

U N I V E R S I T E D E B O U M E R D E S

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Département de Transport et Equipements Pétroliers

Mémoire de Magister

Spécialité : Génie Mécanique. Option : Energétique

Présenté par

Mr HACHEMI Tayeb

THEME

**ANALYSE DES SYSTEMES DE TRANSPORT DU
GAZ NATUREL EN ALGERIE ET CONTRIBUTION
A L'AMELIORATION DES PERFORMANCES
DES TURBINES A GAZ**

Directeur de thèse : Dr AISSANI Slimane

Soutenu publiquement le : 07/07/1999

Devant le jury compose de :

Président : Mr NOUR. A Maître de conférences (Faculté des sciences de l'ingénieur,U-B)

Examineurs : Mr ABDELBAKI. N Maître de conférences (Faculté des hydrocarbures ,U-B)
 Mr MOHAMMEDI. K Maître de conférences (Faculté des sciences de l'ingénieur,U-B)
 Mr REZOUG. M Chargé de cours (Faculté des hydrocarbures,U-B)

Rapporteur : Mr AISSANI. S Maître de conférences (Faculté des hydrocarbures ,U-B)

Invité : Mr ACHIR. H Cadre Assistant DGA TRC/Sonatrach

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier les responsables de l'INHC qui ont contribué au lancement de cette formation de Magister et plus particulièrement Monsieur Taibi.

J'exprime aussi toute ma reconnaissance aux collègues enseignants qui ont pris en charge la première année d'étude de cette postgraduation. Je ne peux m'empêcher de les citer. Il s'agissait de Messieurs : Aissani, Belkacemi, Boussaid, Djallas, Herzellah, Kessal, Ould-bouamama, Smati, Zelmat et Mme Merdas.

Je présente de même mes remerciements à Monsieur Laouira ex DG de l'institut pour m'avoir défendu auprès de l'administration.

Je tiens aussi à remercier vivement tous les enseignants qui ont accepté d'être membre de ce jury de Magister. Ma gratitude est grande pour Messieurs Nour et Mohamedi de la Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Monsieur Rezoug de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie et enfin une reconnaissance particulière au doyen de notre faculté Monsieur Abdelbaki.

Je remercie également Monsieur Achir Assistant du DGA de TRC-Sonatrach pour toute son aide et ses précieux conseils.

Enfin et surtout je ne peux trouver suffisamment de mots pour remercier mon directeur de mémoire Monsieur Aissani pour son aide, ses conseils, sa patience et l'intérêt qu'il a porté à ce travail. Je lui exprime ma profonde reconnaissance et ma grande gratitude.

Je dédie ce travail à la mémoire d'un noble fellah que fut mon défunt père.

Résumé

La progression spectaculaire des réserves de gaz naturel dans le monde a créé des chances considérables de développement de projets gaziers. En effet les réserves prouvées ont atteint 142 000 milliard de mètres cubes en 1991 de même que l'évaluation des ressources ultimes restantes de gaz naturel est de l'ordre de 300 000 milliards de mètres cubes soit 150 ans de réserves au rythme de la consommation actuelle. Les réserves prouvées de l'Algérie ont été évaluées au mois de janvier 1996 à 4500 milliards de mètres cubes soit 50 ans de production, ce qui fait de notre pays le 5^{ème} producteur et exportateur mondial.

Le but de ce travail consiste à diagnostiquer, élaborer et préciser la composition des caractéristiques de fonctionnement des systèmes de transport du gaz par canalisation depuis leur date de mise en service à ce jour, ce qui représente une période de plus de 20 ans d'exploitation. De juger du niveau d'utilisation des équipements dans différentes stations à turbines à gaz dans les conditions réelles et de trouver l'influence du régime de travail des systèmes étudiés sur le niveau d'utilisation de la puissance des équipements installés. Ceci permettra d'étudier l'utilisation rationnelle des potentialités matérielles exploitantes. La suite est consacrée à l'amélioration des performances des turbines à gaz.

Un important point du travail considéré est le développement de la théorie de modulation des débits du système de transport des hydrocarbures par canalisation. Dans cette partie de l'étude a été élaborée la théorie sur l'étude des régimes de travail des systèmes de transport entraînés par turbines à gaz lors de la modulation des débits.

Comme résultats pratiques obtenus, nous avons :

- la dépendance entre la caractéristique de modulation des systèmes de transport (β) et celle de charge des équipements installés dans les stations de compression et de pompage lors de la variation de la température ambiante.
- La dépendance entre la caractéristique (β) et le coefficient de réserve des équipements installés, ce qui permet de préciser la capacité de réserve dans les stations et les délais des travaux de réparation.
- Enfin la liaison entre la caractéristique (β) et le coefficient d'utilisation de la puissance installée (K_{ut}) ce qui permet de résoudre plusieurs problèmes liés aux projets de nouveaux ouvrages et à l'exploitation rationnelle des systèmes existants.
- On a pu voir dans cette étude que pour les trois gazoducs étudiés, le niveau d'utilisation a varié entre 03 et 83 %. Ce fonctionnement instable et aléatoire ne permet qu'un niveau d'exploitation moyen et influe d'une manière négative sur l'exploitation des turbines.

Pour une mise en valeur qualitative et quantitative de l'exploitation des systèmes de gazoducs, nous proposons un ensemble de trois caractéristiques, se basant sur le traitement des relevés de fonctionnement. Ces caractéristiques permettent d'établir quantitativement l'irrégularité d'exploitation, la tendance de développement et le niveau d'utilisation des systèmes étudiés pour la période considérée.

Sur la base de la méthode élaborée a été faite l'analyse du fonctionnement des trois principaux gazoducs Algériens pour une période d'exploitation de 1976 à 1998.

L'analyse de l'ensemble de ces cas étudiés nous permet de généraliser les causes créant la faible utilisation de la puissance nominale et installée. Ce sont outre la température ambiante, la modulation des débits, l'état de l'entretien mais aussi le choix rationnel des équipements installés. Donc pour chaque projet industriel, il faut prévoir la tendance de variation de la capacité demandée à long terme et pour cette période bien déterminée, il faut préciser les puissances requises d'après lesquelles on doit choisir la capacité installée.

La solution efficace pour diminuer les modulations du débit réside dans la planification stricte, rigoureuse du régime de travail des gazoducs pour une consommation bien établie à l'avance des consommateurs domestiques, industriels et exportations.

SOMMAIRE

	Page
Introduction	01
Nomenclature	02
1. CARACTERISTIQUES DES SYSTEMES DE TRANSPORT DU GAZ	
1.1 Système de transport du gaz en Algérie.	03
1.2 Réseau de transport du gaz	03
1.3 Modulation du débit des systèmes de transport du gaz.	07
1.3.1 Caractéristique principale de modulation du débit	10
1.3.2 Cadence relative de variation du débit	11
1.3.3 Coefficient d'utilisation du gazoduc	12
1.4 Analyse des résultats	15
Paramètres obtenus pour le GZ0	17
Paramètres obtenus pour le GK1	21
Paramètres obtenus pour le GZ1	23
2. REGIMES DE TRAVAIL DES TURBINES A GAZ EN ALGERIE	
2.1 Détermination et utilisation de la puissance des installations de turbines a gaz	27
2.2 Caractéristiques de fonctionnement	32
2.3 Régimes de travail des stations de compression et ses influences sur les caractéristiques d'utilisation de la puissance des turbines	37
2.4 Influence de la modulation du débit sur la puissance installée.	38
2.5 Caractéristiques d'utilisation des turbines a gaz dans stations de compression et de pompage	53
2.6 Consommation du gaz combustible aux besoins de la station a turbine a gaz	60
2.7 Surveillance technique et réparation des installations à turbine à gaz	64
Conclusions	69
3. LES TURBINES A GAZ	
Introduction	71
3.1 Historique	71
3.2 Caractéristiques techniques d'une turbine a gaz	72
3.3 Aspects théoriques	73
3.3.1 Le cycle idéal	74
3.3.2 Le rendement de la turbine a gaz	74
3.3.3 Le cycle réel	76
3.3.4 Rendements polytropiques	78
3.4. Les cycles a récupération de la chaleur des gaz d'échappement	78
3.4.1 Intérêt de la récupération	78
3.4.2 Efficacité du récupérateur	79
3.5. Cycle a récupération avec des échanges de chaleur intermédiaires	81
3.6 Eléments des l'installation de turbines a gaz	82
3.6.1 Le compresseur	82
3.6.1.1 Etude de l'écoulement a travers la grille d'aubes d'un étage	83
3.6.1.2 Courbes caractéristiques	86
3.6.1.3 Le phénomène de pompage	87
3.6.2 La turbine	88
3.6.3 La chambre de combustion	90
Conclusions	92

4.UTILISATION DEZ GAZ D'ECHAPPEMENT POUR L'AMELIORATION DES PERFORMANCES DES TURBINES A GAZ

	Page
4.1 Domaine d'utilisation des gaz d'échappement afin d'améliorer l'efficacité des turbines à gaz	93
4.2 Les critères de similitude appliqués aux turbines à gaz	98
4.2.1 Principe d'homogénéité	98
4.2.2 Réduction de Vachy	99
4.2.3 Etablissement des variables réduites	99
Conclusions	105
Bibliographie	107

Annexes

1. Tableaux des relevés des débits réels journaliers pour les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 de l'année 1976 à 1979.	110
2. Tableaux des relevés des débits moyens journaliers du mois pour les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 de l'année 1980 à 1998.	122
3. Modélisation, Algorithme et programme de calcul du polynôme d'approximation.	125
4. Résultats du calcul des paramètres	130
5. Courbes de variation du coefficient d'utilisation du gazoduc	145
6. Capacités totales cumulées transportées par les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 depuis leur inauguration à ce jour.	151

Introduction

L'histoire du gaz naturel a commencé avec celle du pétrole en 1887 lorsque le premier puit de pétrole fut découvert aux USA. Les premières canalisations furent en bois puis en fonte et le premier gazoduc important a été construit en 1891, en Amérique, il était long de 160 km. Pour l'Algérie, ce n'est qu'en 1956 qu'ont eu lieu les premières découvertes gazières de Hassi-Rmel. Au lendemain de l'indépendance, en 1963 est née la société nationale Sonatrach.

La progression des réserves de gaz naturel dans le monde est spectaculaire. En effet les réserves prouvées ont quasiment doublées tous les dix ans depuis 1950 pour atteindre le volume de 142 000 milliard de mètres cubes en 1991, soit 75 ans de production au rythme actuel. De même que l'évaluation des ressources ultimes restantes de gaz naturel est de l'ordre de 300 000 milliards de mètres cubes soit 150 ans de réserves.

Les réserves prouvées de l'Algérie ont été évaluées au mois de janvier 1996 à 4500 milliards de mètres cubes soit 50 ans de production (arab oil and gaz directory 1996), ce qui fait d'elle le 5ème producteur et exportateur mondial.

Comme les régions de production ne sont pas des pôles de consommation, pour mettre à la disposition des consommateurs le gaz naturel, cela nécessite des réseaux de canalisation. Les distances à parcourir atteignent des centaines, voir des milliers de kilomètres et les volumes transportés nécessitent des ouvrages de capacité de plus en plus importante.

Le transport par gazoduc nécessite un coût d'investissement initial élevé. De ce fait, la construction et l'exploitation des ouvrages de transport dont les caractéristiques sont comparables à celles de l'industrie lourde, doivent passer par une étude économique spécifique dans laquelle l'identification des différents poste de dépenses est réalisée.

Récemment et malgré les contraintes financières, l'Algérie a élaboré un plan ambitieux pour l'extension de ses capacités d'exportation du gaz naturel en faisant appel au partenariat et à la collaboration des sociétés étrangères. La plupart des explorations ont été couronnées d'importantes découvertes gazières, notamment, dans la région de In salah et surtout dans le bassin de Ghadames.

Dans l'infrastructure industrielle Algérienne, les installations à turbines à gaz jouent un rôle important dans les processus technologiques surtout de production, de traitement et du transport des hydrocarbures. Ces installations présentent des investissements importants.

Le but de notre travail consiste à :

- 1_ Faire un diagnostic détaillé des régimes de fonctionnement des ouvrages de transport du gaz Algérien pour la période allant de 1976 à 1998.
- 2_ Faire une investigation sur l'influence des régimes aléatoires de modulation du débit sur les équipements installés.
- 3_ Voies et moyens permettant d'améliorer les régimes de fonctionnement des turbines à gaz sur les stations de compression et de pompage.

Nomenclature

A	: section
B	: débit du combustible
C	: vitesse du gaz
E	: coefficient
G	: débit massique d'air
H	: enthalpie
K	: coefficient
N	: puissance
P	: pression
Q	: chaleur échangée avec l'extérieur
Q_v	: débit volumique
R	: constante spécifique du gaz
S	: quantité transportée
T	: température en kelvin
T'	: période de variation du composant principal du débit
U	: vitesse d'entraînement
V	: volume spécifique
W	: travail
α	: composant du débit
f	: section
h	: travail spécifique
k	: exposant polytropique
m	: taux de détente
n	: vitesse de rotation
s	: entropie
t	: température en degrés celcius
t'	: nombre de jour a partir du début de l'année
w	: vitesse relative
z	: taux de compression
θ, α, μ	: coefficients numériques
β	: modulation du débit
γ	: indice adiabatique
η	: rendement
σ	: caractéristique thermodynamique
ε	: efficacité
"	: pouces (unité impériale du diamètre)

Indices :

c	: compresseur	res	: réserve
cad	: cadence relative	s	: sortie de la turbine
i	: isentropique	t	: turbine
ic	: processus de compression	th	: thermique
iz	: processus de détente	tl	: turbine libre
gg	: générateur de pression	u	: util
mec	: mécanique	ut	: utilisation
nom	: nominale	z	: entrée de la turbine
opt	: optimum	1,2	: début et fin d'un processus

Chapitre 1

CARACTERISTIQUES DES SYSTEMES DE TRANSPORT DU GAZ

	Page
1.1 Système de transport du gaz en Algérie.	03
1.2 Réseau de transport du gaz.	03
1.3 Modulation du débit des systèmes de transport du gaz.	07
1.3.1 Caractéristique principale.	10
1.3.2 Cadence relative de variation du débit.	11
1.3.3 Coefficient d'utilisation du gazoduc.	12
1.4 Analyse des résultats.	15
Paramètres obtenus pour le GZ0.	17
Paramètres obtenus pour le GK1.	21
Paramètres obtenus pour le GZ1.	23

Pour mettre en valeur ses énormes ressources en gaz naturel, l'Algérie a créé un important système de transport par gazoducs. L'efficacité d'utilisation de ce réseau de pipelines est liée aux particularités de son exploitation. Ce qui fera l'objet d'analyse dans ce chapitre. Les résultats de cette analyse constitueront la base de notre étude.

1.1 Système de transport du gaz en Algérie.

La mise à la disposition des consommateurs le gaz naturel nécessite la construction de réseaux de canalisation, permettant d'acheminer celui-ci des zones productrices aux centres de consommation et de traitement, parmi lesquels on distingue les consommateurs intérieurs et extérieurs (exportation). Les distances à parcourir atteignent parfois plusieurs centaines voir plusieurs milliers de kilomètres et les volumes que l'on transporte actuellement exigent que les ouvrages aient des tailles de plus en plus importantes.

En Algérie, les gazoducs Hassi-Rmel Arzew 24'' et 40'' ainsi que Hassi-Rmel Skikda 40'', ont transporté durant les années allant de 1976 à 1998 un volume de 334.75 milliards de mètres cubes soit une moyenne de 14.55 milliards de mètres cubes par an. Le volume transporté a connu une augmentation annuelle moyenne entre 1976 et 1998 de 8.5 à 18.6 milliards de mètres cubes. [60]

Donc avec des réserves récupérables prouvées de l'ordre de 4 500 milliards de mètres cubes, le gaz naturel constitue l'une des plus importantes ressources et joue à ce titre un rôle essentiel dans l'industrialisation et le développement du pays. Ceci est confirmé par les nombreux contrats sur l'évaluation et le développement du gaz de vente et pas de projet de grande envergure pour le pétrole brut. Alors les systèmes du transport du gaz par canalisation sont très perspectifs pour l'Algérie qui occupe une place importante dans le monde vu la position stratégique dans le bassin méditerranéen et les réserves de gaz naturel dont elle dispose.

1.2 Réseau du transport du gaz

A l'heure actuelle, un réseau de gazoducs relie le gisement géant de Hassi-Rmel aux différents ports de consommations et d'exportation situés sur le littoral Algérien ainsi que les ouvrages transmediterranéens destinés aux pays Européens. La capacité de transport en gaz actuelle est de l'ordre de 60 milliards de mètres cubes an [61]. Ce qui est très important et a nécessité des capitaux colossaux.

Ce système se compose du gisement principal de Hassi-Rmel, qui constitue le terminal départ, auquel est relié par des gazoducs régionaux le gisement de Stah. Les terminaux arrivées sont les complexes de liquéfaction de gaz, GL₁Z, GL₂Z et GL₃Z d'Arzew et le GL₁K de Skikda en Algérie pour des livraisons de gaz liquéfié par méthaniers en direction des USA et du nord de l'Europe et ceux du sud de l'Europe en Sicile et au Portugal où le produit reste à l'état gazeux.

Le réseau de transport du gaz Algérien est né avec le premier gazoduc Hassi-Rmel Arzew en 1961, avec une longueur de 509 km, un diamètre de 24 pouces et une capacité projetée de 3.6 milliards de mètres cubes par an. Il a été réalisé sous l'occupation Française et il fut baptisé plus tard le GZ0 par la société Sonatrach.

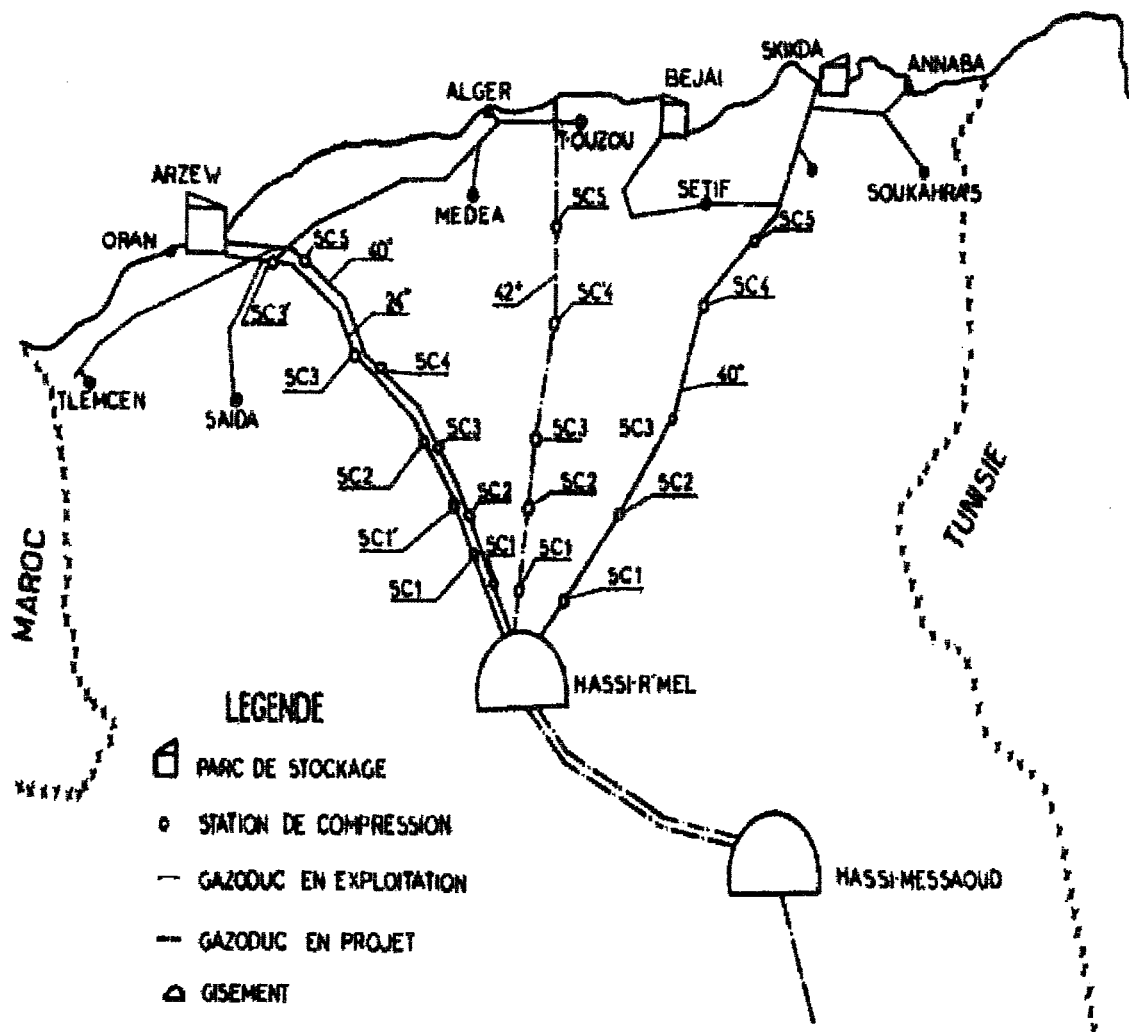


Figure 1.1(b) : Réseau du transport du gaz considéré par l'étude

En 1971, l'Algérie indépendante inaugurait le gazoduc Hassi-Rmel Skikda, appelé le GK1, long de 573 km, d'un diamètre de 40 pouces et une capacité annuelle de 13.5 milliards de mètres cubes.

L'augmentation de la capacité sur la ligne Hassi-Rmel Arzew, s'est concrétisée par la mise en service d'un nouveau gazoduc, le GZ1, en 1976. Sa longueur est de 507 km, diamètre 40 pouces et débit de projet 13.5 milliard de mètres cubes par an.

La région centre, de part l'importance des projets industriels notamment la centrale thermique de cap d'Jinet a été raccordée à Hassi -Rmel en 1981 par le gazoduc GG1, long de 436 km, d'un diamètre de 40 pouces et d'un débit annuel projeté de 7.1 milliards de mètres cubes .

L'année 1982, a connu la réalisation de deux nouveaux ouvrages importants, destinés à satisfaire la demande étrangère croissante. Le gazoduc GZ2 sur Arzew, identique au GZ1, il alimente les unités GNL. Le gazoduc transmediterranéen GO1 reliant Hassi-Rmel à Oued Saf-saf pour l'exportation vers l'Italie, d'une longueur de 549 km, diamètre 48 pouces et une capacité de 8.84 milliards de mètres cubes par an.

En 1984, a été inauguré un gazoduc identique au GO1 sur la ligne Oued Saf saf, c'est le GO2 qui est venu augmenter la capacité d'exportation vers le sud de l'Europe via l'Italie.

Le gazoduc régional Alrar Hassi-Rmel mis en exploitation en 1986 ,le GR1, est destiné à amener le gaz de cette région vers le grand centre gazier de Hassi-Rmel. Il est long de 961 km, d'un diamètre de 40 à 48 pouces avec une capacité projetée de 5.1 milliards de mètres cubes par an. On note que son identique, le GR2 est en cours de réalisation pour augmenter davantage la capacité de cette ligne interne du système.

En 1988, la ligne Hassi-Rmel Arzew a bénéficiée d'un nouvel ouvrage augmentant davantage les quantités transportées par la réalisation du GZ3, identique au GZ1, mais avec une capacité annuelle projetée de 15.4 milliards de mètres cubes.

Enfin, le GME soit le gazoduc Maghreb Europe a été mis en écoulement libre à la fin de l'année 1997. Avec un diamètre de 48 pouces et d'une longueur totale de 1630 km dont 521 km sur le sol Algérien, la capacité projetée à court terme est de l'ordre de 18.5 milliards de mètres cubes par an. Cette dernière est appelée à doubler à long terme. Cet ouvrage va de Hassi-Rmel jusqu'à Cordoue en Espagne et Setubal au Portugal. Il connectera le réseau Européen au gisement de Hassi-Rmel.

On note qu'il existe aussi, un grand nombre de petits gazoducs reliant différentes autres sources de gaz du Sahara au réseau principal.

L'importance de cette source d'énergie qui représente la plus grande partie des rentrées de devises sur lesquelles se base notre économie, se reflète par l'exploitation de ces 11 gazoducs d'une capacité projetée totale avoisinant les 100 milliards de mètres cubes an dans un proche avenir.

La consommation des hydrocarbures et plus particulièrement celle du gaz qui varie selon les saisons de l'année engendre l'irrégularité du débit transporté par les gazoducs.

1.3 Modulation du débit des systèmes de transport du gaz.

Les recherches sur le travail des systèmes de transport du gaz par canalisation aussi bien dans les pays développés qu'en Algérie montrent que le débit transporté varie considérablement pendant le temps d'exploitation. Les débits journaliers réels des principaux gazoducs Algériens sont présentés dans les tableaux 1.1(a,b,c,) de l'annexe 1 pour la période de 1976 à 1979 et l'annexe 2 pour celle de 1980 à 1998 [1][2][44].

Afin de déterminer l'efficacité et le niveau d'utilisation de nos systèmes de transport de gaz par canalisation, nous avons pris en considération les relevés statistiques des débits journaliers durant chaque année pour les principaux gazoducs. A partir de ces débits nous avons déterminé la moyenne journalière mensuelle, ce qui est présenté dans les tableaux 1.1 de l'annexe 1. Une simple analyse peut nous permettre de tirer les conclusions sur le mode d'exploitation de nos systèmes de transport du gaz. Nous constatons donc, outre les modulations journalières durant chaque mois des modulations journalières pour chaque mois durant chaque année, voir figure 1.2 (a,b,c).

Considérons à titre d'exemple pour notre étude, ceci successivement sur les gazoducs durant la période 1976-1979.

Gazoduc 24" Hassi R'Mel-Arzew (GZ0):

Durant la dernière année d'analyse le débit moyen journalier mensuel a varié entre $5\,972.24 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ et $9\,264.7 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, tandis que seulement au cours du mois de Mai celui-ci a évolué entre $3\,351.12 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ et $11\,140 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, ce qui donne un rapport de 3.32. C'est donc uniquement durant l'année 1977 que nous sentons une certaine régularité du débit transporté. Cette régularité est un signe positif et reste l'objectif de l'exploitation de l'ouvrage.

Gazoduc 40 " Hassi R'Mel-Skikda (GK1) :

Sur ce gazoduc, le débit moyen journalier acheminé durant la période considérée a pris les valeurs extrêmes suivantes : $3\,622 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ et $18\,418 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$. Au cours de la dernière année le débit minimal a été obtenu durant le mois de Juin et le maximal en Janvier. Une partie importante de la baisse du débit transporté durant le mois de Juin est due à l'arrêt de l'unité GNL Skikda. Le mois au cours duquel nous remarquons une certaine stabilité du débit est celui de Janvier dont le rapport des débits extrêmes est égal à 1.44.

Gazoduc 40'' Hassi R'Mel-Arzew (GZ1) :

Les débits moyens journaliers acheminés durant l'année 1979 ont évolué entre $23\,089 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ et $42\,238 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

Pour le seul mois d'Avril le débit a varié entre $1\,530 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ et $42\,842 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$. Au cours du mois d'Août nous avons relevé une réduction assez appréciable de la modulation du débit ce qui a donné un rapport des valeurs extrêmes de débit égal à 1.29. Nous constatons cette régularité aussi durant le mois de Septembre. A partir de ces deux mois, une modulation assez accentuée reprend et atteint les valeurs extrêmement importantes et en Décembre nous avons eu un rapport des débits extrêmes égal à 6.27.

Ces données montrent que le travail de nos gazoducs, pour la période considérée est irrégulier et non stable ce qui influera considérablement sur le fonctionnement des équipements principaux des stations de compression.

Le constat d'irrégularité des débits transportés nous a permis de pousser l'investigation sur les gazoducs pour une période longue de 1976 à 1998. Une analyse du fonctionnement de ces ouvrages sur une période permettra de tirer les conclusions nécessaires sur leurs modes d'exploitation et de l'influence de ces derniers sur les équipements installés sur les stations de compressions.

Pour étudier la modulation du débit et établir son influence en particulier sur la puissance installée, il convient de connaître la loi analytique de ce phénomène afin de déterminer sa caractéristique principale. Actuellement plusieurs auteurs ont approché ce problème en utilisant plusieurs caractéristiques à la fois [4], cette évaluation complexe, qui utilise plusieurs caractéristiques et ne tient compte que de la modulation du débit crée par l'irrégularité de la consommation, peut être évitée en considérant la méthode ci-dessous.

Le débit journalier du gazoduc peut être présenté sous la forme de l'équation analytique suivante [5] :

$$Q_v = Q_{v0} + \Delta Q_v$$

$$Q_v = a_0 + a_1 \cos(\varphi - \varphi_0) + Q'_v \frac{t'}{T'} \quad (1.1)$$

$$Q_{v0} = a_0 + a_1 \cos(\varphi - \varphi_0) \quad (1.1a)$$

$$\varphi = 2\pi \frac{t'}{T'} \quad \varphi_0 = 2\pi \frac{t'_0}{T'} \quad (1.1b)$$

- Où : Q_{v0} : composant principal du débit du gazoduc
 (la fonction périodique $Q'_v = 0$; $Q_v = Q_{v0}$);
 a_0 : débit moyen du gazoduc pendant le fonctionnement stable;
 a_1 : amplitude de la variation du débit instantané;
 T' : période de la variation du composant principal du débit du gazoduc
 ($T' = 365$ jours);
 t' : nombre de jours à partir du début de l'année;
 t'_0 : nombre de jours correspondant au maximum du composant principal du débit
 du gazoduc ($t' = t'_0$; $Q_{v0} = \max$.);
 Q'_v : cadence de croissance ($Q'_v > 0$) ou de décroissance ($Q'_v < 0$) du débit moyen
 journalier du gazoduc durant l'année ce qui montre la tendance de développement
 du système considéré.

La quantité de gaz transportée par le système de transport par canalisation pour la période considérée à partir du début $t' = 0$ jusqu'au point donné t'_i est égale à :

$$\begin{aligned} S_i &= \int_0^{t'_i} Q_v dt' = \int_0^{t'_i} \left(a_0 + Q'_v \frac{t'}{T'} \right) dt' + \frac{a_1}{2} \frac{T'}{\pi} \int_{\varphi_0}^{\varphi_i} \cos(\varphi - \varphi_0) d\varphi \\ &= \left(a_0 + \frac{1}{2} \frac{Q'_v}{T'} t'_i \right) t'_i + \frac{a_1}{2} \frac{T'}{\pi} [\sin(\varphi_i - \varphi_0) + \sin \varphi_0] \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\varphi_i = 2\pi \frac{t'_i}{T'} \quad (1.2a)$$

Le débit moyen journalier du gazoduc pour la période t'_i à t'_{i+1} sera égal à [5] :

$$Q_m = \frac{S_{i+1} - S_i}{t'_{i+1} - t'_i} = a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v \quad (1.3)$$

$$\theta_i = \frac{\sin(\varphi_{i+1} - \varphi_0) - \sin(\varphi_i - \varphi_0)}{\varphi_{i+1} - \varphi_i} \quad (1.4)$$

$$\alpha_i = \frac{1}{2} \frac{t'_{i+1} + t'_i}{T''} \quad (1.5)$$

Les valeurs des paramètres a_0 , a_1 , et Q'_v du polynôme d'approximation (1.3) seront déterminées par la méthode des moindres carrés entre le polynôme Q_m et les relevés réels Q_{ri} [6]:

$$Q_m = a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v \quad \text{et} \quad Q_v = f(\varphi) = Q_{ri} \\ S = \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v - Q_{ri})^2 \quad (1.6)$$

Afin que la grandeur (1.3) se rapproche du débit réel transporté, il faut que la somme S soit minimale. Pour cela, nous devons utiliser les outils mathématiques nécessaires à savoir les dérivées partielles par rapport aux différents arguments égales à zéro.

$$\frac{\partial S}{\partial a_0} = 2 \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v - Q_{ri}) = 0 \quad (1.6a)$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_1} = 2 \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v - Q_{ri}) \theta_i = 0 \quad (1.6b)$$

$$\frac{\partial S}{\partial Q'_v} = 2 \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q'_v - Q_{ri}) \alpha_i = 0 \quad (1.6c)$$

L'algorithme de ces transformations est présenté par le programme "GAZO" en langage Fortran [7]. Les résultats des paramètres issus des données statistiques pour les trois principaux gazoducs Algériens durant les quatre années d'exploitation sont présentés sur les tableaux 1.2 (a).

Tableau 1.2 (a) : Paramètres du polynôme d'approximation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1976-1979

Gazoducs	Paramètres	Unités mesure	Année d'exploitation			
			1976	1977	1978	1979
GZ0	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	3128.38	4765.04	9643.50	8667.73
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	573.08	-45.05	-5670.4	-454.19
	Q'_v	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1449.51	437.65	699.66	-1610.1
GK1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	13585.27	7179.32	20226.5	24173.4
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1306.07	6650.31	-7377.4	-6560.6
	Q'_v	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-996.45	-1443.28	1112.57	9022.68
GZ1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	7115.37	11435.9	27599.7	16937.2
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1523.99	-6024.86	-17689	14914.7
	Q'_v	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-2478.80	-2021.94	-5152.8	6989.9

Sur les figures 1.2(a,b,c,) ou nous avons présenté les modulations du débit d'après les données statistiques en histogrammes et nous portons les courbes analytiques obtenues par calcul. Ces dernières caractérisent la capacité unitaire du gazoduc se déduisent de l'équation (1.1).

Pour analyser de manière qualitative et quantitative le régime de travail des gazoducs, nous proposons donc de reconnaître l'ensemble des trois caractéristiques de fonctionnement d'après les relevés réels de la production.

1.3.1 Caractéristique principale

La première caractéristique est la caractéristique de variation du régime du gazoduc, appelé aussi caractéristique principale de modulation du débit, elle représente l'amplitude relative de la composante harmonique du débit transporté par l'ouvrage pour la période considérée.

$$\beta = \frac{a_1}{a_0} \quad (1.7)$$

De même que les débits maximal et minimal relatifs du gazoduc seront :

$$\frac{a_0 + a_1}{a_0} = 1 + \beta \quad (1.8)$$

$$\frac{a_0 - a_1}{a_0} = 1 - \beta \quad (1.9)$$

Actuellement dans le monde, on assiste à la tendance vers la diminution de la caractéristique de modulation du débit β , par exemple pour les Etats-Unis et l'ex URSS [4,6,7] pour la période de 1960 à 1970 la valeur de β est passée de 0.20 à 0.10 et de 1976 à l'heure actuelle de 0.10 à 0.02 et 0.03, ceci pour la majeure partie de leurs gazoducs.

Les résultats du traitement des données statistiques pour les trois principaux gazoducs ont été faits pour 2 périodes distinctes d'exploitation : 1976 à 1979 correspondant à la phase d'assimilation des ouvrages période durant laquelle on installe les stations de compression. 1980 à 1998, phase correspondant à la période d'exploitation plein régime des ouvrages vu que la totalité des stations de compression sont installées et que les ouvrages ont leur capacité de projet.

Période d'exploitation 1976 à 1979 :

Les résultats de calcul de la caractéristique principale de modulation du débit sont présentés sur le tableau 1.3(a)

Tableau 1.3 (a) : Caractéristique principale de modulation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1976-1979

Gazoducs	Année d'exploitation			
	1976	1977	1978	1979
GZ0	0.183	-0.09	-0.588	-0.052
GK1	0.096	-0.926	-0.360	0.270
GZ1	0.214	0.526	-0.640	-0.880

Pour les ouvrages de transport algériens les valeurs favorables de cette caractéristique se situent au milieu de la période d'essai 1977-1978 et pour deux gazoducs Hassi R'Mel-Arzew 24" et HassiR'Mel-Skikda 40", respectivement à 0.09-0.58 et 0.3-0.9, mais pour 1976 : 0.18 et 0.09 et pour 1979 : 0.05 et 0.27 c'est à dire que cette tendance positive pour les systèmes mondiaux vers la diminution de β est rompue pour la condition d'Algérie. Nous constatons l'augmentation de β surtout pour HassiR'Mel-Skikda à environ 0.27 en 1979. La situation est encore plus grave pour le gazoduc HassiR'Mel-Arzew 40" où β était respectivement 0.64 et 0.88 en 1978 et 1979.

1.3.2 Cadence relative de variation du débit.

La deuxième caractéristique de fonctionnement des systèmes de transport par pipeline est la valeur relative de la cadence de variation du débit transporté.

Cette caractéristique représente le rapport entre la cadence de variation de la capacité des systèmes (Q_v') pour la phase considérée et le débit moyen du gazoduc (a_0).

$$E_{cad} = \frac{Q_v'}{a_0} \quad (1.10)$$

Les valeurs calculées de cette caractéristique pour les trois gazoducs Algériens sont présentées sur le tableau 1.4 (a).

Tableau 1.4 (a): Cadence de variation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1976-1979

Gazoducs	Année d'exploitation			
	1976	1977	1978	1979
GZ0	0.463	0.091	0.072	-0.185
GK1	-0.073	-0.201	0.055	-0.373
GZ1	-0.348	0.176	0.186	-0.412

En réalité, on prévoit une cadence importante de croissance du gazoduc au début d'exploitation, pendant son assimilation, puis commence la période principale d'exploitation pendant laquelle le débit du gazoduc se stabilise autour de la capacité du projet. Par exemple, pour le gazoduc Hassi R'Mel- Skikda 40" on a prévu trois phases de développement à partir de 1972 pendant quelques années avec 6 ; 9.2 et 13.6 milliards de mètres cubes par année, respectivement soit 16 438 ; 25 205 et 37 260 millions de mètres cubes par jour.

Durant l'année 1979, ce gazoduc se retrouve avec une cadence négative représentant 37% du débit moyen ce qui est assez élevée après cinq ans d'exploitation. L'importante cadence obtenue durant l'année 1978 par le gazoduc Hassi R'Mel-Arzew 40" est due au passage de l'exploitation de la phase I à la phase II correspondant à un débit de 9.2 milliards de mètres cubes par an.

D'après les résultats de ce tableau, nous voyons que même pendant la dernière phase de travail quand le débit doit être stabilisé, nous avons une instabilité importante au niveau de ces gazoducs.

1.3.3 Coefficient d'utilisation du gazoduc.

La troisième caractéristique d'exploitation des gazoducs est le classique coefficient d'utilisation, qui représente le rapport entre le débit réel transporté est celui prévu pour la période considérée.

$$E_u = \frac{Q_{vreal}}{Q_{vproj}} \quad (1.11)$$

Les données de cette caractéristique pour les gazoducs Algériens sont présentées sur le tableau 1.5 (a). Les figures 1.3 (a,b,c) de l'annexe 5, montrent les courbes de variation de E_{ut} pour chacun des cas.

Tableau 1.5 (a) : Niveau d'utilisation des gazoducs Algériens pour la période 1976-1979

Gazoducs	1976	1977	1978	1979
GZ0	0.41	0.48	0.60	0.72
GK1	0.48	0.43	0.58	0.40
GZ1	0.38	0.36	0.67	0.83

Des résultats de ce tableau, nous voyons que le niveau d'utilisation de ces gazoducs n'est pas satisfaisant. Nous avons certes une tendance vers l'augmentation du taux d'utilisation de la capacité de deux gazoducs de 41 % à 72 % pour Hassi R'Mel-Arzew 24" et de 38 % à 83 % pour Hassi R'Mel-Arzew 40" mais le gazoduc Hassi R'Mel-Skikda 40" ne s'utilise qu'à environ la moitié de sa capacité durant toute la période considérée.

Période d'exploitation 1980 a 1998.

Considérons à présent l'exploitation de ces mêmes gazoducs dans des périodes ultérieures, soit depuis l'année 1980 à 1998 pour les GZ0, GZ1 et GK1.

Gazoduc 24" Hassi R'Mel-Arzew (GZ0):

Depuis l'année 1980, ce gazoduc a connu une diminution significative de sa capacité. Hormis l'année 1983 où le gazoduc a transporté une moyenne de $4180 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, le déclin du fonctionnement est notable, atteignant des moyennes journalières de l'ordre de $1200 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$. Ceci s'explique par le fait que le gazoduc entame sa 19^{ème} année d'exploitation et qu'il se retrouve en régime d'écoulement libre, qui consiste à envoyer le gaz avec la seule pression du terminal départ de Hassi-Rmel et de le laisser s'écouler librement jusqu'à Arzew. On note que ses stations de compression intermédiaires ne font plus partie de l'ouvrage.

Durant l'actuelle décennie, cet ouvrage est en écoulement libre et reste utilisé comme by-pass lors des interventions sur les autres gazoducs de la même ligne (GZ1, GZ2, GZ3). Il est aussi destiné à l'alimentation des centrales thermiques de la Sonelgaz du nord ouest du pays.

Gazoduc 40 " Hassi R'Mel-Skikda (GK1) :

Sur ce gazoduc, le débit moyen journalier acheminé varie entre $20\,593.55 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ en 1992 et $28\,018.98 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ pour l'année 1997 par rapport à un débit projeté de $36\,986.3 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$. L'ouvrage est en plein exploitation de la 3^{ème} phase atteignant un coefficient d'utilisation d'environ 75 % avec une légère cadence positive assez stable.

On note que ce gazoduc entre dans sa 27^{ème} année d'exploitation et demeure l'unique source d'alimentation du complexe GNL de Skikda.

Gazoduc 40'' Hassi R'Mel-Arzew (GZ1) :

Au niveau de ce gazoduc, on remarque une capacité de transport très élevée durant les années 1980 à 1989 ou le débit mensuel moyen s'est considérablement approché du débit projeté à $36\,986.310^3 \text{ m}^3/\text{j}$, ceci particulièrement de 1981 à 1984 donnant un coefficient d'utilisation de 82 % pour l'année 1982. Pour la période 1990 à 1998, la moyenne des débits journaliers était de $17\,234\,10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ soit un coefficient d'utilisation moyen de 46.5 %. Cette diminution s'explique surtout par les arrêts répétés des unités GNL et parfois une perturbation du programme des enlèvements.

Le résultat du traitement des données statistiques d'exploitation pour les 19 années de fonctionnement (période 1980-1998) est présenté sur les tableaux 1.2(b) et 1.2(c)

Tableau 1.2 (b) : Paramètres du polynôme d'approximation du débit
des systèmes de transport du gaz pour la période 1980-1989

Gazo.	Car act.	Unités mesure	Année d'exploitation									
			1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GZ0	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	3727.7	-33.88	10160	1093.2	4514.4	805.45	4325.5	2660.9	3792.3	944.68
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1561.8	475.44	-9842	2961.5	-1818	-921.7	-1982	-210.3	-1832	1503.2
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-5272	46.52	-4214	2048.8	-2242	2205.6	-2601	-455.4	-1382	107.52
GK1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$										
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$										
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$										
GZ1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	25360	18742	35860	32988	30044	34025	22086	24714	35189	730.03
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-13091	7585.8	-9665	6916	-22096	-3160	-1974	-12906	-14548	17217
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-33904	10319	5279	-20058	18232	-17750	-11823	123.30	-7858	-12773

Tableau 1.2 (c) : Paramètres du polynôme d'approximation du débit
des systèmes de transport du gaz pour la période 1990-1998

Gazo.	Car act.	Unités mesure	Année d'exploitation								
			1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
GZ0	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1330.4	1593.4	3669.2	3408.5	3224.9	1450.5	4137.2	2639.6	2946.8
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-682.2	-25.03	-2885	-1540	-1341	158.7	-2625	-1.962	-1211
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	1048.8	-867.1	592.8	-1996	-1780	-597.6	-2473	-2536	-1281
GK1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$			27635	31535	31680	29982	29638	26226	
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$			-3996	-11557	-3312	-3854	-2495	3664	
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$			-8100	4888	-4126	-3870	-4270	-1247	
GZ1	a_0	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	20473	18637	14224	16061	16379	25543	18985	29118	32874
	a_1	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-3340	-5555	4437	-2165	973.9	-959.4	-3866	-10487	-21621
	Q_v'	$10^3 \text{ m}^3/\text{j}$	-6353	64.20	-723.2	1595.5	-7142	-11373	2229	6749	15912

Les résultats de calcul de la caractéristique principale de modulation du débit sont présentés sur les tableaux 1.3(b) et 1.3 (c)

Tableau 1.3 (b): Caractéristique principale de modulation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1980-1998.

