernés;

- adoption de "mesures pétrolières unifiées" en cas d'agression dirigée contre l'un des pays membres du CCG"; (2)

- etc...

(1) PGA n°310 du 16 Février 1982.

(2) Idem.

La constitution d'un tel conseil comprenant à l'exception d'Oman et de Bahrein, des pays membres de l'OPEP ayant des surplus pétroliers importants et des capacités d'absorption de ces surplus relativement faibles, renforce comme nous l'avons déjà souligné, le pouvoir de l'Arabie Séoudite au sein de l'OPEP qui pourrait devenir alors, un simple instrument entre ses mains, destiné à canaliser et à "amortir" les revendications des pays membres en ce qui concerne le prix de valorisation du pétrole.

Les divergences entre les pays du CCG et les autres pays de l'OPEP concernant essentiellement les différentiels de qualité et les quotas de production risquent d'entraîner la dislocation de l'OPEP et par conséquent l'abandon de l'objectif fondamental de l'organisation qui est la défense du pouvoir d'achat du pétrole brut(1)

Le pouvoir dont dispose l'Arabie Séoudite au sein de l'OPEP grâce à ses surplus pétroliers accumulés et à la constitution sous son égide du CCG, découle du fait qu'il soit pratiquement le seul pays avec ceux du CCG à avoir la capacité de réduire suffisamment l'offre pétrolière au sein de l'OPEP, de manière à permettre aux autres pays membres ayant des capacités d'absorption importantes, d'augmenter leurs parts dans la production pétrolière afin de faire face à leurs besoins financiers de plus en plus importants (2)

Cependant, l'effort consenti par l'Arabie Séoudite dans le passé et l'effort financier qu'il devra consentir dans l'avenir en vue de consolider sa politique régionale vis à vis du Moyen-Orient pourraient constituer des limites aux possibilités de réduction de sa production pétrolière.

(1) - PGA n°325 du 16 Octobre 1982

- "Le monde" du 10 Novembre 1982:

"La poursuite de la crise mondiale accroît les tensions au sein de l'OPEP " p.41.

(2) A. AYOUB " Où va le prix du pétrole " ? op. cit

La situation dans cette région et les risques qu'elle fait planer sont ^{susceptibles} de remettre en question toutes les données permettant d'envisager l'évolution future du marché pétrolier et de prévoir donc les conditions d'évolution du prix officiel du pétrole brut.

Jusqu'à maintenant, nous avons pu voir que ni les hypothèses ayant fondé la revendication de la parité, ni la stratégie de l'OPEP ni les perspectives d'évolution des prix pétroliers ne permettent d'accepter la démarche suivie par la SONATRACH pour l'obtention d'un prix de valorisation du gaz naturel en terme nominal, justifiant sa politique d'exportation gazière.

En faisant provisoirement abstraction de ces questions, un autre problème se pose : la parité du prix du gaz naturel avec celui du pétrole brut, a elle seule, garantit-elle au prix du gaz naturel un pouvoir d'achat au moins stable dans le temps ?

D : Parité et termes de l'échange :

Le mémoire présenté par l'Algérie à la conférence des souverains et des chefs d'Etats des pays membres de l'OPEP à Alger en 1975 pose le problème de l'indexation du prix du pétrole en ces termes :

"L'indexation du prix du pétrole et du gaz ne peut être assimilée à une pratique commerciale courante et purement technique destinée à traduire de manière automatique et permanente des rapports de valeurs préalablement convenus pour des échanges commerciaux banals" (1).

(1) Memoire présenté par l'Algérie à la conférence des souverains et des chefs d'Etats des pays membres de l'OPEP page 231 Alger 1975 repris par le Document SONATRACH op.cit. "Plan de développement des ressources en gaz".

La reprise de cette citation par le Document de la SONATRACH concernant le développement des ressources en gaz nous a semblé devoir poser le problème de l'indexation du prix du gaz autrement que par rapport au prix du pétrole puisqu'il se pose pour ce dernier lui-même un problème de pouvoir d'achat qui aurait trouvé sa solution dans une indexation sur des indices se rapportant aux produits importés par les pays membres de l'OPEP. Ceci est d'autant plus vrai que le Document de la SONATRACH précise lui-même le contenu qu'il y a lieu de donner à l'indexation du prix de ressources épuisables. "L'objectif de l'indexation du prix d'une ressource épuisable ne doit pas se limiter à un schéma d'évolution liant le prix aux seules variables économiques et monétaires : deux autres paramètres sont à prendre en considération :

- la situation actuelle et les perspectives énergétiques du marché mondial, notamment la disponibilité des sources alternatives nouvelles et la place du pétrole et du gaz importés, dans la structure prévisible de la demande future d'énergie des pays industrialisés";

- les coûts de développement, présents et futurs qui tiennent compte notamment de l'épuisement et de la rarefaction des ressources en hydrocarbures.

Alors que le premier paramètre permet d'ajuster la valeur marchande du pétrole ou du gaz sur celles des substituts, le deuxième paramètre contribue à conserver la valeur économique du gaz et par la même son pouvoir d'achat et son apport au développement économique du pays exportateur.

Le dernier élément fondamental dans une approche conceptuelle de l'indexation du prix de l'énergie est le plus facile à quantifier et son adoption relève plus de la volonté des pays exportateurs"(1).

(1) "Plan de développement des ressources en gaz " SONATRACH op.cit.

L'analyse de l'évolution des termes de l'échange entre le pétrole brut et les produits industriels non alimentaires, importés par les pays membres de l'OPEP, des pays industrialisés, fait apparaître une tendance nette à la perte de pouvoir d'achat du pétrole (tableau 9 et graphe 1).

L'indexation ou même la parité du prix du gaz naturel avec celui du pétrole brut ne permet pas de garantir son pouvoir d'achat dans la mesure où, le pouvoir d'achat du produit, de référence, n'est lui-même pas protégé.

Les perspectives incertaines du marché pétrolier international et la crise de l'économie mondiale doivent nous inciter à revoir la politique de valorisation externe des ressources naturelles en général et des hydrocarbures en particulier (1) Quelques éléments de réflexion peuvent nous aider en ce moment à mieux situer le niveau du prix pour le gaz naturel à l'exportation.

(1) La crise économique touche en particulier des pays à forte capacité d'absorption tel que le Mexique dont l'endettement extérieur est proche de 80 milliards de dollars, important exportateur de pétrole.