Gazoduc	Année d'exploitation									
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GZ0	0.418	-14.03	-0.967	2.709	-0.402	-1.144	-0.458	-0.079	-0.483	1.591
GK1										
GZ1	-0.276	0.404	-0.242	0.231	-0.390	-0.058	-0.089	-0.522	-0.391	0.300

Tableau 1.3 (c): Caractéristique principale de modulation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1990-1998.

Gazoduc	Année d'exploitation								
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
GZ0	-0.512	-0.015	-0.786	-0.451	-0.415	0.109	-0.634	-0.007	-0.411
GK1			-0.144	-0.366	-1.104	-0.128	-0.084	0.139	
GZ1	-0.163	-0.298	0.311	-0.134	0.181	-0.037	-0.203	-0.360	-0.461

Durant cette période, la caractéristique de modulation varie pour le GZ0 entre 0.97 en 1982 et 0.01 en 1991. On note que certaines valeurs dépassent l'unité, ceci s'explique par une exploitation irrationnel de l'ouvrage amoindri par les nouveau gazoducs. Pour le GK1, La variation s'étend de 0.36 en 1993 à 0.08 en 1996, cette faible modulation est un signe d'une bonne exploitation du gazoduc. Dans le cas du GZ1, la caractéristique de modulation se situe entre 0.5 en 1987 et 0.03 en 1995 qui est une amélioration considérable, cependant cette grandeur reste voisine de 0.25 pratiquement toute la période.

On note qu'une modulation dote du signe (-) représente une amplitude négative a_1 par rapport au débit moyen a_0 .

Les valeurs calculées de la caractéristique cadence relative pour les trois gazoducs sont présentées sur les tableaux 1.4 (b) et 1.4 (c).

Tableau 1.4 (b): Cadence relative de variation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1980-1989

Gazoduc	Année d'exploitation									
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GZ0	-1.414	-1.372	-0.414	1.874	-0.496	2.738	-0.601	-0.171	-0.364	0.113
GK1										
GZ1	-0.715	0.550	0.132	-0.542	0.311	-0.365	-0.535	0.004	0.211	-0.222

Tableau 1.4 (c): Cadence de variation du débit des systèmes de transport du gaz pour la période 1990-1998

Gazoduc	Année d'exploitation								
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
GZ0	0.788	-0.544	0.161	-0.585	-0.552	-0.411	-0.597	-0.960	-0.434
GK1			-0.293	0.155	-0.130	-0.129	-0.144	-0.047	
GZ1	-0.310	0.003	-0.050	0.099	-0.436	-0.445	0.117	0.231	0.339

En ce qui concerne la cadence relative des gazoducs, elle est pratiquement négative et accentuée pour le GZ0 qui est en fin de carrière. S'agissant du GK1, c'est une cadence négative mais très faible ne dépassant pas le seuil de 0.2, ce qui n'est pas loin de la stabilité. Pour le cas du GZ1, la cadence est alternativement positive puis négative, elle caractérise un régime d'exploitation très variable. Nous pouvons malgré cela, remarquer que la cadence était négative de 1980 à 1986, cette dernière ~~est~~ montre les difficultés d'exploitation que connaît cet ouvrage en matière de pannes des unités GNL et celles relatives à l'ouvrage. ensuite, une légère cadence positive vers 1998.

Les données du niveau d'utilisation des gazoducs Algériens sont présentées sur les tableaux 1.5 (b) et 1.5(c).

Tableau 1.5 (b): Niveau d'utilisation des gazoducs Algériens pour la période 1980-1989

Gazo-duc	Année d'exploitation									
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GZ0	0.188	0.030	-0.414	0.407	0.203	0.133	0.155	0.221	0.177	0.195
GK1										
GZ1	0.549	0.794	0.825	0.709	0.679	0.665	0.389	0.432	0.627	0.653

Tableau 1.5 (c): Niveau d'utilisation des gazoducs Algériens pour la période 1990-1998

Gazoduc	Année d'exploitation								
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
GZ0	0.139	0.108	0.137	0.126	0.133	0.120	0.101	0.123	0.140
GK1			0.556	0.571	0.736	0.684	0.693	0.757	
GZ1	0.400	0.402	0.454	0.418	0.392	0.507	0.475	0.498	0.643

Le gazoduc GZ0 se caractérise par une tendance négative continue puisque durant toute cette période d'exploitation, cela montre qu'il a atteint sa durée de vie et qu'il est sujette à des pannes répétées. Les taux d'utilisation de ce dernier tel que le montre le tableau 1.5(b) sont très faibles ne dépassant pas 0.20. Le pipe GK1 a connu un bon taux d'utilisation pour la période considérée approchant les 0.73 en 1994 avec une valeur minimale de l'ordre de 0.55 . Enfin, pour le gazoduc GZ1, nous distinguons deux périodes : la première durant les années 1980 à 1989, cette valeur avoisinée 0.45. Quand à la période 1990 à 1998 le taux était d'une valeur moyenne de 0.62 donc une bonne reprise du régime d'exploitation de cet ouvrage, qui reste cependant insuffisante comparée aux systèmes mondiaux dont les taux d'utilisation dépassent souvent les 88 % dans les pays occidentaux qui disposent de réservoirs souterrains naturels à l'arrivée.

1.4 Analyse des résultats

L'étude du régime d'exploitation des principaux gazoducs Algériens basée sur les relevés réels et selon les caractéristiques de fonctionnement proposées, permet d'établir quantitativement l'irrégularité de travail, la tendance de développement des systèmes étudiés et leur niveau d'utilisation pour la période considérée.

On remarque que l'état d'utilisation des gazoducs Algériens ne coïncide pas avec la tendance positive des systèmes de transport de gaz mondiaux, qui tendent vers la diminution stable de la modulation du débit. Pour les principaux gazoducs des Etats Unis et l'ex URSS, la caractéristique β atteint la valeur 0.02 à 0.03 et elle est assez stable durant des années.

L'analyse du fonctionnement des systèmes étudiés montre que presque pour chaque valeur trouvée de la caractéristique de modulation, le coefficient de charge réel de ces gazoducs d'après les relevés est considérablement inférieur à celui calculé pour la phase considérée, mais il apparaît une tendance vers la diminution de cette différence. Pour l'ensemble des trois gazoducs ces différences diminuent respectivement pour la période considérée : de 0.72 à 0.41 pour le GZ0 ; de 0.75 à 0.40 pour le GK1 et 0.82 à 0.36 pour le GZ1.

C'est durant les années 1981 et 1982 que le gazoduc Hassi R'Mel-Arzew 40" a atteint le niveau complet d'utilisation de sa capacité en fonction de la modulation du débit. Pour la période d'exploitation normale :

- Le gazoduc GZ0 n'a été utile qu'à 20% de sa capacité.
- Pour ce qui est du GK1, son niveau d'utilisation a varié entre 56 et 76 % pour les périodes 1992 à 1997.
- Le gazoduc GZ1 a été exploité entre 40 et 83 % de sa capacité, c'est durant les années 1981 et 1982 que la capacité maximale a été atteinte.

L'analyse faite dans ce chapitre a montré que les systèmes de transport du gaz sont très perspectifs pour l'Algérie, néanmoins à l'heure actuelle leur niveau d'utilisation n'est pas rationnel, ce qui influe directement sur les équipements des stations de compression. Parmi les facteurs qui créent l'utilisation incomplète des systèmes, on peut citer principalement la modulation des débits transportés, la température ambiante, la fiabilité de l'équipement et les conditions d'exploitation.

Le but du travail dans les chapitres suivants sera donc l'étude des particularités de fonctionnement des turbines à gaz en Algérie sur la base du constat établi dans ce chapitre sur l'exploitation des gazoducs et de voir les conséquences engendrées sur l'utilisation de la puissance installée et rechercher les moyens d'amélioration des performances des turbines à gaz.

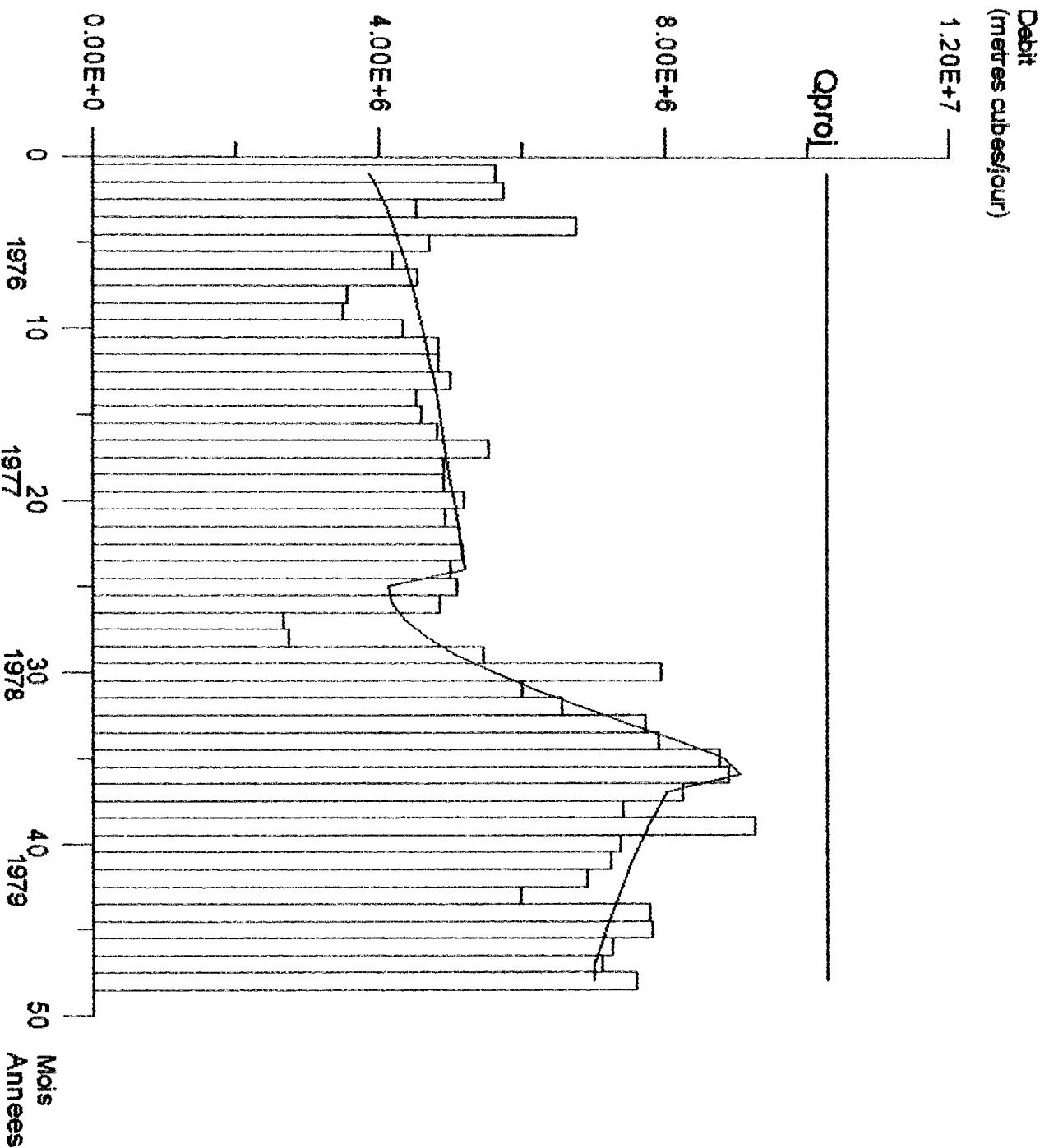


Figure 1.2 (a1) : Debits reels et calcules pour le gazoduc GZO, de 1976 a 1979

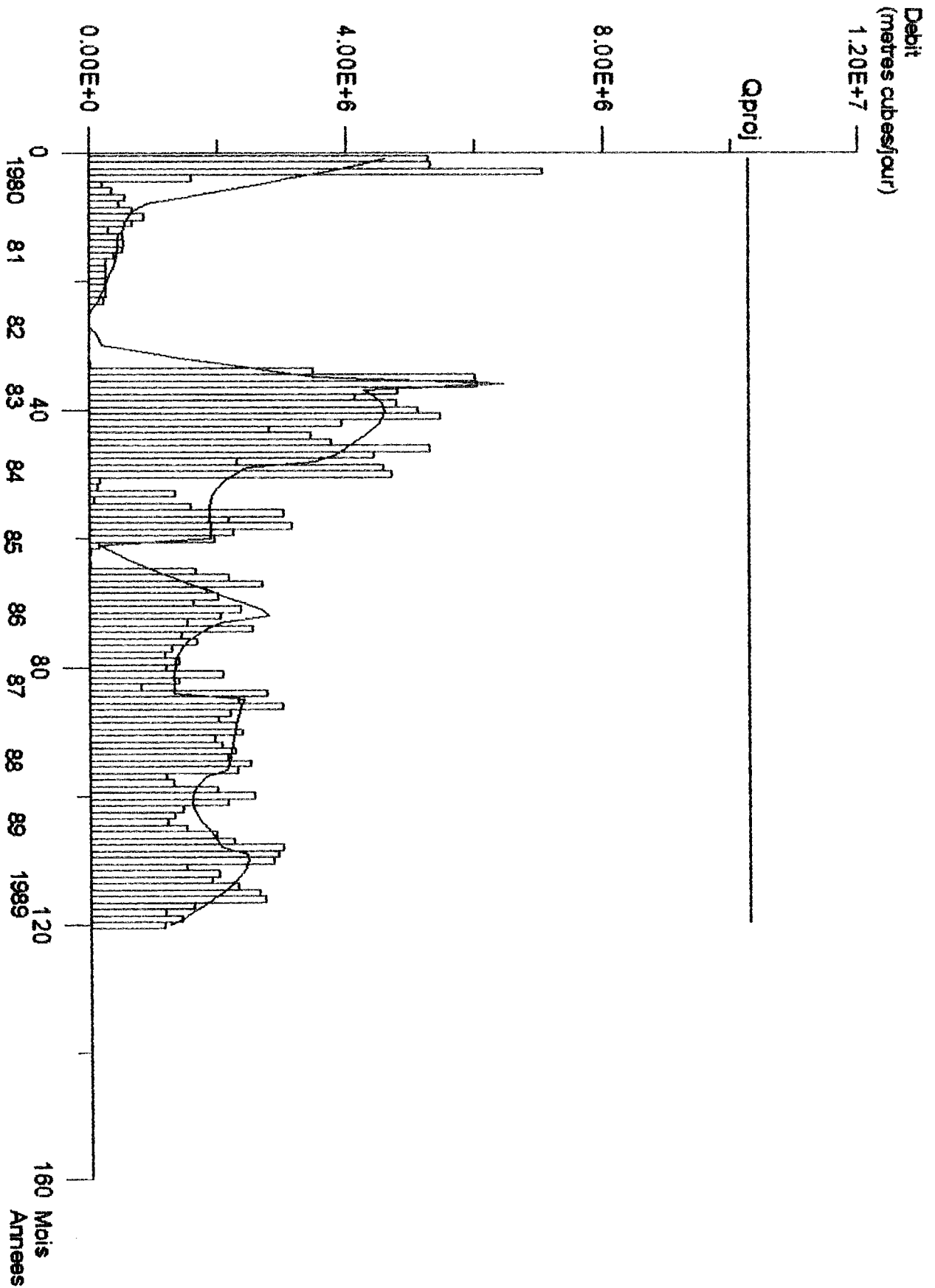
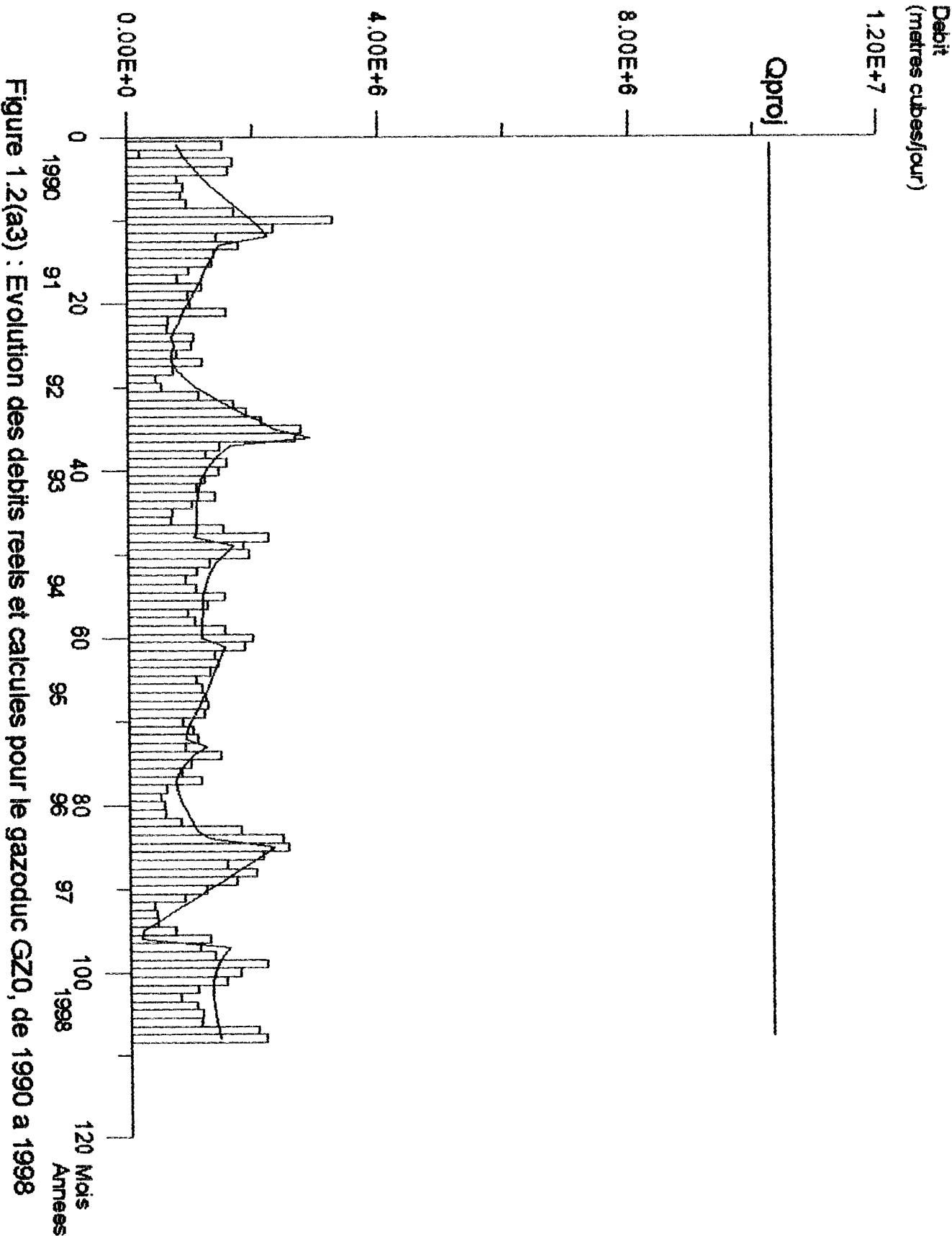


Figure 1.2(a2) : Evolution des debits reels et calcules pour le gazoduc GZ0, de 1980 a 1989



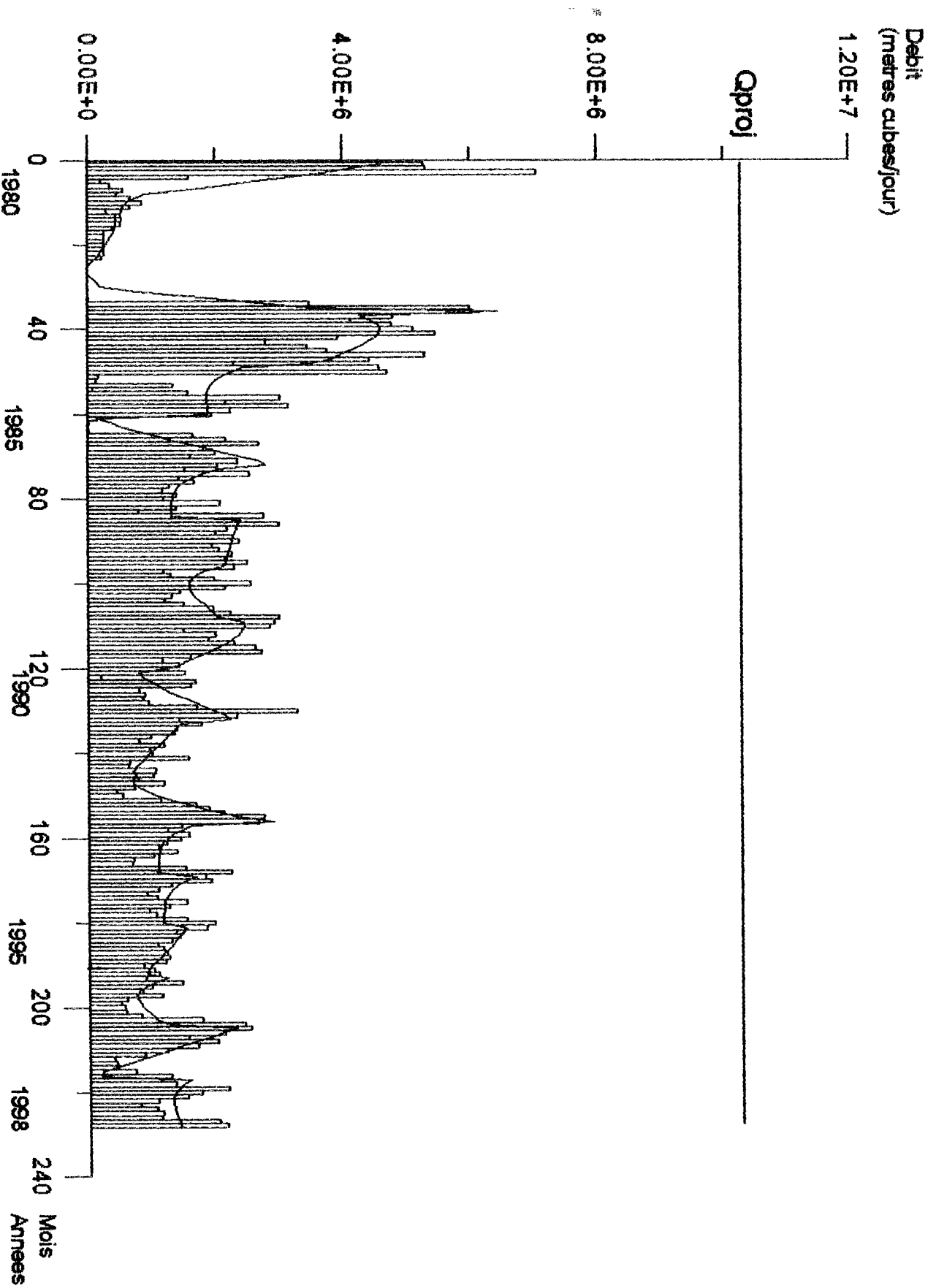


Figure 1.2(a4) : Evolution des debits reels et calcules pour le GZ0, de 1980 a 1998

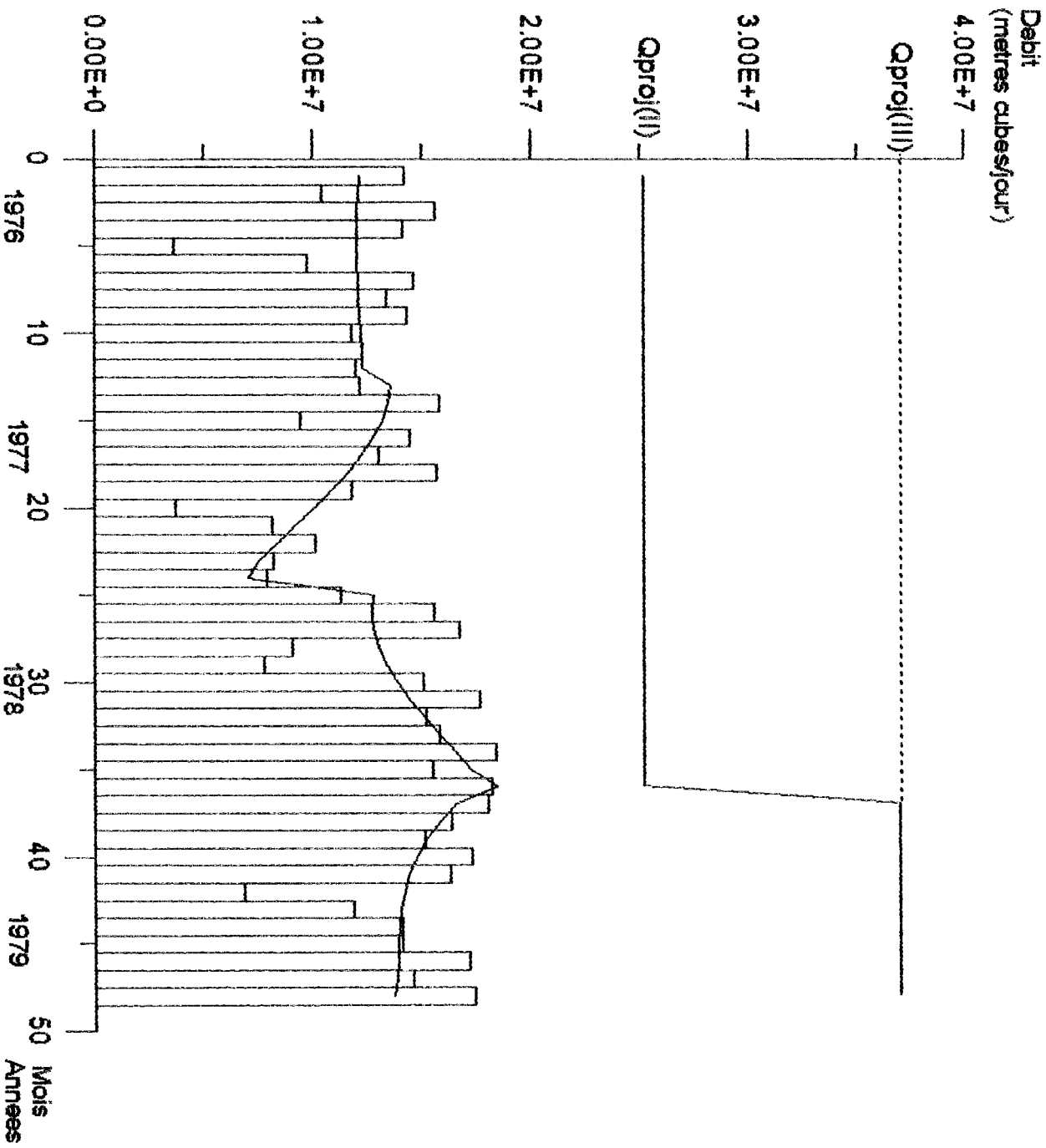
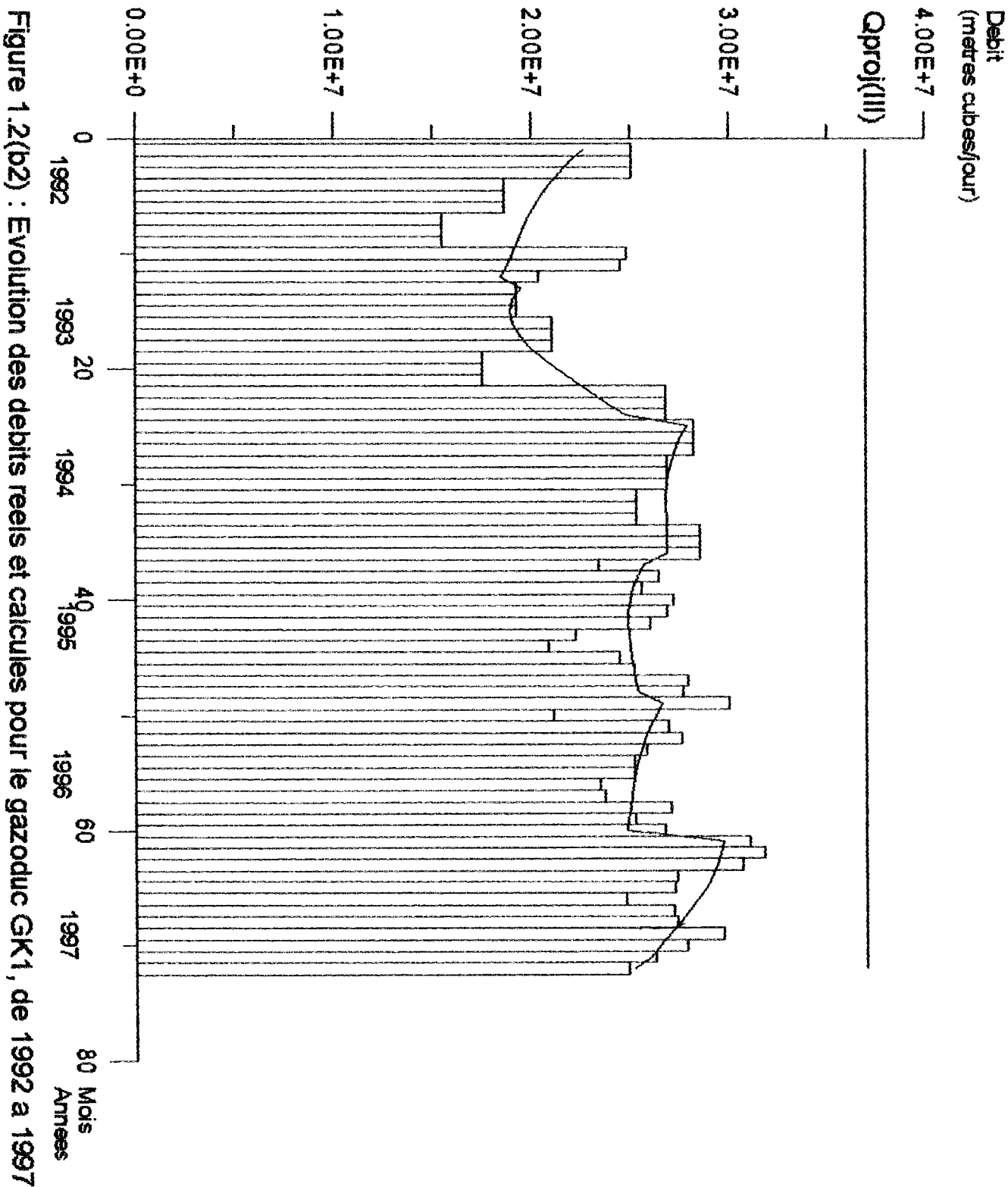


Figure 1.2(b1) : Debits reels et calcules pour le gazoduc GK1, de 1976 a 1979



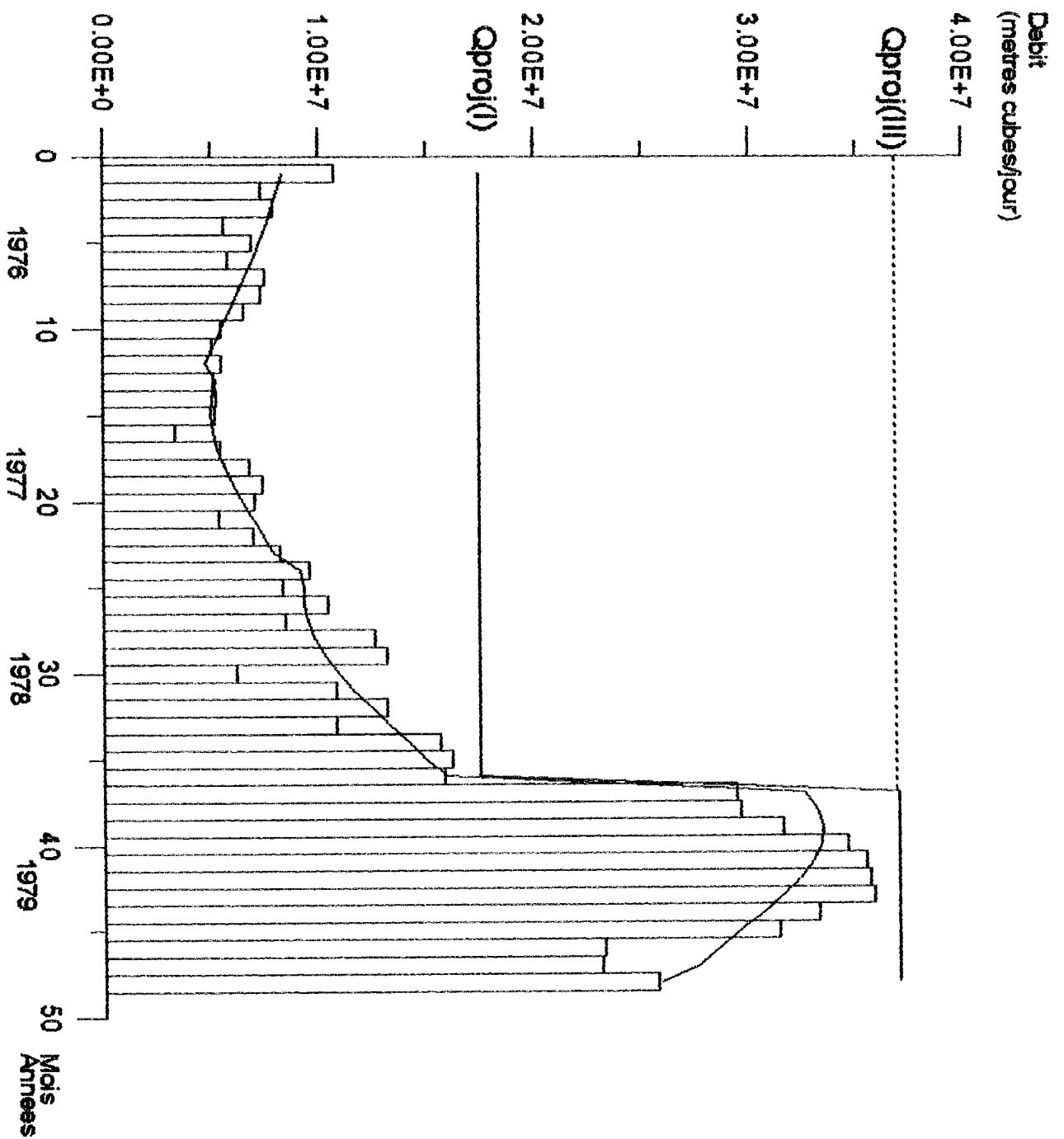
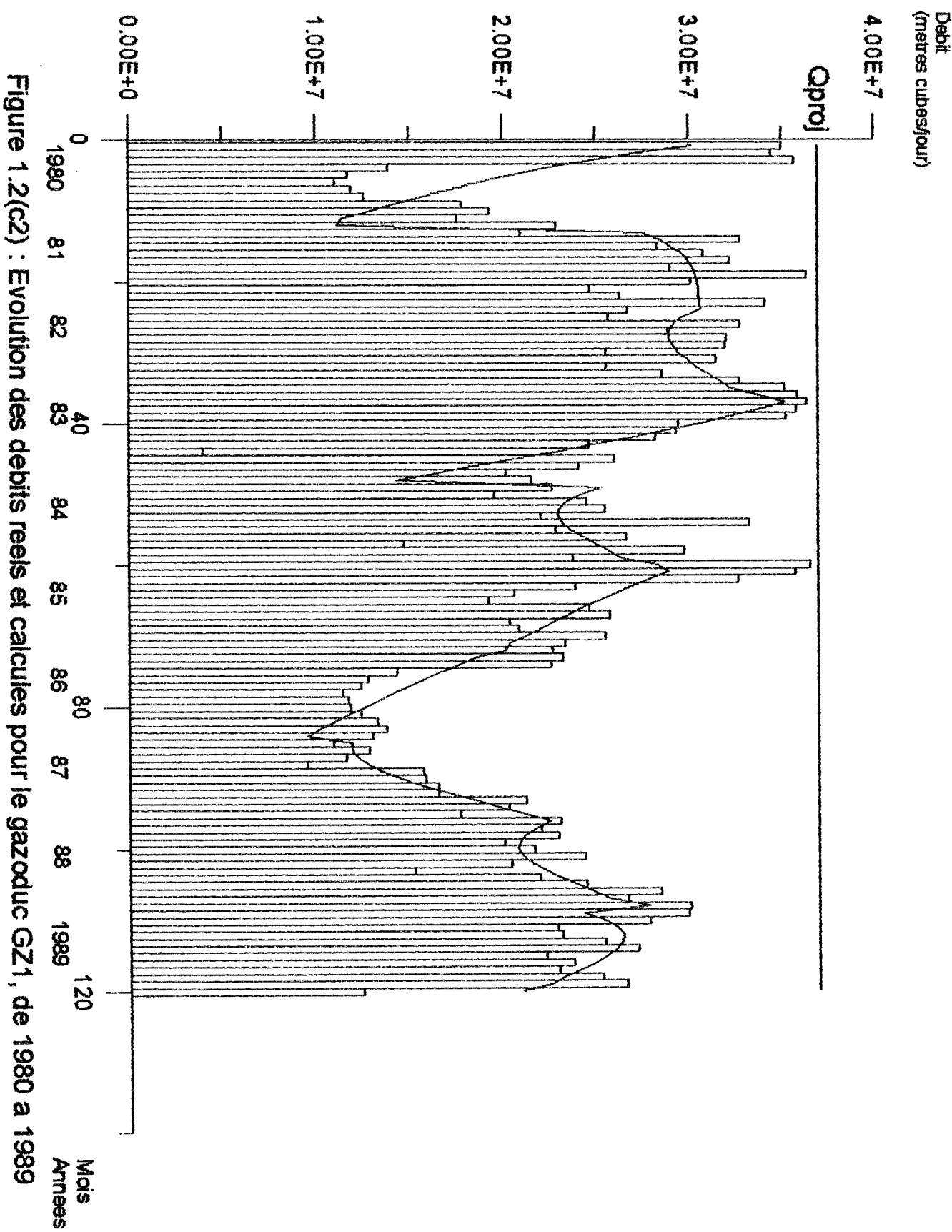


Figure 1.2(c1) : Debits reels et calcules pour le gazoduc GZ1, de 1976 a 1979



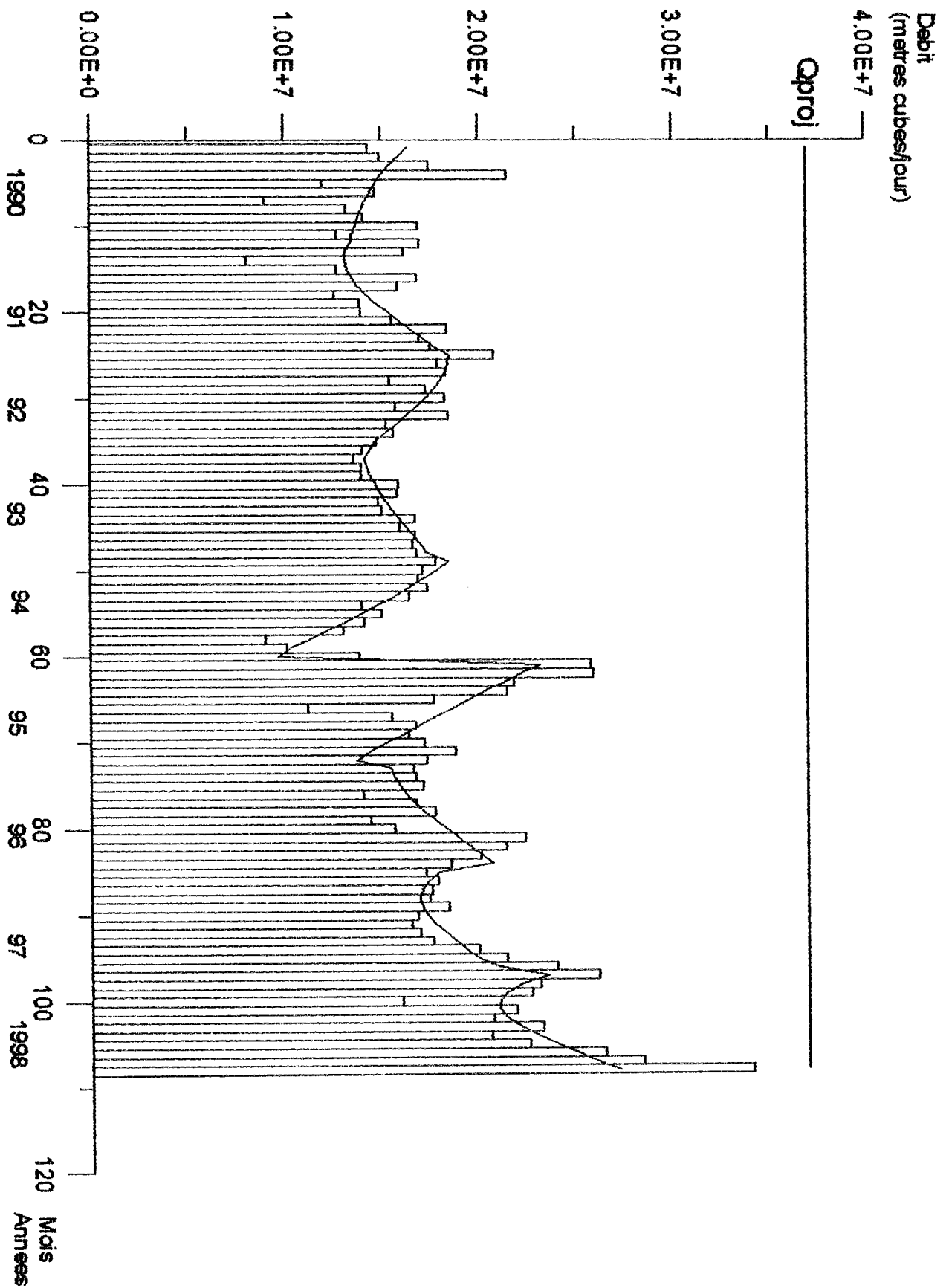
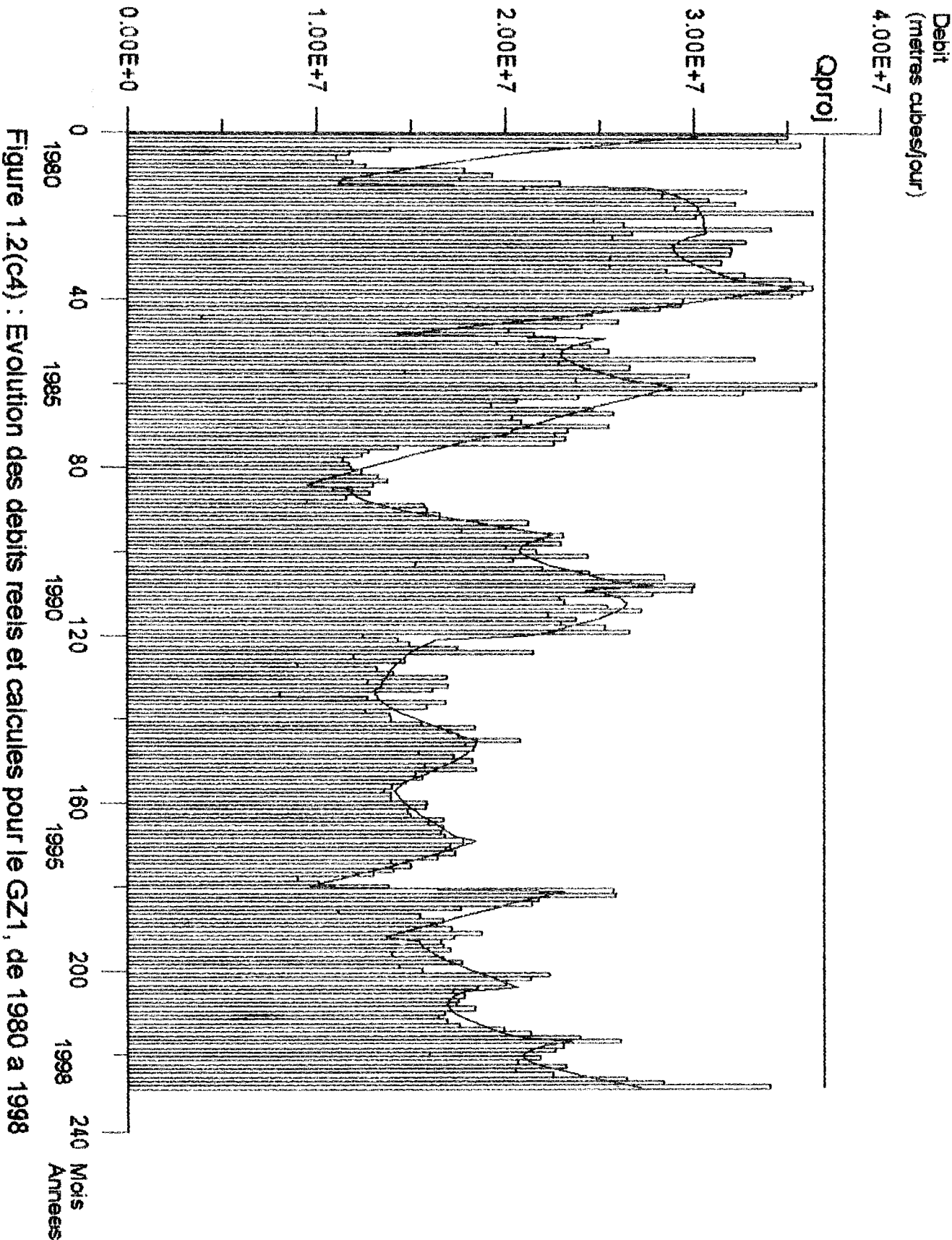


Figure 1.2(c3) : Evolution des debits reels et calcules pour le gazoduc GZ1, de 1990 a 1998



Chapitre 2

REGIMES DE TRAVAIL DES TURBINES A GAZ EN ALGERIE

	Page
2.1 Détermination et utilisation de la puissance des installations de turbines a gaz	27
2.2 Caractéristiques de fonctionnement	32
2.3 Régimes de travail des stations de compression et ses influences sur les caractéristiques d'utilisation de la puissance des turbines	37
2.4 Influence de la modulation du débit sur la puissance installée.	38
2.5 Caractéristiques d'utilisation des turbines a gaz dans stations de compression et de pompage	53
2.6 Consommation du gaz combustible aux besoins de la station a turbine a gaz	60
2.7 Surveillance technique et réparation des installations à turbine à gaz	64
Conclusions	69

Les installations à turbines à gaz trouvent une grande application dans l'industrie des hydrocarbures , plus particulièrement en Algérie ou leur tendance à se développer est considérable ces dernières années.