Tableau n°9 : Termes de l'échange de l'OPEP selon la Morgan

(moyennes par périodes, base 1974=100)

	Prix du pétrole (a)	Prix des importations (b)	Termes de l'échange
1970-72	19	66	23
1973	31	84	37
1974	100	100	100
1975	98	111	89
1976	106	113	94
1977	114	124	92
1978	117	144	81
4ème trimestre	117	153	77
1979 (prévisions)	145	159	92
1er trimestre	125	154	81
avril	148	156	95

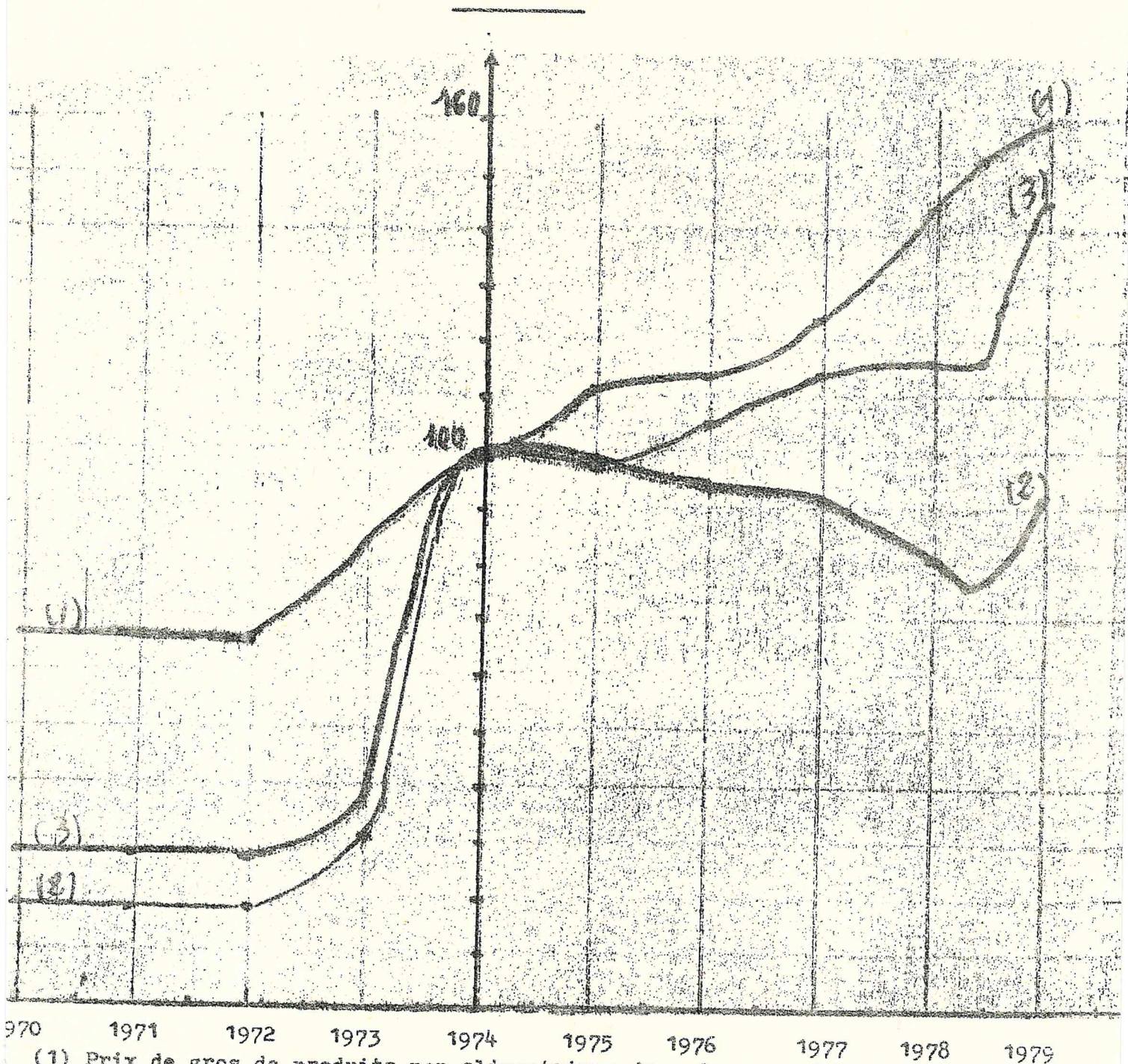
Source : World Financial Markets, juin 1979.

repris par PGA n° 245 du 1er Juin 1979

(a) Jusqu'en 1978, prix de vente officiels OPEP du brut de référence en dollars U.S. ; moyenne pondérée de tous les autres prix OPEP depuis janvier 1979 y compris les primes de marché.

(b) Prix de gros de produits non alimentaires dans des pays industriels exprimés en dollars US et pondérés par les parts de ces pays dans les importations de l'OPEP.

Termes de l'échange selon la Morgan
 GRAPHIQUE 1 : (Moyenne par période (base 1974=100))



(1) Prix de gros de produits non alimentaires dans des pays industriels exprimé en dollars US et pondérés par les parts de ces pays dans les importations de l'OPEP.

(2) Jusqu'en 1978 prix de vente officiels OPEP du brut de référence en dollars US; moyennes pondérées de tous les autres prix OPEP depuis Janvier 1979 y compris les primes de marché.

(3) Termes de l'échange.

Graphique construit à partir du tableau 9.

E : Eléments de réflexion pour la détermination du prix du gaz naturel à l'exportation.

Les perspectives défavorables du marché pétrolier international et l'insuffisance de la formule assurant la parité entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole brut, pour les raisons que nous avons déjà évoquées précédemment doivent nous mener à une réflexion approfondie ayant pour objectif une valorisation à l'exportation permettant d'obtenir une recette unitaire nette au moins égale à celle obtenue de l'exportation pétrolière. Une telle recherche doit passer obligatoirement par une analyse comparative, dans le cas de la parité, de la rente gazière et de la rente pétrolière. Une fois réalisée, il serait alors nécessaire de définir, ce que nous avons appelé le prix de valorisation indifférent du gaz et du pétrole, pour le gaz naturel.

1 : Analyse comparative de la rente gazière et de la rente pétrolière dans le cas de la parité (voir annexe 4).

a) G N L

La prise en compte d'un prix du pétrole au 19 Mai 1982 égal à 32,23 dollars le baril = (5,70 dollars par million de BTU) nous a permis de calculer la rente pétrolière qui est égale à 5,391 dollars / 10^6 BTU. Pour un million de BTU de gaz naturel exporté sous forme de GNL à un même prix unitaire que le pétrole, la rente gazière serait égale à 2,977 dollars par million de BTU soit un peu plus de 55% de la rente pétrolière.

En prenant en considération les chiffres donnés par l'AIE (1) et qui, généralement tendent à minimiser les coûts de production, de transport et de liquéfaction du gaz naturel, nous avons trouvé que la rente gazière serait égale à 3,817 dollars par million de BTU soit un peu plus de 70% de la rente pétrolière.

(1) - Prix du pétrole égal à 5,70 dollars / 10^6 BTU (PGA n°317 du 01/06/1982)

- Prix de production transport et liquéfaction du gaz égal à 1,8830 dollars par million de BTU (voir annexe 4).

D'autres données concernant le prix de production et de transport jusqu'à l'entrée de l'usine de liquéfaction(1) c'est à dire 1,9 dollars / 10^6 BTU permettent de calculer la rente gazière procurée par l'exportation de GNL qui est égale à 1,84 dollars/ 10^6 BTU, soit seulement 34% de la rente pétrolière.

Dans l'hypothèse d'un prix de production à la tête de puits maximum (2) (2,43 dollars/ 10^6 BTU en 1980) la rente gazière procurée par l'exportation de GNL serait égale à 0,15 dollars/ 10^6 de BTU, soit moins de 3% de la rente pétrolière.

b) Exportation de gaz naturel (gazeux) :

Dans ce cas, la rente gazière est égale à 4,182 dollars par million de BTU soit 77,5% de la rente pétrolière. Mais, dans l'hypothèse d'un prix de production à la tête de puits égal à 2,43 dollars par million de BTU en 1980, cette rente serait égale à 2,3665 dollars par million de BTU en 1982 soit moins de 44% de la rente pétrolière. (annexe 4)

Il convient d'observer que dans le cas d'exportation de gaz naturel à l'état gazeux, la parité FOB avec le prix du pétrole brut permettrait au pays exportateur de bénéficier d'une rente différentielle.

Ainsi, l'ensemble des calculs nous ont permis de constater que, dans le cas de la parité entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole brut, la rente gazière est toujours inférieure à la rente pétrolière quelque soit la forme sous laquelle il est exporté. La question se pose alors de justifier l'exportation d'une ressource substituable au pétrole dans presque tous ses usages,

(1) Symposium de l'OPAEP "La valorisation optimale du gaz naturel" Alger 29 Juin au 1er Juillet 1980.

(2) C'est le prix du nouveau gaz aux Etats-Unis.

et ayant des qualités reconnues, en acceptant une recette nette à l'exportation inférieure à celle obtenu à l'exportation de pétrole? Dans le cas de l'Algérie celles - ci peuvent être resumées de la manière suivante :

-- les pays importateurs n'accepteraient jamais de payer un million de BTU de gaz naturel plus cher qu'un million de BTU de pétrole brut;

- le pays à d'importantes reserves de gaz naturel;

- les réserves pétrolières sont de plus en plus faibles ;

- il n'y a plus de découvertes petrolières importantes ;

- les besoins pétroliers du pays tendent à prendre de plus en plus d'importance. Il convient de leur donner la priorité dans l'avenir.

Pour cet ensemble de raisons, le pays devra de plus en plus compter sur ses exportations gazières et diminuer progressivement ses exportations pétrolières de manière à les épargner pour l'avenir.

De l'ensemble des justifications, celle concernant la recherche et l'exploration pétrolière nous semble discutable. Ce point précis sera traité à l'occasion de la recherche d'une définition pour le gaz naturel , d'un prix de valorisation indifférente entre le gaz naturel et le pétrole brut. Il s'agit d'identifier les conditions qui permettant aux pays exportateurs, une valorisation acceptable de leur gaz naturel en attendant la révision systématique du principe et des conditions de la valorisation externe des ressources naturelles. Une telle révision ne peut se faire sous l'introduction d'un ensemble d'impératifs indispensables à tout développement économique autonome.

- 2 : Définition, pour le gaz naturel, d'un prix de valorisation indifférente entre le gaz naturel et le pétrole brut.

Une telle définition suppose au préalable, l'existence de réserves importantes de pétrole brut et de gaz naturel. Dans le cas de l'Algérie, il est souvent affirmé qu'en l'absence de réserves importantes de pétrole brut face à une demande interne croissante, le pays se trouve obligé de plus en plus, de substituer aux exportations pétrolières, des exportations gazières afin de pouvoir continuer sa politique de développement économique. La stagnation des réserves pétrolières nous conduit à poser la question de la politique algérienne de recherche et d'exploration pétrolière.

a) Eléments de la politique algérienne de recherche et d'exploration pétrolière.

- Au plan spatial, l'effort d'exploration pétrolière a été surtout concentré autour des gisements déjà reconnus ou en exploitation. L'observation de la carte¹ permet d'affirmer que seule une partie relativement petite du territoire national a fait l'objet d'exploration pétrolière intense. L'étendue relativement importante du territoire, les difficultés d'accès, les coûts relativement élevés et la complexité des technologies figurent parmi les obstacles majeurs à la mise en place d'une politique audacieuse de recherche et d'exploration pétrolière.;

- L'étude de l'évolution du mètre foré dans le cadre de l'exploration permet de remarquer, une forte augmentation entre 1973 et 1974, une stagnation relative entre 1974 et 1980 et une chute importante en 1981 (graphique 2).

L'augmentation du parc appareils de forage (graphique 3) en opération entre 1973 et 1978 a permis l'augmentation du mètre développement des gisements reconnus (graphique 4). La chute du mètre développement après 1980 peut s'expliquer par le fait qu'une bonne partie des programmes de développement est terminée et l'absence de nouveaux programmes, en raison de la faiblesse de la politique de recherche et d'exploration pétrolière.