Cependant les rudes conditions climatiques à savoir les vents de sable, la température ambiante auxquelles s'ajoutent les modulations du débit transporté et le manque de qualification du personnel, influent considérablement sur les performances de ces machines. Compte tenu de ces paramètres, une analyse rigoureuse des régimes d'exploitation de ces turbines à gaz en Algérie s'avère nécessaire.

2.1 Détermination et utilisation de la puissance des installations à turbines à gaz.

La puissance de la turbine à gaz est l'une des principales caractéristiques d'exploitation et joue donc un rôle important lors de l'exploitation de ces équipements. Cette puissance peut être calculée par diverses méthodes [10]. L'une des méthodes est la mesure directe de la puissance à l'aide du moment de torsion et de la vitesse de rotation.

Nous utilisons aussi les méthodes thermodynamiques moins précises pour déterminer la puissance des I.T.G, les unes caractérisent la puissance de la partie motrice au moyen des paramètres de la turbine à gaz, les autres utilisent les paramètres du compresseur centrifuge . L'utilisation de l'une de ces méthodes sans vérification des données obtenues crée une incertitude chez les exploitants. La méthode basée sur les indications des appareils de mesure par lesquels les installations de turbines a gaz sont équipées pour la détermination de la puissance des turbines a gaz par l'intermédiaire de leurs paramètres est caractérisée par deux particularités :

1-La détermination peu fiable de la température moyenne du gaz d'échappement a l'entrée de la turbine.

2-La détermination du débit du fluide de la turbine a gaz dans différents stades du cycle sans les appareils de mesure de diaphragme.

La température du gaz à l'entrée de la turbine T_z peut être mesurée ou calculée. Pour calculer cette température il convient de mesurer les paramètres le long de la turbine basse pression c'est à dire la pression, la température a l'entrée P_z , T_z et à la sortie P_s , T_s . De l'équation de la courbe polytropique de détente, nous aurons pour la turbine basse pression (T.B.P) :

$$\frac{k'-1}{k} = \frac{\lg \frac{T_z}{T_s}}{\lg \frac{P_z}{P_s}} \quad (2.1)$$

En comparant les équations pour T.B.P et toute les turbines de détente (THP +TBP) et en supposant que $k = k'$ (k étant l'exposant polytropique pour toute la turbine), nous obtenons l'équation de calcul de T_z :

$$T_z = T_s \left(\frac{P_z}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (2.2)$$

En se basant sur le bilan des travaux de la turbine haute pression et du compresseur axial, pour les turbines bi-arbre la température T_z peut être calculée approximativement par la méthode des trois thermocouples.

$$t_z = t_s + (t_c - t_a) \quad (2.3)$$

Le débit du fluide des I.T.G est déterminé par les appareils de diaphragme, à l'aide des courbes caractéristiques du compresseur axial, des formules empiriques du débit de l'air à travers le compresseur, soit par les formules analytiques de débit du gaz à travers la turbine de détente.

Le montage des appareils de diaphragme n'est pas toujours possible cela nécessite le calibrage. Le fonctionnement de la turbine avec l'installation d'un diaphragme diminue considérablement la puissance et peut avoir lieu seulement pendant les essais chez les constructeurs lors des bilans thermiques. On peut mesurer le débit à l'aide des changements de charge à la culotte d'échappement, cependant le calibrage est nécessaire.

De même qu'on ne recommande pas la détermination du débit d'air du compresseur à l'aide des caractéristiques techniques ou par les formules empiriques parce que ces moyens ne sont pas précis. De ce fait les tentatives de création de ces formules de calcul de débit d'air sont comme les tentatives de la détermination des courbes caractéristiques des compresseurs axiaux par les moyens de calcul, sont restées veines, car le seul moyen fiable d'obtenir ces caractéristiques réside dans leurs essais.

On peut considérer le déplacement du fluide a travers la turbine à gaz avec suffisamment de précisions comme l'écoulement du fluide à travers le diaphragme avec une grande chute de pression. Ceci explique la tendance de nombreux chercheurs à déterminer le débit du fluide à travers la turbine à gaz en se basant sur leur capacité unitaire.

Ce sont donc les équations de Stodola-Flugel, Schnee, Hazen, Belokone, Bartoche [11][49] et des autres auteurs. L'inconvénient majeur des formules de calcul de ces différents auteurs consiste dont la détermination du débit relatif. Dans ce cas la, il faut avoir le débit pour le régime nominal de la turbine considérée. Ceci signifie que nous disposons des caractéristiques techniques des constructeurs. Comme formules de calcul dans ce cas la il est nécessaire de choisir celles qui donnent directement le débit absolu.

$$G_{sec} = \mu_1 f_1 \sigma_z \sqrt{2 \frac{P_z}{v_z}} \sqrt{1 - \frac{P_s}{P_z}} \quad (2.4)$$

Avec : μ_1 coefficient du débit de gaz dans les tuyères (par l'expérience) ;
 f_1 section sommaire de sortie des tuyères du 1^{er} étage de dépression ;
 σ_z caractéristique thermodynamique sans dimensions du débit unitaire de la turbine. Elle dépend du nombre d'étages et de l'exposant polytropique moyen de la détente (fig.2.1) ;
 v_z volume spécifique du gaz à l'entrée de la turbine ;
 P_s pression statique finale du courant à la sortie des tuyères du 1^{er} étage de la turbine ;

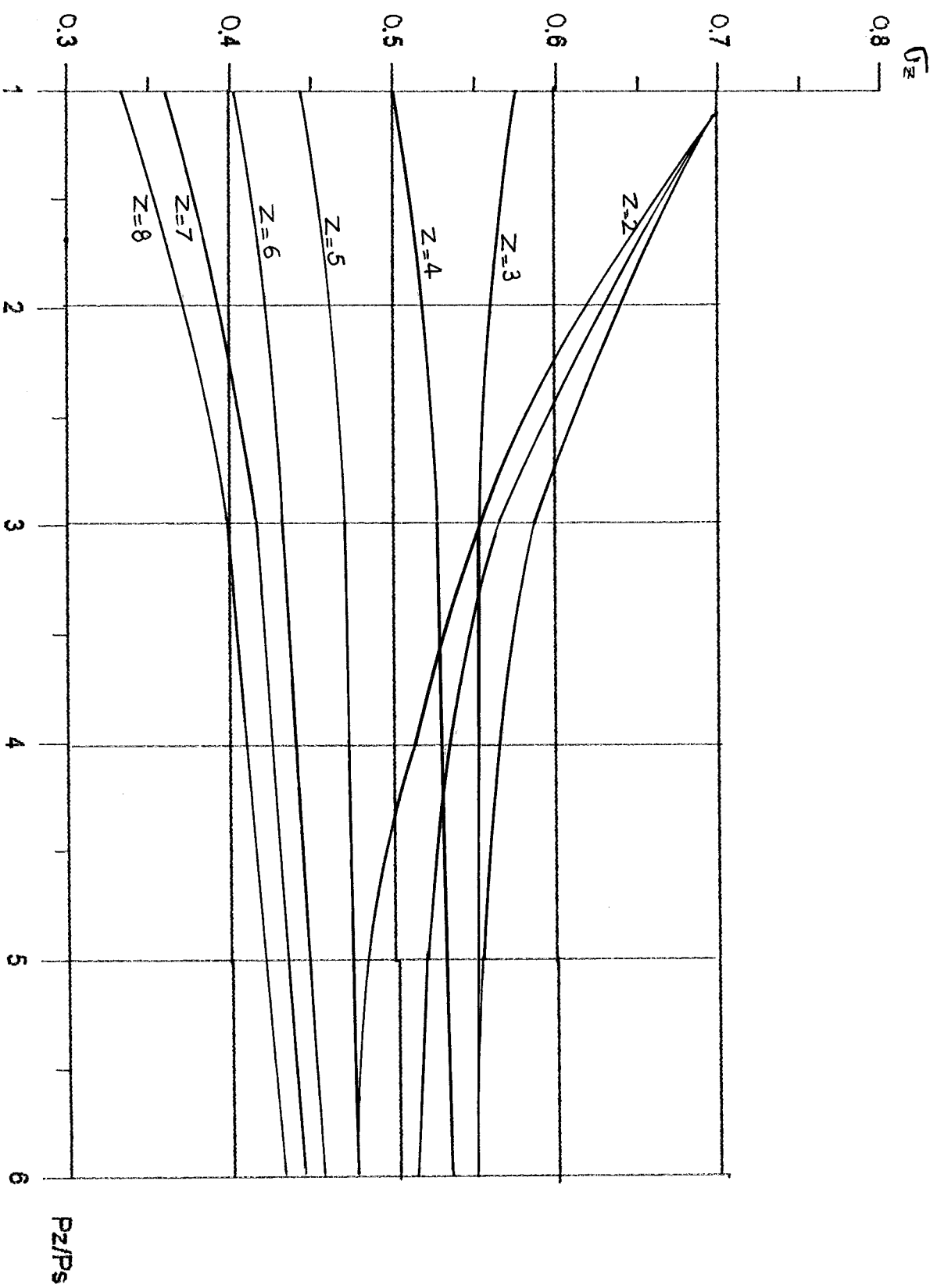


Figure 2.1 : Caractéristique thermodynamique du débit de la turbine G_z en fonction des rapports de pression et du nombre d'étages

A cause de la difficulté de la détermination directe de la pression du courant P_s' et de la section sommaire de sortie des tuyères du 1^{er} étage de pression et du changement possible de cette surface au cours de l'exploitation on a calculé le coefficient de réduction de débit $(\mu_1 f_1)_z$ en fonction du rapport des pressions à l'entrée et à la sortie de la turbine $C_z = \frac{P_z}{P_s}$ obtenu par les essais sur différentes turbines.

Pour faire ce calcul on recommande la formule suivante [18] :

$$G_{z,sec} = \mu_1 f_1 \sigma_z \frac{P_z}{\sqrt{T_z}} \sqrt{1 - \frac{P_s}{P_z}} \sqrt{\frac{2}{R}} \quad (2.5)$$

Ou P_z, P_s : pressions absolues du gaz d'échappement à l'entrée et à la sortie de la turbine.
 T_z : température absolue du gaz à l'entrée de la turbine ;
 R : constante spécifique du gaz, pour les gaz d'échappement, pour le calcul on prend $R = 287,5 \text{ J/kgK}$

On peut considérer que le coefficient de réduction de débit $(\mu_1 f_1)_z$ en fonction du rapport des pressions C_z pour toutes les turbines dans la zone de calcul suit une loi linéaire.

$$(\mu_1 f_1)_z = a - b \cdot \text{tg} \alpha \quad (2.6)$$

$$\begin{array}{ll} \text{Lim. } a = f_1 & \text{Lim. } \mu_1 = 1 \\ C_z \rightarrow 1 & C_z \rightarrow 1 \end{array}$$

Le traitement des données montre que les coefficients de débit pour les turbines à gaz sont des valeurs stables et s'approchent de celles obtenues théoriquement ($\mu_1 = 0.94 - 0.98$).

De ce fait, le débit du gaz d'échappement peut être calculé par l'équation analytique (2.5) en fonction des paramètres suivants : les pressions absolues de gaz à l'entrée P_z et à la sortie P_s et la température T_z de la turbine. Le débit de l'air peut être calculé d'après le bilan massique.

$$G_c = G_z - B + (G_{ref} + G_f) \quad (2.7)$$

Ou B : le débit du gaz du combustible pour la chambre de combustion ;
 G_{ref}, G_f : débits d'air de refroidissement et débit des fuites.

Le traitement des données des essais menés sur le bilan thermique des turbines à gaz a montré que les valeurs de G_{ref} et G_f sont des fonctions linéaires de la pression de l'air à la sortie du compresseur.

$$G_{ref} + G_f = (a + b) P_c \quad (2.8)$$

Les coefficients a , b et c sont déterminés en se basant sur les résultats des essais des turbines à gaz. A titre d'exemple, pour une turbine ayant une puissance de 5 MW ces coefficients sont égaux respectivement à : $a = 0.5$; $b = 0.18$ et $c = 0.68$ [19].

La puissance indiquée de la turbine à gaz N_i est présentée comme la différence entre celle de la turbine de détente N_{iz} et du compresseur N_{ic} .

$$N_i = N_{iz} - N_{ic} \quad (2.9)$$

$$N_{iz} = h_{iz} G'_z \quad N_{ic} = h_{ic} G'_c \quad (2.9a)$$

Ici, h_{ic} et h_{iz} représentent les travaux spécifiques des processus réels respectivement de compression h_{ic} et de détente h_{iz} rapportés à 1 kg d'air sec à l'entrée du compresseur axial. G'_c et G'_z sont les débits de l'air sec respectivement à travers le compresseur et la turbine de détente.

$$G'_c = \frac{G_c}{1 + \psi \sigma_s} = \frac{G_z - B + (G_{ref} + G_f)}{1 + \psi \sigma_s} \quad (2.10)$$

$$G'_z = \frac{G_z - B}{1 + \psi \sigma_s} \quad (2.10a)$$

Ou ψ : est le facteur d'humidité relative atmosphérique de l'air ;

σ_s : est l'humidité absolue en présence de la saturation limite ($\psi = 1$).

Les puissances réelles du compresseur, de la turbine de détente et ainsi que la puissance utile de la turbine à gaz sont calculées par l'intermédiaire des pertes mécaniques ΔN_{mec} déterminées à l'aide des formules empiriques données par les fabricants les équipements.

$$N_u = N_i - \Delta N_{mec} \quad (2.11)$$

$$\Delta N_{mec} = C_0 + C_1 \left(\frac{n}{n_0} \right)^\lambda \quad (2.12)$$

Ou : n est la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine

Les coefficients empiriques de la formule (2.12) sont déterminés en se basant sur les résultats d'expérience .

A titre d'exemple, pour une turbine de 5 MW nous avons $C_0=0$, $C_1=100$ et $\lambda=1,5$ [19].

Le rendement indiqué total de la turbine à gaz est :

$$\eta_i = \frac{3600 N_i}{B H'_u} \quad (2.13)$$

$$\eta_e = \eta_{mec} \eta_i = \frac{3600 N_e}{B H'_u} \quad (2.14)$$

L'efficacité du travail des éléments de la turbine à gaz (le compresseur et la turbine de détente) peut être évaluée par leurs rendements relatifs adiabatiques par la formule généralisée suivante :

Pour le compresseur :

$$\eta_{ic} = \frac{h_i}{h_r} = \frac{C_p(T_2 - T_1)}{C_p(T_{2'} - T_1)} = \frac{T_1 \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right)}{T_1 \left(\frac{T_{2'}}{T_1} - 1 \right)} = \frac{\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1}{\frac{T_{2'}}{T_1} - 1} \quad (2.15)$$

Pour la turbine :

$$\eta_{it} = \frac{h_r}{h_i} = \frac{C_p(T_3 - T_{4'})}{C_p(T_3 - T_4)} = \frac{T_3 \left(1 - \frac{T_{4'}}{T_3} \right)}{T_3 \left(1 - \frac{T_4}{T_3} \right)} = \frac{1 - \frac{T_{4'}}{T_3}}{1 - \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \quad (2.15a)$$

Où les indices (r) et (i) caractérisent les processus réel et adiabatique respectivement au niveau du compresseur et de la turbine, γ représente l'exposant adiabatique moyen (d'après la température moyenne logarithmique).

2.2 Caractéristiques de fonctionnement.

Les caractéristiques de fonctionnement qui déterminent l'état d'utilisation des machines et montrant ainsi leurs fiabilité et efficacité peuvent être calculées grâce au traitement des données statistiques sur le fonctionnement. Ces caractéristiques sont les suivantes [20] :

Le coefficient de fiabilité qui représente le rapport entre la somme des temps de travail, de réserve, de réparation respectivement T_t, T_r, T_e et le temps de disponibilité T_d pour un système étudié (gazoduc, station, installation de turbine à gaz etc..

$$K_f = \frac{T_t + T_r + T_e}{T_d} \quad (2.17)$$

Le coefficient d'empressement est le rapport entre la somme des temps de travail T_t , de réserve T_r sur le temps de disponibilité T_d .

$$K_p = \frac{T_t + T_r}{T_d} \quad (2.18)$$

Le coefficient d'utilisation des machines est le rapport entre le temps de travail et celui de leur disponibilité.

$$K_u = \frac{T_t}{T_d} \quad (2.19)$$

Le coefficient d'utilisation de la puissance nominale des machines représente le rapport entre la puissance réelle moyenne N_z et la puissance nominale N_{nom} pendant la période considérée.

$$K_{up} = \frac{N_z}{N_{nom}} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{zi}}{nN_{nom}} \quad (2.20)$$

Ici, on a : N_z : la puissance réelle pour $i^{ème}$ point d'essais considéré ;
 n : le nombre de point d'essais pour la période considérée .

De même que le coefficient d'utilisation de la capacité des machines s'obtient par le produit des deux précédents coefficients.

$$K_c = K_u K_{up} \quad (2.21)$$

De même, le temps relatif d'arrêt forcé caractérise le rapport entre le temps d'arrêt forcé et celui de la disponibilité.

$$\bar{T} = \frac{T_s}{T_d} \quad (2.22)$$

Afin de pouvoir comparer les régimes de fonctionnement des turbines à gaz en Algérie et dans les autres pays, nous avons choisi quelques exemples relatifs à l'exploitation de ces équipements pendant la même période, aux Etats-Unis, Canada et en Italie. Les deux premiers pays très avancés dans le domaine de la construction et de l'exploitation de ces équipements, utilisent des turbines à gaz de marques différentes et travaillent dans des conditions climatiques variables.

L'exemple concernant le fonctionnement de ces turbines en Italie est nécessaire car les conditions climatiques et les équipements utilisés sont sensiblement les mêmes que ceux existants en Algérie.

Dans le tableau 2.1 [15], sont présentées les données de fonctionnement des équipement à turbine à gaz de la firme General Electric exploités dans les conditions de climat chaud. Ce sont les données de trois équipements du type M 1002 au 31/01/1974.

Tableau 2.1 : Caractéristiques de fonctionnement des équipements à turbines à gaz de la firme G.E du gazoduc Snam (Italie).

Stations.de compress.	Date d'installation	Temps.de travail		Temps arrêt planifie		Temps arrêt force	
		Heure	% dispon	Heure	% dispon	Heure	% dispon
Corredjan	04/1972	11 681	73.0	2 036	12.7	467	2.8
Soliera	08/1972	10 713	85.0	120	1.0	208	1.7
Tovril	09/1972	9 950	96.0	262	2.5	112	1.1

Les caractéristiques moyennes de fonctionnement des équipements de la firme G.E exploitées en Alaska [13] (dont 6 du modèle M 5001 et un M 300) sont présentés sur le tableau 2.2, ces turbines fonctionnent depuis 1969.

Tableau 2.2 : Caractéristiques de fonctionnement des équipements à turbines à gaz de la firme General Electric du gazoduc d'Alaska.

Caractéristiques	Temps de travail		Temps d'arrêt planifié		Temps d'arrêt forcé	
Année	Heures	% disponib.	Heure	% disponib.	Heure	% disponib.
1971	56 595	92.8	670	1.1	0	0
1972	52 102	84.7	798	1.3	798	1.3

Tableau 2.3 : Temps relatifs d'arrêts forcés T_s et de réparation planifiée T_e pour les installations a turbines à gaz dans divers systèmes de transport.

Caractéristiques	Unités	U S A	Canada
$\bar{T}_s$	%	0.9	2.4
T_e	%	4.6	6.2
$T_s + T_e$	%	5.5	8.6

Tableau 2.4 : Caractéristiques moyennes de fonctionnement des groupes à turbine à gaz

Société	Type installation firme fabrique	Date	Coefficient Fiabilité K_f (%)	Coefficient Empress. K_p (%)
Saouzera California Gess	Industriel	1972	99.75	99.65
Texas.Ister Transmich	Industriel	1972	99.30	96.15
El Paso	Industriel	1972	99.5	92.1
	General Electrique	1972	99.7	97.2
	Industriel (solar)	1972	98.1	90.5
Alberta Gess	Industriel	1972	99.4	95.9
	Industriel (solar)	1972	99.5	98.2
Texas Gess	Industriel	1972	99.0	96.1
Pacifique	Industriel	1970	-	91.87

Les caractéristiques de fonctionnement des T.A.G avec les types d'entraînement industriel sont présentées sur le tableau 2.5 [14].

Tableau 2.5 :Caractéristiques de fonctionnement des TAG du gazoduc "Alerta Gess Lain" Canada.

Type TAG Firme Fabricant	Puissance nominale kW	Date Install- ation	Nombre machine	Date rapport annuel	Temps relatif en % de disponibilité de				Coeff.utilisati- on puissance nominale % K _{up}	Consomm. Spécifique de combustible m3/kWh	Consomm. specifique huile de graissage l/h	
					Travail K _f	Réserve K _r	Arrêt force T _s	Reparat. planifiée T _c				Arrêt non planifié
W92M Vestinga- ouze	7 000	1967	02	1968	67.7	20.9	0.3	9.3	1.8	84.5	0.48	0.18
				1969	65.5	30.4	0.8	3.8	0.2	83.0	0.48	0.12
				1970	61.5	27.0	0.9	10.2	0.4	92.1	0.46	0.18
OT F 3 Orenda	4 500	1964	02	1968	74.9	20.0	1.9	2.9	0.3	83.5	0.41	0.25
				1969	85.5	4.6	0.8	9.0	0.1	79.5	0.41	0.30
				1970	76.5	11.3	7.6	3.8	0.8	81.8	0.45	0.36
OT F 3 Orenda	5430	1969	10	1969	81.3	10.9	1.9	7.6	0.3	-	0.58	-
				1970	75.2	18.3	1.8	3.8	0.9	79.6	0.58	0.27
OT F 3 Orenda	7950	1969	03	1969	57.0	35.7	0.8	6.4	0.1	-	0.7	-
				1970	65.8	30.6	1.3	2.0	0.3	59.5	0.54	0.24
T 10 015 Solar	8100	1969	09	1969	-	22.0	0.5	12.2	0.5	-	-	-
				1970	58.5	37.1	0.2	2.7	1.5	84.1	0.53	0.21
Safourn RT 121	8100	1970	02	1970	42.2	54.6	0.2	2.6	0.4	-	0.74	0.27
				1970	68.4	29.1	1.7	0.3	0.5	80.2	0.41	0.27
Couper Bessmer 125	9200	1969 1970	02 04	1970	64.0	13.4	10.8	11.5	0.3	89.0	0.41	1.6
				1970	58.1	25.4	2.2	21.8	2.5	69.0	0.51	1.6

Les caractéristiques de fonctionnement des turbines à gaz exploitées en Algérie sont présentées sur le tableau 2.6 [16][41].

Tableau 2.6 : Caractéristiques de fonctionnement des turbines à gaz en Algérie.

Type TAG Firme Fabrique	Puissance nominale MW	Lieu de travail	Nombre de machine	Date d'installa- tion	Coefficients en %			
					Utilisati- on de la machine	Utilisa- tion puiss. nominale	Disponi- bilité	Utilisa- tion puiss. installée
Hisp.- Zuiza	5	Dir. Transp.	16	1967	47.64	-	91.52	-
Ruston	1.5	“	11	1971	48.47	-	96.41	-
Sulzer	5	“	4	1967	52	-	89.10	-
Alsthom	9.3	“	2	1972	29	-	19	-
Fiat	30	Sonelgaz	4	1978	-	28.51	89.96	25.65
A.E.G	24	“	4	1978	-	55.20	91.28	50.79
Alsthom	22	“	4	1978	-	6.38	95.59	6.10
C.E.M	29.5	“	4	1978	-	60.43	59.35	36.42
John Brown	20	“	2	1975	-	47.58	95.89	45.62

Selon ces données , nous voyons que le niveau d'appréciation des caractéristiques à Sonelgaz est sensiblement meilleur, vu que dans cette société il est possible de mesurer et d'évaluer la consommation de puissance fournie par les turbines à gaz. Dans le domaine du transport des hydrocarbures le coefficient d'utilisation des machines ne dépasse guère 50 % malgré un taux de disponibilité assez élevé recommandé par les constructeurs des équipements. Ces caractéristiques seules ne permettent pas de juger du niveau d'efficacité de ces équipements. Pour cela, il faut des données supplémentaires relatives aux temps d'arrêts forcés, arrêts planifiés et de réserve ainsi que le niveau d'utilisation de la puissance nominale installée pour cerner convenablement et complètement l'exploitation des turbines à gaz.

Le domaine d'emploi des turbines à gaz est plus important dans l'industrie des hydrocarbures que dans la production d'énergie électrique, il est donc nécessaire de créer les possibilités d'évaluer le niveau d'utilisation des puissances nominale et installée dans la pratique réelle d'exploitation de ces équipements.

2.3 Régimes de travail des stations de compression et ses influences sur les caractéristiques d'utilisation de la puissance des turbines.

Le régime de travail des stations de compression, plus particulièrement à turbine à gaz est caractérisé par un ensemble de paramètres principaux liés à leur fonctionnement. Ces derniers peuvent être sensiblement constants ou variables autour des valeurs moyennes admissibles.

Les paramètres principaux du régime de travail des stations sont :

- 1- Les pressions à l'entrée et à la sortie de la station,
- 2- Les débits journalier et horaire du gazoduc.

Ces paramètres dépendent du régime de travail de la station considérée, de celles en amont et en aval, du régime de tout le pipeline et enfin de celui de la production et de la consommation du gaz.

La pratique d'exploitation montre qu'il existe une certaine modulation de débit, comme illustré au chapitre précédant, ce qui influe sur le fonctionnement des stations de compression et sur tout le pipeline. Outre cela, la teneur en condensât qui s'accumule dans les tronçons bas du gazoduc altère le fonctionnement du système et diminue sa capacité unitaire.

Les conditions réelles de travail du pipeline et de la puissance utile de l'équipement entraîné influent sur la puissance installée. De ce fait pour déterminer le régime efficace de travail des équipements installés sur les stations de compression, il est nécessaire d'étudier la liaison entre les caractéristiques principales du pipeline et de celles des équipements installés dans ces stations. Nous savons que les pipelines travaillent avec une certaine modulation du débit ce qui est due soit à une consommation irrégulière des hydrocarbures en fonction des différentes saisons, soit à un enlèvement non uniforme des hydrocarbures au niveau des terminaux d'arrivée et à une variation de la température ambiante de l'air qui influe à son tour sur la puissance fournie.

Cette oscillation du débit pendant la période considérée est caractérisée par le rapport des valeurs extrêmes des débits, donné par la formule suivante [4,6].

$$\frac{Q_{\max}}{Q_{\min}} = \frac{1 + \beta}{1 - \beta} \quad (2.23)$$

Si nous considérons le rapport relatif courant, deux cas peuvent se peser :

- a) Pour le régime transitoire non stationnaire nous aurons :

$$\frac{Q_v}{a_0} = \frac{a_0 + a_1 \cos(\varphi - \varphi_0) + Q_v' \frac{t}{T}}{a_0} = 1 + \beta \cos(\varphi - \varphi_0) + E_c \frac{t}{T} \quad (2.23a)$$

- b) Pour le régime stable,

$$\frac{Q_v}{a_0} = 1 + \beta \cos(\varphi - \varphi_0) ; Q_v' = 0 \quad (2.23b)$$

Selon la théorie de similitude bien connue cette variation de débit engendre celle de la puissance qui sera égale à :

$$\frac{N_{\max}}{N_{\min}} = \left(\frac{1 + \beta}{1 - \beta} \right)^3 \quad (2.24)$$

Le coefficient de charge qui détermine le niveau d'utilisation de la puissance installée des équipements en fonction de la modulation des débits $K_{uf} = f(\beta)$, peut être transformé par le rapport suivant :

$$K_{ia} = \frac{N_n}{N_{\max}} = \frac{N_n}{N_m} \cdot \frac{N_m}{N_{\max}} = \frac{N_n}{N_m} \cdot \frac{N_m}{N_p} \cdot \frac{N_p}{N_{\max}} \quad (2.25)$$

Avec : $N_{\max}$: la puissance utile maximale que peuvent fournir les équipements installés,

N_n : la puissance réelle fournie par la partie d'entraînement,

N_m : la puissance moyenne utile qui correspond au niveau de la puissance disponible,

N_p : la puissance utile correspondant au débit moyen du pipeline.

Les deux derniers rapports peuvent être exprimés d'après les formules suivantes : nous savons que pour un régime transitoire permanent le rapport de la puissance utile courante et celle correspondant au débit moyen est donné par :

$$\frac{N}{N_p} = \left(\frac{Q}{Q_0} \right)^3 = \left[1 + \beta \cdot \cos(\varphi - \varphi_0) \right]^3 \quad (2.26)$$

Donc le rapport entre la puissance utile annuelle moyenne et celle correspondant au débit moyen du pipeline sera égal :

$$\frac{N_m}{N_p} = \frac{1}{N_p} \int_0^T \frac{N}{T} dt = \frac{1}{2} \int_{\varphi=\varphi_0}^{\varphi=2\pi-\varphi_0} \left[1 + \beta \cdot \cos(\varphi - \varphi_0) \right]^3 d\varphi = 1 + \frac{3}{2} \beta^2 \quad (2.26a)$$

Enfin le rapport entre la puissance utile maximale et celle correspondant au débit moyen :

$$\frac{N_{\max}}{N_p} = (1 + \beta)^3$$

Le troisième rapport à savoir celui de la puissance du travail d'entraînement et celle utile correspondant au niveau de la puissance disponible se détermine par la théorie thermodynamique, pour les valeurs variables de l'amplitude de la température ambiante [4].

$$\Delta t = ta' - ta$$

Ou ta' : la température ambiante

ta : la température de référence (pour I.S.O $ta = 15^\circ\text{C}$)

Enfin on peut calculer le coefficient d'utilisation de la puissance en fonction des modulations du débit dont les résultats sont présentés par les abaques de la figure 2.2.

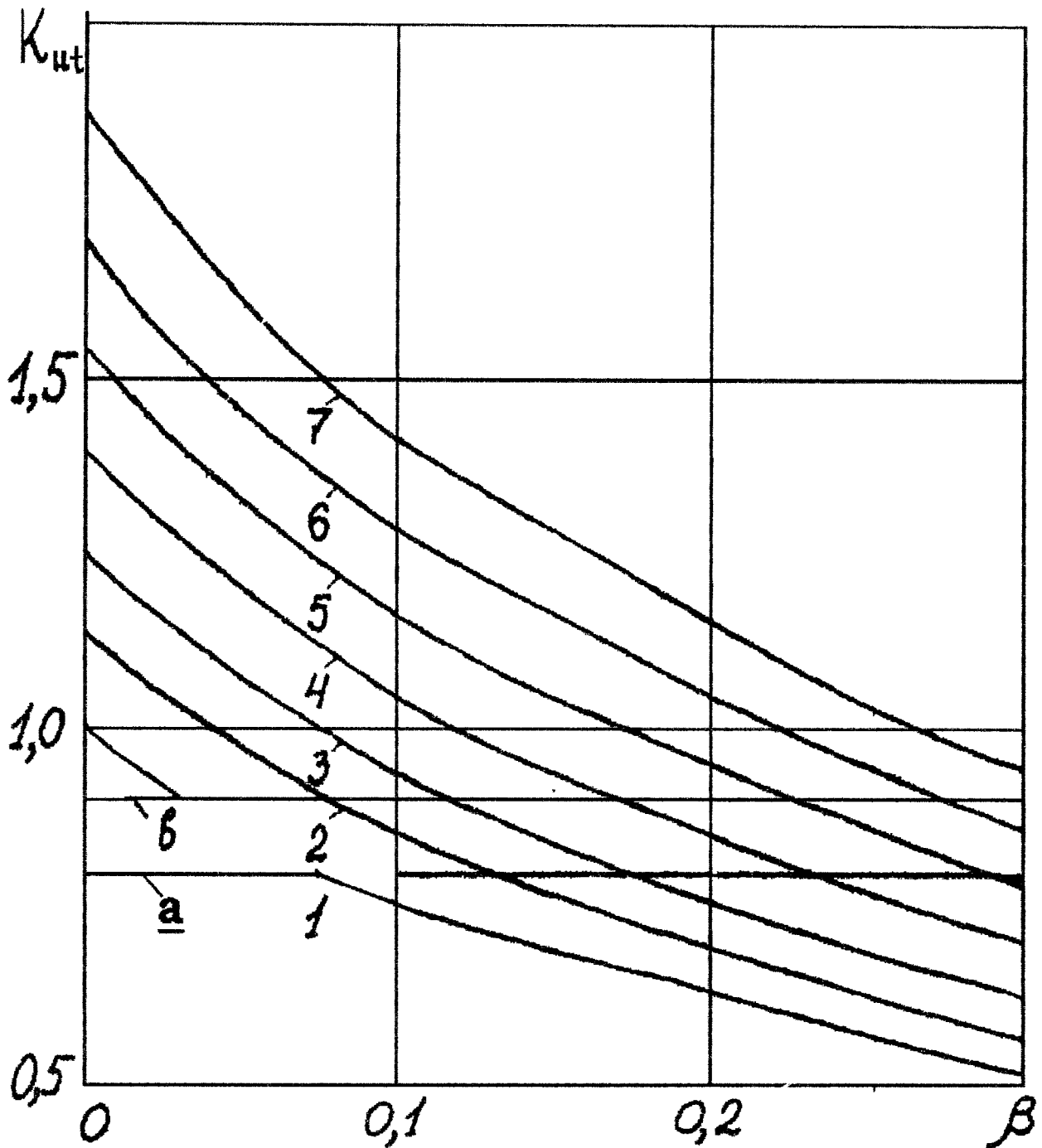


Figure 2.1 : Variation de K_{ut} en fonction de la caractéristique β et de l'écart de température Δt

On note que lorsque Δt dépasse 10°C , on se retrouve dans la zone de surcharge nécessitant une puissance supplémentaire.

Le coefficient de charge des équipements installés sur les stations de compression à turbine à gaz K_{ut} en fonction de la caractéristique du régime variable de travail du gazoduc β pour les valeurs différentes de l'amplitude de la température ambiante :

$\Delta t = 0^{\circ}\text{C}$ (1) ; 10°C (2) ; 20°C (3) ; 30°C (4) ; 40°C (5) ; 50°C (6) ; 60°C (7) .

a : limite du rendement des équipements déterminé par le coefficient de charge dont le niveau d'utilisation de la puissance installée égal à 0.80.

b : limite du rendement des équipements déterminé par le coefficient de charge dont le niveau d'utilisation de la puissance installée égal à 0.90

Enfin on peut calculer le coefficient d'utilisation de la puissance en fonction des modulations du débit dont les résultats sont présentés par les abaques de la figure 2.1.

Grâce à l'analyse de ces abaques, on détermine le régime efficace de fonctionnement des équipements en vue des conditions d'utilisation maximale de la puissance nominale c'est à dire situer la valeur moyenne du coefficient de charge pour la turbine à gaz égal à 0.80 et 0.90. La ligne (a) ou (b) détermine le niveau d'utilisation de la puissance installée. On y trouve le coefficient moyen de charge pour les installations à turbine à gaz égal à 0.80 dans les différentes conditions de la modulation du débit. Nous voyons d'après les abaques que les conditions où l'on observe le déficit de la puissance disponible se trouve au dessus de la ligne caractérisant les régimes efficaces des équipements.

Dans les conditions réelles de travail des stations de compression cette situation aboutit à l'installation de machines supplémentaires ce qui oblige d'avoir un coefficient de secours élevé. Au dessous de cette ligne nous avons le domaine de fonctionnement des équipements aux conditions d'utilisation incomplète de la puissance installée. Pour les turbines à gaz la zone de travail efficace pour la variation de température $\Delta t = 15^{\circ}\text{C}$ est déterminée pour une amplitude $\beta = 0.15$. Avec l'augmentation de Δt la valeur correspondante de β augmente ce qui fait que le régime de travail du pipeline aux valeurs de $\beta = 0.15$ aboutit au régime inefficace de tout le système de transport des hydrocarbures ce qui altère ces indices qualitatifs d'efficacité. L'augmentation considérable des coefficients réels de secours des machines durant l'année aboutit au régime inefficace de travail des équipements ce qui n'est pas rentable dans les conditions de modulations considérables du débit du pipeline. L'exploitation de la turbine à gaz reste peu rentable quand $\beta > 0.1$ car les variations de la puissance due aux variations de la température saisonnière compliquent les conditions de travail ce qui devient une des causes objectives de l'altération de la fiabilité des équipements d'où une diminution de la puissance disponible.

D'après l'ensemble des caractéristiques existantes, nous ne pouvons juger de l'influence des parties entraînant sur le système du transport par canalisation, afin d'augmenter au maximum leur utilisation. Donc, dans les conditions réelles d'exploitation l'irrégularité du trafic d'acheminement et les conditions climatiques en créant les modulations du débit font varier considérablement le rapport entre la puissance de service et celle qui est installée. Pour ces raisons là, les coefficients de réserve et de service établis normalement sur la base du nombre de machines en service et en secours sans tenir compte de ces modulations du débit ne sont pas correctes.

L'efficacité du régime de travail des équipements servant à l'entraînement des stations de compression dans les conditions des oscillations du débit dépend :

- 1- de l'utilisation maximale de la puissance nominale,
- 2- du nombre de machines en service et en réserve,
- 3- des dépenses occasionnées par l'entretien et la réparation.

La variation de la puissance utile en fonction de la modulation du débit est donnée par la formule 2.20. Donc, à cause de ces modulations du débit la réserve réelle de la puissance des machines va dépasser considérablement la réserve nominale. Généralement, c'est pendant l'hiver que ce coefficient de réserve des turbines à gaz atteint sa valeur minimale et en été le maximal.

Le coefficient de réserve tenant compte des modulations du débit peut être donné par la formule suivante [5][16].

$$K_{res} = \frac{N_{res}}{N_{SBR}} = \left(\frac{1+\beta}{1-\beta} \right)^3 + K_{resn} \cdot \left(\frac{1+\beta}{1-\beta} \right)^3 - 1 \quad (2.27)$$

Ou : N_{res} , N_{ser} représentent respectivement la puissance des machines de secours et de service,

K_{resn} est le coefficient de réserve normalisé obtenu par le rapport entre le nombre de machines en réserve et en service.

Pour obtenir la fiabilité nécessaire du régime de transport du gaz vers le consommateur et plus particulièrement pendant l'hiver, il faut donc une réserve en puissance des machines suffisantes autrement dit les valeurs du coefficient de secours calculées ne doivent en aucun cas être inférieures aux valeurs normalisées correspondantes.

$$(K_{resn} = 0.167 ; 0.20 ; 0.25 ; 0.33 ; 0.50).$$

La dépendance entre le coefficient d'utilisation de la puissance et le coefficient de réserve peut être déterminée analogiquement par la formule suivante :

$$K_{ut} = \frac{N_{ser}}{N_{se} + N_{res}} = \frac{1}{1 + K_{res}} \quad (2.28)$$

Donc, contrairement au coefficient de secours, le coefficient d'utilisation doit atteindre le maximum en hiver.

Ces deux dernières formules nous permettront concrètement de juger de l'efficacité du régime de transport du gaz en fonction des modulations du débit.

L'objectif essentiel d'un exploitant d'un équipement est d'augmenter au maximum l'efficacité d'utilisation de la puissance installée, sans pour cela diminuer la fiabilité. Dans notre cas c'est de tendre vers la diminution des variations du débit et de charger d'une manière convenable le gazoduc.

L'expérience pratique montre que pour un réseau de gazoducs ayant $\beta = 0.1$, la valeur moyenne d'augmentation du coefficient réel de secours par rapport à la valeur normalisée est de 3 fois plus grande et la diminution correspondante du coefficient réel d'utilisation de la puissance installée est de l'ordre de 30 %.

On note que lorsque β diminue, le coefficient de réserve K_{res} diminue et par conséquent le coefficient d'utilisation de la puissance installée K_{ut} augmente.

Autrement dit avec une amplitude $\beta = 0.1$ nous aurons le 1/3 de la puissance installée non utilisée. Donc les valeurs des coefficients de réserve et d'utilisation de la puissance installée exercent une influence considérable sur les indices technico-economiques des stations de compression.

Les résultats de calcul obtenus par ces formules sont présentés sur le tableau 2.7.

Tableau 2.7 : Valeurs des coefficients de réserve et d'utilisation de la puissance installée en fonction de la variation de la caractéristique de modulation du débit β .

Caractéristique β	Coefficients de		
	Reserve.norma ($K_{re,n}$)	Reserve.reel ($K_{re,r}$)	Utilis.puiss. Install. (K_{ut})
0.05	0.167	0.576	0.634
	0.20	0.620	0.617
	0.25	0.587	0.593
	0.33	0.795	0.557
	0.50	1.025	0.494
0.10	0.167	1.131	0.469
	0.20	1.191	0.456
	0.25	1.283	0.438
	0.33	1.429	0.4117
	0.50	1.739	0.365
0.15	0.167	1.89	0.346
	0.20	1.971	0.337
	0.25	2.096	0.323
	0.33	2.293	0.304
	0.50	2.714	0.269
0.20	0.167	2.939	0.254
	0.20	3.05	0.247
	0.25	3.219	0.237
	0.33	3.489	0.223
	0.50	4.063	0.197
0.25	0.167	4.403	0.185
	0.20	4.556	0.18
	0.25	4.788	0.173
	0.33	5.158	0.162
	0.50	5.945	0.144
0.30	0.167	6.475	0.134
	0.20	6.686	0.130
	0.25	7.006	0.125
	0.33	7.519	0.117
	0.50	8.608	0.104

Ce tableau montre des valeurs typiques des coefficients de réserve et d'utilisation en fonction de la modulation β et ceux, à l'aide des équations (2.27) et (2.28).

Les graphes de la figure 2.3 montrant la dépendance du $K_{res,r} = f(\beta)$ pour différentes valeurs des coefficients de secours installés découlent de valeurs coordonnées avec des données réelles de la fiabilité des machines.

Au delà de l'amplitude relative $\beta = 0.05$, l'influence sur le coefficient de réserve de la puissance est considérable et plus particulièrement pour des stations de compression à turbines à gaz dotées d'une réserve de puissance installée $K_{res,n} = 0.25$.

On remarque d'après ces courbes que toute modulation du débit même minime qu'elle soit entraîne une augmentation forcée de la puissance de réserve installée.

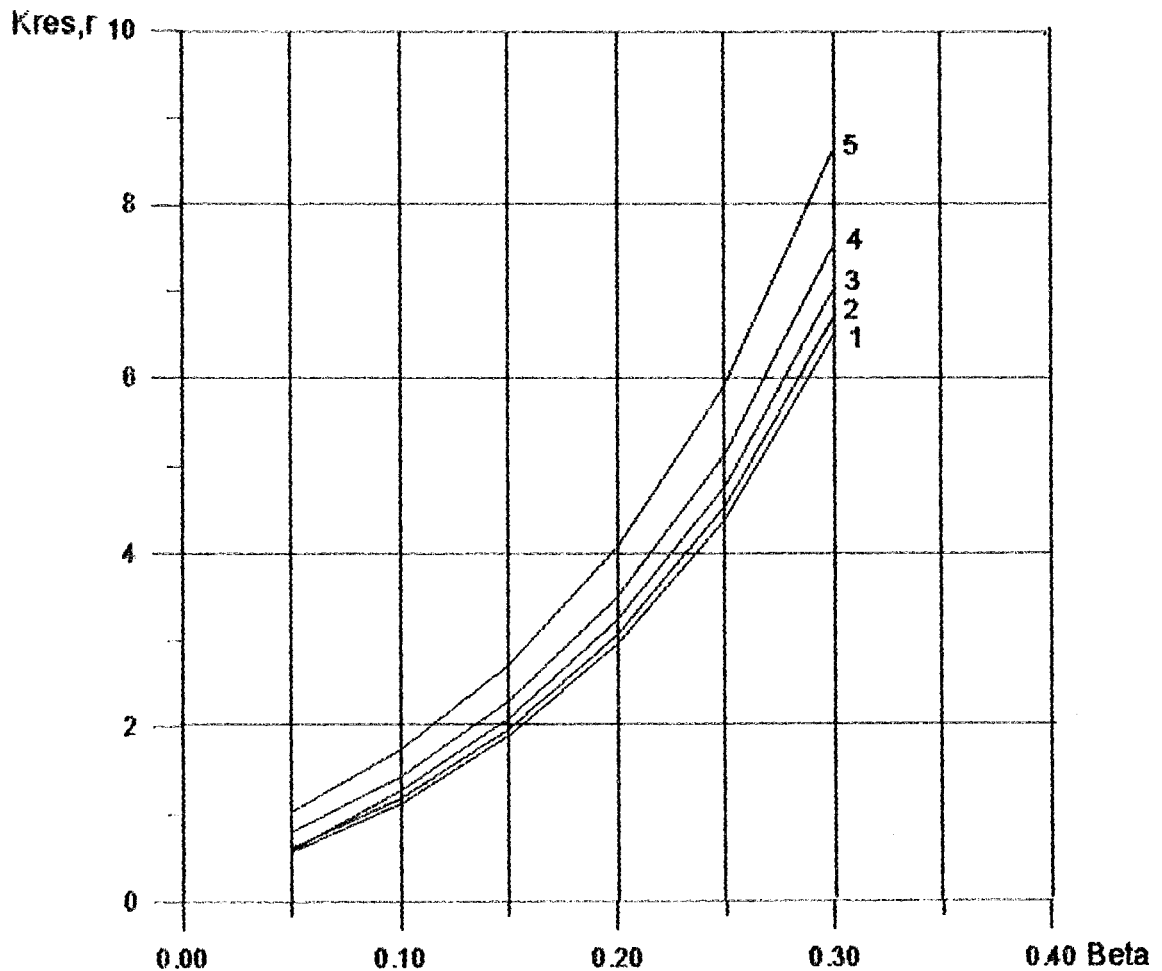


Fig. 2.3 : Variation de $K_{res,r}$ en fonction de β pour $K_{res,n} = a$:
(1) 0.167 ; (2) 0.20 ; (3) 0.25 ; (4) 0.33 et (5) 0.5

Les résultats de l'application de cette méthode pour les gazoducs Algériens, en tenant compte de la valeur de la caractéristique de la modulation du débit β traitée dans le précédent chapitre (tableau 1.3) sont présentés sur les tableaux 2.8(a), 2.8(b) et 2.8(c).

Tableau 2.8(a) : Valeurs des coefficients de réserve et d'utilisation pour les trois gazoducs Algériens de 1976 a 1979.

Gazoduc	Année	Caractéristique β	Coefficients de		
			Réserve normal K_{re}	Réserve réel K_{re}	Utilisation puissance installée
Arzew 40''	1976	0.214	0.33	3.9	0.200
	1977	-0.526	0.33	43	0.022
	1978	0.465	0.33	26	0.036
	1979	0.880	0.33	5194	0.002
Arzew 24''	1976	0.183	0.33	2.03	0.320
	1977	-0.009	0.33	0.40	0.710
	1978	-0.580	0.33	75	0.013
	1979	-0.050	0.33	0.82	0.540
Skikda 40''	1976	-0.096	0.33	1.37	0.420
	1977	0.926	0.33	23761	0.00005
	1978	-0.364	0.33	12.18	0.075
	1979	-0.271	0.33	6.06	0.140

Tableau 2.8(b) : Valeurs des coefficients de réserve et d'utilisation pour les trois gazoducs Algériens

G A Z O D U C S														
Gazoduc GZ0					Gazoduc GZ1					Gazoduc GK1				
Année	Coefficients				Année	Coefficients				Année	Coefficients			
	β	Kres,n	Kres	Kut		β	Kres,n	Kres	Kut		β	Kres,n	Kres	Kut
1980	0.418	0.33	13.56	0.068	1980	-0.276	0.33	6.300	0.136	1980				
1981	-14.03	0.33	2.53	0.651	1981	0.404	0.33	16.47	0.057	1981				
1982	-0.967	0.33	230245	4E-06	1982	-0.242	0.33	4.86	0.170	1982				
1983	2.709	0.33	11.221	0.0097	1983	0.231	0.33	4.48	0.182	1983				
1984	-0.402	0.33	11.971	0.077	1984	-0.390	0.33	14.77	0.063	1984				
1985	-1.144	0.33	3278	0.0003	1985	-0.058	0.33	0.894	0.527	1985				
1986	-0.458	0.33	18.49	0.051	1986	-0.089	0.33	1.277	0.439	1986				
1987	-0.079	0.33	0.608	0.621	1987	-0.522	0.33	42.01	0.023	1987				
1988	-0.483	0.33	22.60	0.042	1988	-0.391	0.33	14.87	0.063	1988				
1989	1.591	0.33	85.162	0.011	1989	0.300	0.33	11.60	0.094	1989				
1990	-0.512	0.33	28.918	0.033	1990	-0.163	0.33	2.57	0.279	1990				
1991	-0.015	0.33	0.461	0.684	1991	-0.298	0.33	7.410	0.118	1991				
1992	-0.786	0.33	582.94	0.0017	1992	0.311	0.33	8.21	0.108	1992	-0.144	0.33	2.18	0.313
1993	-0.451	0.33	17.60	0.053	1993	-0.134	0.33	2.00	0.333	1993	-0.366	0.33	12.34	0.074
1994	-0.415	0.33	13.22	0.070	1994	0.181	0.33	3.00	0.249	1994	-0.104	0.33	1.49	0.400
1995	0.109	0.33	0.932	0.517	1995	-0.037	0.33	0.666	0.600	1995	-0.128	0.33	1.88	0.346
1996	-0.634	0.33	88.63	0.011	1996	-0.203	0.33	3.59	0.217	1996	-0.084	0.33	1.20	0.453
1997	0.0007	0.33	0.335	0.748	1997	-0.360	0.33	11.77	0.078	1997	0.139	0.33	2.09	0.323
1998	-0.411	0.33	121.76	0.072	1998	-0.46	0.33	25.54	0.037	1998				

D'après ces résultats pour la période d'assimilation, nous voyons concrètement le niveau d'efficacité de nos systèmes de transport de gaz. Le coefficient d'utilisation de la puissance installée pour l'ensemble de ces gazoducs est resté généralement faible sauf pour quelques rares cas comme le GZ0 en 1991 où il atteignait 68 %.

Les résultats obtenus de l'application de la méthode pour la période 1980-1998 informe du niveau bas d'utilisation des ouvrages.

On remarque la valeur moyenne de ce coefficient pour tous les gazoducs durant les quatre années d'exploitation n'a été que de 47 % et celui de réserve de 360 %. Donc à cause de ces modulations du débit le coefficient moyen de réserve de la puissance a augmenté de 10.9 fois par rapport à la valeur normale installée ($K_{\text{resn}} = 33\%$).

Donc la solution efficace pour diminuer les modulations du débit réside dans la planification stricte, rigoureuse du régime de travail des gazoducs pour une consommation bien établie à l'avance et sensiblement planifiée.

Généralement, les consommateurs industriels du gaz naturel sont souples et peuvent travailler avec des combustibles gazeux ou liquides. Donc ces consommateurs peuvent maintenir stable le régime du transport en passant partiellement ou complètement au combustible liquide pendant la diminution du débit des gazoducs.

Le coefficient d'utilisation réel de la puissance installée du GZ0, était de 0.32 en 1976 et 0.54 en 1979, valeurs concordantes avec les normes. Pour la période 1980-1998, ces dernières étaient hors normes du fait de la mise en écoulement libre du gazoduc et que tout raisonnement devient irrationnel.

Pour le gazoduc GK1, nous avons deux bonnes valeurs pour les années 1976 et 1979 soit 0.42 et 0.14 pour une modulation de 0.09 et 0.2. Durant la période 1980-1998, on retrouve les normes avec des valeurs entre 0.31 et 0.45 pour des modulations respectives assez faible de 0.08 et 0.1, cette grandeur était faible pour l'année 1993 avec un coefficient d'utilisation de 0.074 pour une modulation de 0.36.

Le GZ1, a connu une meilleure utilisation de sa puissance installée relativement à la caractéristique de la modulation du débit β , particulièrement lors des années 1976, 80, 82, 83, 85, 86, 90, 91, 92, 93, 94, 95 et 1996, ce qui est considérablement bien comparé au gazoduc précédent. L'utilisation restait cependant assez faible et variait de 0.10 et 0.60. S'agissant des autres années, la caractéristique β étant élevée, c'est à dire supérieure à 0.30, le coefficient d'utilisation était très faible comme on pouvait s'y attendre.

Le paramètre K_{ut} étant une fonction de K_{res} , ce dernier étant aussi une fonction de la caractéristique β , on retrouve les mêmes conclusions pour ce qui concerne le coefficient de réserve. Les résultats sont assez acceptables à faible modulation. Quand β est supérieure à 0.30 les valeurs de K_{res} deviennent élevées, atteignant parfois des grandeurs dépourvues de sens.

On note une variation entre 0.33 et 121.76 pour le GZ0, si l'on considère pas les années 82, 85 et 1992 où les valeurs sont exagérément élevées. D'ailleurs, on pose la question de savoir si la mise en écoulement libre rend cette analyse inappropriée.

Au niveau du GK1, ce coefficient fluctue entre 1.20 et 12.34 qui se traduit par une réserve de la puissance installée normale pour la majeure partie de la période considérée.

Enfin pour le GZ1, on retrouve une exploitation correcte pendant plusieurs années. Seule l'année 1979 ou Kres était égal à 5194. Autrement, il variait entre 0.89 et 26

Nous remarquons d'une manière générale, que le coefficient d'utilisation reste souvent assez bas pour les ouvrages Algériens. Ceci rend, la réserve normale, c'est à dire le fait d'exploiter 02 turbines à gaz et mettre 01 en secours, pas nécessaire du moment que les turbines en exploitation ne sont pas utilisées à fond. Dans certains pays avancés, cette réserve est nulle. Elle est remplacée par une maintenance très fiable. Pour le cas de l'Algérie, il est à signaler que toutes les installations ont été acquise clés en main, d'une conception standard. Il y a aussi le fait que le secteur hydrocarbure Algérien ne disposait pas de l'expérience et connaissance nécessaire pour une exploitation optimum de ces équipements.

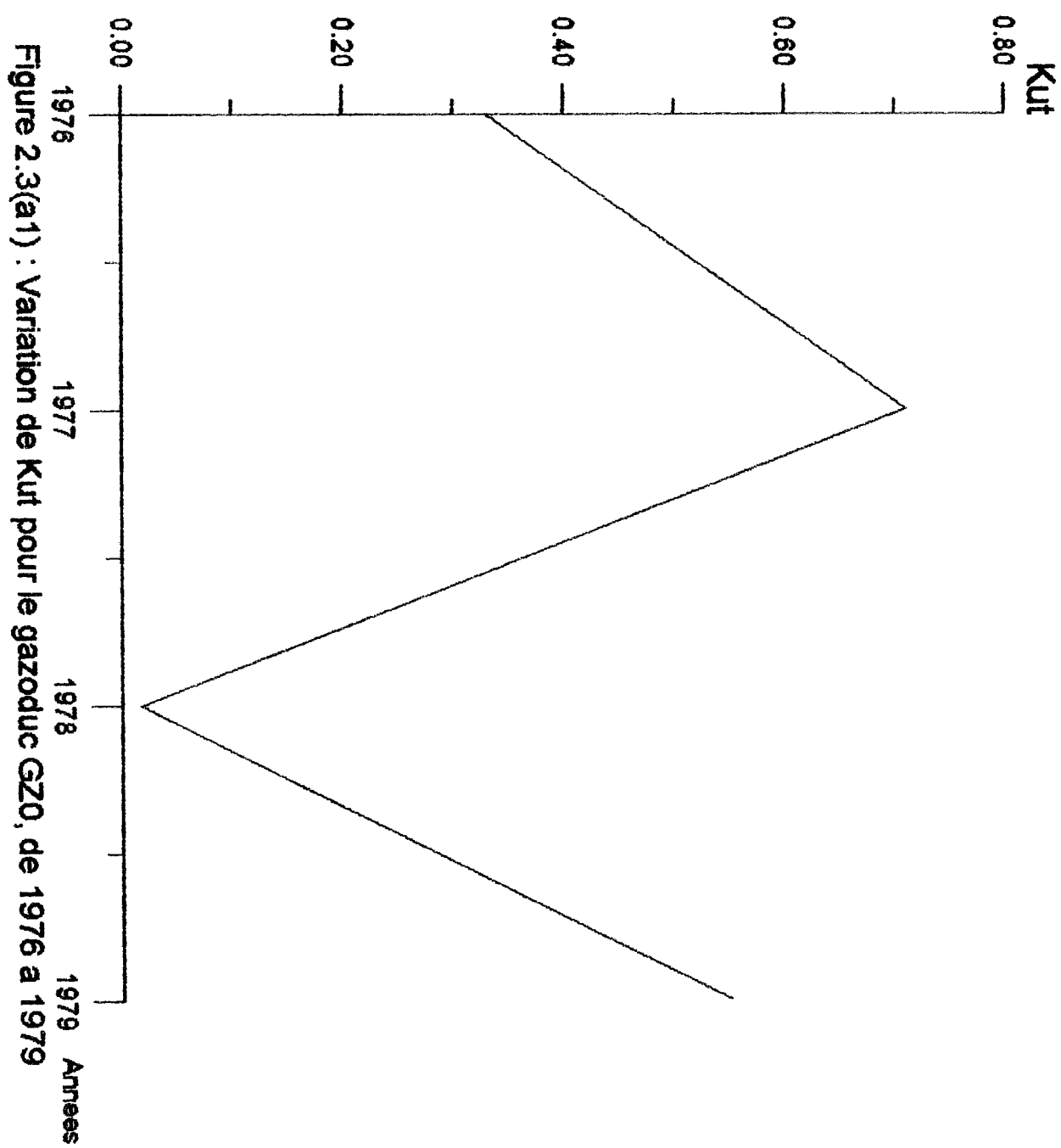


Figure 2.3(a1) : Variation de Kut pour le gazoduc GZ0, de 1976 a 1979

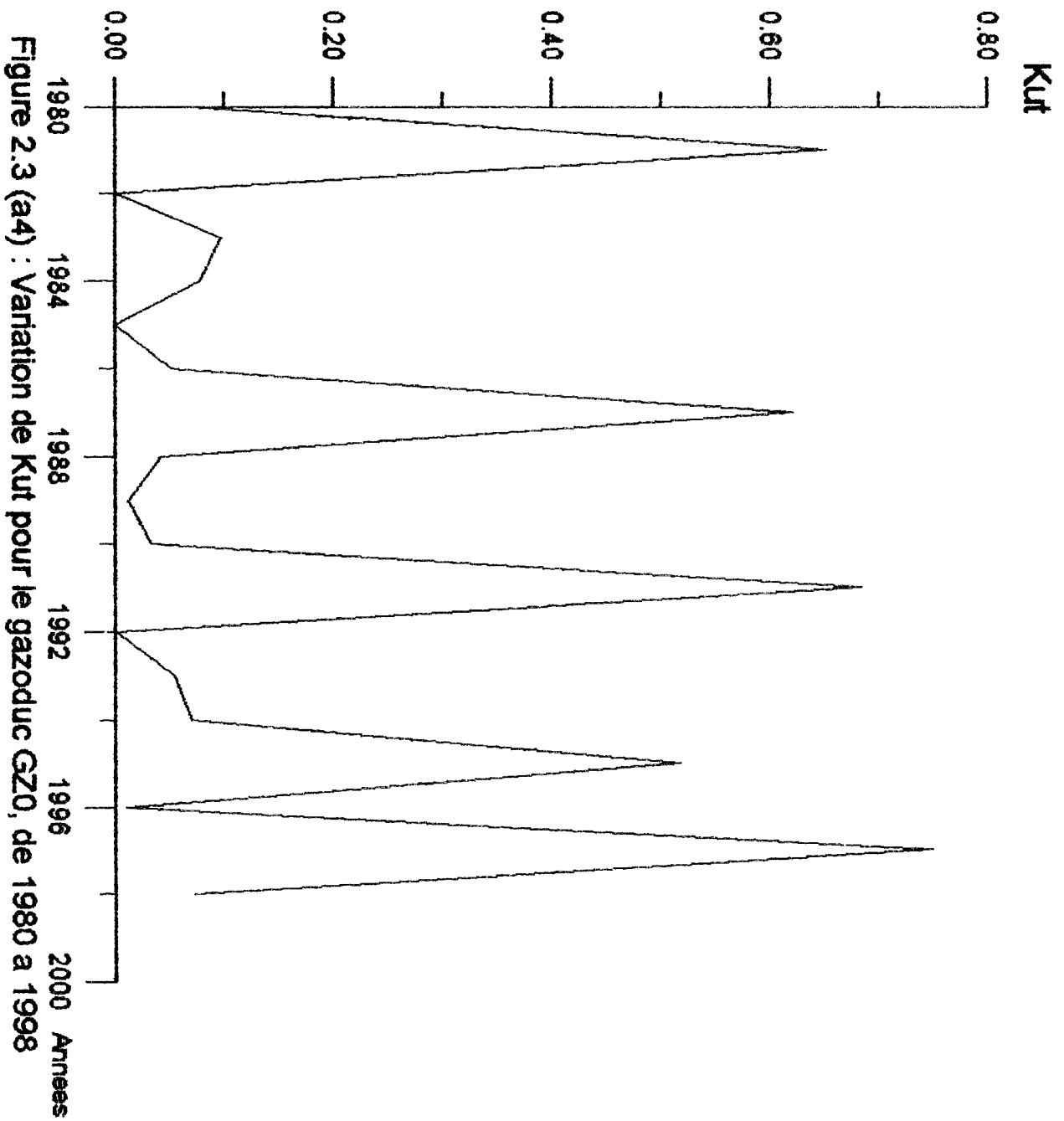


Figure 2.3 (a4) : Variation de Kut pour le gazoduc GZO, de 1980 a 1998

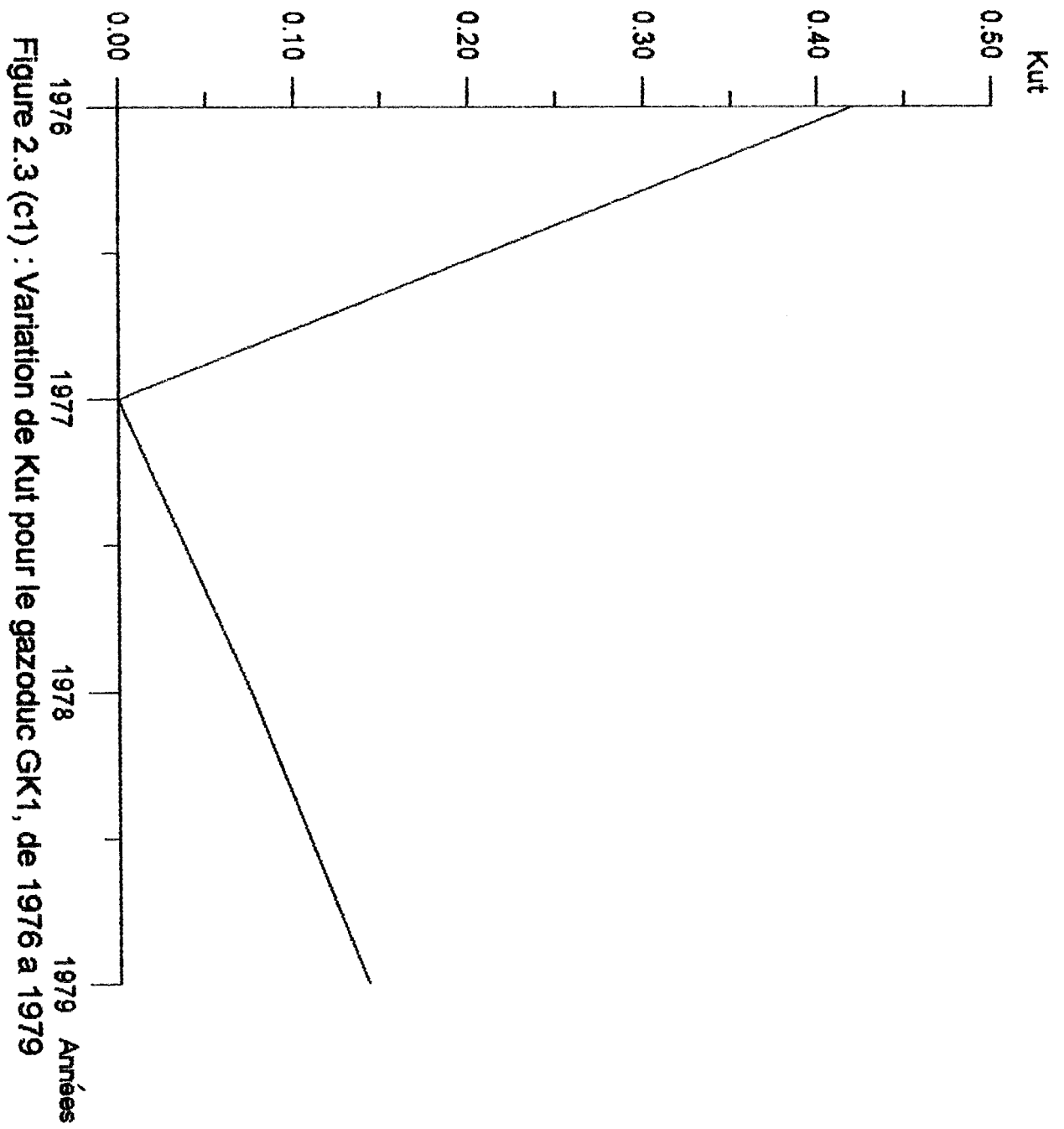


Figure 2.3 (c1) : Variation de K_{ut} pour le gazoduc GK1, de 1976 à 1979

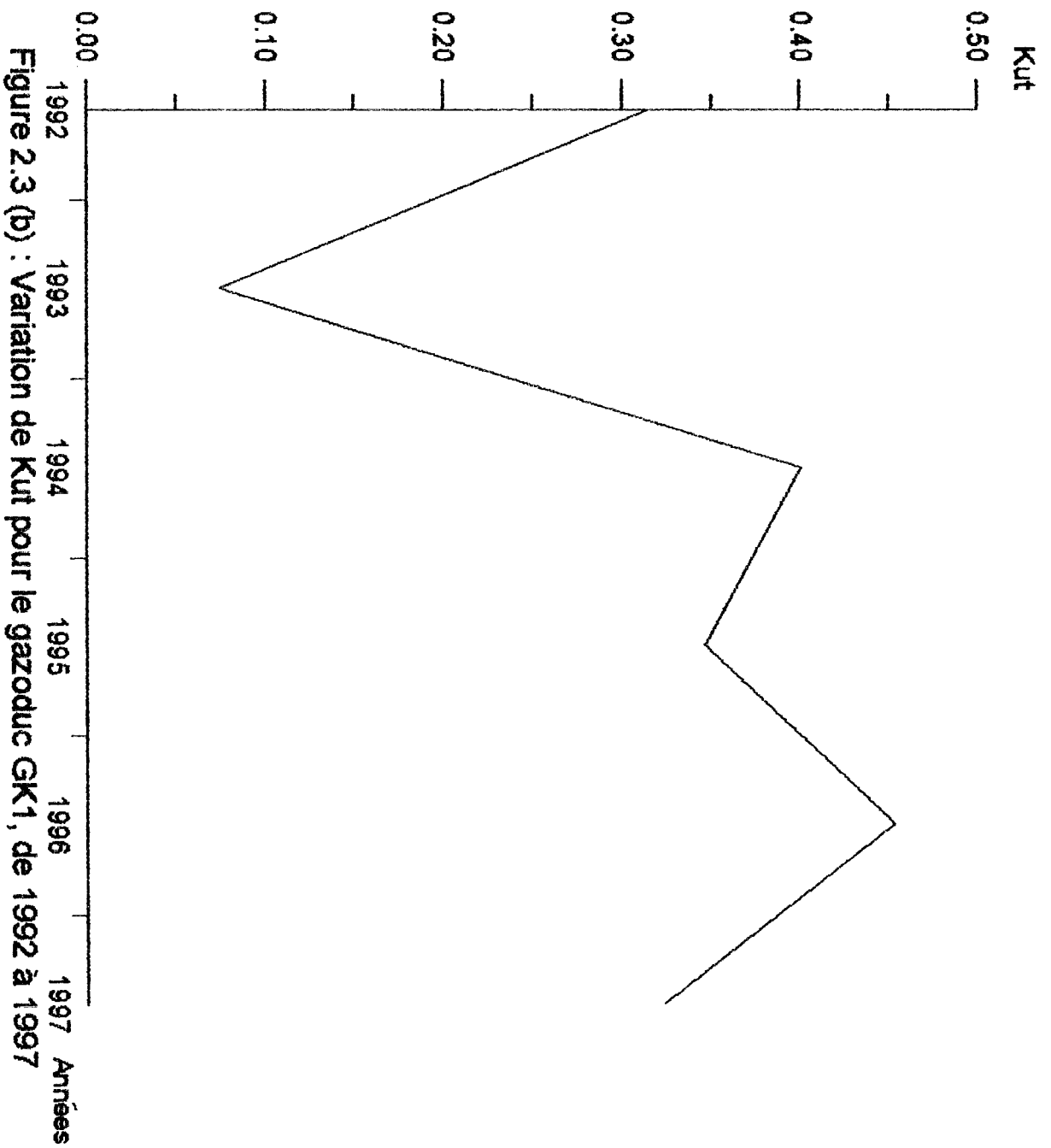
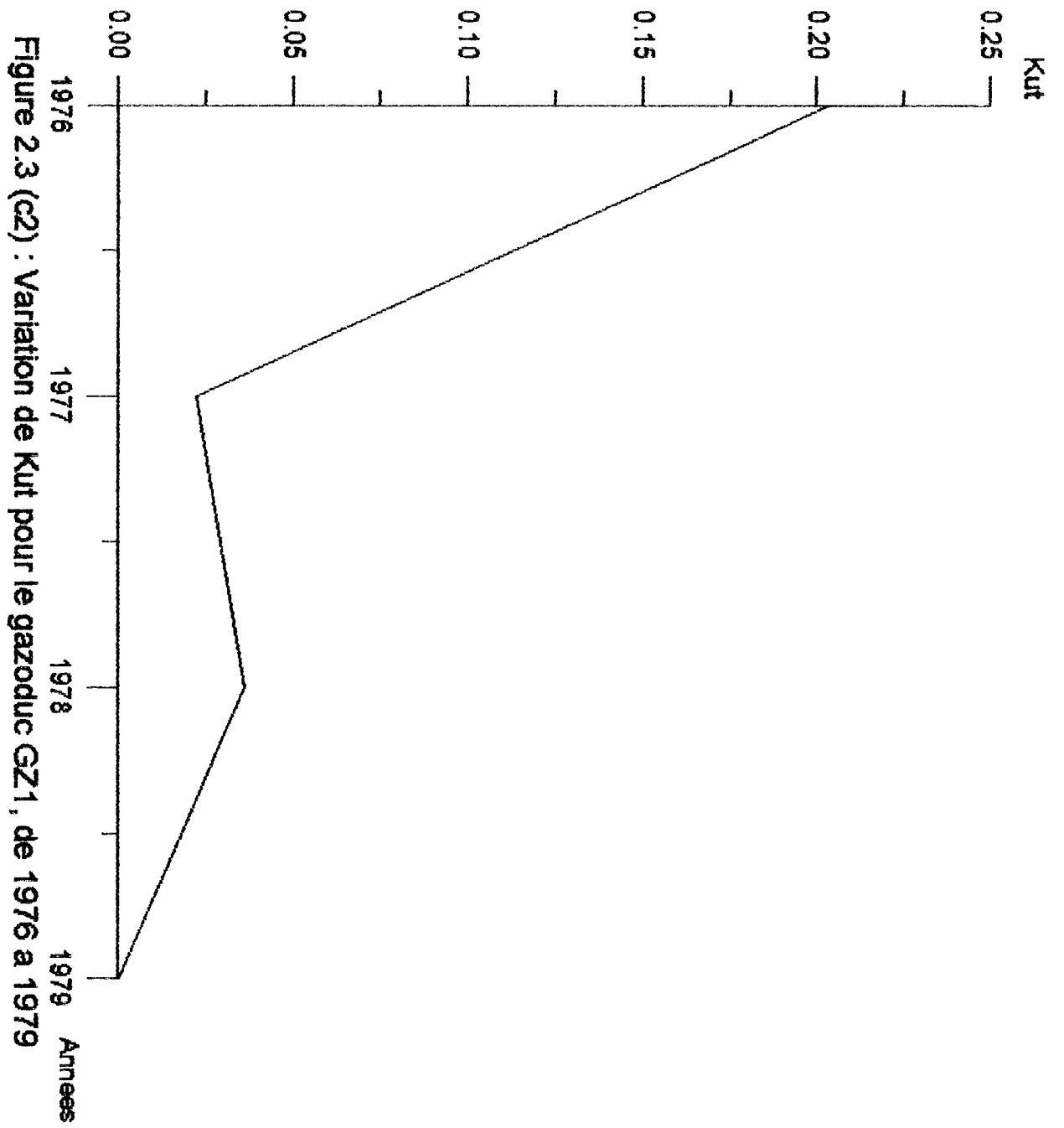
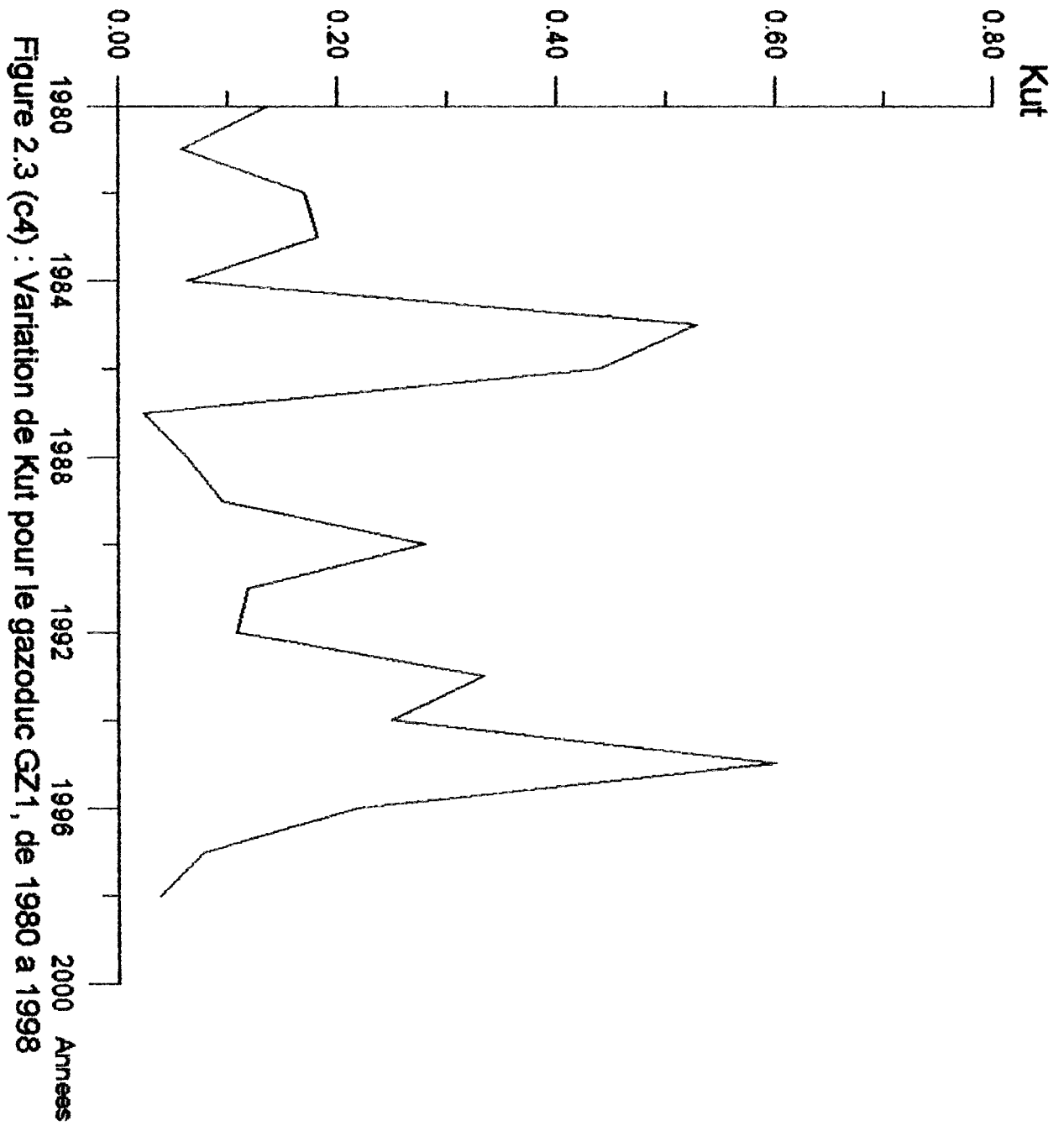


Figure 2.3 (b) : Variation de Kut pour le gazoduc GK1, de 1992 à 1997





2.5 Caractéristiques d'utilisation des turbines à gaz dans les stations de compression et de pompage.

Dans les conditions réelles d'exploitation beaucoup de facteurs influent sur les performances de l'unité turbine et la partie entraînée. Parmi ces facteurs, ils existent ceux qui sortent du cadre de l'unité et qui obligent à travailler à faible régime. Ces derniers sont liés à la station réceptrice qui à son tour dépend du transport des hydrocarbures et des capacités de stockage dans le cas du transport. Il est à signaler que le potentiel des performances des équipements dépend du temps de fonctionnement depuis leur installations et du personnel opérant sur ces derniers. Un personnel non qualifié fera l'objet d'un facteur provoquant les pannes prématurées se soldant par une augmentation du temps d'indisponibilité de la turbine d'où une diminution du rendement de la station et une fatigue causée par un nombre excessif de démontage et montage.

A cet effet on a recherché le régime de travail des stations entraînées par turbines à gaz au niveau de l'industrie des hydrocarbures en Algérie. Cette recherche a pour but de déterminer le niveau d'utilisation de la puissance installée dans les différentes stations dans les conditions d'exploitation et d'évaluer la chute des caractéristiques principales de la partie entraînée en l'occurrence le compresseur ou la pompe centrifuge.

L'étude du régime de fonctionnement des turbines à gaz constitue un pas très important pour le choix et la vérification de l'exploitation de ces machines, afin de juger leur état d'utilisation. Cette étude consiste à suivre l'évolution des machines et analyser leur exploitation dans le temps, pour pouvoir les utiliser rationnellement. L'exploitation des machines sur site tient compte des conditions réelles de fonctionnement, c'est à dire que le choix des équipements doit prendre en considération ces conditions afin de donner l'efficacité maximale et augmenter le niveau d'utilisation de la puissance installée. Il faut donc choisir la turbine à gaz qui convient à la partie requise, c'est à dire, au récepteur de telle façon que la puissance demandée par celui-ci soit la pleine charge de cette turbine afin de travailler à son rendement maximal.

La méthode d'étude du régime de fonctionnement des turbines à gaz, proposée pour la pratique d'exploitation donne aux constructeurs et aux exploitants la possibilité de juger l'adaptation des machines aux conditions de site. Cette méthode repose essentiellement sur l'analyse des données journalières de la turbine basée sur les relevés réels. Les paramètres principaux relevés pendant le fonctionnement durant une période d'essais (mois, année,) sont la température à la sortie des chambres de combustion et à l'entrée de la turbine haute pression T_z , les vitesses de rotation du générateur de gaz $n_{g,g}$ et de la turbine libre $n_{t,l}$. Pour étudier ces relevés, il faut les comparer aux données nominales fournies par le constructeur. Comme ces relevés sont pris aux conditions du milieu où se trouve la turbine, on les ramène aux mêmes conditions que pour les caractéristiques nominales, c'est à dire aux conditions de référence. Cette opération est réalisée en utilisant les formules de correction bien connues pour les vitesses les températures, et la puissance [26] :

$$n_{cor} = n \sqrt{\frac{t_0 + 273}{T_a}} \quad (2.29)$$

$$T_{cor} = T \frac{t_0 + 273}{T_a} \quad (2.29a)$$

$$N_{cor} = N \sqrt{\frac{t_0 + 273}{T_a}} \quad (2.29b)$$

Ou t_0 est la température de référence, $t_0 = 15^\circ\text{C}$ ou $26,7^\circ\text{F}$ etc...

On ne tient pas compte de la variation de la pression atmosphérique et on la prend $P_0=1\text{bar}$ pour les formules précédentes. Les valeurs des paramètres corrigés $n_{gg,cor}$, $n_{tl,cor}$ et $T_{z,cor}$ permettent de déterminer les points de fonctionnement de la turbine et le taux d'influence de la température ambiante sur les caractéristiques principales de la machine. Ces points de fonctionnement reportés aux courbes caractéristiques de la turbine fournies par les constructeurs présentent la plage de l'exploitation orientée de différente manière par rapport a la ligne d'adaptation optimum, ceci permet de juger de l'efficacité d'utilisation de la machine.

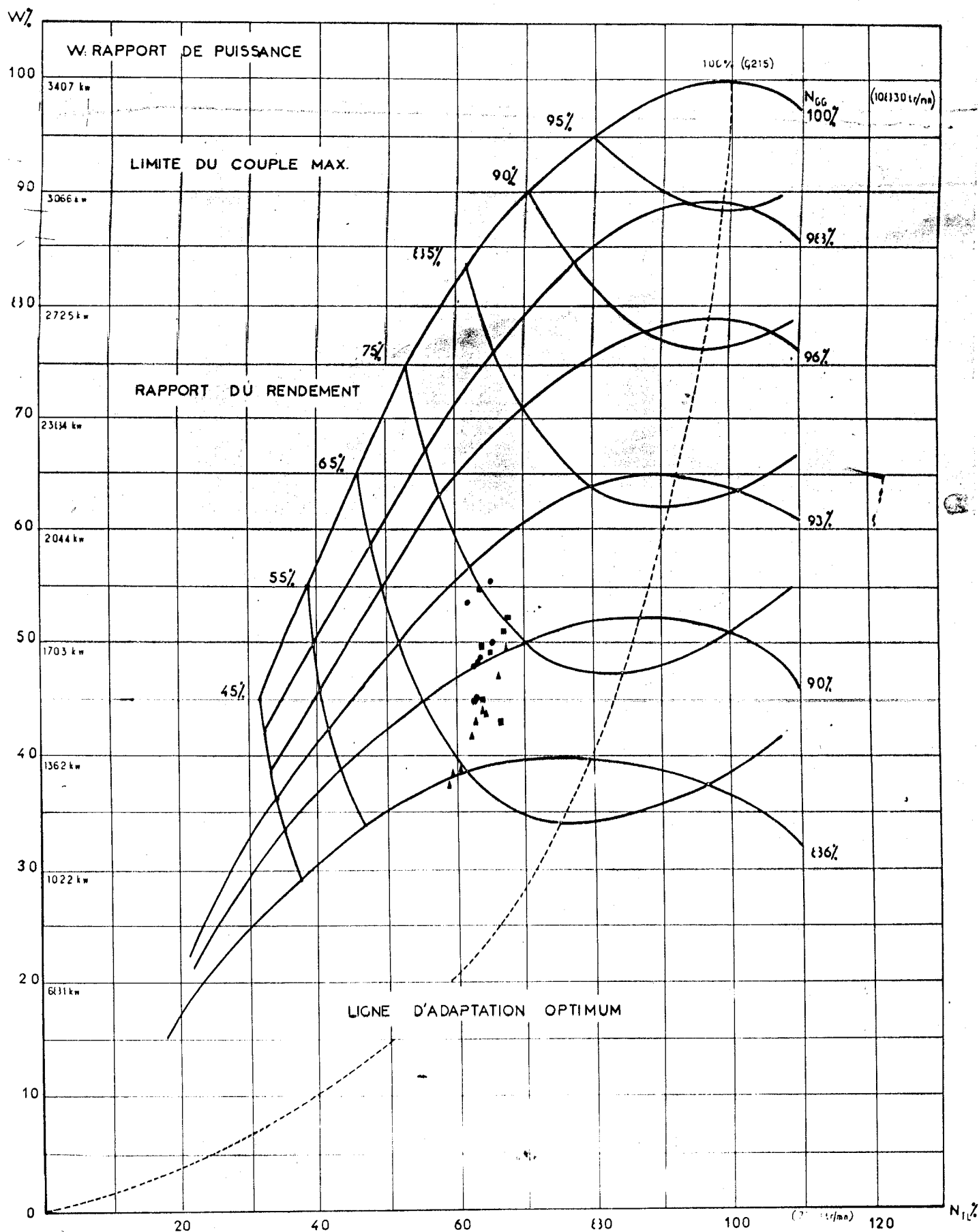
Chaque point de fonctionnement sur la courbe caractéristique est déterminée comme l'intersection de la droite qui représente la valeur de n_{gg} et de n_{tl} . Pour chaque point, on trouve la puissance et le rendement correspondant. De ce fait, pour la période analysée on détermine la puissance et le rendement moyen réel ainsi que le coefficient d'utilisation de la puissance nominale.

Afin d'illustrer cette méthode d'analyse par des exemples d'application concrets, nous avons considéré quatre stations à turbines à gaz travaillant dans les conditions du Sud Algérien. Nous avons choisi deux stations de pompage et d'injection d'eau entraînées par les turbines Hispano-Suiza, une station de pompage entraînée par turbine Ruston et enfin une station de compression et de reinjection de gaz entraînée par turbine Nuovo-Pignone. Ce choix, dicté par le désir d'analyser les régimes de fonctionnement des turbines à gaz les plus répandues en Algérie, installées dans des lieux différents, permettra de déterminer le niveau d'utilisation de ces équipements compte-tenu des conditions spécifiques de chaque région.