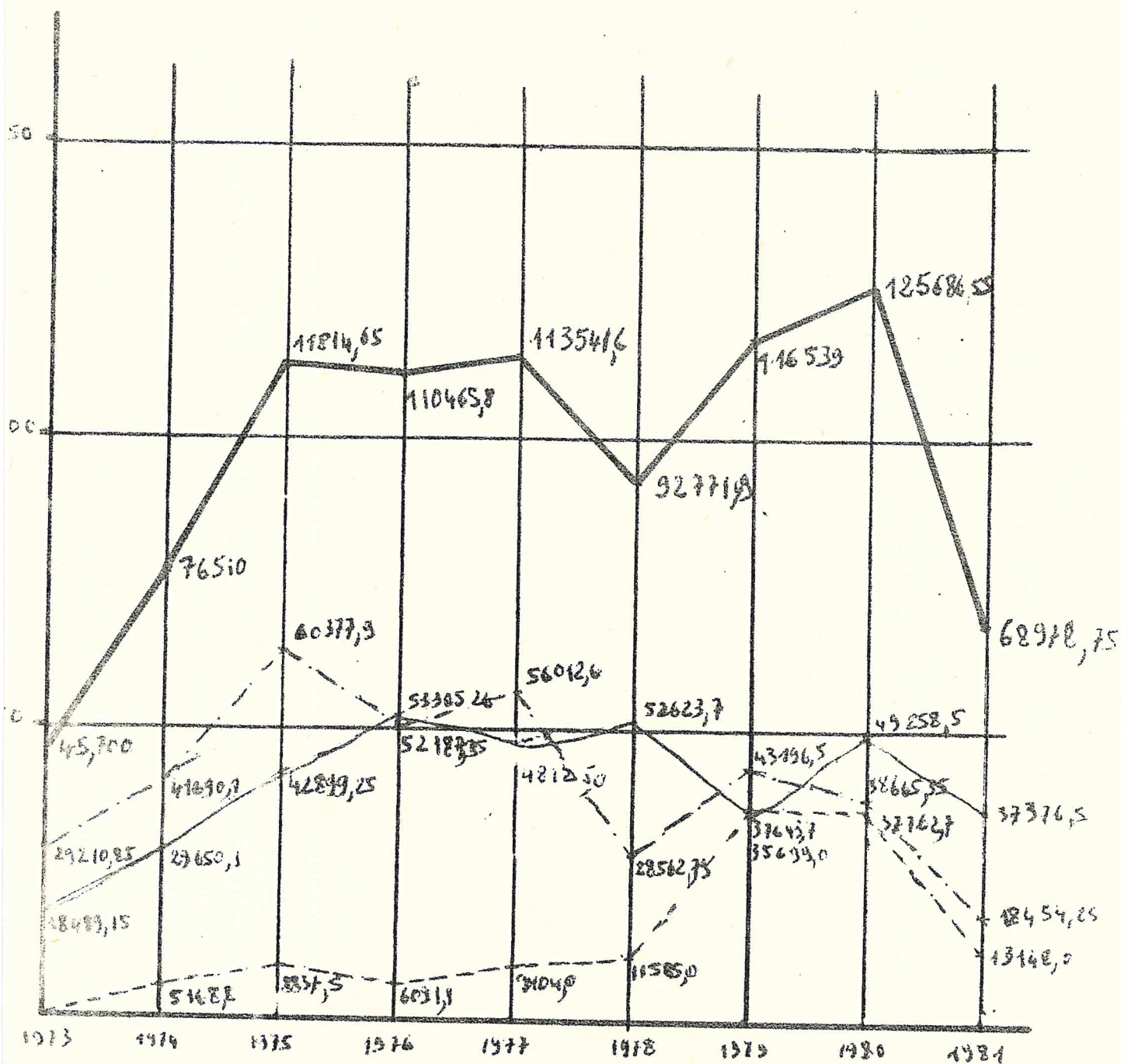
La partie hachurée correspond à la zone d'exploration intense.

100

56

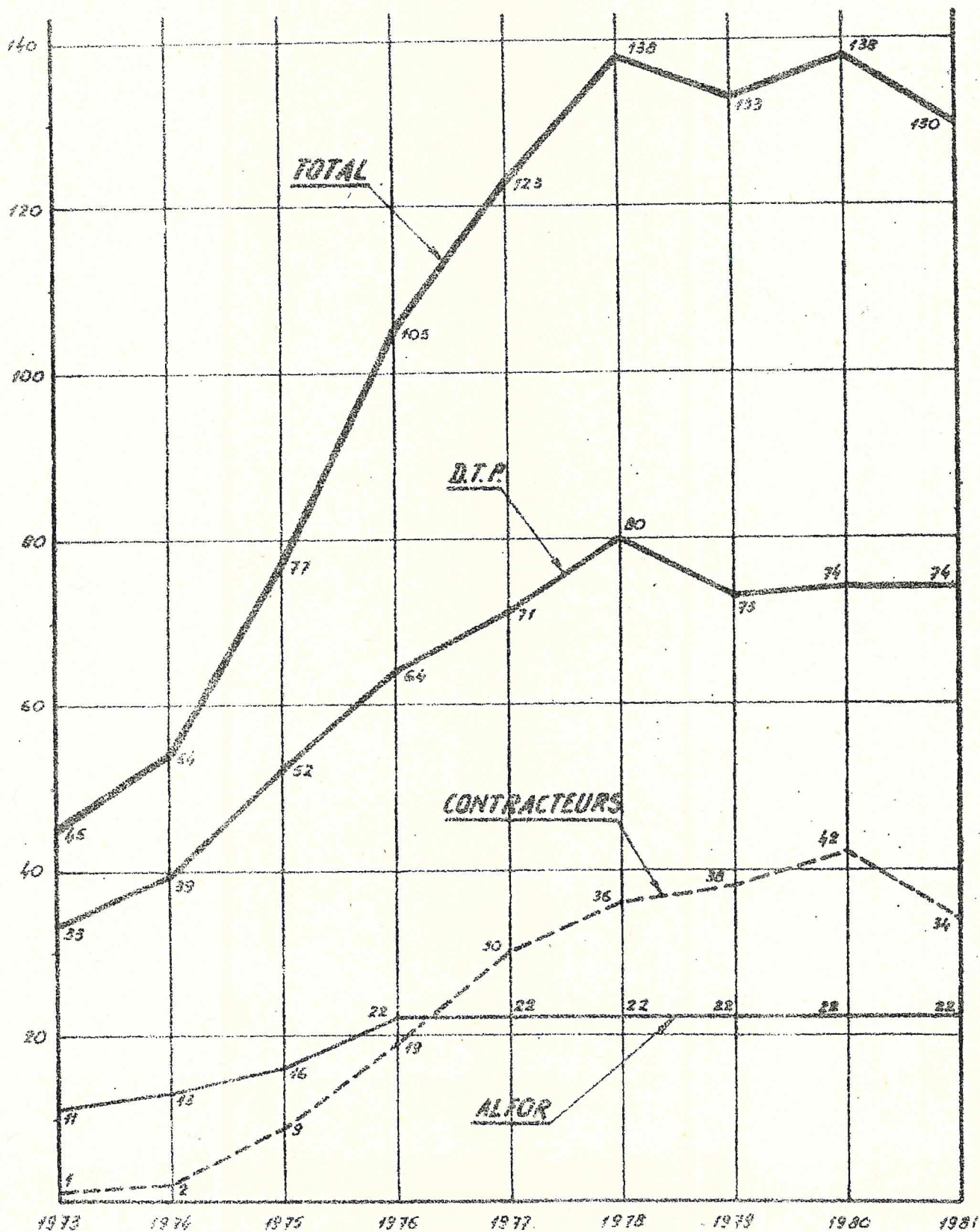
GRAPHIQUE 2
EVOLUTION METRAGE EXPLORATION
DTF - ALFOR - CONTRACTEURS

— Total
- - - D.T.F.
- - - ALFOR
- - - CONTRACTEURS



Source: courbes construites à partir de données du Département
FORAGE de la DIRECTION DES TRAVAUX PETROLIERS
de la SONATRACH.