A titre d'exemple, nous considérons les résultats de cette recherche pour une turbine a gaz de marque Hispano-Suiza THM 1100 ayant les caractéristiques techniques suivantes : puissance nominale ($N_e=3680\text{ kW}$), rendement thermique ($\eta_{th}=21\%$) ceci pour la condition de référence I.S.O. Cette turbine à gaz a été installée dans une station de pompage au Sud Algérien dans la région de Haoud-El-Hamra. Le constructeur de ces turbines donne les courbes caractéristiques pour les conditions de référence I.S.O., celle-ci mettent en relief la variation de la puissance utile N_{tl} en fonction de la vitesse du générateur de gaz n_{gg} et de la propre vitesse de la turbine libre n_{tl} . Sur ces courbes caractéristiques données par le constructeur (figure 2.4-), nous avons porté les points de travail obtenus par les relevés réels en utilisant les formules de correction pour rapporter les résultats de mesure aux conditions de référence (tableau 2.9). Les points (+) correspondent aux régimes moyens de travail journalier de la turbine à gaz pendant le mois de Juin et ceux en (o) au fonctionnement durant le mois de Janvier.

Ces relevés nous ont permis de déterminer la puissance et le rendement thermique réel fournis par la turbine pour ces conditions de travail. Par une simple analyse nous voyons l'utilisation incomplète d'une manière considérable de la puissance nominale de la turbine, non seulement pendant l'été mais aussi en hiver lorsque la température ambiante est favorable. Cette différence se traduit par une diminution de la puissance et du rendement entraînant une variation du coefficient d'utilisation de la puissance utile de la turbine et de l'équipement entraîné pour les saisons considérées.

Fig. 24 : COURBES DE FONCTIONNEMENT DE LA THM 1100



En se référant aux courbes caractéristiques et aux résultats du traitement des relevés réels présentés (figure 2.2) nous aurons la puissance moyenne pendant le mois d'été $N_{m,ete}=1580$ kW et du mois d'hiver $N_{m,hiver}=3680$ kW.

Les coefficients d'utilisation de la puissance seront égaux respectivement à $K_{u,ete}= 43$ % et $K_{u,hiver}= 70$ % et la moyenne pour l'année $K_u = 56$ %.

Tableau 2.9 : Relevés réels corrigés pour la turbine à gaz THM 1100 installée dans une station de pompage à Haoud-El-Hamra

Mois de Janvier			Mois de Mai		
Température Air °C	n_{gr} tr/mn	n_{tl} tr/mn	Température Air °C	n_{gg} tr/mn	n_{tl} tr/mn
11	10 826	5 740	37.5	9 631	4 864
10	10 865	5 800	39.5	9 888	5 064
8	10 424	5 872	43.5	9 730	4 889
10	10592	5 548	46	9 597	4 846
10	10 315	5 750	45	9 517	4 663
9	10 359	5 457	45	9 517	4 483
11	10 675	6 042	46	9 906	4 965
12	10 555	5 956	46.5	10 254	5 317
13	10 737	6 021	44.5	10 143	5 143
14	10 819	5 910	47	10 246	5 242
10	10 895	6 002	46	10 167	5 107
9	11 015	6 235	45	10 278	5 263
9	10 611	5 963	43	10 310	5 346
9	10 409	5 710	43.5	10 302	5 247
9	10 207	5 558	44	9 627	4 863
9	10 257	5 584	46	9 598	4 846
9	10 712	6 064	47	9 772	4 933
9	9803	5 609	45.5	9 129	4 660
7.5	8461	4 155	45	10 088	5 639
6.5	10 379	6 192	46	9 692	5 179
5	10 178	5 980	40	9 976	5 468
5	10 229	5 954	38	10 104	5 606
8	10 225	6 024	40	10 168	5 636
8	10 326	6 074	36	10 137	5 189
6	10 211	6 096	38	10 320	5 100
7	10 189	6 173	43.5	10 302	5 247
8.5	10 469	6 246	44.5	9 310	4 476
8.5	10 469	6 221	36	9 075	4 731
9	10 409	6190	34	10 170	5 230
11.5	10 061	5735	47	9 060	4 269

Nous devons constater aussi la diminution du rendement thermique de la turbine par rapport à la valeur nominale $\eta_{th,nom} = 0.21$, $\eta_{th,ete} = 0.14$ et $\eta_{th,hiver} = 0.18$. En tenant compte de tous les facteurs tels que : fiabilité d'exploitation de l'équipement, qualification du personnel employé et l'influence de la température ambiante on peut conclure que dans les conditions du Sahara Algérien cette turbine n'est utilisée qu'à 56 % de son potentiel nominal pendant l'année.

Parmi tous les facteurs cités auparavant celui qui a l'importance la plus marquée sur la puissance fournie par la turbine à gaz est la température de l'air ambiant.

Selon ces résultats on remarque que la puissance utile sur l'arbre de la turbine libre diminue progressivement au fur et à mesure de l'augmentation de la température ambiante de 15°C à 45°C.

Cette diminution de la puissance de la turbine à gaz se traduit par une variation des paramètres suivants :

- diminution de la vitesse du générateur de gaz n_{gg}
- diminution de la vitesse de la turbine libre n_{tl} donc de l'équipement entraîné (pompe refoulant le brut) dont les caractéristiques prendrons les nouvelles valeurs.

$$\frac{Q}{Q_{nom}} = \frac{n_{tl}}{n_{t\ln om}} \quad , \quad \frac{H}{H_{nom}} = \left(\frac{n_{tl}}{n_{t\ln om}} \right)^2 \quad , \quad \frac{N}{N_{nom}} = \left(\frac{n_{tl}}{n_{t\ln om}} \right)^3 \quad (2.30)$$

Ou Q , H , et N représentent respectivement le débit, la hauteur de charge et la puissance fournie par la pompe tandis que Q_{nom} , H_{nom} et N_{nom} les valeurs nominales.

D'après les courbes caractéristiques de la pompe entraînée par la turbine on prendra le débit $Q_{nom} = 1022 \text{ m}^3/\text{h}$ pour une vitesse nominale $n_{nom} = 6500 \text{ tr/mn}$.

La vitesse de la turbine libre n_{tl} qui coïncide avec celle de la pompe entraînée correspond a cette puissance sera égale : $n_{tl} = n_{po} = 6000 \text{ tr/mn}$.

De ce fait le débit correspondant à cette vitesse peut être calculé :

$$\frac{Q}{Q_{nom}} = \frac{n_{tl}}{n_{nom}} \quad \text{donne} \quad Q = Q_{nom} \cdot \frac{n_{tl}}{n_{nom}} = 1022 \cdot \frac{6000}{6500} = 943,38 \text{ m}^3 / \text{h}$$

Pour les conditions de références I.S.O ($T_a = 15^\circ\text{C}$) les caractéristiques de la turbine ont les valeurs suivantes : $N_{te} = 3680 \text{ kW}$, $n_{te} = 7400 \text{ tr/mn}$, dans notre cas ce qui correspond à la vitesse de la pompe dont le débit refoulé sera :

$$Q = 1022 \cdot \frac{7400}{6500} = 1163,5 \text{ m}^3 / \text{h}$$

La différence entre ces deux débits ($\Delta Q' = 220.12 \text{ m}^3/\text{h}$) caractérise la quantité de brut non fournie pendant une seule heure en été.

En considérant une station de pompage composée de 3 turbines et une saison de 4 mois d'été seulement dans l'année la quantité de brut sera considérable.

$$Q = 220.12 \times 24 \times 30 \times 4 \times 3 = 1\,900\,836 \text{ m}^3$$

Cette diminution de la capacité unitaire de la station de pompage sera encore considérable si nous considérons les relevés réels durant toute l'année.

Les résultats obtenus ci-dessous témoignent du niveau bas d'utilisation de l'équipement considéré.

Les résultats obtenus ci-dessous témoignent du niveau bas d'utilisation de l'équipement considéré.

L'exemple suivant du traitement des relevés déterminant le régime de fonctionnement des équipements, se base sur les rapports annuels du champs de Rhourd-El-Baguel pour la station de pompage de brut pendant la période d'analyse (deux mois chauds, Juillet, Août, et deux mois froids Janvier, Février) de 1979 à 1980. La turbine à gaz étudiée est de type "Ruston" avec les caractéristiques nominales suivantes :

Puissance utile $N_u = 940$ kW ;
 Rendement thermique $\eta_{th} = 0.16$;
 Température du gaz d'échappement à l'entrée de la turbine haute pression $t_z = 755^\circ\text{C}$;
 Vitesse $n_{gg} = 11500$ tr/mn ; $n_{te} = 6000$ tr/mn.

D'après la méthode de traitement des relevés présentés ci-dessus on a trouvé les rendements et des puissances réelles de la turbine (tableau 2.10).

Tableau 2.10 : Résultats du traitement des relevés réels de la turbine à gaz type "Ruston" $N_{nom} = 940$ kW ; $\eta_{th} = 0.16$, installée dans la région de Rhourd- El- Baguel, période 1979-1980

Caractéristiques	Rendement thermique		Puissance utile moyenne	Coefficient utilisation puissance nominale
	moyen			
Période analysée	%/%	%	kW	
Juillet 1979	46.5	7.5	174.9	18.6
Août 1979	45.0	7.2	162	17.2
Moyenne d'été	45.8	7.4	168.6	17.9
Janvier 1980	48.4	7.8	188.9	20.1
Février 1980	51.0	8.2	209.5	22.3
Moyenne d'hiver	49.7	8.0	199.3	21.2
Moyenne 1979-1980	47.7	7.7	184	19.6

De la plage de fonctionnement trouvée nous constatons que la turbine fonctionne avec un régime qui n'est pas loin du fonctionnement optimal, mais il existe certains points qui s'éloignent considérablement de celui-ci. D'après les résultats de traitement des relevés réels nous avons calculé les valeurs moyennes de puissance et de rendement de la turbine, durant des périodes d'été, d'hiver et toute l'année.

La conclusion qu'on puisse tirer des traitements des relevés réels (tableau 2.10) c'est que le coefficient d'utilisation de la puissance est très petit, d'autre part, la plage de fonctionnement de la turbine à gaz "Ruston" n'est pas efficace. Le taux d'utilisation de la puissance nominale pendant toute la période 1979-1980 est de $K_u = 19.6$ %, ce qui correspond à une puissance moyenne de $N_u = 184$ kW par rapport à la puissance nominale $N_{nom} = 940$ kW. De même que le rendement thermique de la turbine pendant la période analysée n'est que de 7.7 % par contre le rendement thermique nominale est de 16 %. Donc les turbines de la station de pompage considérée ont une puissance très élevée par rapport à la puissance nécessaire pour pomper le brut produit par le champs de Rhourd-El-Baguel. Le choix des équipements principaux de la station a été fait au début de l'exploitation du champs quand la capacité de la production était très élevée.

Actuellement cette dernière a diminué et les caractéristiques des équipements installés ne coïncident pas avec les besoins en puissance, ce qui exige une révision systématique des équipements de la station pour approcher la puissance installée à celle requise pour la station de pompage.

L'exemple suivant se base sur le fonctionnement de la station de compression et de reinjection SC4 de la région Sud de Hassi-Messaoud construite par la firme Italienne Nuovo-Pignone. La station comporte deux turbines à gaz TG 801 et TG 802 de modèle M 5322 série 5000 dont les caractéristiques techniques nominales sont les suivantes :

- Puissance utile 24.3 MW ;
- Rendement thermique 27.5 % ;
- Vitesse du générateur de gaz n_{gg} 5100 tr/mn ;
- Vitesse de la turbine libre n_{te} 4670 tr/mn ;
- Température du gaz d'échappement a la sortie de la turbine libre 500 °C ;
- Condition de référence $t_0 = 15$ °C et $P_0 = 1$ bar.

Les résultats de traitement sur le régime de fonctionnement des turbines à gaz de la station de compression SC4 de UTS-HM-SUD sont présentés sur le tableau 2.11.

Tableau 2.11 : Caractéristiques de fonctionnement réelles des turbines a gaz du modèle M 5322, Firme Nuovo-Pgnone, $N_{nom} = 24.3$ MW; $\eta_{th,nom} = 0.275$ de la station de compression SC4 de UTS, Hassi-Messaoud.

Période analysée	Caractéristiques	Rendement thermique		Puissance nominale MW	Coeff. d'utilisation puissance nominale
	Turbine a gaz	%/%	%		
Hiver	TG 801	95	26.2	23.72	97.5
	TG 802	92	25.4	23.00	94.6
Eté	TG 801	85	23.5	18.21	75.0
	TG 802	84	23.2	17.49	71.0
Toute l'année	TG 801	89	24.7	20.96	86.0
	TG 802	88	24.3	20.25	83.0
	Toute l'année	88	24.5	20.6	84.0

Ces données montrent que les turbines à gaz de la station ont été exploitées annuellement à 84 % ce qui est satisfaisant. Mais la différence entre les caractéristiques de fonctionnement des turbines est assez grande surtout pour l'utilisation de la puissance ce qui s'explique par l'influence des variations de la température ambiante. On constate l'utilisation incomplète de la puissance nominale de l'ordre de 13-26 % pour l'été, par contre pour l'hiver le niveau de la puissance réelle consommée s'approche de celui de puissance nominale, sachant que la turbine à gaz a été projetée pour l'entraînement d'un compresseur centrifuge dont la puissance nominale n'est que de 16 MW; on a créé donc un moyen supplémentaire pour absorber l'excès de puissance disponible.

L'exemple suivant de l'étude du régime d'exploitation de la turbine se base sur les données des relevés journaliers de fonctionnement recueillies dans la station d'injection d'eau a Zarzaitine, In-Amenas pour un mois d'été et un autre d'hiver à savoir le mois de Juillet 1979 et celui de Février 1980.

Les résultats du traitement de ces données sont présentés sur le tableau 2.12.

Tableau 2.12: Caractéristiques de fonctionnement de la turbine à gaz type THM 1102,
 $N_{\text{ut}} = 3.96 \text{ MW}$, $\eta_{\text{th}} = 25.5 \%$, de la région de Zarzaitine, In Amenas.

Date	Rendement thermique		Puissance utile réelle moyenne kW	Coefficient d'utilisation puissance nominale
	%/%	%		
Juillet 1979	62	15.8	1516	0.383
Février 1980	68	17.5	1815	0.458
Toute la période	65	16.7	1665	0.42

Nous voyons d'après les données de ce tableau que le fonctionnement de la turbine est d'environ la moitié de la valeur nominale. On constate une grande baisse de puissance lors de la période chaude, ce qui montre bien l'influence de la température de l'air ambiant sur le fonctionnement de la turbine. Mais pour tous les cas considérés, il existe d'autres facteurs qui interviennent dans la mauvaise utilisation de la puissance nominale car si nous considérons qu'un degré d'augmentation de cette température provoque environ la perte de 1 % de la puissance nominale et si nous référons au dernier exemple pour lequel la température moyenne du mois de Juillet $t_{am1} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ et celui de Février $t_{am2} = 23 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Cette baisse de puissance ne peut être respectivement que de 25 % et 8 %. Mais dans notre cas, nous voyons que la baisse enregistrée a été de 61.7 % et de 54.2 % pour les mois considérés ce qui signifie soit que les turbines n'ont pas subi un entretien stricte conformément au planning arrêté à cause de pièces de rechange, ou que l'équipement choisi ne s'approche pas des exigences de la partie requise. Il convient donc de bien choisir les turbines à gaz en tenant compte de la partie entraînée (pompe ou compresseur) et de veiller sur le respect du planning d'entretien et de réparation.

Les turbomachines, surtout les turbines à gaz reviennent chères au pays avec leurs entretiens périodiques, l'achat de nouvelle pièces de rechange à titre d'exemple (une turbine à gaz coûte 11 millions de Dollars, une station de compression composée de 3 groupes turbocompresseurs revient à 150 millions de Dollars) auxquels s'ajoutent les frais de l'assistance technique étrangère. Il serait nécessaire d'exploiter ces machines à fond et d'en tirer le maximum d'utilisation. De ce fait la méthode du traitement des relevés réels dont certains exemples ont été considérés possède une application pratique pour juger l'état d'utilisation de nos équipements.

2.6 Consommation du gaz combustible aux besoins de la station à turbine à gaz.

Dans les stations de compression à turbine à gaz, une certaine quantité de gaz qui s'exprime par (G , kg/kWh) est dépensée aux besoins suivants :

- les chambres de combustion des turbines à gaz (g_1)
- la vidange des compresseurs à gaz (g_2)
- les démarrages et les pertes après les arrêts des turbines à gaz avec les compresseurs centrifuges (g_3)
- pertes dans le système d'étanchéité "gaz-huile" (g_4)
- le chauffage des bâtiments et annexes relevant de la station (g_5)
- la centrale thermique si celle-ci est présente (g_6)

Outre cela, dans la station de compression ont eu lieu d'autres pertes de gaz pendant différentes réparations, ce qui n'est pas relié directement avec le processus de compression. La détermination de telles pertes ne peut se faire que d'après les relevés réels. Donc la consommation du combustible sommaire reliés directement avec la compression du gaz est égale a :

$$G = g_1 + g_2 + g_3 + g_4 + g_5 + g_6 = k.g$$

$$k = 1 + \frac{\sum_{i=1}^6 g_i}{g_1} \quad (2.31)$$

La consommation du gaz combustible par les turbines a gaz représente la composante principale de toute la consommation au niveau de la station de compression. Cette composante ne dépend pas seulement des machines installées, mais aussi de leur état, des régimes de leur fonctionnement et du lieu d'exploitation.

Les recherches expérimentales sur les régimes de travail des différentes machines, montrent que dans tous les cas nous pouvons trouver le débit de combustible, comme une fonction linéaire de la puissance .

$$G_1 = G_{xx} + N.tg\alpha = G_x + \bar{N}(G_0 - G_{xx}) \quad (2.32)$$

$$g_1 = \frac{G_1}{N} = \frac{G_{xx}}{n} + tg\alpha = \frac{G_{xx}}{N_0} \left(\frac{1}{\bar{N}} - 1 \right) + \frac{G_0}{N_0} \quad (2.33)$$

Les valeurs numériques des coefficients de ces équations sont représentées sur le tableau 2.13 ($Q = 4.19 \cdot 10^4$ kJ/kg)

Tableau 2.13 : Valeurs numériques des coefficients de calcul.

Type d'installation	G_{xx} , kg/h	$tg\alpha$, kg/kWh
T 700-5	250	0.29
T 750-6	480	0.24
TK-AO	600	0.25
TT 750	700	0.25

Les données statistiques sur le travail des stations de compression pour différents systèmes de transport confirment qu'entre le débit de combustible et la puissance de la station comme pour chaque turbine existe la fonction linéaire pratiquement par la même valeur de $tg\alpha$.

$$G = \sum_{i=1}^n G_{xi} + tg\alpha.. \sum_{i=1}^n N_i = nG_{xx} + N_{sc}tg\alpha \quad (2.34)$$

Ou : n représente le nombre de machines de même type en service
 N_{sc} représente la puissance de la station de compression.

Il convient de souligner que la détermination de la puissance d'une installation a turbine a gaz ou de toute la station est un problème assez délicat. Pour parer a cette difficulté, nous avons élaborer une méthode pratique permettant rapidement de résoudre ce problème en tenant compte du régime de travail de la station. On peut déterminer le débit normal du gaz combustible en se basant sur le travail potentiel de compression W_{12} qui est égal au travail de déplacement du gaz de l'espace de basse pression P_1 a celui de haute pression P_2 .

$$W_{12} = \frac{n}{n-1} z_1 R T_1 \left(\varepsilon^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) Q \rho \quad (2.35)$$

Ou : n : exposants moyens du processus de compression, qui peut être déterminé par la

$$\text{relation : } \frac{n-1}{n} = \frac{\ln(T_2 / T_1)}{\ln(P_2 / P_1)}$$

R : la constante spécifique du gaz transporté.

$$R = \frac{\bar{R}}{\mu} = \frac{8314}{\mu}$$

μ : la masse moléculaire du gaz transporté.

T_1 : température initiale du gaz pendant la compression

ε : le taux de compression déterminé comme le rapport des pressions aval et amont.

Q : le débit volumique du gaz transporté .

ρ : la masse volumique du gaz pour la condition ISO a l'entrée du compresseur.

Après avoir calculé le travail potentiel de compression de la station, on peut déterminer la norme de consommation du gaz combustible pour l'ensemble de la station, en ayant les normes individuelles de consommation pour chaque machine.

$$G_1 = g_1 W_{12} \quad (2.36)$$

Ces normes individuelles de consommation du gaz peuvent être déterminées d'après les données sur les rendements nominaux des turbines a gaz, en tenant compte de l'état technique des machines dans les conditions d'exploitation. Les données des rendements nominaux pour différents types de turbines a gaz sont présentées dans le tableau 2.14.

Tableau 2.14 : Les rendements nominaux des turbines a gaz

Type de turbine a gaz	T	T	TK	TK	T6	TH9	TN	TK	TK
Caractéristiques	700-4	700-5	750-5	750-6	750	750	10	16	25
Puissance nominale MW	4	4.25	4.25	6.0	6.0	10	10	16	25
Rendements nominaux %	0.16	0.25	0.26	0.27	0.24	0.19	0.29	0.25	0.27

Les coefficients tenant compte de l'influence de l'état technique sur la puissance pour les installations de 4 à 6 MW peuvent être pris de 0.84 à 0.86 et pour 6 à 25 MW on prend 0.93 à 0.96. De même que les coefficients tenant compte de l'influence de l'état technique sur le rendement des installations avec les puissance unitaires de 4 à 6 MW seront égaux a 0.92 à 0.94 et de 0.95 à 0.96 pour celles de 6 à 25 MW. Ainsi qu'on peut évaluer le coefficient

tenant compte de l'état technique des compresseurs à gaz sur la puissance par les valeurs suivantes : 0.94 à 0.96 et leurs rendements mécanique et polytropique respectivement égaux à 0.97 à 0.99 et 0.83 à 0.86.

Si encore nous prenons en considération les pertes ayant lieu dans les manifolds des compresseurs à gaz, du régime de travail des stations de compression, de l'influence de la température ambiante sur les caractéristiques de la turbine à gaz et ainsi que du pouvoir calorifique réel du combustible utilisé, dans ce cas là, on peut établir et même pronostiquer les normes de consommation du gaz d'une machine, d'une station de compression ou bien pour tous le pipeline.

Il convient de remarquer qu'après avoir tenu compte des remarques indiquées ci-dessus sur la norme de consommation du gaz combustible, le rendement réel de la turbine à gaz peut diminuer jusqu'à 20 à 25 %.

Les consommations spécifiques du gaz pour la vidange du manifold du compresseur à gaz les démarrages des turbines à gaz, les pertes dans les systèmes de conduite des installations, ainsi que pour les besoins de la station y compris les besoins auxiliaires sont stables et peuvent être évaluées approximativement à 3 à 5 % de la consommation des installations à turbine à gaz et de 6 à 8 % pour les stations munies de centrales thermiques.

De ce fait, les normes de consommation du gaz combustible pour la période planifiée du travail peuvent être établies d'après le schéma suivant : sur la base du débit planifié du gazoduc et du régime de travail de la station, on détermine le travail potentiel de compression.

Ensuite, tenant compte de l'état technique des machines, des régimes de leur fonctionnement nous obtenons les normes individuelles de consommation du gaz pour chacune d'elle.

En introduisant la correction sur les consommations supplémentaires du gaz dans la station (démarrages, arrêts, besoins auxiliaires), nous arrivons à déterminer le débit réel du gaz pour chaque machine, pour toute la station à turbine à gaz ou bien pour le système du transport du gaz en général.

Afin de diminuer le débit du gaz consommé pour les besoins de la station et d'augmenter la quantité transportée conformément à la capacité du système, il est nécessaire d'organiser le contrôle périodique du débit du gaz pour les besoins de la station à l'aide de mesures directes de la quantité dépensée et de procéder à la comparaison entre ces données réelles et celles obtenues par calcul compte tenu des normes.

Malgré que le pays dispose de réserves importantes en hydrocarbures, il est grand temps d'introduire à tous les niveaux et plus particulièrement dans les stations, les normes de consommation afin d'éviter tout excès. Sachant que le gaz naturel est une ressource énergétique limitée, épuisable, non renouvelable et une fois dans la conduite c'est déjà un produit commercial, il doit être donc acheminé aux points de consommation ou d'exploitation, en réduisant au maximum toutes pertes en chemin.

2.7 Surveillance technique et réparation des installations à turbine à gaz.

L'un des facteurs principaux à l'origine de la large utilisation des turbines à gaz est leur niveau bas du prix de revient pour une surveillance et un entretien à des dates très espacées. Grâce à l'automatisation, les machines modernes n'exigent pas une surveillance continue, la présence permanente du personnel, car le système d'automatisation assure les actions suivantes :

- démarrage et arrêt automatique;
- réglage des paramètres principaux avec leurs parties utiles, exemple le compresseur à gaz (la vitesse de rotation du rotor, les températures de la turbine, la position des aubes directrices) ;
- indications, enregistrement et signalisation des paramètres ;
- protection de l'équipement pendant la situation d'avarie ;
- déclenchement des systèmes en réserve.

Pour les turbines à gaz l'une des exigences essentielles est la possibilité de fonctionner avec une grande fiabilité. Au cours de l'exploitation les caractéristiques mécaniques et physiques des matériaux changent. Les liaisons entre les pièces deviennent mauvaises et le développement des contraintes statiques, dynamiques et thermiques se manifestent dans les éléments des machines. A cause de cela les processus de vieillissement, d'usure et de fissure des matériaux surgissent. Ces différentes pièces et liaisons nécessitent une réparation, bien que tout l'équipement continue à fonctionner . Cet état de la machine peut conduire alors aux pannes.

Les symptômes de ces pannes se manifestent dans les mauvais coefficients technique de fonctionnement, il s'agit des vibrations, des températures des paliers, des rendements de la turbine et du compresseur etc... Cet état de la machine mène, à l'abaissement de puissance, du rendement et à l'élévation des frais pour la restauration de l'équipement. Pour diminuer ces paramètres on applique le système de réparation planifié.

La surveillance et l'entretien des turbines a gaz, consiste à :

- surveillance et entretien des équipements en service ;
- surveillance et entretien des équipement en réserve ;
- entretien courant des chambres de combustion (les réparations minimales et partielles) ;
- entretien courant des aubes fixes de la partie haute température ;
- les réparations complètes des turbines à gaz.

Le caractère des défauts les plus répandus est présenté sur la tableau 2.15 :

La surveillance courante comprend la vérification technique, l'observation et le contrôle des agrégats pendant l'exploitation de longue durée. Dans les stations de compression dotées d'un personnel, la surveillance est effectuée régulièrement par les équipes mais pour les stations automatisées celle-ci a lieu une fois par semaine. L'enregistrement des paramètres d'exploitation est réalisé automatiquement, la variation et le changement des paramètres habituels de travail représentent le premier symptôme du développement des pannes et exigent la haute attention de la part du personnel.

Cette surveillance courante consiste à contrôler les paramètres suivants : la température avale de la turbine, le niveau de la vibration, la consommation du combustible, la pression du gaz combustible et le temps de démarrage.

Tableau 2.15 : Les détériorations principales des éléments des I.T.G observées pendant les révisions

Elément	Caractère de la détérioration	Cause de la détérioration	Remèdes
Chambre.de combustion et tubulures.de raccordement	Usure des tubes de flammes Et des tubulures des raccordement	Vibration fatigue thermique	Soudage
	Fêlures des tourbillonneurs Ou son aubage	Fatigue thermique	Soudage
	Gauchissement des éléments	Fatigue thermique	Réparation ou changement
	Erosion	Addition dans l'air	Remplacement
	Corrosion	Addition dans la combustion ou l'air	Réparation ou remplacement
Aubage Directrice Du 1 ^{er} étage De la turbine	Fêlure des bords de sortie	Fatigue thermique	Soudage
	Fêlures du diaphragme	Fatigue thermique	Soudage
	Oxydation	Haute température	Soudage ou Changement
	Erosion	Addition dans l'air	Soudage ou Changement
	Corrosion	Addition dans l'air	Soudage ou changement
Aubage Directrice Du 2eme Etage de la Turbine	Fêlure des bords de sortie	Fatigue thermique	Soudage
	Fêlure du diaphragme	Fatigue thermique	Soudage
	Oxydation	Haute température	Soudage ou Changement
	Erosion	Addition dans l'air	Soudage ou Changement
	Corrosion	Addition dans l'air	Soudage ou Changement
	Usure des etancheites du diaphragme	Gauchissement du Diaphragme, fatigue thermique	Changement

Le contrôle du système de consommation a pour but de déterminer le débit du gaz combustible. L'augmentation de la pression de ce gaz indique l'encrassement des injecteurs. Si cette augmentation arrive jusqu'à 10 % on fait le nettoyage et on change les filtres de combustible. Les paramètres principaux sont les températures à l'entrée et à la sortie de la turbine T_z et T_s . Le contrôle régulier de ces paramètres et la vérification du réglage des appareils de mesure augmentent la durée de service de la machine. L'augmentation de ces températures est due soit à une température élevée, soit à une défectuosité dans le système d'alimentation en combustible.

La réparation générale comprend toutes les réparations précédentes plus le démontage du demi-corps supérieur du compresseur axial, des paliers et du réducteur s'il existe. Cette réparation se fait toutes les 8 à 40 000 heures de travail. Ceci dépend du niveau de la charge ce qui détermine le coefficient d'utilisation de la puissance, des exigences d'exploitation, des combustibles employés et du niveau de qualité de la surveillance et de la réparation planifiée. La périodicité de réparation est fonction des facteurs suivants : la construction et les caractéristiques des matériaux utilisés, le type de combustible, le nombre de démarrage, le caractère de la charge, les conditions ambiantes et le programme de surveillance et d'entretien.

Pour une condition de fonctionnement modérée les installations à turbine à gaz (combustible- gaz, charge normale, nombre de démarrage modéré) les caractéristiques des réparation sont présentées dans le tableau 2.16 .[27]

Tableau 2.16 :Données sur les réparations des turbines a gaz de la firme General Electric.

Type de réparation	Périodicité de la réparation 1000h	Homme heure	Effectif d'équipe Nombre	Nombre d'équipe par 8 h
Révisions				
Révision de la Chambre.de combustion	8 – 10	$\frac{48}{96}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{2}{3}$
Révision des pièces Travaillant a des Hautes températures	16 – 20	$\frac{288}{480}$	$\frac{6}{6}$	$\frac{6}{10}$
Réparation complète	30 - 40	$\frac{760}{1200}$	$\frac{8}{10}$	$\frac{12}{12}$

Les périodicités de révision et réparation présentées ci-dessus assurent les dépenses minimales pour la réparation, le chiffre au numérateur pour les installations à turbines à gaz 3000 et celui du dénominateur pour celui de 5000. Le planning de révision des turbines à gaz dans le domaine du transport des hydrocarbures en Algérie est présenté sur le tableau 2.17 [28].

Nous remarquons sur ce tableau que la périodicité des revisions varie pour un même type de turbines, d'une région à une autre. Ceci s'explique par :

- une expérience et une connaissance acquise différente d'une région à une autre ;
- combustible d'alimentation différent en nature et en qualité par région (gas-oil, gaz naturel, gaz-condensat) ;
- conditions climatiques variant entre le nord (froid et tempéré) et le sud (chaud, vents de sable).

Au nord, le climat est méditerranéen avec des températures extrêmes de 5°C en hiver et de 40°C en été. Au sud, le climat est désertique, la température accuse des écarts journaliers de l'ordre de 20°C et atteint des minimums de 5°C en hiver et des maximums de 50°C en été.

La périodicité générale pour les turbines Hispano-Suiza est de 8 000 heures pour la région centre et de 12 000 heures pour celle de l'ouest, tandis que pour celle de marque Alsthom cet écart est plus important, nous avons 8 000 heures pour la région centre et 18 000 heures pour le sud.

Ces périodicités de réparation différentes d'une région à une autre pour un même type d'équipement existant dans la plus part des pays utilisateurs des turbines à gaz.

Nous remarquons donc que les périodicités de réparation de ces turbines à gaz se basent uniquement sur le temps de travail, la nature du combustible utilisé et sur l'expérience de la région en matière de maintenance. Certes on doit tenir compte de la plus part de ces facteurs, mais on ne doit pas manquer de vue le paramètre essentiel qui est la charge d'exploitation de l'équipement. On ne doit envisager le démontage complet de la machine pour sa réparation qu'au moment ou celui-ci s'avère nécessaire. L'expérience a montré que les démontages et remontages fréquents sont eux-mêmes des facteurs nuisibles à l'équipement, particulièrement lorsqu'ils sont faits sur site avec une équipe et un matériel inadéquat. Actuellement dans le monde, la tendance est vers l'utilisation de groupes de force mobiles, pour le remplacement de ceux qu'on doit envoyer en réparation dans des ateliers ou usines spécialisées, des établissements disposant d'un personnel hautement qualifié et d'un équipement à la hauteur des exigences du travail, feront les réparations complètes des turbines à gaz. Son avantage consiste à la diminution du nombre de machines en réserve sur les lieux d'exploitation et à l'amélioration de la qualité de la réparation.[27]

La périodicité rationnelle de réparation est donc celle qui tient compte de l'abaissement de la puissance de la machine en fonction du temps de son exploitation. De ce fait la réparation qui a pour objectif de remonter une partie de cette perte de puissance trouve son rôle justifié.

L'utilisation d'un combustible liquide lourd peut augmenter les dépenses pour l'entretien et la réparation et en même temps diminuer la durée de vie de 2 à 3 fois. Beaucoup d'installation à turbines à gaz utilisent le gaz naturel comme combustible. Il n'est pas possible de chiffrer économiquement d'une façon générale les avantages du gaz naturel comme carburant des turbines à gaz par rapport à d'autres combustibles. Chaque cas d'application est particulier. Ces avantages comparatifs sont multiples.

Tableau 2.17: Données sur les réparations des turbines a gaz a la Direction de Transport des différentes region en Algérie.

Type de TAG	Type de révision	Région Ouest		Région Est		Region Centre		Région Sud		Observations
		Per Init	Per Actu	Per Init	Per Actu	Per Init	Per Actu	Per Init	Per Actu	
HispanoSuiza	R P	8 000	Sup (1)	Neant	Neant	4 000	4 000	4 000	4 000	(1) RP supprimée par RTO cause défaut constate sur partie chaude de la machine (2) RG passée a 10 000h a RTS cause aucune anomalie descelle lors des cycles 8 00h
	R G	12 000	12 000	-	-	8 000	8 000	8 000	10 000	
Ruston	R P	12000(3)	12 000	5 000	5 000	-	-	6 000	6 000	(3) La périodicité de réparation est relativement longue par rapport aux autres régions (4) RG passée a 25 000h en accord avec le constructeur, cause aucune anomalie importante aux 15 00h
	R G	20 000	20 000	15 000	15 000	-	-	15 000	25 000(4)	
Alsthom	R P	-	-	4 000	4 000	2 000	2 000	4 000	6 000	Les périodicités reportées ont été préconisées par le constructeur
	R G	-	-	12 000	12 000	8 000	8 000	12 000	18 000	
General Electric	R P	16 000	-	16 000	-	-	-	-	-	L'expérience avec ces turbines est récente. Aucune révision n'a été effectuée.
	R G	30 000	-	30 000	-	-	-	-	-	

Per. Init : Périodicité initiale

Per. Actu. : Périodicité actuelle

R P : Révision partielle

R G : Révision générale

Conclusions

Les caractéristiques de fonctionnement et surtout de fiabilité continuent de s'améliorer dans la plus part des régions du monde. On peut citer les U.S.A , l'ex URSS le Canada, la France etc..., pour lesquels les valeurs moyennes sont les suivantes : le temps d'arrêt forcé égal à 1 %; le temps de réparation planifiée $T_e = (4.5 - 6) \%$ pour les turbines à gaz industrielles et 3 % pour celles d'avion et le temps de réserve $T_r =$ de (10 - 30) %. Les périodicités de réparation : des chambre à combustion 8 à 10 000 heures, des pièces de haute température 16 à 20 000 heures, complète c'est à dire générale 30 à 40 000 heures et des générateurs à gaz d'avion tous les 20 000 heures.

Les caractéristiques de fonctionnement des installations à turbines à gaz exploitées en Algérie sont considérablement faibles . Les turbines Hispano-Suiza représentant la gamme la plus répandue, et elles sont utilisées à un taux de fonctionnement n'excédant pas 50 %. Pour l'ensemble des turbines à gaz installées à Sonelgaz le coefficient moyen d'utilisation de la puissance installée n'arrive qu'à 40 %.

Les quatre caractéristiques de fonctionnement (temps relatif d'arrêt forcé T_s , le temps relatif de réparation planifiée T_e , le coefficient d'empressement K_p et celui d'utilisation des machines K_u) montrent le niveau de fiabilité des équipements. Quantitativement, ces caractéristiques nous donnent les temps de travail, de réparation de réserve mais nous ne pouvons pas juger de l'efficacité des machines. Pour avoir le bilan complet sur le fonctionnement du système considéré et juger non seulement de la fiabilité, mais aussi son efficacité, il faut donc déterminer le niveau d'utilisation de la puissance nominale et installée.

L'ensemble des caractéristiques de fonctionnement proposées dans ce chapitre permet de déterminer, non seulement les taux d'utilisation des machines suivant le temps de disponibilité comme c'est fait habituellement, mais celui d'utilisation de leurs puissances nominales et installées.

La méthode proposée de la détermination de la puissance des turbines à gaz lors de l'exploitation permet d'établir les caractéristiques complètes de fonctionnement des équipements et juger de leur efficacité compte tenu des conditions bien déterminées du site.

L'application de cette méthode pour les équipements des stations des régions :Haoud-El-Hamra, Rourd-El-Baguel, Hassi-Messaoud Sud et Zarzaitine, nous a permis de constater un faible niveau d'utilisation de la puissance nominale atteignant un peu plus du tiers de la valeur quand au rendement thermique, pour toutes les installations étudiées était aux environs de deux tiers du nominal.

L'étude du régime de fonctionnement des équipements des stations à turbine à gaz considérées a été faite pour une période minimale d'une année.

L'analyse de l'ensemble de ces cas étudiés nous permet de généraliser les causes créant la faible utilisation de la puissance nominale et installée. Ce sont outre la température ambiante, la modulation des débits, l'état de l'entretien mais aussi le choix rationnel des équipements installés. Car un choix inadapté des équipements pour les conditions réelles d'exploitation empire considérablement le niveau d'utilisation des puissances nominale et installée.

Donc pour chaque projet industriel, il faut prévoir la tendance de variation de la capacité demandée à long terme et pour cette période bien déterminée, il faut préciser les puissances requises d'après lesquelles on doit choisir la capacité installée.

Par exemple, les résultats de traitement des relevés réels de la station de pompage de Rourd-El-Baguel montrent un faible niveau d'utilisation des puissances nominale et installée ($K_u = 0.196$), ce qui exige de rechoisir les équipements pendant la période d'abaissement de la production du gisement.

L'exemple suivant est caractérisé par un niveau d'utilisation de la puissance assez élevé (par l'intermédiaire d'un moyen artificiel) au niveau de la station de reinjection de gaz de Hassi-Messaoud dont la particularité est de travailler sans réserve d'équipement.

La solution des constructeurs de réduire la puissance requise à 60 % par rapport à la valeur nominale n'est pas efficace. Car la réduction de la puissance fournie par la turbine à 60 % environ, due à l'influence de la température ambiante, qui augmente jusqu'à 45°C seulement pendant l'été, a fait surgir l'idée de diminution définitive de la puissance requise pour la partie entraînée durant toute l'année au même niveau à 60 % environ.

Cette solution, crée la condition favorablement pour la partie d'entraînement mais elle n'est pas efficace par ce qu'on a projeté artificiellement une utilisation incomplète de la puissance installée dans la station.

A titre d'exemple, dans les station de reinjection du gaz des unités du traitement Nord et Sud de Hassi-Messaoud on a projeté les compresseurs de 16 MW entraînés par les turbines à gaz de 24.3 MW.

Un autre exemple d'application d'une solution semblable c'est la station d'injection d'eau de Zarzaitine. Ici on a prévu deux différents accouplements des six pompes centrifuges entraînées par trois turbines formant ainsi trois groupes de machines, c'est à dire chaque turbine à gaz sert à entraîner deux pompes. Pendant l'hiver deux groupes sont en fonctionnement et le troisième en réserve. Mais pendant l'été toutes les trois turbines sont en service avec l'utilisation de la moitié de la puissance installée.

Les différentes solutions considérées sont assez fiables mais ne sont ni efficace ni économique car on a une diminution artificielle de la puissance requise pour une grande puissance installée.

Chapitre 3

LES TURBINES A GAZ

	Page
Introduction	71
3.1 Historique	71
3.2 Caractéristiques techniques d'une turbine a gaz	72
3.3 Aspects théoriques	73
3.3.1 Le cycle idéal	74
3.3.2 Le rendement de la turbine a gaz	74
3.3.3 Le cycle réel	76
3.3.4 Rendements polytropiques	78
3.4. Les cycles a récupération de la chaleur des gaz d'échappement	78
3.4.1 Intérêt de la récupération	78
3.4.2 Efficacité du récupérateur	79
3.5. Cycle a récupération avec des échanges de chaleur intermédiaires	81
3.6 Eléments des l'installation de turbines a gaz	82
3.6.1 Le compresseur	82
3.6.1.1 Etude de l'écoulement a travers la grille d'aubes d'un étage	83
3.6.1.2 Courbes caractéristiques	86
3.6.1.3 Le phénomène de pompage	87
3.6.2 La turbine	88
3.6.3 La chambre de combustion	90
Conclusions	92

Introduction.

La turbine à gaz a connu ces dernières années un développement considérable dans de nombreuses applications industrielles, et en particulier dans le domaine du transport du gaz, ou conçue avec deux lignes d'arbres et accouplée à un compresseur centrifuge, elle offre une grande souplesse d'exploitation.

Alliant la simplicité de son cycle thermodynamique à l'énorme avantage du mouvement de rotation continu, elle est actuellement réalisée pour une large gamme de puissance allant de moins de 1 000 kW à plus de 30 000 kW, mais son évolution et son succès ont été conditionnés par l'amélioration des performances techniques des turbines et des compresseurs et par l'amélioration des métaux alliés ayant une bonne résistance mécanique et chimique aux températures élevées.

Compte tenu des possibilités actuelles, le rendement thermique d'une turbine à gaz se situe entre 16 et 25 % pour une installation simple sans récupération des calories d'échappement et entre 26 et 32 %, pour une installation avec récupération de ces calories. Il reste néanmoins bien inférieur à celui des moteurs à gaz.

La turbine appliquée aux transports de gaz présente cependant de grands avantages. Sa simplicité, ses frais de premier établissement peu élevés, sa grande souplesse d'exploitation, sa mise en charge rapide et sa télécommande très facilement réalisable, enfin sa surveillance minime et son entretien à échéances très espacées, la font souvent préférer dans les régions où l'eau est rare, ou lorsque le prix du combustible n'est pas le facteur économique prépondérant ou que le prix de ce dernier est bas. [3].

3.1 Historique

Parmi les précurseurs de la turbine à gaz moderne, on doit mentionner, en premier lieu, les inventeurs de moteurs thermiques fonctionnant avec un gaz permanent bien que ces moteurs aient été conçus d'après le principe des machines à vapeur à piston. Ces inventions ont en effet permis de déterminer les différentes transformations qui doivent être subies par un gaz permanent servant de fluide moteur, transformations dont l'ensemble forme le cycle thermodynamique de la turbine à gaz. D'ailleurs, certains cycles portent encore à présent le nom de leurs inventeurs tel que les cycles de Joule etc..

1791 : Le premier brevet relatif à la turbine à gaz fut décerné à John Barber en Angleterre, l'installation comportait un générateur de gaz muni d'un réservoir intermédiaire, des compresseurs à pistons, une chambre de combustion et une turbine alimentée du mélange gazeux sortant de cette chambre.

1861 : Le brevet de Menzies décrit une turbine à gaz dont la conception se rapproche des turbines à gaz modernes à circuit ouvert. La compression était réalisée dans un compresseur centrifuge à un étage et la détente des gaz chauds, dans une turbine radiale à un seul étage. L'installation comporte aussi un récupérateur de chaleur et une chambre à combustion prévue pour fonctionner avec des combustibles solides.

1884 : C'est Parsons qui prévoit pour la première fois, l'emploi d'un compresseur et d'une turbine comportant chacun plusieurs étages, les aubes de la turbine pouvaient être refroidies par une circulation d'eau.

1895 : Le brevet de Curtis prévoit aussi un refroidissement de la turbine au moyen d'une circulation d'eau, mais dans ce dernier cas, la turbine est du type à chutes de vitesse.

1905 : Une étape importante dans la réalisation industrielle d'une turbine à gaz a été constituée par la turbine d'Armengaud et Lemale construite par la société des turbomoteurs à Paris. Elle était cependant caractérisée par un rendement faible de l'ordre de 3 %.

1908 : Pour palier à ce faible rendement du principalement au mauvais rendement des compresseurs, sur l'idée de Holzwarth de munir la turbine d'une chambre de combustion alimentée avec de l'air à pression atmosphérique, la société Korting de Hanovre a construit la turbine à explosion ou à volume constant au fonctionnement discontinu.

1933 : Brown, Boveri et Cie a construit la turbine de Holzwarth avec une alimentation en air soumise à une compression préalable de 3 bars. Depuis l'évolution des turbines à gaz à explosion a connu une multitude de difficultés du au fonctionnement discontinu et elle fut abandonnée avec l'arrivée de la 2^e guerre mondiale.

1939 : Les progrès importants réalisés dans le principe de la suralimentation des moteurs, ont aboutit à la création de la première turbine à combustion destinée à la production d'énergie électrique. Cette turbine construite par Brown Boveri et Cie a été présentée à l'exposition nationale Suisse à Zurich, elle était alimentée par des gaz à la température de 550 °C, sa puissance utile 4 MW et son rendement 17 %.

Le chemin parcouru depuis cette époque peut être illustrer par le fait qu'à l'heure actuelle certaines turbines à gaz ont des températures d'admission des gaz chauds de l'ordre de 1100 °C, d'une puissance unitaire de 100 MW et leur rendement est voisin de 30 %. Toutes ces turbines à gaz fonctionnent suivant le cycle thermodynamique le plus simple, qui porte le nom de son inventeur à savoir le cycle de Joule.

3.2 Caractéristiques techniques d'une turbine à gaz

Une turbine à gaz peut se définir par :

- Son type, à un arbre ou à deux arbres.
- Sa conception, turbine légère ou turbine lourde.
- La nature de son cycle thermique, cycle simple ou avec récupération de la chaleur de l'échappement ou avec cycle secondaire.
- Ses performances nominales: puissance, vitesse de rotation, rendement thermique, température des gaz à la sortie de la chambre de combustion et par les variations de ces performances en dehors du point nominal d'adaptation. On précise que les caractéristiques sont données pour des conditions extérieures de référence qui peuvent être: les conditions Américaines NEMA (26.7°C, 305 m d'altitude, 0.977 bar absolu) ou les conditions I.S.O (15°C, 760 mm de Hg, 1.013 bar absolu)

Une turbine à gaz à une ligne d'arbre comprend le compresseur d'air, la turbine de détente des gaz à la sortie de la chambre de combustion et l'appareil entraîné. Dans ces conditions, la turbine fournit à la fois la puissance nécessaire à l'entraînement du compresseur d'air et la puissance utile. Ce type de turbine est bien adapté aux machines dont la vitesse est très peu variable ou constante, en particulier aux alternateurs de production d'énergie électrique.

Ces deux fonctions peuvent être dissociées et on aboutit à la turbine à gaz à deux lignes d'arbres. La première de ces lignes d'arbres est constituée par le compresseur d'air et une turbine dite auxiliaire, formant un turbocompresseur équilibré, c'est à dire sans puissance d'appoint en puissance prélevée et que l'on peut appeler le générateur de gaz. La deuxième ligne d'arbre comprend la turbine dite motrice ou turbine de puissance et l'appareil entraîné. Elle convient bien à l'entraînement des turbomachines.

Bien plus que complexe, la turbine à deux lignes d'arbre se justifie dans le transport du gaz naturel par une plus grande souplesse d'exploitation. Elle offre :

- Possibilité d'avoir des vitesses de rotation différentes pour les deux arbres, donc d'avoir une plage étendue de variation de vitesse de l'appareil entraîné.
- Meilleur rendement aux charges partielles.
- Démarrage et changement de régime plus rapide.

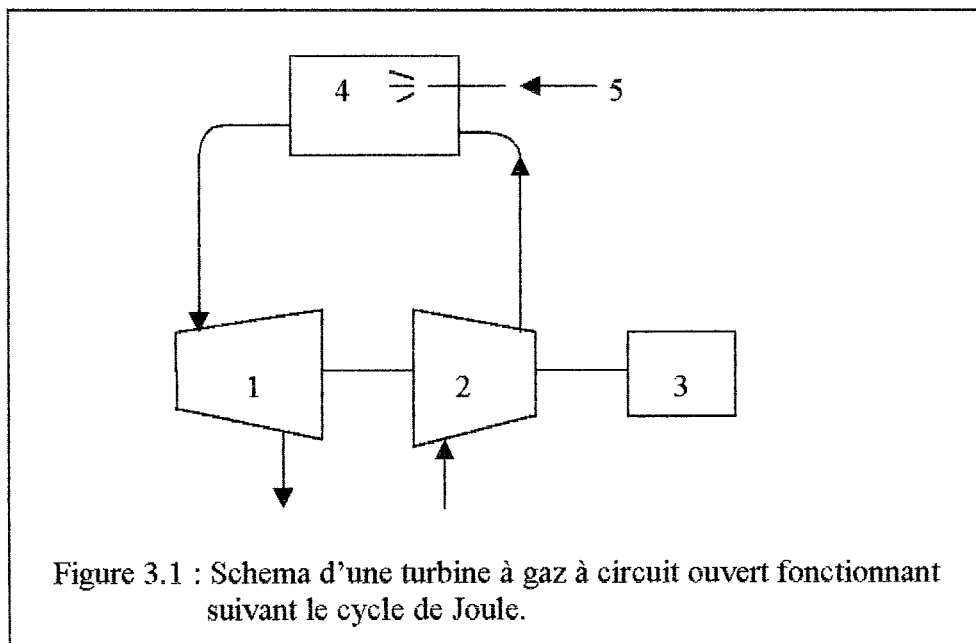
La puissance des turbines à gaz est limitée par :

- La température d'admission de la turbine de détente pour les turbines à un seul arbre.
- La vitesse de rotation du générateur de gaz pour les turbines à deux arbres.

On note cependant que la vitesse inférieure de la turbine est limitée par le phénomène de pompage des turbocompresseurs entraînés.

3.3 Aspects théoriques.

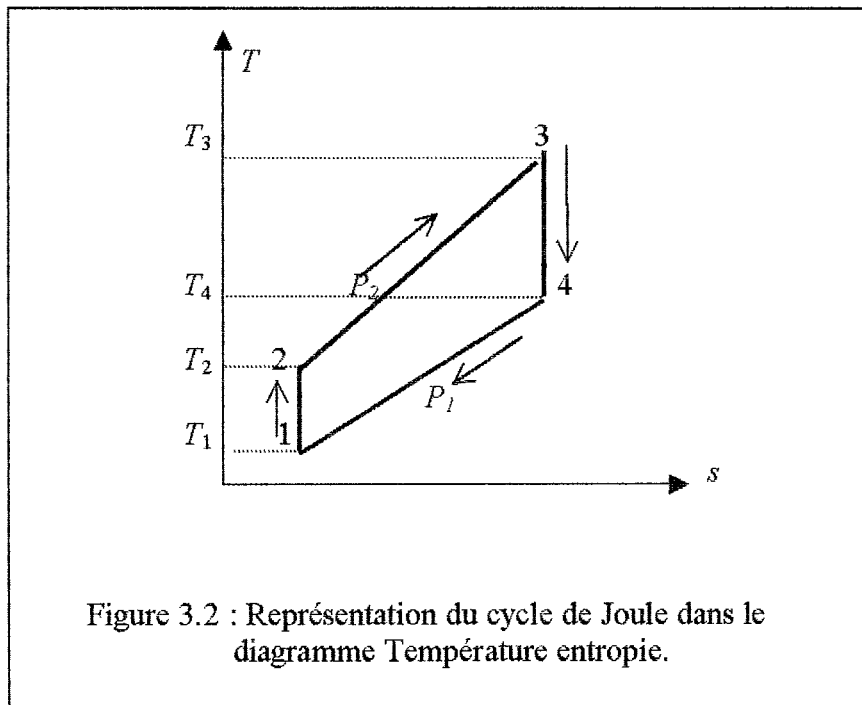
La figure 3.1 représente le schéma d'une turbine à gaz à circuit ouvert, fonctionnant suivant le cycle de Joule. L'air atmosphérique est aspiré par le compresseur, qui est habituellement du type axial, ce compresseur refoule l'air dans la chambre de combustion ou le combustible est injecté par le brûleur. Les gaz de combustion se détendent dans la turbine et s'échappent finalement dans l'atmosphère. Le travail utile de l'installation, c'est à dire la différence entre le travail fourni par la détente et celui qui est absorbé par la compression, sert à l'entraînement, par exemple d'une génératrice électrique, d'une pompe ou d'un compresseur.



Avec : 1- Turbine ;
 2- Compresseur axial ;
 3- Machine entraînée ;
 4- Chambre de combustion ;
 5- Brûleur.

3.3.1 Le cycle idéal .

Le cycle thermodynamique, qui est le cycle de Joule idéal a, dans le diagramme T-s, la forme qui est dans la figure 1.2. Nous avons d'abord une compression adiabatique ,réversible et isentropique de l'air représentée par la droite 1-2. Augmentation de la température par la combustion du mélange air carburant dans la chambre de combustion 2-3 . La détente des gaz d'échappement comme la compression est adiabatique et réversible 3-4 dans la turbine cédant le travail utile. Enfin les gaz chauds s'échappent et se refroidissent dans l'atmosphère 4-1.



3.3.2 Le rendement de la turbine à gaz

On note tout d'abord les définitions thermodynamiques essentielles relatives à la théorie de la turbine à gaz.

Le travail lors d'un processus de détente ,de compression ou d'un apport de chaleur entre deux points 1 et 2 :

$$W_{12} = H_2 - H_1$$

L'énergie interne conformément au premier principe de la thermodynamiques :

$$dU = dW + dQ$$

L'enthalpie s'exprime en fonction des températures du début et de la fin du processus par exemple les points 1 et 2 :

$$H_2 - H_1 = C_p (T_2 - T_1)$$

Où C_p représente la chaleur massique du gaz à pression constante.

Le travail utile produit par 1 kg de fluide décrivant le cycle complet de la turbine sera :

$$W_u = |W_t| - W_c \quad (3.1)$$

Où : W_t est le travail fourni par la détente de 1kg de gaz suivant l'isentropique 3-4.

W_c est le travail nécessaire pour la compression de 1 kg d'air suivant l'isentropique 1-2.

Le rendement thermique de la machine s'exprime par la relation :

$$\eta_{th} = \frac{W_u}{Q} = \frac{|W_t| - W_c}{Q} \quad (3.2)$$

On peut donc poser les relations suivantes comme suit:

$$W_c = H_2 - H_1 \quad (3.3)$$

$$|W_t| = H_3 - H_4 \quad (3.4)$$

$$Q = H_3 - H_2 \quad (3.5)$$

Le rendement thermique peut à présent prendre la forme suivante :

$$\eta_{th} = \frac{H_3 - H_4 - (H_2 - H_1)}{H_3 - H_2} = 1 - \frac{H_4 - H_1}{H_3 - H_2} \quad (3.6)$$

Ou encore :

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \quad (3.7)$$

Les transformations de compression et de détente étant adiabatiques et réversibles, la loi qui les exprime est :

$$PV^\gamma = C^{te} \text{ et } \gamma = C_p/C_v$$

C_v étant la chaleur massique du gaz à volume constant, γ l'indice adiabatique de la transformation. Et en tenant compte de l'équation des gaz parfaits :

$$PV = rT$$

Où r est la constante du gaz considéré, rapportée à l'unité de masse, on obtient facilement :

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.8)$$

Pour simplifier les écritures, introduisons la notation :

$$\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = z$$

Nous pouvons alors écrire les expressions de W_c , W_t , Q et η_{th} en fonction des deux températures de départ T_1 et T_3 ainsi que les pressions P_2 et P_1 connues:

$$W_c = C_p (T_2 - T_1) = C_p T_1 (z - 1) \quad (3.9)$$

$$|W_t| = C_p (T_3 - T_4) = C_p T_3 \left(1 - \frac{1}{z}\right) \quad (3.10)$$

$$Q = C_p (T_3 - T_2) = C_p (T_3 - zT_1) \quad (3.11)$$

$$\eta_{th} = 1 - \frac{\frac{T_3}{z} - T_1}{T_3 - zT_1} = 1 - \frac{1}{z} \quad (3.12)$$

Le rendement du cycle idéal ne dépend donc que du taux de compression et de γ et varie inversement avec ces derniers.

Dans ce cycle, l'expression du travail utile massique est obtenue d'après les relations (3.9) et (3.10) :

$$W_u = C_p T_3 \left(1 - \frac{1}{z}\right) - C_p T_1 (z - 1)$$

Cette fonction passe par un maximum qu'on obtient en annulant la dérivée $\frac{dW_u}{dz}$ soit :

$$\frac{C_p T_3}{z^2} - C_p T_1 = 0$$

$$\text{D'où :} \quad z_{opt} = \sqrt{\frac{T_3}{T_1}} \quad (3.13)$$

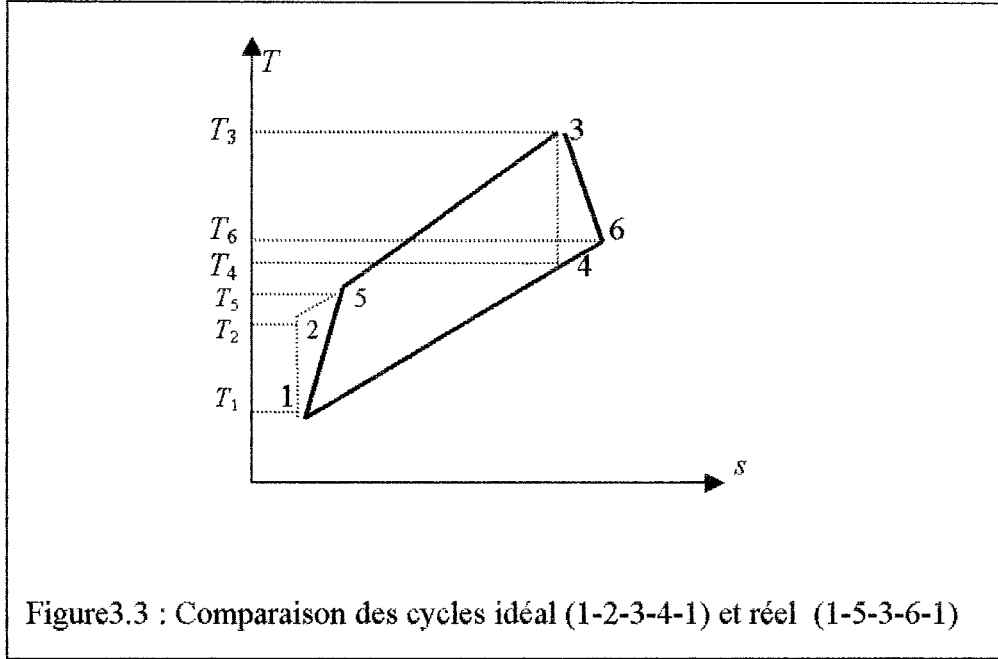
$$\text{Il en résulte que :} \quad T_{2opt} = T_{4opt} = \sqrt{T_1 T_3} \quad (3.14)$$

Par conséquent, le maximum du travail massique est donc obtenu lorsque, dans le diagramme de la figure 3.2, les points 2 et 4 ont la même ordonnée. Quand à sa valeur, elle est

$$W_{u \max} = C_p (T_3 - T_{4opt}) - C_p (T_{2opt} - T_1) = C_p (T_3 + T_1 - 2\sqrt{T_1 T_3}) \quad (3.15)$$

3.3.3 Le cycle réel .

Le cycle thermodynamique décrit réellement dans une turbine à gaz devrait en toute rigueur tenir compte de toutes les imperfections des différentes parties de la machine. Nous ne prenons en compte, cependant que les rendements de la compression et la détente.



Nous définirons le rendement en considérant comme évolution de référence l'évolution adiabatique réversible, donc isentropique par rapport à l'évolution réelle. Le rendement ainsi défini est le rendement isentropique.

$$W_c = C_p (T_5 - T_1) = C_p \frac{T_2 - T_1}{\eta_c} = C_p \frac{T_1 (z - 1)}{\eta_c}$$

$$|W_t| = C_p (T_3 - T_6) = C_p \eta_t (T_3 - T_4) = C_p \eta_t T_3 \left(1 - \frac{1}{z}\right)$$

$$W_u = C_p \eta_t T_3 \left(1 - \frac{1}{z}\right) - \frac{C_p}{\eta_c} T_1 (z - 1) = C_p (z - 1) \left(\frac{\eta_t T_3}{z} - \frac{T_1}{\eta_c} \right) \quad (3.16)$$

D'autre part, la quantité de chaleur Q qui doit être dépensée pour élever la température de 1 kg d'air de T_5 à T_3 s'exprime par :

$$Q = C_p (T_3 - T_5) = C_p \left[T_3 - T_1 \left(1 + \frac{z-1}{\eta_c}\right) \right] \quad (3.17)$$

Une fois de plus, pour simplifier les écritures, introduisons les notations :

$$\sigma = \eta_c \left(\frac{T_3}{T_1} - 1 \right) \quad \text{et} \quad \tau = \eta_c \eta_t \frac{T_3}{T_1}$$

$$\eta_{th} = \frac{W_u}{Q} = \left(1 - \frac{1}{z}\right) \frac{\tau - z}{\sigma - z + 1} \quad (3.18)$$

Le rendement thermique du cycle réel dépend du taux de compression idéal, de γ et aussi des rendements isentropiques de la compression η_c et de la détente η_t . Pour des valeurs données de η_c et de η_t , un accroissement du rapport T_3/T_1 entraîne toujours un accroissement du rendement η_{th} du cycle réel, en revanche, en faisant varier le rapport m ou z , on constate que le rendement η_{th} ne croît pas indéfiniment mais passe par un maximum pour une valeur de m définie par :

$$m_{opt} \left(\frac{\gamma-1}{\gamma} \right) = z_{opt} = a - \sqrt{a^2 - b} \quad (3.19)$$

$$a = \frac{\tau}{\tau - \sigma} \quad \text{et} \quad b = \frac{(\sigma + 1)\tau}{\tau - \sigma}$$

L'introduction de cette expression de z_{opt} dans (3.18) fournit la valeur maximale du rendement η_{th} . Pour le travail utile massique W_u qui est exprimé par (3.16), il passe par un maximum pour une valeur de z qui est :

$$z_{opt} = \sqrt{\tau} \quad (3.20)$$

3.3.4 Rendements polytropiques

Dans la définition du rendement isentropique du compresseur ou de la turbine, le travail de référence est celui qui correspond à une transformation adiabatique et réversible partant du même état initial que la transformation réelle et aboutissant à la même pression finale que celle-ci.

Il n'en est pas de même lorsqu'on considère comme travail de référence celui d'une transformation polytropique décrite entre les mêmes états extrêmes que la transformation réelle et pouvant s'exprimer par une équation de la forme :

$$PV^k = Cte$$

Où k est l'exposant polytropique de la transformation. La variation de la température en fonction de la pression est donnée par une relation analogue à l'expression (3.8) et en utilisant les notations précédentes (figure 3.4), nous pouvons écrire :

$$\frac{T_5}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{et} \quad \frac{T_3}{T_6} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

3.4. Les cycles à récupération de la chaleur des gaz d'échappement

3.4.1 Intérêt de la récupération

Nous avons déjà vu précédemment que la valeur modérée du rendement d'une turbine à gaz fonctionnant suivant le cycle réel est due, d'une part, à l'irréversibilité de la combustion et d'autre part, à la valeur élevée de la chaleur contenue dans les gaz d'échappement. La perte due à ce dernier facteur peut être fortement réduite grâce à la récupération partielle de la chaleur des gaz sortant de la turbine, conformément au schéma de la figure 3.4 qui illustre le

cas d'une turbine à gaz à circuit ouvert, ne diffère de la figure 2.1 que par la présence d'un récupérateur 6, qui est un échangeur thermique permettant de réaliser une transmission de chaleur entre les gaz d'échappement de la turbine et l'air refoulé par le compresseur. Grâce à cet échange de chaleur, la température de l'air à l'entrée de la chambre de combustion augmente, ce qui entraîne une réduction de la quantité de chaleur dépensée et, par conséquent, augmente le rendement. Cette récupération de la chaleur des gaz d'échappement consiste donc à réintroduire une partie de cette chaleur dans le cycle thermodynamique.

3.4.2 Efficacité du récupérateur

Nous avons vu précédemment que le cycle optimum d'une turbine a gaz est celui dont lequel la température de fin de compression est égale à celle de fin de détente. Donc dans tous les cycles, si $T_4 > T_2$ une possibilité de récupération de l'énergie des gaz d'échappement existe ouvrant un certain taux d'efficacité.

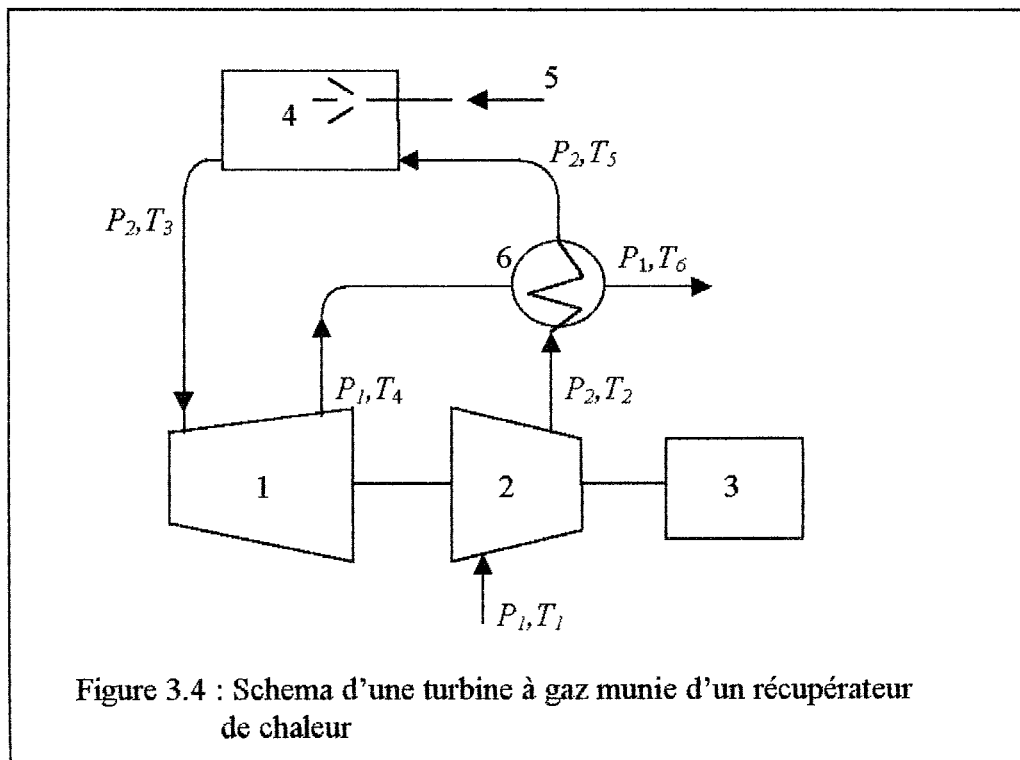
L'efficacité du récupérateur est définie par la relation :

$$\varepsilon = \frac{T_5 - T_2}{T_4 - T_2} \quad (3.21)$$

Cette grandeur est donc le rapport de l'élévation de température subie par le gaz chauffé à celle qui serait réalisée dans un échangeur ayant une surface d'échange infinie. Il est clair que l'équation de définition de (3.21) est équivalente à la suivante:

$$\varepsilon = \frac{T_4 - T_6}{T_4 - T_2}$$

de sorte que la connaissance de ε permet de trouver la température T_6 .



Avec : 1- Turbine ; 4- Chambre de combustion ;
 2- Compresseur ; 5- Brûleur ;
 3- Machine entraînée ; 6- Récupérateur de chaleur.

Ce cycle est celui qui correspond au schéma de la figure 3.4.

L'expression du travail utile W_u reste évidemment celle qui correspond au cycle de Joule, soit (3.16)

$$W_u = C_p(z-1)\left(\frac{\eta_t T_3}{z} - \frac{T_1}{\eta_c}\right)$$

Quand à l'expression de la chaleur dépensée, elle est dans ce cas,

$$Q = C_p [T_3 - T_2 - \varepsilon(T_4 - T_2)]$$

$$Q = C_p T_3 \left[1 - \varepsilon + \varepsilon \eta_t \left(1 - \frac{1}{z}\right)\right] - (1 - \varepsilon) C_p T_1 \left(1 + \frac{z-1}{\eta_c}\right)$$

Il en résulte que pour le rendement thermique :

$$\eta_{th} = \frac{W_u}{Q} = \left(1 - \frac{1}{z}\right) \frac{\tau - z}{\varepsilon \tau \left(1 - \frac{1}{Z}\right) + (1 - \varepsilon)(\sigma - Z + 1)} \quad (3.22)$$

En posant dans cette relation $\varepsilon = 0$, on retrouve l'expression (3.18) établie pour le cycle de Joule, tandis qu'en admettant $\varepsilon = 1$, on obtient :

$$\eta_{th} = 1 - \frac{z}{\tau} \quad (3.23)$$

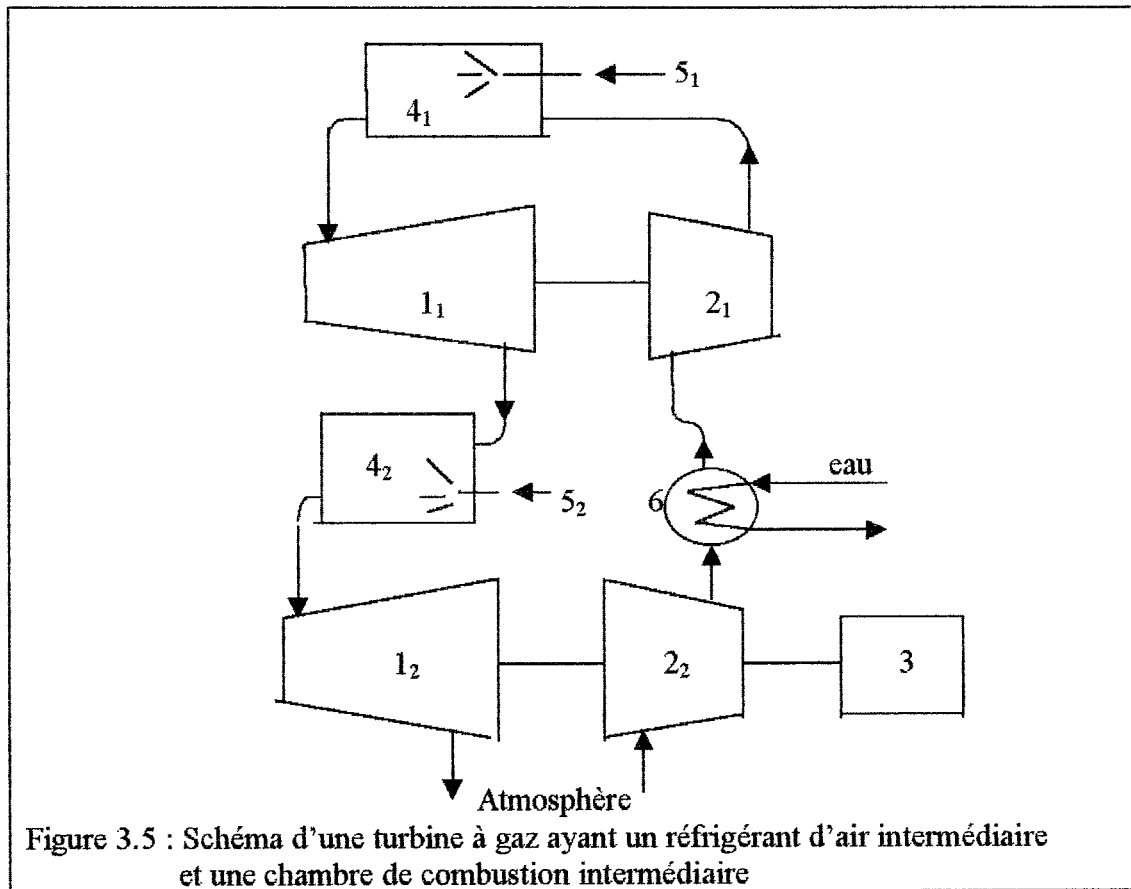
Ce résultat montre que, dans le cas d'un récupérateur ayant une surface infinie, le rendement thermique varie en sens inverse du rapport P_2/P_1 . Pour une valeur donnée de ε , la valeur optimale de m ou z sera obtenue en annulant la dérivée $d\eta/dz$, on trouve ainsi une équation du second degré dont la solution est :

$$z_{opt} = a \pm \sqrt{a^2 - b} \quad (3.24)$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{(1-\varepsilon)\sigma}{(2\varepsilon-1)\tau}} \quad \text{et} \quad b = \frac{\frac{\varepsilon}{1-\varepsilon} - \sigma - 1}{\frac{\sigma}{\tau} + \frac{2\varepsilon-1}{1-\varepsilon}}$$

3.5 Cycle à récupération avec des échanges de chaleur intermédiaires

Le cycle à récupération avec des échanges de chaleur est combiné, soit avec une réfrigération du gaz en cours de compression, soit avec un réchauffage en cours de détente. Ces moyens d'amélioration sont utilisés à la fois dans l'exemple illustré dans la figure 3.5



3.6 Éléments des installations de turbines à gaz

3.6.1 Le compresseur

Parmi tous les moteurs thermiques, la turbine à gaz est celui qui, pour une puissance donnée, exige le débit de fluide le plus élevé. Néanmoins la puissance consommée par le compresseur peut atteindre jusqu'au deux tiers de la puissance brute fournie par la détente, ce qui est considérable.

Le compresseur qui s'y prête le mieux à l'aspiration de débits élevés, est le compresseur axial. Au cas où la puissance utile est suffisamment faible, la compression peut être réalisée par un compresseur centrifuge.

Les compresseurs centrifuges comme les compresseurs axiaux, sont des turbocompresseurs. L'accroissement de la pression résulte d'une action sur la vitesse du fluide. Le travail fourni par la turbine sous forme d'énergie mécanique transmis à l'arbre du compresseur est transformé en énergie cinétique du gaz à comprimer grâce à la rotation des aubes, celle-ci est à son tour transformée en énergie de pression dans le diffuseur.

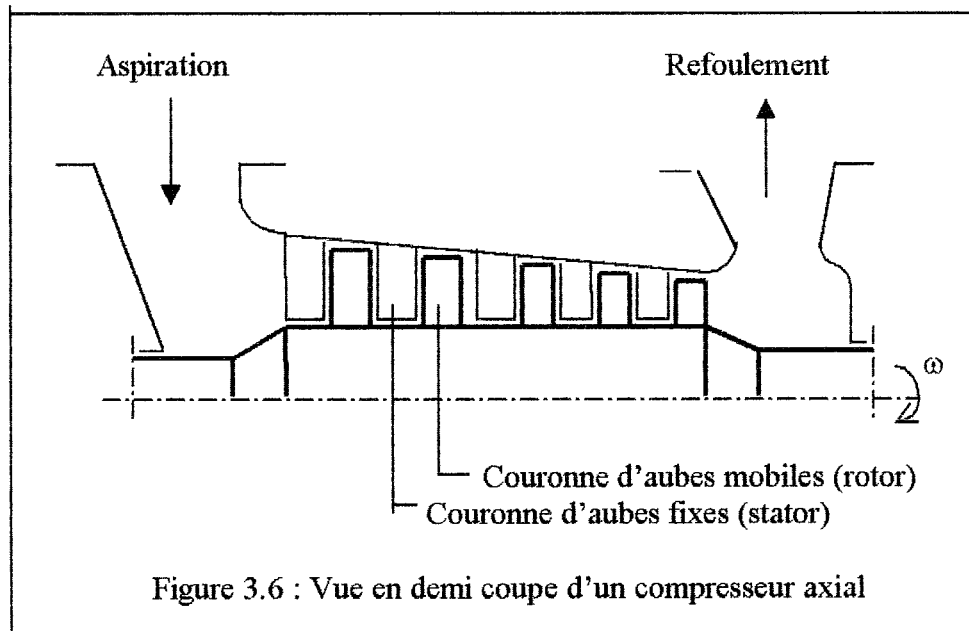


Figure 3.6 : Vue en demi coupe d'un compresseur axial

Le compresseur axial se compose généralement de plusieurs étages. Chaque étage est constitué par une rangée d'aubes fixes, et une rangée d'aubes mobiles. Nous sommes ainsi amené à étudier l'évolution de l'écoulement dans un seul étage qui représente le compresseur axial élémentaire figure 3.7.

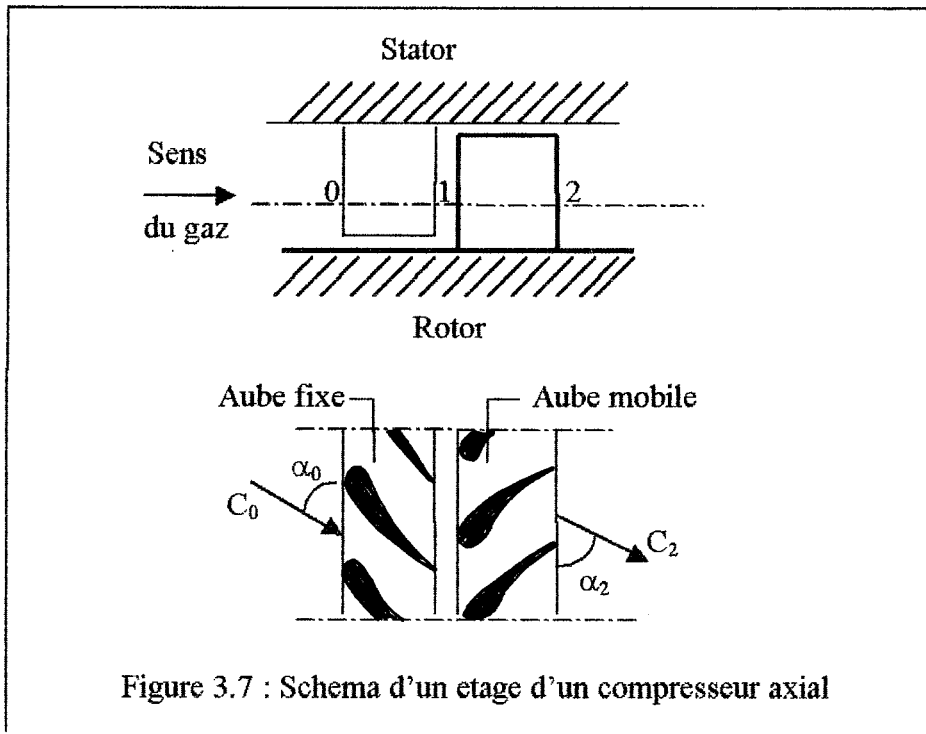


Figure 3.7 : Schema d'un etage d'un compresseur axial

3.6.1.1 Etude de l'écoulement à travers la grille d'aubes d'un etage

Écoulement dans les aubes fixes :

Point 0: Les caractéristiques P_0, T_0, C_0 sont celles de l'air à l'entrée de l'étage supposées connues.

Point 2: Les caractéristiques P_2, T_2, C_2 sont celles de l'air à la sortie de l'étage.

L'équation générale de l'écoulement est donnée par :

$$(Q + W)_{02} = (H_2 - H_0) + 1/2(C_2^2 - C_0^2)$$

Ou : Q_{02} La chaleur échangée avec l'extérieur ,
 W_{02} Le travail de la compression ,
 $H_{0,2}$ Les enthalpies aux points 0 et 2 ,
 $C_{0,2}$ Les vitesses d'écoulement en 0 et 2.

Comme $Q_{02} = 0$ transformation adiabatique, et que $C_0 = C_2$ la vitesse d'entrée identique à chaque étage, de même pour $\alpha_0 = \alpha_2$. L'équation générale de l'écoulement prend la forme suivante:

$$W_{02} = (H_2 - H_1) \quad (3.25)$$

Dans ce cas, la transformation étant adiabatique donne : $Q_{01} = 0$ d'une part, et d'autre part, il n'y a pas de travail fourni dans les canaux fixes : $W_{01} = 0$. L'équation générale devient :

$$(H_1 - H_0) + 1/2(C_1^2 - C_0^2) = 0 \quad (3.26)$$

Comme la grandeur $(H_1 - H_0)$ est positive, donc C_1 est inférieure à C_0 , ce qui correspond à un ralentissement de la vitesse dans les aubes fixes et par conséquent, nous avons une augmentation de la pression.

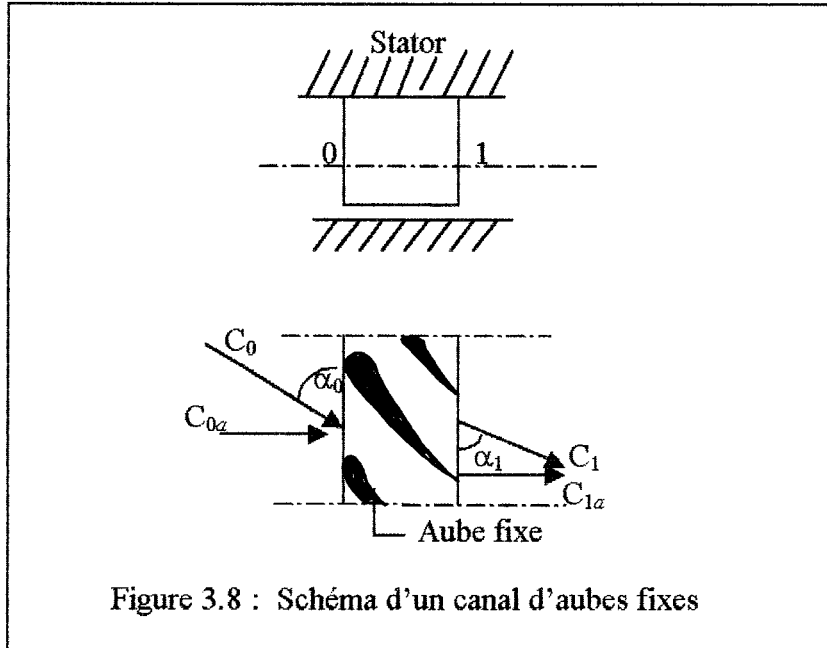


Figure 3.8 : Schéma d'un canal d'aubes fixes

Écoulement dans les aubes mobiles :

Nous savons que pour un observateur tournant avec le rotor, tout se passe comme si l'air ne dispose que de la vitesse relative w , qui passe de w_1 à w_2 . Nous nous retrouvons dans les mêmes conditions que l'écoulement dans les canaux fixes, soit :

$$(H_2 - H_1) + 1/2(w_2^2 - w_1^2) = 0 \quad (3.27)$$

Ici aussi $(H_2 - H_1)$ étant positive, alors w_2 est inférieure à w_1 , ce qui montre un ralentissement de la vitesse relative dans les aubes mobiles et donc une augmentation de pression qui s'ajoute à l'augmentation de l'énergie cinétique dans ces derniers.

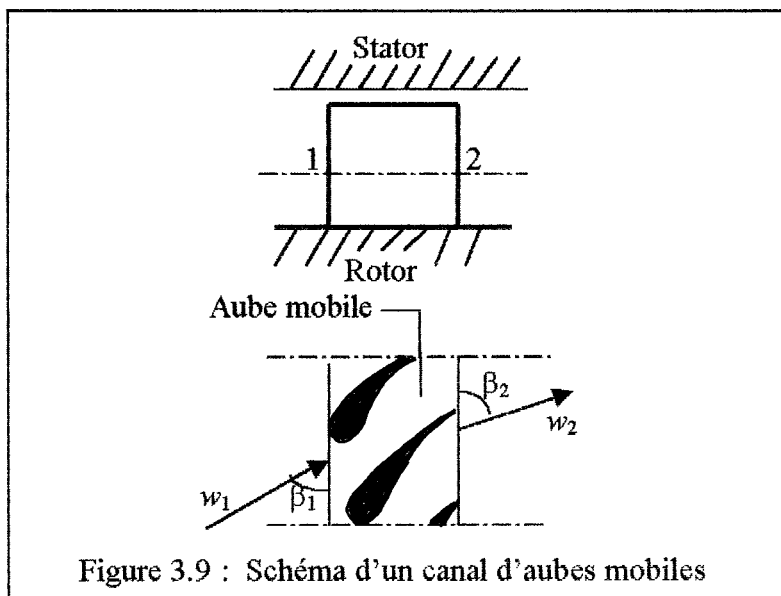


Figure 3.9 : Schéma d'un canal d'aubes mobiles

Considérons à présent l'écoulement absolu à travers les aubes mobiles. La particule de gaz traversant ce canal est soumise à trois vitesses, qui sont :

- La vitesse d'entraînement U , constante à travers le canal, $U = r\omega$
- La vitesse relative w
- La vitesse absolue C , résultante de U et w

De même, on décompose la vitesse C en deux composantes.

- C_u composante tangentielle de C , (parallèle à U)
- C_a composante axiale de C , (parallèle à l'axe de rotation)

L'étude des diverses composantes des vitesses nous conduit à présenter ces dernières sous forme de triangle des vitesses.