EVOLUTION DE PARC - APPAREILS FORAGE • WORK-OVER
1973-1981



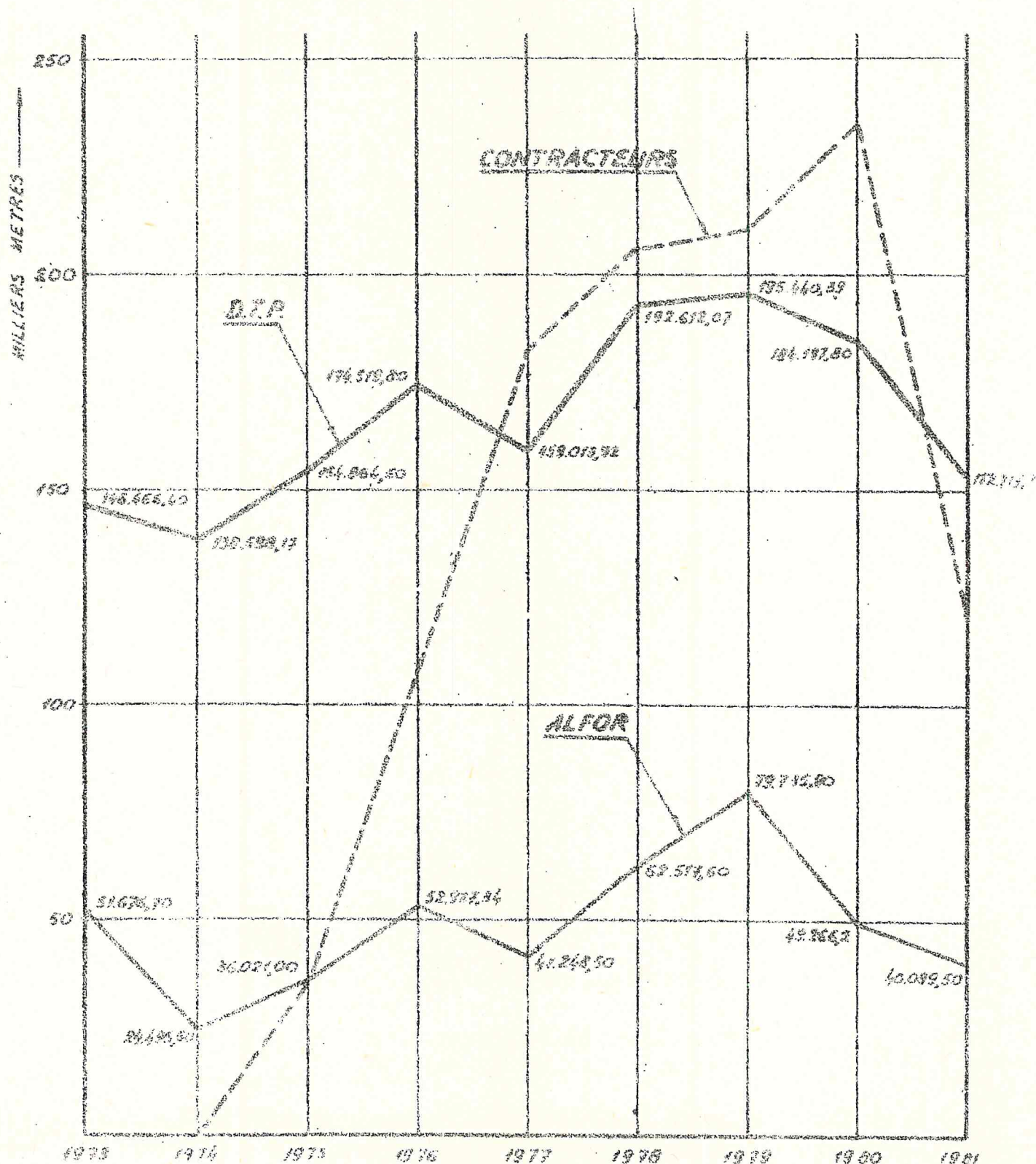
SOURCE : SONATRACH

DTP.

Dpt. FORRE.

EVOLUTION METRAGE DEVELOPPEMENT

DTP - ALFOR - CONTRACTEURS



SOURCE: SONATRACH

Les perspectives incertaines du marché pétrolier international, les contraintes financières face à des coûts de plus en plus élevés/technologique de la phase recherche exploration pétrolière et l'absence d'une politique énergétique à très long terme permettent de penser que la décennie 1980 serait pour l'Algérie une décennie relativement moins féconde que la décennie précédente, en matière de recherche et d'exploration pétrolière.

Ainsi, les possibilités de découvertes pétrolières importantes dans la décennie 1980 sont relativement faibles. Cependant une étude même théorique du prix d'indifférence de valorisation entre le pétrole brut et le gaz naturel aurait pour intérêt de dégager des éléments méthodologiques indispensables à l'élaboration d'une politique plus favorable à la valorisation du gaz naturel.

b) Définition du prix de valorisation indifférente.

Le prix de valorisation indifférente entre le gaz naturel et le pétrole brut, pour le premier, peut être défini comme le prix de marché du gaz naturel qui permet d'obtenir de son exportation une recette nette égale à celle procurée par l'exportation de pétrole brut sur la base d'une équivalence calorifique. Il peut aussi être défini comme le prix de valorisation du gaz naturel dégageant une rente égale à la rente pétrolière.

Dans le cas des exportations de GNL algérien, le prix FOB constituant la condition de valorisation indifférente du gaz naturel ou du pétrole brut serait égal au prix de production, de transport et de liquéfaction auquel il faut ajouter le montant de la rente pétrolière sur la base d'une équivalence calorifique.

Dans le cas d'un prix de production à la tête de puits calculé (annexe 4) ce prix de valorisation indifférente pour le GNL serait égal à :

$2,7228 + 5,391 = 8,1138$ dollars par million de BTU de gaz exporté.

En prenant en considération le prix de production maximum (prix de production du nouveau gaz aux Etats-Unis égal à 2,43\$/10⁶ BTU en 1981) nous aurons un prix de valorisation indifférente pour le GNL égal à :

$$5,55 + 5,391 = 10,941 \text{ \$ / } 10^6 \text{ BTU.}$$

La démarche la plus rationnelle du point de vue des pays exportateurs, doit consister en la valorisation du pétrole brut tant que la rente pétrolière à l'exportation est supérieure à la rente gazière. La valorisation à l'exportation du gaz naturel ne peut être justifiée que par l'obtention d'une rente supérieure à la rente pétrolière.

Cependant, la rigidité du marché gazier et sa spécificité, doivent plus ou moins inciter les pays exportateurs à plus de prudence et à substituer autant que possible l'exportation pétrolière à l'exportation gazière.

La démarche ainsi proposée reste cependant insuffisante dans la mesure où l'obtention d'une rente gazière supérieure à la rente pétrolière, comme condition de valorisation externe du gaz naturel ne garantit pas un pouvoir d'achat stable.