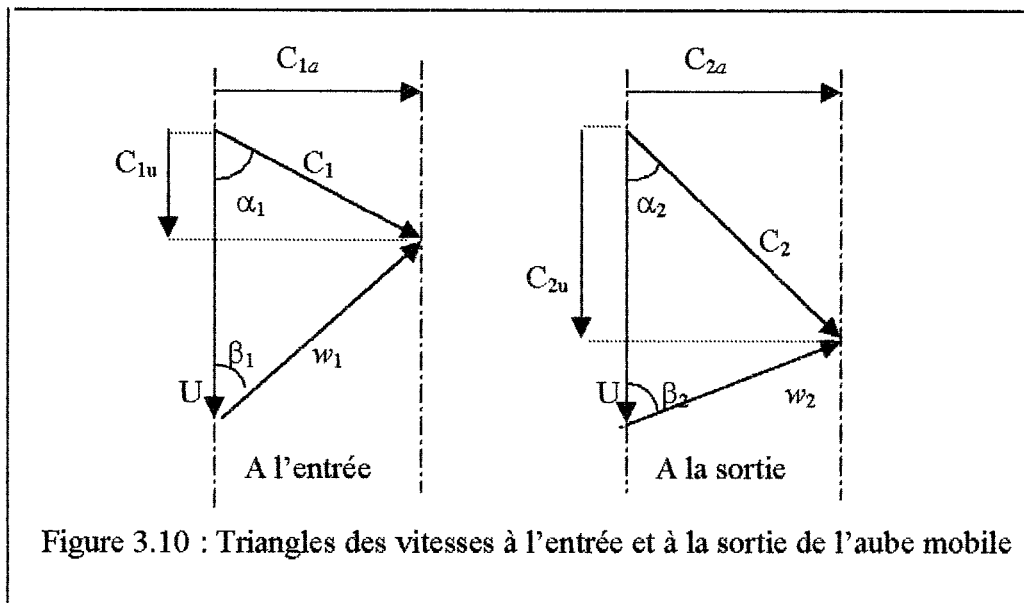
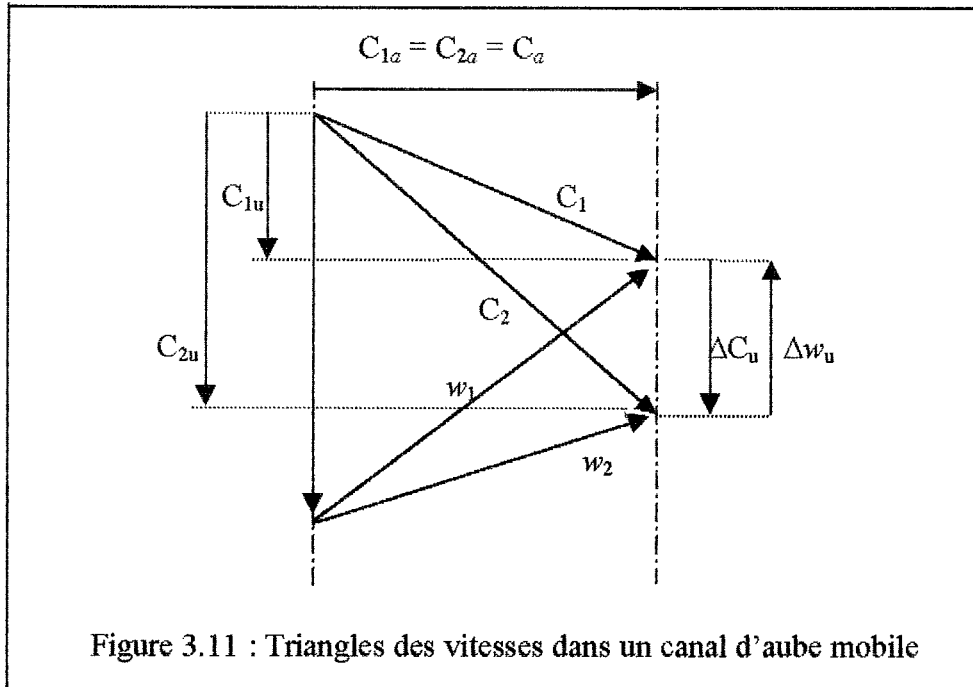


Figure 3.10 : Triangles des vitesses à l'entrée et à la sortie de l'aube mobile

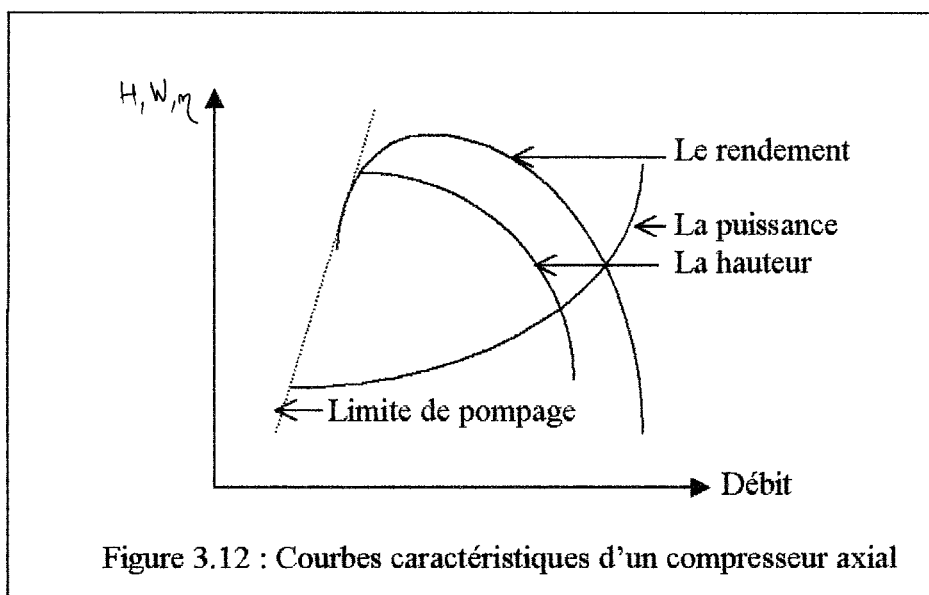
Dans le compresseur axial, on fait en sorte que $C_{1a} = C_{2a}$. De même, la vitesse de sortie des aubes mobiles C_2 est égale à la vitesse d'entrée des aubes fixes C_0 . Groupons les deux triangles de vitesses sur un même graphe, on obtient :

- ΔC_u représente la variation d'énergie cinétique, c'est l'élévation dynamique,
- Δw_u représente la variation de la vitesse relative, c'est l'élévation statique.



3.6.1.2 Courbes caractéristiques :

Les courbes caractéristiques du compresseur axial sont les courbes données par les constructeurs. Elles montrent la variation des paramètres principaux à savoir : la pression générée, le rendement et la puissance consommée en fonction du débit du compresseur. Ces courbes permettent de définir les paramètres de fonctionnement par un réglage du débit.



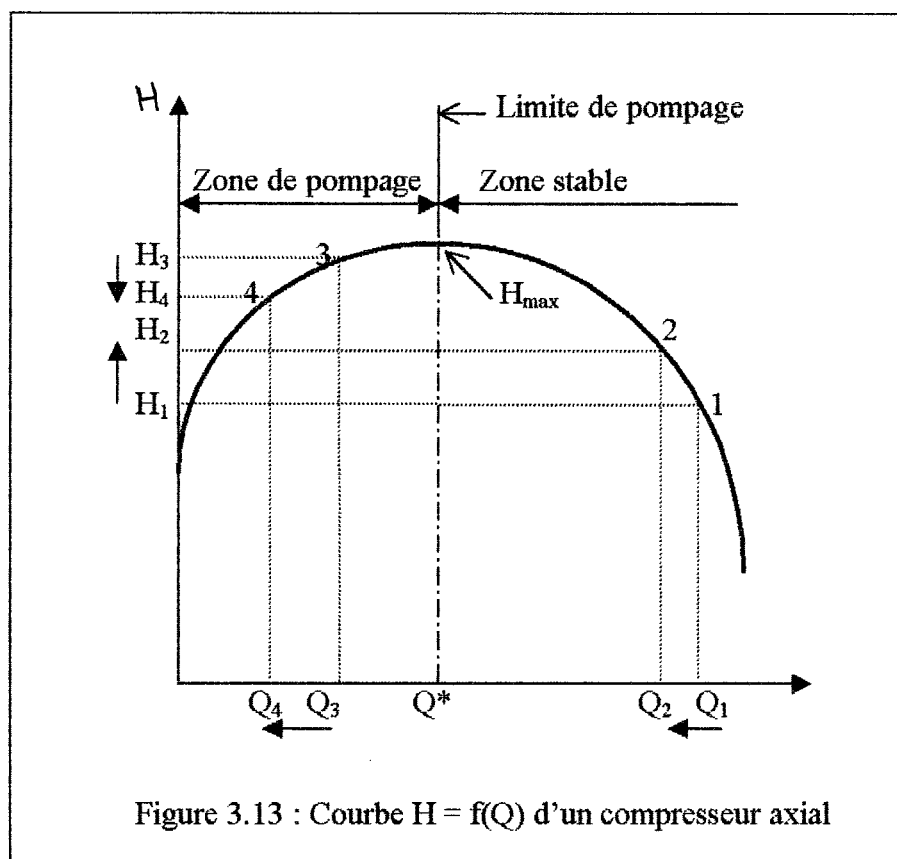
On note que ces courbes sont données pour une vitesse de rotation ω constante d'une part et d'autre part que la pression générée par un étage du compresseur est modeste d'où la nécessité de disposer de plusieurs étages, ce qui revient à un couplage en série de plusieurs étages. Enfin, une ligne délimite ce qu'on appelle la zone de pompage dans laquelle l'exploitation du compresseur est dangereuse.

3.6.1.3 Le phénomène de pompage :

Quelle que soit leur destination, les compresseurs axiaux doivent être capable de fonctionner a leur régimes d'adaptation mais aussi a des régimes différents, avec une marche stable, sans problèmes, c'est a dire sans pompage.

Le compresseur étant une composante d'un industriel, il alimente donc une autre composante du système a savoir la chambre a combustion. Nous appellerons cette composante un système utilisateur. Considérons un circuit simplifié compose d'un compresseur axial et d'un système utilisateur.

Considérons un compresseur axial, on peut tracer la courbe de variation du taux de compression en fonction du débit comme suit :



1^{er} Cas :

Supposons que le régime de fonctionnement du compresseur correspond au point "1" sur sa courbe caractéristique. Ce point se trouve a droite du point maximum H_{max} , soit sur la partie descendante de la courbe.

Dans ce cas, une légère réduction accidentelle du débit du compresseur entraîne un accroissement de la pression de refoulement, on se retrouve sur le point "2" sur la courbe. Cette surpressions ponctuelle sera soit absorbée par le système utilisateur soit évacuée par une soupape de sécurité, ensuite le fonctionnement normal reprend et on revient au point figuratif "1" sur la courbe. Cette surpression ne présente aucun danger pour le compresseur, le régime est essentiellement stable dans cette zone.

2^{ème} Cas :

Il n'en est pas de même lorsque le régime de fonctionnement est à gauche du point maximum, H_{max} , sur la partie ascendante de la courbe, le point "3" par exemple.

Ici, une légère réduction accidentelle du débit entraîne par contre une diminution de la pression de refoulement du compresseur, point "4" sur la courbe, suite à cela, la différence de pression ainsi établie entre le compresseur et le système provoque un renversement du sens d'écoulement du gaz, c'est le système qui à présent refoule vers le compresseur instantanément. Comme le compresseur est une machine qui génère la pression, les pressions s'égalisent d'abord avant que le compresseur reprenne le dessus provoquant à nouveau le renversement du sens de l'écoulement du gaz pour revenir au point "3" et le sens de l'écoulement initial.

Ce cycle recommence avec une fréquence qui pour un compresseur donne dépend du circuit de refoulement. Cette fréquence est assez grande et ce sont des pulsations qui en résultent mettant en danger le compresseur.

Ce régime est instable, c'est la zone de pompage. Enfin, on délimite les deux zones par une frontière définie par le point H_{max} , ce sera la limite de pompage.

Les moyens de prévention anti-pompage consistent d'abord à éviter l'exploitation du compresseur dans la zone de pompage. Dans cette zone, on remédie à ce phénomène par l'utilisation d'électrovannes anti-pompage qui empêchent le changement du sens de l'écoulement du gaz et dirigent le gaz vers l'aspiration du compresseur.

3.6.2 La turbine

La turbine à gaz est un appareil à écoulement continu, pour un régime de fonctionnement donné, l'état du fluide en un point quelconque de la turbine, est donc invariable. Comme l'écoulement du fluide a lieu avec une vitesse élevée, la durée de séjour du fluide dans la turbine est très réduite, de sorte que les échanges de chaleur entre le fluide et les parois sont pratiquement négligeables et l'écoulement peut, par conséquent être considéré comme adiabatique. La transformation subie par le fluide sera isentropique et conforme à la relation .

$$PV^\gamma = Cte$$

Désignons par les grandeurs : P_0 , T_0 et v_0 la pression, la température et le volume massique du fluide au début de la détente et P_1 , T_1 , et v_1 ces valeurs à la fin de la détente.

Nous supposons que la détente a lieu dans un canal fixe ayant une forme appropriée et que la vitesse C_0 à l'amont de ce canal est nulle, à l'aval du canal la vitesse sera C_1 . D'après le premier principe de la thermodynamique:

$$\frac{C_1^2}{2} = H_0 - H_1 = \Delta H \quad (3.28)$$

H_0 et H_1 étant l'enthalpie du fluide au début et à la fin de la détente, il en résulte :

$$C_1 = \sqrt{2\Delta H}$$

D'une manière générale, dans une section quelconque du canal, perpendiculaire à la vitesse correspondante c , on a les relations :

$$C = \sqrt{2(H_0 - H)} \quad \text{et} \quad A = \frac{v}{C} \quad (3.29)$$

A est la section du canal nécessaire au passage d'un débit de 1 kg/s.

Il est également possible d'établir une relation analytique entre la section A et le taux de détente m , lequel est défini par:

$$m = \frac{P}{P_0}$$

ou P est la pression régnant dans la section considérée. Comme $\gamma = \text{Cte}$, nous pouvons alors écrire :

$$v = v_0 m^{-\frac{1}{\gamma}} \quad (3.30)$$

D'autre part:

$$C^2 = \frac{2\gamma}{\gamma-1} P_0 v_0 \left(1 - m^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right) \quad (3.31)$$

Les deux grandeurs v et C , varient donc en sens inverse de m . Quant à leur rapport, il varie en fonction de m suivant l'expression :

$$\left(\frac{v}{C} \right)^2 = \frac{(\gamma-1)v_0}{2\gamma m^{2/\gamma} (1 - m^{(\gamma-1)/\gamma}) P_0} \quad (3.32)$$

L'étude de cette relation montre que le rapport v/C varie d'abord dans le même sens que m , passe par un minimum et, ensuite croit indéfiniment. L'annulation de la dérivée du second membre fournit la valeur de m correspondant au minimum de $(v/C)^2$, donc aussi de la section A c'est le taux de détente critique m_c dont l'expression est :

$$m_c = \frac{P_c}{P_0} = \left(\frac{2}{\gamma+1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (3.33)$$

ou P_c étant la pression critique. Et en introduisant cette valeur de m dans l'expression de C , on obtient l'expression de la vitesse critique C_c :

$$c_c = \sqrt{\frac{2\gamma}{\gamma+1}} P_0 v_0 \quad (3.34)$$

De même le volume massique v_c et la température T_c correspondant à la fin de la détente critique s'expriment par :

$$v_c = \left(\frac{\gamma+1}{2} \right)^{\frac{1}{\gamma-1}} v_0 \quad (3.35)$$

$$T_c = \frac{2}{\gamma + 1} T_0 \quad (3.36)$$

Les relations (3.34) et (3.35) permettent de trouver la valeur de la section de passage A_c correspondant à la détente critique de 1 kg de fluide, l'inverse de cette grandeur est le débit critique q_c correspondant à une section de passage de 1 m².

$$q_c = \frac{1}{A_c} = \frac{C_c}{v_c} = \sqrt{\gamma \frac{P_0}{v_0} \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma}}} \quad (3.37)$$

Cette expression montre que le débit critique dépend de la nature du fluide et de son état initial et qu'il est indépendant de la pression finale, à condition que celle-ci soit inférieure à la pression P_c . En d'autres termes, lorsque le rapport $m = P_1/P_0$ est inférieur au rapport critique m_c , le débit du fluide passant par une section donnée est indépendant de m . Si par contre, P_1/P_0 est supérieur à m_c , La détente doit avoir lieu dans un canal convergent.

3.6.3 La chambre de combustion

Les chambres de combustion des turbines à gaz doivent satisfaire un certain nombre d'exigences particulières. En premier lieu, elles doivent assurer une combustion complète et opposer à l'écoulement des gaz une résistance aussi réduite que possible, afin que la perte de charge subie par ceux-ci n'affecte que dans une faible mesure la puissance et le rendement de la machine. De plus, la combustion ne doit pas être accompagnée d'une formation notable, soit de dépôts de carbone, soit d'oxyde de carbone ou d'oxyde d'azote: les premiers pourraient provoquer une érosion des aubages de la turbines, tandis que les oxydes pollueraient l'atmosphère ambiante.

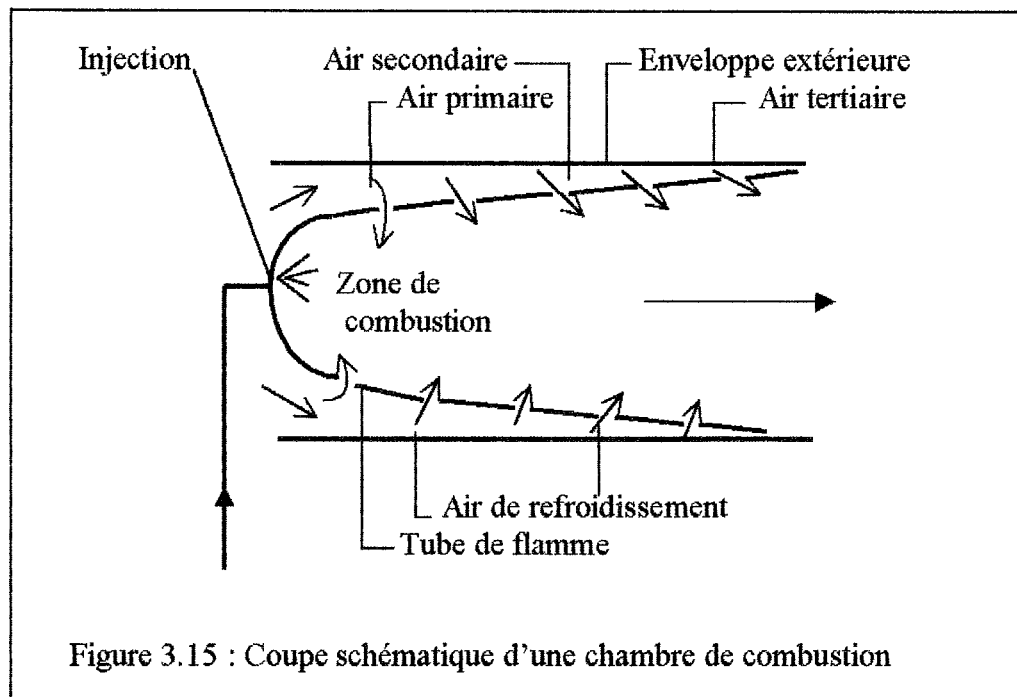
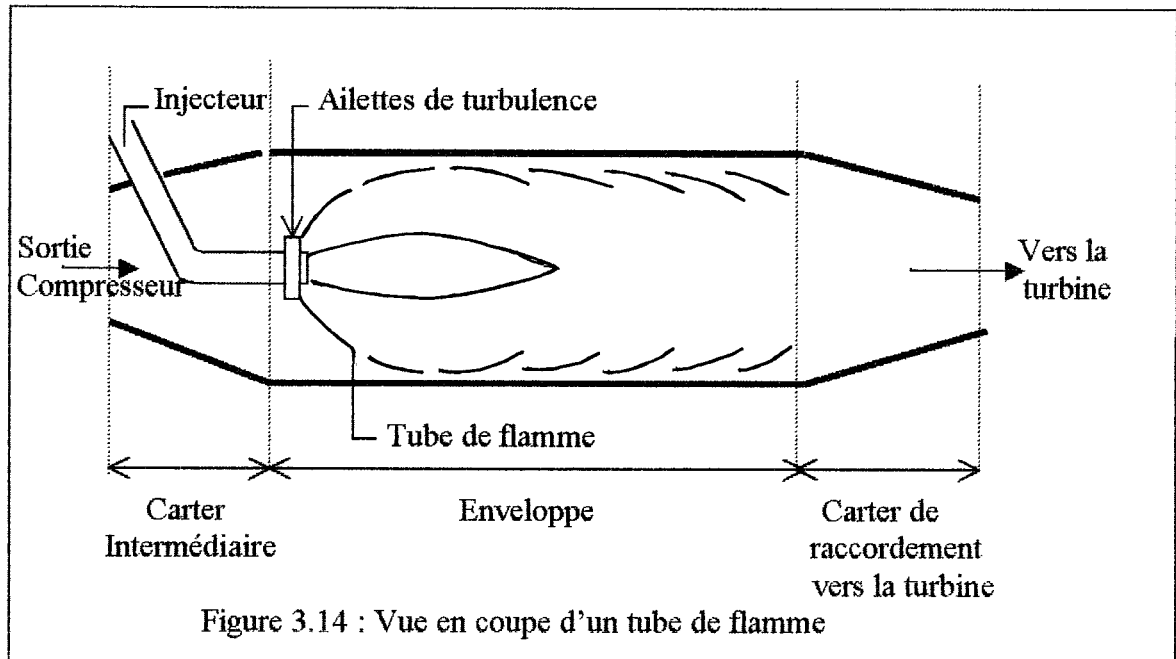
Il va de soi que les chambres de combustion doivent avoir une durée de vie suffisante malgré les températures élevées auxquelles elles sont soumises. Enfin, à toutes ces conditions vient s'ajouter celle de la stabilité de fonctionnement: la combustion doit être stable et régulière, bien qu'elle ait lieu dans un flux d'air dont la vitesse est de l'ordre de plusieurs dizaines de mètres par seconde, et que, en passant de la marche à pleine charge à la marche à vide, le rapport de la masse d'air à la masse de combustible varie approximativement du simple au double. En effet, le réglage d'une turbine à gaz consiste essentiellement à faire varier le débit du combustible en fonction de la puissance demandée.

Les chambres a combustion se composent de façon générale de :

- Un carter de raccordement (carter intermédiaire) a la veine d'air du compresseur dans lequel se trouvent les éléments apportant le combustible soit les injecteurs.
- Un ou plusieurs tube de flamme dans lesquels séjournera la flamme.
- Un carter de raccordement au premier étage de la turbine.

Suivant la forme la chambre de combustion, on distingue 03 types de chambres qui sont :

- Chambre individuelle (séparée)
- Chambre annulaire
- Chambre tubo-annulaire (mixte)



Les combustibles et combustion

Les turbines à gaz se prêtent à l'emploi d'un grand nombre de combustibles, gazeux ou liquides. Le choix du combustible pour une turbine doit, bien entendu, tenir compte du prix de l'unité de chaleur dégagée par la combustion ainsi que les facilités d'approvisionnement. En plus de cette considération économique on doit tenir compte d'autres facteurs aussi importants. Tout d'abord, la turbine à gaz étant une machine à combustion interne, le mélange gazeux qui la traverse et qui est formé par les produits de la combustion et par un important excès d'air, entraîne avec lui les produits, gazeux ou liquides, des réactions des différents composants des cendres avec l'oxygène de l'air. De plus, l'air extérieur aspiré par le compresseur ceci malgré l'existence du système de filtration peut aussi comporter des particules diverses qui se retrouvent sous une forme ou une autre dans les gaz de combustion.

C'est l'effet cumulé des impuretés et les corps étrangers présents dans le combustible qui déterminent la durée de vie des principaux organes de la turbine.

Le principe de la combustion est que l'air sortant du compresseur pénètre dans la chambre de combustion, qui est une enceinte ouverte, ou est injecté du combustible liquide finement pulvérisé sous pression. Le mélange air-carburant s'effectue au niveau de l'injecteur, il est ensuite enflammé pour le démarrage, la combustion doit ensuite s'auto-entretenir. La combustion est d'une importance primordiale et doit s'effectuer d'une façon parfaite dans un délai court et que l'échange de température transmis à la masse d'air doit être le plus uniforme possible. Pour satisfaire ces conditions impératives, la combustion s'effectue en deux phases essentielles.

Première phase :

Afin d'obtenir une combustion complète, le combustible est mélangé à l'air dans un dosage théorique de 1/15. L'air alimentant en oxygène la combustion est appelé Air primaire et traverse les aubages de turbulence. Avec un tel dosage, la température s'élève aux environs de 1800 °C à 2000 °C à l'extrémité de la flamme. Les gaz environnant la flamme ne peuvent être utilisés à ces températures par la turbine et les matériaux constituant la chambre de combustion ne résisteraient pas longtemps. On est donc amené à refroidir les gaz et les matériaux, c'est le but de la seconde phase.

Deuxième phase :

Cette diminution de température est obtenue en diluant les gaz chauds par un flux d'air frais. Cet air froid appelé Air secondaire ou Air de refroidissement, après avoir léché les parois internes et externes du tube à flamme qu'il refroidit, se mélange aux gaz chauds et ramène ainsi leur température aux environs de 1300 °C à 1400 °C. Un profil convergent continuant la veine d'air permet encore d'abaisser cette température avant l'entrée de la turbine jusqu'à 1200 °C.

Cet air de refroidissement crée une paroi fluide entre le tube à flamme et la flamme empêchant celle-ci de toucher aux tôles. Des perçages correctement orientés et de formes particulières génèrent des turbulences ayant pour but de plaquer la flamme au niveau de l'injecteur évitant ainsi qu'elle décroche.

Les facteurs régissant la combustion sont : le temps qui est lié à la vitesse de la combustion, la température qui influence le rayonnement et la production d'imbrûlés et la turbulence qui sert à homogénéiser le mélange pour une bonne combustion.

Conclusions

En conclusion, l'évolution de la turbine à gaz est entièrement liée au progrès de la technologie des matériaux. En effet, un long chemin a été parcouru entre la turbine à gaz dont la puissance était juste suffisante pour entraîner le compresseur et les turbines récentes dont le rendement est proche des machines à vapeur.

Le paramètre principal qui conditionne le rendement de la turbine est la température T_3 qui a évolué de 400 – 500 °C à 1200-1300 °C avec des pointes à 1400 °C et des rendements thermiques de 0.1 à 0.35.

Malgré que la turbine à gaz n'est pas aussi populaire que les moteurs à combustion qui équipent les véhicules routiers, elle constitue environ 30 à 40 % de la puissance produite dans le monde. Elle possède des avantages certains par rapport aux autres machines motrices, souplesse d'exploitation, disponibilité, peu de surveillance, installations électriques de pointe, commande à distance. Elle équipe toutes les installations isolées.

Chapitre 4

UTILISATION DEZ GAZ D'ECHAPPEMENT POUR L'AMELIORATION DES PERFORMANCES DES TURBINES A GAZ

	Page
4.1 Domaine d'utilisation des gaz d'échappement afin d'améliorer l'efficacité des turbines a gaz	93
4.2 Les critères de similitude appliqués aux turbines a gaz	98
4.2.1 Principe d'homogénéité	98
4.2.2 Réduction de Vachy	99
4.2.3 Etablissement des variables réduites	99

Les turbines à gaz sont des machines à combustion fournissant deux types d'énergies, à savoir l'énergie mécanique utilisée pour entraîner la pompe ou le compresseur et l'énergie thermique qui s'échappe sous la forme de gaz d'échappement. La méthode classique de récupération d'une partie de cette énergie calorifique qui représente (60 -65) % du total fourni par la turbine, consiste à introduire à la sortie de l'installation des appareils spéciaux. L'existence dans la littérature technique de beaucoup d'opinions, sur l'efficacité de ces moyens de récupération, nécessite l'analyse détaillée de leur influence sur l'installation à turbine à gaz.

4.1 Domaine d'utilisation des gaz d'échappement afin d'améliorer l'efficacité des turbines à gaz.

Le niveau d'utilisation des gaz d'échappement est fonction des besoins de l'entreprise qui exploite afin d'améliorer les performances des installations à turbines à gaz. La quantité de chaleur de ces gaz d'échappement est très importante ce qui est présenté sur la figure 4.1 et par le bilan thermique suivant pour 1 kg de combustible pour un régime de fonctionnement stable :

$$Q_{hp} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7$$

Ou Q_1 est la quantité de chaleur utile transformée en travail mécanique dans l'arbre de la turbine à gaz, pour les turbines industrielles modernes elle est égale à (23 -27) % sans récupérateur d'efficacité et à (27 -30) % pour celles qui sont munies de ce dernier,

Q_2 est la perte de chaleur due à la combustion chimique incomplète, celle-ci dépend de la construction de la chambre à combustion et du processus lui même et peut être évaluée à (1.5 - 2) % ;

Q_3 est la quantité de chaleur perdue à cause de l'énergie cinétique créée par la vitesse de sortie, pour les turbines à gaz munies d'un diffuseur, celle-ci est égale à (0.2 -0.3) % ;

Q_4 est la perte de chaleur due aux frottements mécaniques et aux fuites d'air causées par un défaut d'étanchéité de l'installation y compris celle du récupérateur d'efficacité, Dans la pratique d'exploitation Q_4 est égal de (2 -2.5) % ;

Q_5 est la perte de chaleur causée par l'échauffement de l'huile dans les paliers et le refroidissement de celle-ci; elle est évaluée de (0.4 -0.5) % ;

Q_6 est la quantité de chaleur dissipée dans l'air ambiant par rayonnement et convection, elle est de l'ordre de (0.5 - 0.8) % ;

Q_7 est la perte de chaleur dans les gaz d'échappement, pour les turbines à gaz modernes cette perte est environ de l'ordre de 65 %.

De ce fait lorsqu'on désire augmenter l'efficacité de la turbine à gaz en diminuant les pertes, c'est plus rationnel d'essayer de réduire cette dernière perte Q_7 , vu que c'est la plus importante.

Actuellement, la puissance unitaire des turbines à gaz modernes pour l'industrie des hydrocarbures varie de 4 à 25 MW, le débit des gaz d'échappement varie de 20 à 120 kg/s avec une température à la sortie de la turbine dans les limites de 300 à 500 °C et plus, ce qui montre qu'une grande quantité d'énergie thermique contenue dans les gaz d'échappement quitte la turbine à gaz (figure 4.1). Il est donc nécessaire d'élaborer les moyens et procédés d'utilisation de cette énergie. A l'heure actuelle dans le monde les fabricants et les exploitants des équipements portent un grand intérêt à ce problème.

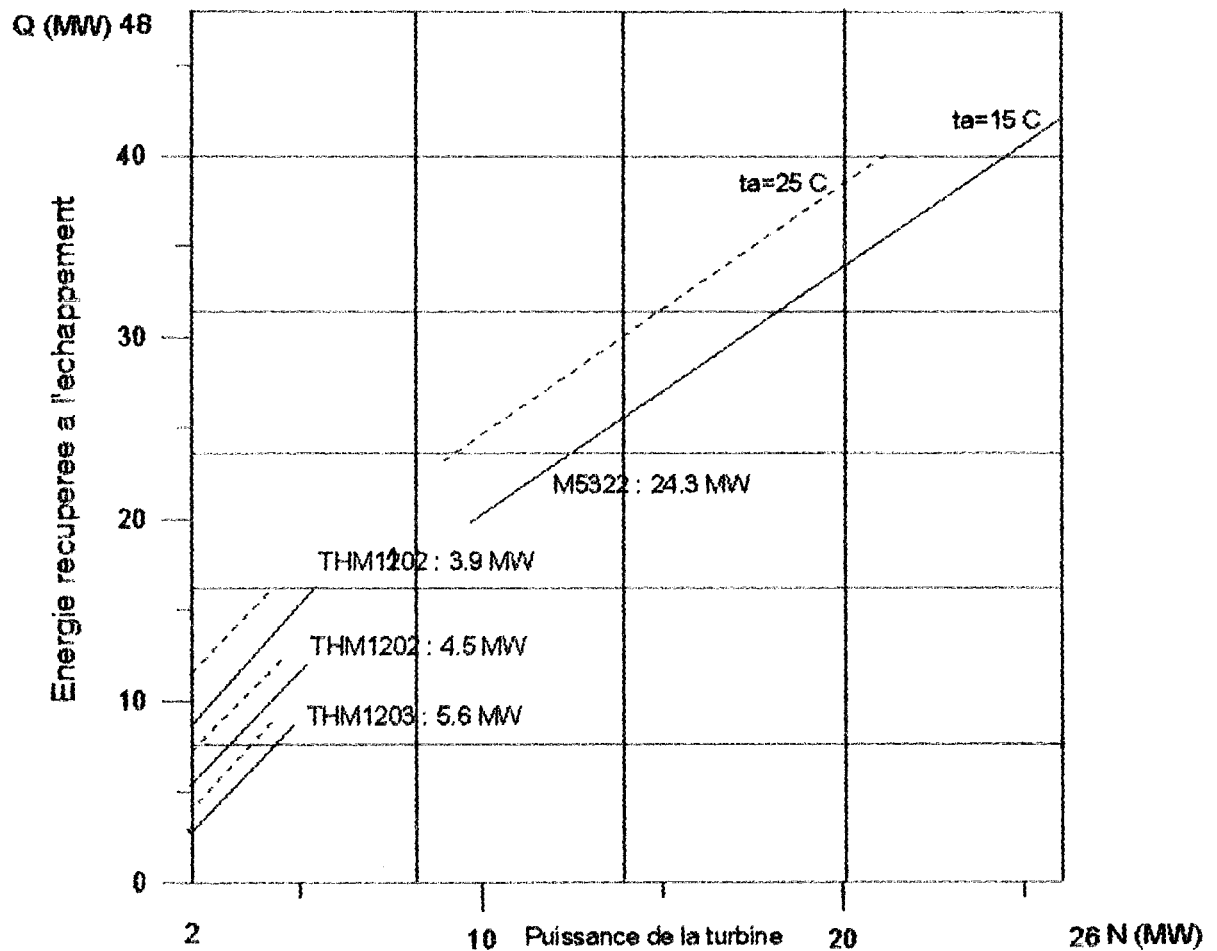


Figure 4.1 : Energie thermique recuperable a l'echappement des TAG

Lors de l'exploitation, on cherche toujours à créer une puissance supplémentaire de la turbine, ceci peut être effectué soit par le refroidissement de l'air à l'entrée du compresseur axial de la turbine, soit par l'introduction de l'eau ou de la vapeur d'eau à l'entrée du compresseur axial ou de la chambre à combustion, soit par l'utilisation du cycle mixte gaz-vapeur [59].

Une amélioration importante des caractéristiques techniques et de fonctionnement de la turbine à gaz peut avoir lieu en utilisant le refroidisseur à absorption pour refroidir l'air à l'entrée de la turbine à gaz lors de sa variation durant les saisons. Dans ce cas la chaleur des gaz d'échappement s'utilise pour actionner le refroidisseur à absorption, ce moyen d'amélioration du fonctionnement de la turbine à gaz a déjà été proposé [29].

L'analyse du fonctionnement du refroidisseur à absorption pour l'utilité de cette élaboration pour le cas concret peut être faite sur la base des conditions technico-économiques [30]. La chaleur perdue étant par définition gratuite c'est donc sur le coût des investissements initiaux et de l'exploitation qu'il faut agir pour rentabiliser cette méthode [31].

L'humidification du courant en introduisant l'eau ou la vapeur d'eau provoque l'élévation de la puissance de la turbine à gaz, grâce à l'augmentation du débit du fluide de travail. Ce moyen est devenu très répandu ces dernières années. Ceci s'explique par les exigences particulières de l'exploitation, car parfois il est nécessaire d'élever la puissance de la turbine à gaz pour une courte durée, sans l'augmentation de la température maximale avant la turbine haute pression. Le moyen d'injection de l'eau pour la turbine à gaz est assez simple sur le plan constructif ceci est considéré comme la méthode du forçage rapide et fiable de la puissance de la turbine à gaz lors de l'exploitation.

La firme Brown-Boveri a essayé la possibilité de cette méthode de forçage de la puissance de la turbine à gaz à simple schéma [32]. La société San Diego Gas Electric exploite déjà des installations à turbines à gaz munies de l'injection d'eau dans la chambre à combustion [32]. De même que d'autres firmes reçoivent actuellement des commandes de turbines à gaz avec injection d'eau. Par exemple deux turbines à gaz analogues ont été vendues par la firme General Electric à la société Houston Power Light pour leur utilisation dans le cycle gaz-vapeur. Mais dans tous les cas si l'eau utilisée n'est pas traitée et distillée, cette injection s'accompagne de la formation de dépôts de sel à l'intérieur de la machine. Parmi les nombreux schémas de forçage de la turbine à gaz utilisant la vapeur d'eau, le plus avantageux est le suivant : Pour ce dernier la vapeur d'eau est obtenue de la part du gaz d'échappement, la quantité à injecter influe considérablement sur le processus de combustion. Le travail stable de la chambre de combustion est observé lors de l'injection de 6 à 10 % de vapeur d'eau avec la température de 140 à 232°C [35]. L'augmentation de la quantité de vapeur introduite diminue la température de la torche et entraîne son instabilité. Mais du point de vue stabilité du processus de combustion, l'introduction de 5 à 7 % de vapeur d'eau sera la valeur extrême [36] et celle-ci peut être obtenue par la chaudière installée à la sortie de la turbine à gaz.

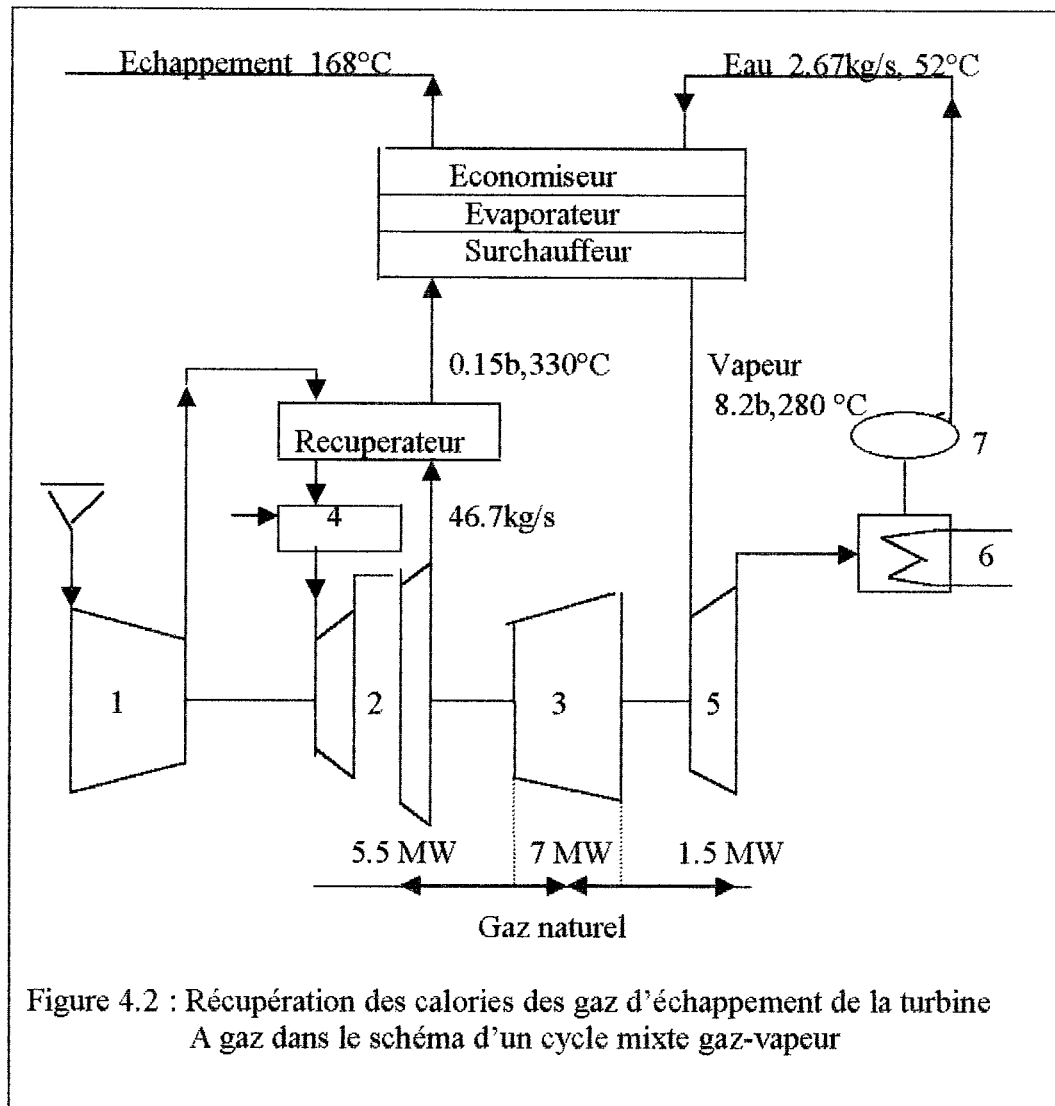
A titre d'exemple, la firme General Electric possède près de deux dizaines d'années d'expérience de ce moyen de forçage de la turbine à gaz [37]. Tandis que la firme Westinghouse effectue l'injection de la vapeur d'eau à l'entrée du compresseur axial. Pour une injection de 4.4 kg/s de vapeur ce qui représente 5 % du débit d'air de la turbine à gaz la puissance de la machine est montée de 12 à 14.9 MW c'est à dire à 24 %. De ce fait 1 % de la vapeur injectée augmente la puissance de la turbine à 4.8 %. Cette turbine a travaillé durant 47 000 heures dont 3 000 heures avec l'injection de la vapeur et aucun défaut n'a été constaté.

L'un des moyens assez important est l'augmentation de la puissance de la turbine à gaz à l'aide de la chaudière employée pour générer la vapeur utilisée dans la turbine, il s'agit de l'installation mixte gaz-vapeur I.G.V. Actuellement il existe de nombreux types, on peut les classer en trois groupes : IGV avec générateur de vapeur de hautes caractéristiques techniques dont les gaz d'échappement de la turbine à gaz est employé pour fonctionner le générateur de vapeur de la turbine à vapeur utilisant le combustible supplémentaire et IGV dont les gaz d'échappement est utilisé pour le fonctionnement du générateur de vapeur sans utilisation de combustible supplémentaire.

Quand la puissance unitaire de la turbine à gaz augmente à 30 MW on recommande d'utiliser le troisième type d'installation mixte gaz-vapeur [38,39]. L'application numérique de ce type d'installation est représenté sur la figure 4.2. En plus de la puissance utile de la turbine à gaz, la puissance utile supplémentaire développée par la turbine à vapeur est de 21 % ce qui montre une augmentation importante de la puissance due à l'utilisation de l'énergie des gaz d'échappement.

De ce fait la pratique d'exploitation des installations gaz-vapeur montre qu'on peut utiliser les turbines à vapeur grâce aux gaz d'échappement de la turbine à gaz pour générer cette vapeur. Ceci amène un gain de 40 à 60 % de la puissance de la turbine à gaz et une augmentation de rendement de toute l'installation jusqu'à 30 - 33 %.

En analysant les installations à turbines à gaz dans les conditions réelles d'exploitation en Algérie et dans le souci d'améliorer leur exploitations par l'utilisation des gaz d'échappement, plusieurs projets ont été élaboré [42].



- Où :
- 1- Compresseur axial ;
 - 2- Turbine à gaz ;
 - 3- Compresseur centrifuge ;
 - 4- Chambre de combustion ;
 - 5- Turbine à vapeur ;
 - 6- Condenseur d'eau ;
 - 7- Pompe d'alimentation à 7,37 Kw

Les caractéristiques techniques de ce troisième type d'installation gaz-vapeur sont présentées sur le tableau 4.1 [40,41].

De ce fait, avant d'examiner les moyens et procédés d'amélioration du fonctionnement des installations à turbine à gaz, nous avons étudié théoriquement et expérimentalement le fonctionnement de la turbine à gaz lors des variations de la perte de charge à la sortie.

Tous ces axes exigent l'installation à la sortie de la turbine d'appareils de récupération. L'influence de ces moyens de récupération sur les caractéristiques principales a été analysé par quelques auteurs [43][48]. Pour ces recherches, ces derniers ont choisi une turbine à gaz à deux lignes d'arbre de 5 MW et les paramètres principaux : puissance, rendement etc., sous l'influence de ces pertes de charge ont été examinés pour deux régimes de travail : $T_z = \text{cte}$ et $N_u = \text{cte}$.

Tableau 4.1 : Caractéristiques techniques des installations mixtes gaz-vapeur

Caractéristiques	SC Tckiperse USA	9-750	9-750
Usine de fabrication	General Electric	Leningrad	Leningrad
Puissance de calcul kW			
De la turbine à gaz	750	10 000	10 000
De la turbine à vapeur suppl.	345	7 200	6 700
De la turbine à vapeur en %	43	72	67
Fluide de travail pour turbine à vapeur	Fréon F-11	Fréon F-11	eau
Température du gaz °C			
Avant la turbine	788	750	750
Avant la chaudière utilisatrice	454	447	447
Débit du gaz tr/h	20.5	294	29.4
Température de vapeur dans La chaudière utilisatrice °C	151	337	441
Pression utilisatrice MPa	1.98	6.75	2.75
Rendement turbine à gaz %	22	19	19
Rendement de l'installation Mixte %	30.5	33	31.7

L'analyse de ces données expérimentales a montré que pendant le changement de la résistance aérodynamique à la sortie de la turbine de basse pression, tous les paramètres de travail de l'installation varient avec l'augmentation des pertes de charge. La comparaison des valeurs obtenues par l'expérience et celles par l'utilisation de la méthode des petits écarts a montré que lorsque la résistance locale est plus de 500 mm d'eau la puissance utile est de l'ordre de 70 % de la valeur nominale. Ces résultats de recherche ont montré que lorsque le régime est $T_z = \text{cte}$, la hausse de la perte de charge locale à la sortie de 1 % conduit à la diminution de puissance utile de (1.5 - 9)%.

Dans le cas $N_u = \text{cte}$, l'augmentation de la perte de charge de 1 % entraîne celle de la température et du rendement respectivement de (0.4 - 0.6)% et de (0.70 - 0.85)% [43]. Cette recherche ayant certes une importance particulière par l'équipement considéré, ne peut être généralisée à toutes les turbines à gaz, vu qu'elle se passe dans un régime spécifique et ne prend pas en considération la variation de la température des gaz à la sortie de la turbine lors de l'augmentation des pertes de charge. D'après un autre travail [44], on a montré que l'annulation du récupérateur à la sortie de la turbine peut amener à la hausse de la puissance utile et à la diminution du rendement global de (24.6 - 18) % . L'ensemble de ces auteurs ne donnent pas de recommandations quand à l'utilisation des récupérateurs à la sortie de la turbine à gaz. Ce travail ne dispose pas de base, car la hausse de puissance sous la diminution du rendement, n'est pas toujours justifiée économiquement, donc cette question mérite être développée.