L'élaboration d'une politique de valorisation à long terme des hydrocarbures en général et du gaz naturel en particulier ne peut se faire sans passer par l'étude de la rente et de sa place dans la formation du prix de valorisation ou prix du marché. Le chapitre II de cette partie tentera d'analyser le problème de la rente pétrolière et de sa place dans la formation des prix dans la mesure où dans notre démarche destinée à fournir les éléments d'une politique de valorisation du gaz naturel nous avons fait référence à cette rente.

A N N E X E S

Annexe 1 : Formule d'indexation

Contrat signé le 9 Octobre 1969 entre El-Paso National
Gas Company et SONATRACH (GNL)

Ce contrat prévoyait un prix de base P_0 FOB Arzew égal à 30, 5 cents US par million de BTU avec un prix de vente contractuel P calculé le premier jour de chaque mois, pour les livraisons qui doivent avoir lieu le même mois en appliquant au prix de base la formule d'indexation suivante :

$$P = P_0 (0,80 + 0,04 T/T_0 + 0,16 S/S_0) \text{ dans laquelle :}$$

S = la dernière valeur du " salaire horaire moyen " à l'exclusion des heures supplémentaires des travailleurs de la production, portée sur les fiches de paye dans l'industrie des produits pétroliers et charbonniers dont le code à le numéro C.4 tel que publié par le service du travail Bureau des statistiques du travail, antérieur au premier jour du mois durant lequel les livraisons doivent avoir lieu.

T = la dernière valeur de l'indice des prix des produits sidérurgiques laminés code n° 1013 publié par le service U.S. du travail, Bureau des statistiques du travail, antérieur au premier jour du mois durant lequel doivent avoir lieu les livraisons. S_0 et T_0 = les dernières valeurs de S et de T respectivement, publiées à la date de la première livraison régulière, telle que définie dans l'article 4 de ce contrat données par les mêmes publications indiquées en S et T ci-dessus .

Si les valeurs S_0 et T_0 cessent d'être valables, les parties choisiraient d'autres valeurs et indices par un accord mutuel. (1)

(1) "Les hydrocarbures gazeux et le développement des pays producteurs" pp. 398-399 . Université de Dijon : Institut des Relations Internationales, Travaux du Centre de Recherche sur le Droit des Marchés et des Investissements Internationaux - Volume 2 . Ouvrage publié avec le Concours du CNRS - Librairies Techniques Paris 1974 .

Annexe 2 Formule d'indexation

Le prix de facturation du G N L pour les Etats-Unis
sauf application du prix minimum ou prix plancher .:

Le prix de vente contractuel pour les états-Unis serait indexé sur celui des fuels n° 2 et n° 6 de la manière suivante :

$$P = P_o \left(0,50 \frac{F}{F_o} + 0,50 \frac{F'}{F_o'} \right)$$

dans laquelle :

P est le prix de facturation exprimé en dollars US, P_o est le prix de base c'est-à-dire le prix initial sur lequel doit porter l'indexation ;

F est le prix moyen exprimé en dollars U.S. par baril de fuel n° 2 (voir contrat type pour le marché européen), F_o est le prix de base initial du fuel n° 2 .

F' est la moyenne arithmétique pour une période de six mois du prix du fuel oil n° 6 à basse teneur en soufre, ayant au maximum 0,30 % de soufre, . F_o' est le prix initial du fuel-oil n° 6 à basse teneur en soufre . (1)

Dans certaines conditions il est prévu l'application de la formule du prix minimum P M en dollars U.S. par million de B T U .

$$P M = P M_o (E + 1)$$

formule dans laquelle P M_o est égal à un niveau de prix minimal en dollars U S par million de B T U à la date initiale :

$$E = - \frac{B}{A} - 1$$

E, A et B ayant les mêmes significations que dans le Contrat type de G N L pour le marché européen .(2)

(1) Pour plus de détail sur les paramètres d'indexation voir contrat type de G N L pour le marché européen .

(2) Contrat type de G N L pour le marché des U.S.A. Document SONATRACH .

Annexe 3 Formule d'indexation

Le prix de facturation P pour l'Europe occidentale sauf application du prix plancher .

Le prix de facturation du GNL algérien P serait indexé de la manière suivante :

$$P = P_o \left(0,50 \frac{F}{F_o} + 0,30 \frac{F'}{F_o'} + 0,20 \frac{G}{G_o} \right)$$

dans laquelle :

P est le prix de facturation en dollars par million de B T U (calculé à la sixième décimale)

P_o est le prix de base, égal à 1,30 dollars US par million de B T U au premier janvier 1975, F est la moyenne arithmétique, pour une période de six mois prenant fin un mois avant le début du semestre d'application, des moyennes mensuelles des prix, exprimés en dollars US par tonne métrique de fuel-oil lourd, ayant une teneur en soufre maximum de 3,5 % correspondant à la cotation " Lows and Highs " (Barges F O B Rotterdam, European Bulk) publié par Platt's oil gram édition de New York ,

F_o est égal à 64,13 dollars US par tonne métrique

F' est la moyenne arithmétique, pour une période de six mois prenant fin un mois avant le début du semestre d'application, des moyennes mensuelles des prix, exprimés en dollars US par tonne métrique ;

G est la moyenne arithmétique, pour une période de six mois prenant fin un mois avant le début du semestre d'application, des moyennes mensuelles des prix, exprimés en dollars US, par tonne métrique de gas-oil correspondant à la cotation "Lows and Highs" (Barges F O B Rotterdam, European Bulk) publiée par Platt's oil gram) édition de New-York ;

G_o est égal à 91,50 dollars US par tonne métrique .

Cependant les dispositions prévues dans cette formule du prix de facturation ne s'appliquent que si ce prix calculé est supérieur à un prix minimum déterminé par la formule suivante :

$$P M = P M_o (E + 1)$$

avec P M, le prix minimum calculé;

P Mo le prix minimum de base qui est égal à 1,30 dollars par million de B T U au premier janvier 1975 .

E représente la moyenne arithmétique des résultats obtenus, en appliquant la formule : $\frac{B}{A} - 1$ à chacune des six devises des pays suivants : la France, ^A les Pays-Bas, la R F A, la Belgique, la Suisse et le Royaume-Uni dans laquelle A représente le taux de change commercial moyen durant la période de Juin à Novembre 1974 sur le marché de la place de Londres pour ~~chacune~~ des devises exprimées en Cents de dollars U.S, pour une unité de chaque devise (jusqu'au sixième chiffre significatif le plus proche) ; le taux de change commercial précité de chacune des devises est reproduit dans la colonne A du tableau figurant ci-après :

<u>Ligne</u>	<u>Pays</u>	<u>Monnaie</u>	<u>A en Cents U.S.</u>
1	Belgique	Franc	2,6063
2	France	Franc	20,9414
3	R.F.A.	Deutch Mark	38,8109
4	Pays-Bas	Florin	37,6822
5	Royaume-Uni	Livre	235,0165
6	Suisse	Franc	34,1076

B représente le taux de change commercial de chacune des devises et sera égal à la moyenne arithmétique, telle que certifiée par la National West minister-Bank Limited de Londres des taux moyens d'achat et de vente, cotés pour les opérations de change par voie de virement télégraphique, publiés par la Banque à 10 h.30 GMT pour chaque jour livrable, durant une période de six mois prenant fin un mois avant le début du semestre d'application, en cents de dollars U.S. pour une unité de cette devise (arrondi au sixième chiffre significatif le plus proche).

A défaut de cette cotation portant sur une devise, durant la période de six mois visée précédemment, le taux de change commercial pour cette période, sera celui de la dernière période de 6 mois au cours de laquelle, ce taux aura été calculé .

Il est prévu que E sera égal à zéro, tant que sa valeur absolue ne varie pas de 1% par rapport à zéro.(1)

(1) Contrat type de GNL pour le marché européen.

Document de SONATRACH.

Annexe 4 : Eléments de comparaison entre le pétrole brut
et le gaz naturel :

- 1) Coût de production et de transport du pétrole et du gaz naturel par canalisation jusqu'au port d'exportation pour le premier et à Oued-Saf-Saf (frontière algéro-tunisienne) pour le second
(en dollars/ 10^6 B T U)

	1 9 8 0			1981	1 9 8 2		
	Product.	Transport	Total	Total	Production	Transport	Total
Pétrole (1)	0,11	0,0948	0,2058		0,138	0,1189	0,2569
Gaz Naturel(2)	0,143	0,1896	0,333		0,179	0,2378	0,418
Gaz Naturel(3)				0,25			0,28

(1) - le coût de production en 1980 et 1982 a été obtenu en appliquant un taux d'actualisation égal à 12 %/an au coût de 1976 qui est égal à 0,50 dollars par baril, en considérant 1 baril = 5,65 millions de B T U .

- le coût de transport a été calculé en s'appuyant sur l'hypothèse selon laquelle, le coût de transport du pétrole sur la base d'une équivalence calorifique et de distances égales, égal à 50 % du coût de transport du gaz naturel .

Sources : Document SONATRACH du 15/06/1980 pour le transport et P & A n° 263 vol XII du 1er Mars 1980 pour la production .

(2) Coûts calculés en considérant que $150 \text{ DA}/1000 \text{ m}^3 = 1 \text{ \$}/10^6 \text{ B.T.U.}$; les chiffres de 1982 ont été obtenus en appliquant un taux d'actualisation égal à 12 % par an .

Sources :- Coût de production cas A D R du document SONATRACH de Janvier 1977 (voir note jointe)

- Coût de transport : Document SONATRACH du 15/06/1980 avec la conversion $150 \text{ DA}/1000 \text{ m}^3$ égal à 1 dollar / 10^6 B.T.U. .

(3) Gaz naturel produit et transporté (en dollars 1982)
d'après l'A.I.E. reprise par PGA n°316 du 16 Mai 1982.

Note : Cas A.D.R. :

- { - amortissement des installations au champ en 15 ans
- { - " ligne vue des gazoducs en 20 ans
- { - " station de compression des gazoducs
en 10 ans .

- Compte tenu de la redevance de 1,23 dinars par 1000 m³ de gaz naturel départ champs et de la T.A.I.C. sur les gazoducs égale à 1 % du chiffre d'affaires . (le coût de transport est majoré de 1 %) .

- le calcul des coûts ramenés aux volumes de gaz naturel traités et aux débuts des gazoducs. .

2) Coût et prix de production et de transport du pétrole brut du gaz naturel et du G N L

Coût frontière algérienne en $\$/10^6$ B.T.U.(1982)

<u>Pétrole brut</u>		0,2569
<u>Gaz naturel</u>	{ Calculé	0,418
	{ A.I.E .	0,28
<u>G N L</u>	{ Calculé	2,606 (1)
	{ A.I.E .	1,5976

Prix rendu frontière avec une rémunération du capital de 20% en dollars/ 10^6 B T U (1982)

<u>Pétrole</u>		0,30 828
<u>Gaz naturel</u>	{ calculé	0,518
	{ A.I.E.	0,336
	{ calculé	3,1272
<u>G N L</u>	{ A.I.E.	1,8830

(1) Coût de production (= 0,179 dollar)

+ Coût de transport Hassi R'Mel-Arzew (=1dollar) voir document SONATRACH "Etude comparative du coût de transport du gaz" du 15/06/1980 + Coût de liquéfaction (= 1,427 dollars).

Etant donné un prix de transport et de liquéfaction égal à deux dollars par 10^6 B.T.U. (c'est-à-dire un coût de transport et de liquéfaction plus 20 % comme taux de profit) en 1980 (1)

Le coût de transport et de liquéfaction est égal à :

$$2 \$ - \frac{2 \times 20}{100} = 1,666 \$$$

Le coût de production, transport et liquéfaction en 1980 serait de :

$$0,143 + 1,666 = 1,809 \$/10^6 \text{ B.T.U.}$$

Coût de production transport et liquéfaction en dollars de 1982 (taux d'actualisation de 12 %)

$$1,809 (1,12)^2 = 2,269$$

Prix de production, transport et liquéfaction (avec un taux de profit égal à 20 %)

$$2,269 + \frac{2,269 \times 20}{100} = 2,7228 \text{ dollars}/10^6 \text{ B.T.U.}$$

(1) Document SONATRACH . D'autres documents de SONATRACH (Etude comparative du coût de transport du gaz Hassi-Rmel Oued Saf-Saf) donnent un coût de transport actualisé Hassi R'Mel Arzew de 1 dollars le 10^6 B.T.U .

- 3) Parité des prix à l'exportation : comparaison entre la rente pétrolière et la rente gazière au million de B T U exporté en 1982 .

Prix du pétrole brut
(moyennes pondérées en dollars année courante par baril)

1973	1975	1977	1979	1980	1981	1 9 8 2	
						1er Janvier	19 Mai
3,39	11,02	12,88	18,69	31,40	34,81	34,23	32,56

Source : A.I.E. Réunion ministérielle du Conseil de Direction de l'A.I.E. tenue le 24 Mai à Paris .

P.G.A. Vol XIV n° 317 du 01/06/1982

Si nous prenons en considération le prix du pétrole brut exporté au 19 mai 1982, le prix de vente du million de B.T.U. serait de $\underline{32,23} = 5,70$ dollars

5,65
Dans ce cas la rente pétrolière serait égale à :

$5,70 - 0,30828 = 5,391$ dollars par million de BTU. de pétrole exporté .

a) G N L : Prenons maintenant un prix du gaz naturel égal à 5,70 dollars par million de B.T.U. de G.N.L. exporté (F.O.B.), la rente gazière serait dans ce cas égale à !

$5,70 - 2,7228 = 2,977$ dollars par million de B.T.U. de G.N.L. exporté en prenant une hypothèse de coûts de transport et de liquéfaction internes faibles .

Ainsi la rente gazière, dans le cas de parité de prix entre le pétrole et le G.N.L. ~~ne~~ serait égale qu'à 55,22 % de la rente pétrolière.

Même en prenant les données fournies par l'A.I.E. sur les coûts de production et de transport (1) actualisés pour l'année 1982 auxquels nous avons appliqué un taux de profit égal à 20 %, la différence entre rente pétrolière et rente gazière reste relativement importante :

Dans ce cas (Parité) la rente gazière serait égale à :

$5,70 - 1,8830 = 3,817$ \$ par 10^6 B.T.U. soit environ 70,8 % de la rente pétrolière .

Si nous prenons les données suivantes :

- prix de production et de transport en 1980 égal à 1,9 dollars par million de B.T.U. de gaz naturel (jusqu'à l'entrée de l'usine de liquéfaction) (2) .
- Coût de liquéfaction égal à 1,10 dollars de 1980 par million de B.T.U. (3) .

En appliquant un taux d'actualisation égal à 12 % et un taux de profit égal à 20 % nous aurons un prix de production transport et liquéfaction égal à 3,86 dollars de 1982 par million de B.T.U. . La rente gazière est égale dans le cas de parité du prix du gaz avec le prix du pétrole brut de 5,70 \$ / 10^6 B.T.U. à 1,84 \$ / 10^6 B.T.U. soit seulement 34 % de la rente pétrolière .

(1) A.I.E. repris par P.G.A. n° 316 du 16 Mai 1982

(2) Symposium de l'O.P.A.E.P. " La valorisation optimale du gaz naturel " du 29 juin au 1er Juillet 1980 à Alger .

(3) A.I.E. reprise par P.G.A. n° 316 du 16 Mai 1982 .

Si l'on considère le prix de production à la tête de puits le plus élevé de l'industrie pétrolière internationale pour le gaz naturel nous pouvons constater, si l'on fait **abstraction** des rentes différentielles si elles existent, en raisonnant **de la manière suivante** :

- Prix de production = 2,43 dollars 1980 par million de BTU (1).
- Prix de transport et liquéfaction = 2 dollars 1980 par million de B.T.U. .

- Prix de production, transport et liquéfaction égal à 4,43 dollars/ 10^6 BTU .

Avec un taux d'actualisation égal à 12 %/an, nous aurons un prix de production, transport et liquéfaction égal à 5,55 en dollars 1982/ 10^6 B.T.U. .

La rente gazière est pratiquement négligeable dans le cas de parité de prix entre le G.N.L. et le pétrole brut soit de 5,70 - 5,55 égale à 0,15 dollars/ 10^6 B.T.U. .

b) Gaz naturel (gazeux)

Dans le cas du gaz naturel (non liquéfié)
la rente gazière dans le cas de l'application de la parité serait de :

$$5,70 - 0,518 = 4,182 \text{ \$/ } 10^6 \text{ de B.T.U.}$$

soit 77,5 % de la rente pétrolière .

avec la prise en compte d'un prix à la tête de puits égal à 2,43 \\$/ 10^6 B.T.U. en 1980, nous aurons un prix de production et de transport jusqu'à la frontière égal à :

$$2,43 (1,12)^2 + 0,2378 (1,2) = 3,333552 \text{ dollars par million de B.T.U. .}$$

La rente gazière serait alors égale à :

$$5,70 - 3,3335 = 2,3665 \text{ \$/ } 10^6 \text{ B.T.U. .}$$

$$\text{soit : } \frac{2,3665}{5,391} = 43,89 \% \text{ de la rente pétrolière .}$$

(1) N.P.G.A. repris par Document SONATRACH " Plan de Développement des ressources en gaz " op cit .

Table des matières

	Pages
<u>SECTION I</u> : Exposé des motifs ayant conditionné la démarche de la SONATRACH dans ses négociations avec ses clients et choix de nouvelles formules d'indexation	2
A : Bref rappel historique	2
B : Principes spécifiques actuels de l'indexation du prix du gaz naturel	6
C : L'indexation du prix du gaz : choix des formules et des paramètres	7
1 : Choix du prix du pétrole, comme paramètre de référence . .	8
Exemple 1 : le gaz mexicain	9
Exemple 2 : le " nouveau gaz "	9
2 : Choix des prix des produits raffinés comme paramètres de référence	11
a) Les conditions d'une meilleure valorisation du gaz naturel	11
b) Etude de cas : compétitivité du gaz naturel algérien avec les produits pétroliers sur le marché énergétique des U.S.A.	14
D : La nécessité d'un prix plancher indexé	17
1 : Nécessité d'un prix plancher	
2 : Nécessité de son indexation	18
E : La parité du prix du gaz naturel avec le prix du pétrole brut	19
1 : Les avantages de la parité par rapport aux pays exportateurs	19
2 : Objections des pays importateurs à la parité	20
3 : La parité totale	22
4 : La parité partielle du prix du gaz avec le prix du pétrole brut (Sahara-Blend)	24

<u>SECTION II</u> :	Insuffisance de la parité entre le prix du gaz naturel et le prix du pétrole pour la valorisation externe du gaz naturel	32
A :	Discussion des hypothèses ayant fondé la revendication de la parité	32
1 :	Hypothèse implicite : augmentation plus ou moins régulière des prix pétroliers	33
a)	La consommation américaine	33
b)	Les réactions du marché de Rotterdam	34
b.1	les facteurs conjoncturels	35
b.2	le facteur structurel : la multiplication des opérateurs	36
2 :	Hypothèse explicite : détermination des prix pétroliers internationaux par les pays membres de l'O P E P . . .	38
B :	Prix du pétrole brut et stratégie de l'O P E P :	40
C :	Les perspectives d'évolution des prix pétroliers	43
D :	Parité et termes de l'échange	46
E :	Eléments de réflexion sur la détermination du prix du gaz naturel à l'exportation	51
1 :	Analyse comparative de la rente gazière et de la rente pétrolière	51
a)	le G N L	51
b)	le gaz naturel (gazeux)	
2 :	Définition pour le gaz naturel, d'un prix de valorisation indifférente entre le gaz naturel et le pétrole brut	54
a)	Eléments de la politique algérienne de recherche et d'exploration pétrolière	54
b)	Définition du prix de valorisation indifférente	59