4.2 Les critères de similitude appliqués aux turbines à gaz.

La notion de similitude physique des processus se passant dans la machine et dans les modèles réduits joue un rôle important dans les recherches scientifiques. Notons que les équations différentielles décrivant par exemple, l'écoulement des fluides sont intégrées seulement pour un petit nombre de cas simples. C'est pourquoi pour la résolution d'un grand nombre de problèmes complexes, il est nécessaire d'effectuer des recherches expérimentales.

Ces dernières donnent la possibilité de mettre en évidence sur le modèle le fonctionnement de divers dispositifs et en cas d'existence de défauts on peut facilement les éliminer et répéter l'essai. L'étude et les essais des équipements posent souvent les problèmes suivants :

Etant donné les caractéristiques de fonctionnement d'une machine quelles seront celles d'une autre machine géométriquement semblable à la première ?

Les performances d'une machine étant connues pour certaines conditions d'essai (pression et température), quelles seront les performances pour des conditions d'essai différentes ?

La résolution de ces problèmes est soumise à certaines exigences, il faut, en particulier, que la machine et son modèle réduit soient géométriquement semblables, et si les phénomènes étudiés font intervenir l'écoulement d'un fluide, que les forces dues à la viscosité et à l'inertie soient dans un rapport constant. Si ces conditions sont remplies, on a donc affaire à des machines et à des écoulements semblables. La théorie de similitude peut être utilisée :

- lors de la description des résolutions analytiques des différents problèmes de l'hydrodynamique, mécanique etc..;
- dans le traitement des résultats de mesure lors des essais de différents dispositifs techniques. Elle donne aussi la possibilité de modéliser les processus qui seront similaires à ceux ayant lieu dans la machine.

Cette analyse dimensionnelle permet de trouver le nombre de relations à respecter pour réaliser une similitude complète, de telle sorte que les expériences peuvent être conduites sans nuire à la généralité de la relation physique entre les différentes variables du problème.

L'analyse dimensionnelle comporte trois points fondamentaux à savoir les équations aux dimensions, le principe d'homogénéité et la réduction de Vaschy [45]. L'équation aux dimensions d'une grandeur physique est directement liée à sa définition, par exemple la densité, qui est la masse par unités de volume, aura ML^{-3} comme équation aux dimensions.

4.2.1 Principe d'homogénéité :

Les lois de la nature et leurs modèles mathématiques étant des images et des réalités objectives, donc les formules les plus générales ne peuvent dépendre du choix du système de mesure. Autrement dit si l'on établit une relation entre différentes grandeurs physiques, il est nécessaire que celle-ci reste valable quelque soit le système d'unités choisi. Mathématiquement cela revient à dire qu'il faut que le polynôme $f(a,b,c) = 0$ qui traduit la relation physique, soit homogène ou se décompose en plusieurs relations partielles formées par des polynômes homogènes par rapport à chacune des grandeurs fondamentales choisies : masse M , longueur L , temps T .

4.2.2 Réduction de Vaschy.

Comme nous venons de le dire, pour qu'une relation physique soit écrite convenablement il faut qu'elle soit sous forme d'un polynôme homogène en M, L, T , ce qui limite, évidemment le nombre de termes possibles formés par le groupement des grandeurs intéressant le phénomène.

Le théorème de Vaschy permet de déterminer le nombre de relations à respecter pour réaliser une similitude complète; ce nombre est égal au nombre de groupements indépendants sans dimension que l'on peut former entre les différentes variables indépendantes dont dépend le phénomène en question.

4.2.3 Théorème de Vaschy.

Soit une relation physique complète, exprimant une grandeur g_n en fonction de $n-1$ grandeurs indépendantes.

$$g_n = \varphi(g_1 + g_2 + \dots + g_{n-1}) \quad (4.1)$$

Ou écrite sous la forme :

$$f(g_1, g_2, \dots, g_n) = 0 \quad (4.2)$$

Aura pour forme la plus générale :

$$F(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_i) = 0 \quad (4.3)$$

Les variables π désignant des produits sans dimensions, ou variables réduites formées à l'aide des premières grandeurs g_1, g_2 , etc.

Le principe de création de la structure des critères est une idée importante, consistant en ce que le groupe même des grandeurs sans dimensions crée par les complexes π_i se reflète le modèle physique du processus.

Si plus d'une fois le même genre de grandeur est impliqué dans la relation (4.2), toutes ces grandeurs seront représentées dans l'équation (4.3) au moyen de l'une d'elle et des rapports des autres à elle; dans ces conditions, l'équation (4.3) s'écrit:

$$G(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_j; r_1, r_2, \dots, r_{i-j}) = 0 \quad (4.4)$$

Ou r_1, r_2 sont ces rapports. Le plus grand nombre de ces variables réduites se détermine comme $i = n-p$, ou i est nombre général de complexes sans dimensions, n est le nombre de variables ou grandeurs participant dans le phénomène et enfin p représente le nombre d'unités fondamentales nécessaires pour mesurer les grandeurs. Donc la réduction de Vaschy permet :

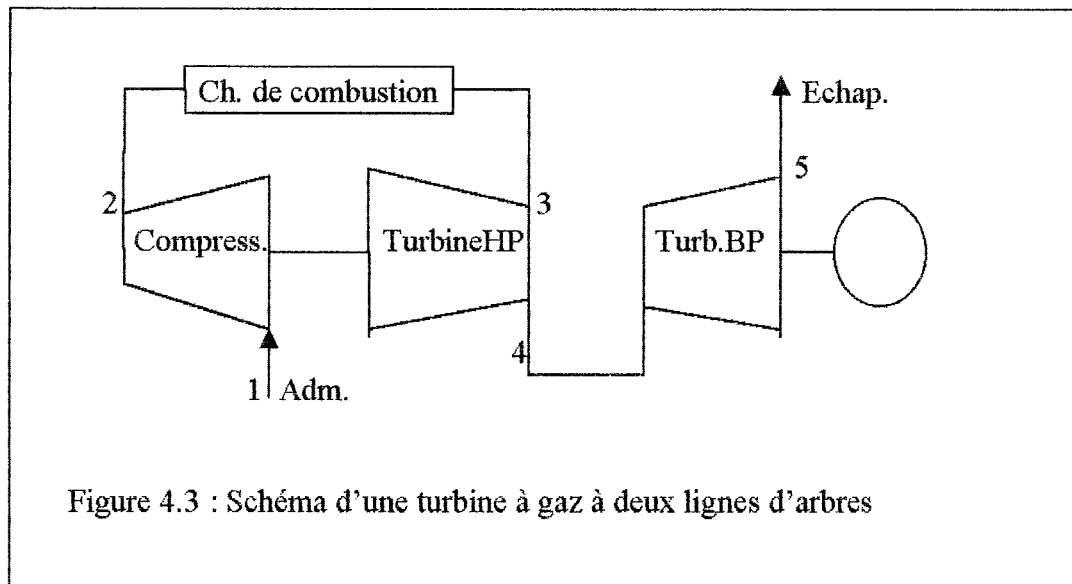
- de substituer à l'équation aux dimensions (4.2) l'équation (4.3) renfermant moins de variables et qui possède les mêmes propriétés, ceci se traduit par l'identité :

$$f(g_1, g_2, g_3, \dots, g_n) = F(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_i)$$

- de ramener l'étude d'une série de phénomènes mécaniquement semblables à l'étude des variables sans dimensions dont dépend l'ensemble du phénomène. Le passage de variables dimensionnelles aux variables réduites caractérisant un processus permet de diffuser d'une manière générale les résultats de recherches passées conformément à un phénomène concret, pour tous les autres phénomènes semblables. Appliquons cette théorie pour la turbine à gaz, qui est un équipement très répandu dans l'industrie des hydrocarbures.

Etablissement des variables réduites.

Afin de suivre le trajet emprunté par le fluide moteur, donnons des indices aux différentes sections de la turbine à gaz. (voir figure 4.3)



Infini amont : Conditions de l'air ambiant,

- 1- Entrée du compresseur,
- 2- Sortie de compresseur, entrée de la chambre à combustion,
- 3- Sortie chambre à combustion, entrée turbine haute pression,
- 4- Sortie turbine haute pression, entrée turbine libre,
- 5- Sortie turbine libre.

Dans la théorie des turbines à gaz, exposée ci-après, on va utiliser les symboles suivants :

- n_{gg} _ la vitesse de rotation du générateur de gaz en tr/mn,
- n_{tl} _ la vitesse de rotation de la turbine libre en tr/mn,
- T _ les températures que l'on affecte des indices précités en K,
- P _ les pressions que l'on affecte des indices précités en bar,
- G_a _ le débit d'air en kg/s,
- G_f _ le débit du carburant en kg/s,
- R _ la constante du gaz,
- G_z _ le débit de gaz en kg/s,
- k _ l'exposant polytropique,
- N _ les puissances que l'on affecte de l'indice c pour le compresseur, z pour la turbine, u pour la turbine libre ou turbine de puissance,
- C _ les taux de compression que l'on affecte de l'indice, c pour le compresseur, z pour la turbine.

L'étude thermodynamique et l'expérience montrent que les différentes variables indépendantes avec dimensions caractérisant le fonctionnement d'une turbine a gaz a deux lignes d'arbre sont :

- 1- les conditions de l'air à l'entrée du compresseur :
 - masse spécifique ρ_1
 - vitesse du son a_1
- 2- le régime de rotation n_{gg} du générateur de gaz : celui-ci peut être caractérisé par la vitesse périphérique U_{gg} d'un point quelconque de référence du rotor du générateur de gaz.
- 3- le régime de rotation n_H de la turbine de puissance qui a son tour peut être caractérisé par la vitesse périphérique U_H d'un point quelconque de référence du rotor de cette turbine.
- 4- un paramètre d'échelle λ : celui-ci définit la turbine à gaz par rapport à d'autres qui lui sont géométriquement semblables.

Ces paramètres étant imposés, tous les autres s'expriment en fonction d'eux, soit :

$$X = f(a_1, \rho_1, U_{gg}, U_H, \lambda) \quad (4.5)$$

Ou sous la forme implicite :

$$F(a_1, \rho_1, U_{gg}, U_H, \lambda, X) = 0 \quad (4.6)$$

Les paramètres a_1, U_{gg}, U_H étant de même nature, on peut comme on l'a dit précédemment, les remplacer dans l'équation (4.6) par l'une d'entre elle et des rapports des deux autres à

$$F\left(a_1, \frac{U_{gg}}{a_1}, \frac{U_H}{a_1}, \rho_1, \lambda, X\right) = 0 \quad (4.7)$$

Pour déterminer les variables sans dimension, dites variables réduites il faut appliquer la réduction de Vaschy à la relation (4.6) qui contient six variables avec dimension.

$\frac{U_{gg}}{a_1}$ et $\frac{U_H}{a_1}$ étant déjà des grandeurs réduites, il reste le tableau suivant à partir duquel peut s'opérer la réduction précitée.

Tableau 4.2 : Variables indépendantes de l'analyse.

Variables indépendantes Unités fondamentales	a_1	ρ_1	λ	X
Masse	0	1	0	a
Longueur	1	-3	1	b
Temps	-1	0	0	c
	X	Y	Z	α

Les trois premières grandeurs a_1, ρ_1 et λ sont appelées grandeurs de mise en évidence et peuvent être choisies arbitrairement a la condition que le déterminant que l'on peut former avec les coefficients de dimensions de ces trois grandeurs ne soit pas nul ,c'est bien notre cas ici.

Pour obtenir les exposants X, Y, Z, α , ($\pi_x = a_1^x \cdot \rho^y \cdot \lambda^z \cdot X^\alpha$) correspondant chacun, dans une variable réduite, au paramètre qui les surmonte, il faut résoudre le système d'équations suivant :

$$\begin{aligned} 0x + y + 0z + a\alpha &= 0 \\ x + 3y + z + b\alpha &= 0 \\ -z + 0y + 0z + c\alpha &= 0 \end{aligned}$$

Dans lequel les exposants x, y, z ne sont connus qu'en fonction de x dont la valeur est arbitraire et peut être prise égale a +1.

Puissance réduite : π_N

$$\begin{aligned} x &= N & \alpha &= 1 \\ & & a &= 1 \\ & & b &= 2 \\ & & c &= -3 \\ \text{soit : } x &= -3 \\ & y &= -1 \\ & z &= -2 \end{aligned}$$

$$\text{D'ou : } \pi_N = \frac{N}{a_1^3 \cdot \rho_1 \cdot \lambda^2} \quad \text{ou en unité usuelle} \quad \frac{N}{P_1 \sqrt{T_1}} \cdot \frac{1}{\lambda^2 \sqrt{\gamma^3 R}}$$

Température réduite : π_T

Les températures du cycle T_2, T_3 , etc. peuvent être représentées par les célérités du son équivalentes.

$$\begin{aligned} a_2, a_3, (a &= \sqrt{\gamma R T}) \\ x &= a \text{ (célérité du son)} \\ a &= 0 \\ b &= 1 \\ c &= -1 \\ \text{soit : } x &= -1 \\ y &= 0 \\ z &= 0 \end{aligned}$$

$$\pi_T = \frac{a_{2,3}}{a_1} = \frac{T_{2,3}}{T_1}$$

Pressions réduite : π_P

P peut être n'importe quelle pression du cycle P_2, P_3 , etc..

$$\begin{aligned} x &= P \\ a &= +1 \\ b &= -1 \\ c &= -2 \\ \text{soit : } x &= -2 \\ y &= -1 \\ z &= 0 \end{aligned}$$

$$\text{D'ou : } \pi_p = \frac{P}{\alpha_1^2 \rho} \quad \text{ou} \quad \frac{1P}{\gamma P_1}$$

De manière analogue on obtient les débits d'air et de carburant réduit π_a et π_G . En résumé, le fonctionnement d'une famille de turbines semblables à deux lignes d'arbre peut, le plus généralement, se représenter par les fonctions explicites suivantes :

$$\text{Puissance : } \frac{N}{P_1 \sqrt{T_1}} \frac{1}{\lambda^2 \sqrt{\gamma^3 R}} = f_1 \left(\frac{U_{gg}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

$$\text{Température : } \frac{T_{2,3}}{T_1} = f_2 \left(\frac{U_{gg}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

$$\text{Pression : } \frac{P_{2,3}}{\gamma P_1} = f_3 \left(\frac{U_{gg}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

$$\text{Masse d'air : } \frac{G_a \sqrt{T_1}}{P_1 \lambda^2} \sqrt{\frac{R}{\gamma}} = f_4 \left(\frac{U_{gg}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

$$\text{Masse de carburant : } \frac{G_f}{P_1 \sqrt{T_1}} \cdot \frac{j P_{ci}}{\lambda^2 \sqrt{\gamma^3 R}} = f_5 \left(\frac{U_{gg}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

j : équivalent mécanique de la chaleur

P_{ci} : pouvoir calorifique inférieur du combustible.

Afin d'alléger la représentation introduisons les symboles des variables réduites. Nous avons pour la puissance réduite :

$$\frac{N}{P_1 \sqrt{T_1} \lambda^2 \sqrt{\gamma^3 R}} = f_1 \left(\frac{U_{gg}}{P_1 \sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_d}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

Ou sous la forme suivante :

$$\pi_1 = f_1(\pi_2) \quad (4.8)$$

De même pour la pression réduite :

$$\frac{1}{\gamma} \frac{P_2}{P_1} = f_2 \left(\frac{U_{ss}}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}}; \frac{U_u}{\sqrt{\gamma R} \sqrt{T_1}} \right)$$

soit $\pi_3 = f_2(\pi_2)$

En remplaçant les valeurs de la fonction et de l'argument de l'équation (4.7) nous obtenons:

$$\pi_2 = f_3^{-1}(\pi_3) \quad (4.9)$$

De manière analogue on peut effectuer la même opération avec l'équation (4.8).

$$\pi_1 = f_1 \cdot f_3^{-1}(\pi_3)$$

soit $\pi_1 = F(\pi_3)$

En retournant aux désignations initiales et compte tenu de ces transformations nous aurons :

$$\frac{N}{P \sqrt{T_1} \lambda^2 \sqrt{\gamma R}} = F \left(\frac{1}{\gamma} \frac{P_2}{P_1} \right) \quad (4.10)$$

$$\frac{N}{P \sqrt{T_1} \lambda^2 \sqrt{\gamma R}} = F \left(\frac{P_2}{P_1} \right)$$

Comme ($\sqrt{\gamma R T_1} = \alpha_1$) représente la célérité du son nous obtenons finalement :

$$\frac{N}{P_1 \alpha_1 \lambda^2} = F \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad \text{ou bien} \quad \pi_1' = F(\pi_3') \quad (4.11)$$

La valeur de la dépendance fonctionnelle (F) entre les deux variables réduites peut être obtenue grâce à l'utilisation de la théorie des petits écarts.

Conclusions

D'après ce que nous venons de mettre en évidence par l'étude c'est que les ouvrages de transport considérés fonctionnent d'une façon désordonnée et on peut voir que :

Gazoduc GZ1 :

Pour la période 1976 à 1998, son niveau d'utilisation du point de vue capacité a varié de 40 à 33 %, le niveau le plus élevé a été obtenu en 1982 et le plus bas en 1994. On remarque qu'il existe une tendance vers l'augmentation du niveau d'utilisation de ce gazoduc. Ce fonctionnement aléatoire ne permet qu'un niveau moyen d'utilisation de l'ouvrage de l'ordre de 57 % pendant toute la période d'exploitation.

Gazoduc GK1 :

Pour la période d'analyse, le niveau d'utilisation de l'ouvrage a varié de 40 à 76 %, ce qui donne une valeur moyenne de 59 % ce qui est loin d'être satisfaisant.

Gazoduc GZ0 :

Cet ouvrage a été mis en service en 1961, il est donc le plus ancien gazoduc Algérien. Son niveau d'utilisation pour la période 1976 à 1998 a varié entre 3 et 72 % ce qui fournit une moyenne sur les 23 années n'excédant pas 25 %.

La gestion de l'ouvrage grâce uniquement au coefficient d'utilisation du point de vue capacité ne permet pas de juger qualitativement de l'exploitation des équipements.

L'exploitation d'un gazoduc compte tenu de l'investissement consenti mérite une prise en charge instantanée et continue. Grâce au modèle mathématique et aux trois caractéristiques proposées, on peut suivre pour chaque année et chaque phase la modulation du débit (β), la tendance de développement (E_{cad}) et le niveau d'utilisation (E_{ut}) .

De même l'exploitation d'un gazoduc compte tenu des critères de fiabilité, nécessite une réserve de puissance installée à savoir un groupe de machines en réserve pour 03 groupes installés, donc tout fonctionnement désordonné donne naissance inévitablement à une réserve de puissance forcée qui va s'ajouter à la réserve installée ce qui baissera considérablement le niveau d'utilisation de la puissance des turbines à gaz.

L'étude a montré que les facteurs principaux influant sur le niveau d'utilisation de la puissance des machines sont de deux types :

- Les modulations des débits transportés .
- L'influence de la température de l'air ambiant sur la puissance développée par la turbine.

L'exploitation rationnelle des systèmes de gazoducs donc des équipements installés est une opération complexe et capitale. Pour maintenir stable un régime de fonctionnement, il faut tout d'abord bien distinguer les différents consommateurs, leurs importances respectives et leur tendance de développement, à savoir consommateurs extérieurs (exportation), industriels et domestiques.

La solution efficace pour utiliser rationnellement les gazoducs consiste dans la diminution des modulations du débit transporté ceci grâce à la planification rigoureuse du régime de travail des gazoducs pour une consommation bien établie à l'avance et sensiblement planifiée.

La modulation du débit créé par les consommateurs domestiques doit être prise en considération . Afin de ne pas dépendre , la ménagère du Nord du pays lors de la préparation de ses repas quotidiens, directement du gisement de Hassi-Rmel donc d'un gazoduc, des systèmes de réserve doivent être aménagés à coté des zones de fortes consommation pour emmagasiner le surplus pendant les périodes de consommation faible et le restitué lors des fortes demandes.

Les consommateurs étrangers doivent être inventoriés à l'avance et une planification d'enlèvement et de prise en charge de toute perturbation est assurée afin de respecter les délais d'enlèvement de leurs produits.

Généralement les consommateurs industriels du gaz naturel sont souples et peuvent travailler avec des combustibles gazeux ou liquides. Donc ces consommateurs peuvent maintenir stable le régime du transport en passant partiellement ou complètement au combustible liquide pendant la période de forte demande en gaz.

Ce n'est qu'aux frais d'une action conjuguée dans les trois directions qu'on peut aller vers la stabilité des régimes de fonctionnement des gazoducs et l'utilisation rationnelle des turbines à gaz.

Pour ce qui est des modulations créés par l'influence de la température ambiante sur les performances de la turbine, le seul moyen de lutte réside dans le refroidissement de l'air à l'entrée du compresseur axial. Ce moyen permettra grâce à l'utilisation de l'énergie gratuite des gaz d'échappement de faire fonctionner les machines aux conditions de référence.

1. Sonatrach. Directions des relations extérieures Hassi-R'mel 1976.
2. Sonatrach. Potentialités et réalisations. Directions des relations extérieures. SH. 1974.
3. Alain Moreau. « Les turbines à gaz industrielles et leur utilisation dans les domaines du transport des hydrocarbures et de la production d'électricité. » INSA, Hispano Suiza, 1975.
4. Belokone N.J. « Etude technico-économique de différents types d'entraînements sur les stations de compression des gazoducs. » Travaux scientifiques de l'institut Goubkine N°47. Ed. Nedra 1964, p134-153.
5. Richard. L Chaumet. P. « Etude et prévision de variations de pression dans les stockages souterrains de gaz en exploitation. » I.F.P, 1961 N°1 p 58-64.
6. Belokone N.J, Porchakov B.P. « Installations à turbine à gaz des stations de compression sur les gazoducs. » Ed. Nedra 1967.
7. Mikaelian E.A. Tolybekov B.S. « Modulation du débit des gazoducs et de la puissance d'entraînement. » Recueil des travaux scientifiques du ministère de l'enseignement supérieur du Kazakhstan N° 3 1967 p25-29.
8. Matvev A.V . « Caractéristiques de modulation des gazoducs. » Travaux scientifiques de l'institut de Goubkine N°54, Ed .Nedra ,1965 p 61-68.
9. « Aircraft industriel turbines for gaz pipeline service » Cooper-Bessemer, 1973.
10. Heard T.C, Lang R.P. « Gaz turbine for the changing pipeline industry. » S.O.A18-73. General Electric Gas turbine state of art. Eng.Seminar, Moscou X1,1973.
11. Dodge I.C « Ziveckhorts station to use turbine-driven compressors » Gas, 1972 N°1.
12. Von Hoekstra P.E. « Das pipeline und verdichter system in der Erdgas provinz Groningen ». Erdoel-Ergas-Z,N° 3 1974.
13. Westinghouse Canada Limited. Proposal to Machino-import, Moscou, « URSS. Equipement and service for gas turbine driven compresseur pipeline stations. » May ,vol.1, 1974.
14. Aissani. S. « Perspectives de développement des turbines à gaz en Algérie » . Conférence sur les turbines à gaz organisée par Sonatrach et Sonélgaz les 13 et 14 mars 1979,SH. direction de production Alger.
16. Rapport sur l'activité des turbines à gaz dans les domaines des hydrocarbures et de la production d'électricité, SH direction de production Alger 1979.
19. « Gas turbines on gas pipelines. » Special report. Gas turbine Int, July- august, 1974.
20. Knorr R.H « Gas turbine maintenance ». ESOR-7415 .IV General Electric Europeen gas turbine state of the art congress, Vienna May, 1974.

-
24. Mikaelian E.A. « Machine frigorifique d'action continue. » Industrie du gaz N° 12 ,1968,p14
 25. Nagib.M.M. « Analyse des cycles de la turbine à gaz avec le refroidissement à l'entrée. » Travaux scientifiques de l'union des ingénieurs mécaniciens des Etats Unis Série Machines et équipements, N°1 , 1971 p26-30.
 26. Mikaelian E.A. « Argumentation technico-economique du choix des moyens de la diminution de la température de l'air à l'entrée de la turbine à gaz. » Ministère de l'enseignement supérieur de l'URSS Série : Pétrole et gaz. N)7, 1971.
 27. Glezer B.Y. « Turbine à gaz avec injection de la vapeur d'eau. » Constructions mécaniques en Europe, 1967 N° 1 p10-14.
 29. Kouznetsov A.L. « Augmentation de la puissance des turbines à gaz à l'aide de l'injection de la vapeur d'eau. » Revue de l'énergétiques, 1970 N°11 p 12-16.
 30. Alekseev A.B. « Efficacité de la chambre de combustion de la turbine à gaz avec le mélange d'air et de vapeur d'eau. » Industrie du gaz ,1970 N°2 p13-18.
 31. Zissin V.A ,Tourganinov B.V. « Le fonctionnement des turbines à gaz avec le cycle gaz – vapeur d'eau » Revue de l'énergétique, 1970,N°9, p17-19.
 35. Bezlepkin V. P . « Les installations gaz –vapeur d'eau. » Constructions des installations énergétiques. 1967, N°3 p 47-52.
 36. Vaniachine I.N Glouchkov VI . « Utilisation des gaz d'échappement sur les stations de compression. » Ed. Nedra 1978 p 159- 167.
 37. Mikaelian. E.D. « Etude des stations de compressions à turbines à gaz » INHC Boumerdès 1978.
 38. Abadou. S. « Etude de la station de réinjection à turbines à gaz » N°3, UTS Hassi-Messaoud INHC, 1977.
 39. Zaouali. H. « Etude de la station de réinjection à turbines à gaz Nuovo-pignone. » UTS Hassi-Messaoud. INHC 1977.
 43. BelokoneN.J. « Processus Thermodynamiques des turbines à gaz » Ed. Nedra 1969, p127.
 44. Belokone N.J Porchakov BP. « Turbines à gaz pour l'entraînement des compresseurs centrifuges sur les stations de compression » Ed .Nedra 1968.
 45. John H. Perry. « Aide mémoire pour l'usage de l'ingénieur chimiste ». New-York, 1969.
 46. Mikaelian. E. Aissani. S . « Détermination de l'expression générale du travail potentiel des machines transformant l'énergie. » Revue de la conférence Nationale de mécanique de l'université de Annaba ,1977.

-
48. Aissani. S., Mikaelian E. « Essais d'une turbine à gaz avec introduction d'une perte de charge locale à la sortie ». Revue El-Hindis , N°6, 1980.
 49. Porchakov B.P, Aissani S, Mikaelian E. - Revue Générale de Thermique France N° 231 Mars 1981. « Etude de l'influence des pertes de charge locales à la sortie de la turbine à gaz sur les performances de la machine ».
 50. Aissani S, Mikaelian. E, Séminaire National du génie mécanique, I.N.H.-Boumerdès Algérie Mai 1982.« Particularités d'utilisation des systèmes de transport du gaz par canalisations en Algérie »,« Influence de la modulation du débit transporté sur les caractéristiques d'utilisation des équipements ».
 51. Aissani.S, Mikaelian.E, - Revue de l'Institut Français du pétrole France N° 6 des mois Novembre- Décembre 1982.« Caractéristiques d'exploitation des gazoducs en Algérie durant la période1976 à 1980 ».
 52. Aissani.S, Séminaire National sur l'exploitation et la maintenance des turbines à gaz I.N.H. Boumerdès (Algérie)Avril 1987.« Caractéristiques d'exploitation des systèmes de transport des Hydrocarbures par canalisations ».
 53. Aissani.S,Hachemi.T,1^{er} Congrès Algériens de Génie des procédés (CAGEP'1) USTHB du 24, 25 et 26 Décembre 1996, Palais des expositions, Pins Maritimes Alger.
« Problème de l'efficacité du régime de travail des gazoducs ».
 54. Aissani.S, Hachemi.T, Les 3^{èmes} Journées Maghrébines sur la Mécanique (JMM'97) ,organisées par les Centres Universitaires de Guelma- Oum-El-Bouaghi, du 29 et 30 Avril 1997.« Problèmes de l'efficacité du régime de travail des turbines à gaz dans les stations de compression ».
 55. Aissani.S, Hachemi.T, Firt Arab Mechanics Congres Damascus (Syria) 1- 3 June 1997.
« Problèmes de l'efficacité du régime de travail des turbines à gaz dans les stations de compression ».
 56. Roulet.B. « Contribution des turbines a gaz Hispano-Suiza dans le domaine de la production et du transport du gaz naturel » Revue de l'Energie,1984, No366,page 576-580.
 57. Newman.RC. « A control system for a two shaft high efficiency industrial gas turbine »
Congres international des machines a combustion, Paris 1983 page 29-58.
 58. Kunihiro.U. « Operating experience of regenerative cycle two-shaft gas turbine in Japan »
Congres international des machines a combustion, Paris 1983, page 811-837.
 59. Chambadal.P. « La turbine a gaz » Eyrolles, Paris 1976.
 60. Annuaire d'information statistiques, Sonatrach 1995.
 61. Relevés des débits transportés du centre de dispatching de Hassi-Rmel, Sonatrach TRC, 1998.

A n n e x e s

1. Tableaux des relevés des débits réels journaliers pour les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 de l'année 1976 à 1979.
2. Tableaux des relevés des débits moyens journaliers du mois pour les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 de l'année 1980 à 1998.
3. Modélisation, Algorithme et programme de calcul du polynôme d'approximation.
4. Résultats du calcul des paramètres de fonctionnement des gazoducs.
5. Courbes des coefficients d'utilisation des gazoducs étudiés.
6. Capacités totales cumulées transportées par les gazoducs GZ0, GZ1 et GK1 depuis leur inauguration à ce jour.

Annexes

Tableau 1.1(a1):Données initiales du débit réel du gazoduc GZ0, année 1976 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1		10914	5088	4344	4440	3696	4020	4440	3624	3360	4920	5232
2		10912	5088	4344	5016	3792	3960	4440	3624	3360	4776	4942
3		6301	5208	4608	4824	3792	4852	4440	2808	3360		4728
4		5592	5088	4776	4824	3792	4656	4440	2808	3360	4776	4992
5		5712	5352	5136	4824	3792	4656	4440	3072	3864	4440	4992
6		5612	5160	10137	4872	4488	4680	4344	2773	3864	4608	4992
7		5832	4872	9164	4878	4128	4680	4272	3336	3746	4324	4992
8		5232	5228	10104	4680	4248	4680	3792	3336	3688	4324	4999
9		5256	5084	10277	4680	4392	4680	768	3096	4128	4128	5255
10		5400	4656	10037	4856	4416	4680	3480	3912	4128	4536	4848
11		5400	4656	10132	4656	4416	4680	3480	3912	4128	4416	5128
12		5568	4416	10306	4656	4920	4728	3480	3912	4680	4176	4992
13		5568	4296	9984	4656	4728	4728	3072	4310	4660	4416	4992
14		5568	4200	10238	4656	4056	4628	3288	4320	4584	5136	4992
15		5184	4272	10045	4656	5056	4728	3288	4200	4488	5160	4998
16		4992	4272	10162	4656	4056	4728	3288	4104	4776	5136	5376
17		4992	4272	2600	4656	4056	4464	3288	3816	4992	5136	5376
18		5328	4272	4536	4656	4296	4464	3288	3336	4992	4680	5136
19		5448	4272	5208	4680	4824	4320	2760	3336	4728	4680	5136
20		5231	4272	5208	4680	4632	4392	2760	3336	4728	4992	5376
21		5232	4080	5208	4632	3576	4464	3240	3484	4608	5136	4392
22		5352	4032	5208	4632	3576	4464	3640	3480	4296	5136	4392
23		5112	4032	5208	4632	3576	4464	3648	3360	4392	5016	4392
24		5064	4032	5016	5232	3576	4464	3648	3216	4464	5256	4272
25		5064	4032	5016	4488	3576	4392	3648	3216	4584	5016	4536
26		5016	4032	5208	4704	5448	4440	3612	3216	4584	5136	4536
27		5136	4056	5208	4704	5448	4440	3612	3360	4584	5112	4536
28		4872	38160	5208	4704	3696	4440	3300	3576	4392	5112	4536
29		-	4272	5228	4992	3696	4680	3612	3576	5444	5112	4536
30		-	4272	5210	4512	3960	4608		3456	4704	5616	4248
31		-	4248	-	4012	-	4538		-	4704	-	4080
max		10914	5352	10306	5232	5448	4728	4440	4320	5444	5612	5376
min		4872	3816	2600	4012	3576	3960	768	2773	3360	4218	4080
moy		5746	4513.8	6768.8	4701.3	4190.2	4541.9	3545.7	3497.6	4335.1	4841.6	4835.8

Annexes

Tableau 1.1(a2):Données initiales du débit réel du gazoduc GZ0, année 1977 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	4080	5184	4488	4728	5640	5472	4392	5040	5040	4992	5472	4920
2	4464	5184	8988	4728	5544	4333	4968	4920	5040	4944	5272	4872
3	4920	4896	4176	4728	5653	4622	4968	4920	4992	4944	5472	4992
4	4920	4776	4056	4728	5362	5160	4968	5086	5040	4992	5472	4992
5	5112	4608	4800	4728	5520	5400	4968	5088	5040	4992	5568	4992
6	4656	4116	4800	4728	5352	5520	4917	5088	4872	4992	5580	5016
7	4656	4536	4800	4464	5568	5520	4680	5280	4872	4992	5584	5004
8	5088	4536	4800	4272	5568	5520	4936	5544	4872	5016	5582	4992
9	5088	4536	4800	4824	5760	5520	4896	5544	4848	5016	5583	4992
10	5112	4536	4320	4824	5760	4704	4944	5080	4824	5520	5568	4998
11	5112	4446	4344	4664	5760	4943	4896	5080	4680	5520	5568	4920
12	5512	4200	4344	4824	5472	4944	4944	5520	4440	5064	5016	4920
13	4992	4608	4620	4824	5280	4944	4944	5520	4920	5088	5016	4920
14	4682	4608	4800	4560	5568	4896	4656	5520	4920	5088	5016	4930
15	5088	4604	4824	4320	5448	5040	4512	5520	4920	5232	5016	4928
16	5088	4320	4512	4896	5520	4848	4896	5520	4920	5472	4992	4920
17	5160	4320	4320	4896	5520	4844	4908	4980	4920	5472	4872	5040
18	5160	4200	4320	4896	5700	4920	4936	4980	4920	5464	4800	5040
19	5256	4488	4584	4920	5478	4920	4936	4992	4920	5441	4920	5040
20	5088	4488	8824	4968	5112	4920	4944	4992	4920	5472	4920	5040
21	4872	4476	4824	4680	5616	4910	4656	4992	4920	5472	4920	5040
22	4872	4476	4824	4512	5616	4930	4512	4944	4848	5472	4920	5040
23	5136	4160	4824	4944	5568	4896	5136	5064	4920	5766	4920	5040
24	5184	4044	4512	4944	5568	4704	5088	5064	4920	5440	4942	5040
25	5184	4476	4320	4944	5568	4392	5112	5163	4920	5424	4944	5040
26	5040	4476	4824	5016	5280	4440	4944	5112	4920	5424	4944	5050
27	5040	4488	4827	5172	5064	4440	4944	5352	4920	5424	4944	5040
28	5040	4488	4827	4764	5520	4440	4528	5232	5040	5424	4954	5016
29	5184	-	4715	5268	5740	4440	5040	5472	4920	5472	4956	5040
30	5184	-	4416	5520	5770	4406	5040	5280	5272	5472	4920	5040
31	5184	-	4200	-	5760	-	5040	-	-	5472	-	5040
max	5512	5184	4827	5520	5770	5520	5136	5544	5278	5766	5584	5050
min	4080	4044	4056	4272	5064	4333	4392	4920	4440	4944	4800	4872
moy	5005	4510.6	4584.9	4806.2	5539.2	4899.8	4897.6	5193.5	4917.6	5131.7	5161.9	4996.6

Annexes

Tableau 1.1(a3):Données initiales du débit réel du gazoduc GZ0, année 1978 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	5040	5040	2568	2616	6120	6111	7339	6024	8018	5600	8159	6982
2	5040	5040	2568	2616	6128	6592	6446	5968	7832	5690	8196	8890
3	5100	5040	2016	2616	6144	8226	6680	4366	7847	7222	8159	10948
4	5100	5040	2016	2616	6120	8324	7370	4632	7827	7811	7748	10876
5	5100	5040	7082	2616	7120	8352	8766	5938	7806	8251	7451	10904
6	5100	5044	8479	2616	6120	8372	8954	5784	7822	8272	6076	10876
7	5040	5040	4012	2616		8448	7606	5650	7878	7804	6076	10912
8	5083	5054	480	2616	6120	8381	4778	4166	7882	7904	8878	10816
9	5075	5054	480	2616		8481	4249	4336	7974	8040	9450	10818
10	5073	5040	480	2616	6152	8416	5944	5458	7914	8080	10140	10762
11	5064	5040	594	2616	6128	8332	3610	5877	7802	7912	9804	10584
12	5133	5046	672	2616	6120	8340	8448	5074	7960	7986	9908	10640
13	5112	5046	2544	2616	6134	8382	8604	3853	7818	7947	9792	10650
14	5110	5055		2616	6152	8392	8696	5684	7895	7917	9954	10440
15	5110	5062	2544	2616	6152	8416	8384	6152	7927	8217	9724	10676
16	5160	5050	2544	2616	6124	8402	8384	5199	8010	8088	10003	10532
17	5160	5052	2544	2616	6142	8366	8316	7153	7884	8003	9929	10230
18	5160	5040	2544	2616	6120	8292	8355	7856	7865	8145	10562	7064
19	5160	5040	2544		2660	8250	4635	7993	7928	8013	10956	6832
20	5160	5040	2544	2616	2512	8280	3924	7910	7026	8296	11329	6602
21	5017	5040	2856	2616	2736	8316	4922	8030	7874	8043	9984	6616
22	5040	5040	2856	2640	2736	8144	3922	7930	7938	8203	9743	6622
23	5040	5040	2856	2640	2736	8148	3888	8042	7880	8174	9984	6630
24	5061	5040	2904	2640	5178	6351	3858	8059	7970	8154	9922	6775
25	5050	6072	2904	2160	5819	6990	3768	8033	7988	8190	9854	6634
26	5049	3432	2904	2640	7146	7580	3767	8178	7972	8212	6582	6752
27	5040	2568	2904	2640	7634	7580	3934	8036	7774	8224	5979	8566
28	5041	2560	2466	2640	6105	6440	3859	7974	7952	8210	3821	6968
29	5055	-	2616	2760	5947	7268	3712	7832	7700	8044	6148	8112
30	5040	-	2616	6137	6149	8654	5488	8040	3648	8162		7716
31	5040	-	2616	-	7634	-	6074	8056	-	8164	-	7335
max	5160	6072	8479	6137	7634	8654	8954	8056	8018	8296	10956	10948
min	5017	2568	480	1260	2660	6111	3610	3853	3648	5600	3821	6602
moy	5082.3	4846.5	2656.1	2731.7	5462.6	7954.2	5990	6559.2	7720.4	7902.5	8769.3	8895.6

Annexes

Tableau 1.1(a4):Données initiales du débit réel du gazoduc GZ0, année 1979 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	6614	7012	8796		8942		6816	8670	7366	4560	4440	8028
2	6426	7028	8194	8424	7242	6924	5856	8874	8037	4560	6696	8064
3	5948	6996	8232	8546	6842	6930	6192	8776	6974	7558	6720	8064
4	8096	6886	8236	7148	7873	6360	6192	7578	7458	7954	6720	8064
5	7956	6786	8242	6134	8568	6336	6192	6470	7906	7932	6720	8064
6	7664	6840	8156	6318	8416	6236	6192	6584	8044	7512	7848	8040
7	9722	6808	8402	7090	8426	6864	6240	6646	7926	7567	6888	8040
8	9875	6962	8862	6946	8740	6864	6096	7230	7940	7615	6852	8256
9	8152	5322	8960	6966	11140	6830		8613	7798	7260	6826	8264
10	7880	4054	8966	7094	11054	6764		8575	8342	7740	5966	8319
11	9840	4118	8858	7098	8662	7344		8394	8830	7440	5890	8328
12	9936	5565	8604	7012	8534	6844		8408	8834	7440	6482	8295
13	9360	6537	8604	6974	5142	6644		8476	8689	6984	6118	8304
14	8872	6770	8422	7013	3351	6844	6360	8450	8414	6860	5876	8256
15	8990	8256	10255	7266	6212	6844	6816	8428	8168	7008	6672	7824
16	8982	8088	11640	6884	6608	7320	6336	8280	8580	7176	6672	8400
17	9026	8086	10984	6840	6610	7568	6336	8478	8850	7176	6912	8448
18	8994	8606	8836	6850	6692	7320		5982	8920	7179	7776	8236
19	8914	8576	8246	6870	6438	7320		6140	8946	7152	7749	8448
20	8938	8598	10214	6964	5482	6864		7886	8988	7272	7704	
21	8980	8660	10308	6968	6528	6847	6456	8086	8964	7356	7728	8352
22	9076	8670	10434	9314	6558	6821	6610	8118	8646	7360	7752	6024
23	9244	8712	10468	8080	6154	6843	6493	8232	7190	7734	7752	6480
24	9158	8355	10942	4828	6262	6816	6495	8018	6992	7934	8064	6480
25	9180	8620	10216	7000	5402	7080	4376	7872	6950	7695	8026	6240
26	8834	8798	11842	7482	6138	7320	6044	7364	13836	6696	8064	6480
27	4050	8743	8710	8982	6888	7320	6792	6420	3960	6720	8064	6480
28	5894	8814	8738	8854	8164	6840	7568	7448	4080	6720	8064	6240
29	6880	-	8720	8922	7402	6840	7782	7784	4080	6720	8064	6264
30	6925	-	8706	8792		6816	8276	7904	4658	6696	8016	6488
31	7004	-	8412	-	7083	-	6790	7380	-	4440	-	6312
max	9936	8814	11842	9314	11140	7568	8276	8874	13836	7954	8064	8448
min	4050	4054	8156	4828	3351	6236	4376	5982	3960	4440	4440	6024
moy	8239	7402.4	9264.7	7367.4	7251.4	6916.2	5972.2	7773	7812.9	7267	7104	7586.1

Annexes

Tableau 1.1(b1):Données initiales du débit réel du gazoduc GK1, année 1976 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	17806	16600	16846	16557	17132	982	17749	17164	9363	17804	13285	9951
2	17469	16927	16181	17414	16482	789	17960	15403	6588	17732	12206	8009
3	15465	17019	15960	11545	16655	938	15099	10684	8188	18078	12287	7608
4	5932	17122	16667	10957	11437	964	12294	9550	1665	14538	11758	7304
5	1728	16611	15409	11437	17405	778	12432	12622	451	14053	11687	11190
6	1435	16237	16858	11433	10336	762	11916	13632	2428	17480	12132	13050
7	1386	16818	16537	11018	1258	3544	11124	17330	7515	18759	12092	11862
8	4001	16700	2235	10868	1246	6196	12485	16136	16277	17098	10612	11834
9	4616	13664	2741	10329	385	6357	14142	17741	16913	10479	12172	12500
10	6320	1550	8279	10345	1016	7453	16611	17460	13316	6265	12133	12501
11	14622	2231	12664	10312	1041	11049	16528	17473	15938	8282	11941	11692
12	16597	1950	17018	10434	995	13164	16558	18031	17878	15170	12150	12907
13	16796	1790	17248	10374	1034	16530	16538	17546	17724	2568	12214	13193
14	17956	1729	17339	11142	980	16151	17295	7557	17137	165	12088	13175
15	17790	1752	17320	11095	916	17359	17001	8266	17368	91	8574	13355
16	17838	1985	16707	14292	1041	17281	16599	12580	16858	6967	13418	11862
17	17962	1762	16779	17292	952	13315	16151	12319	16889		12382	11431
18	18080	1902	16604	14151	855	11984	15980	12383	17706		12444	11918
19	18071	4845	17741	17213	916	11874	12943	11687	17536		12383	12197
20	18594	7636	17096	16305	767	11899	10120	12247	17537		12205	13231
21	18279	11324	17848	17315	657	11891	11246	11245	16688		13422	11665
22	18302	11340	16911	17285	637	12099	11878	11253	17969		13563	11616
23	17739	12205	16858	17399	721	11740	15080	11496	17762		12666	11570
24	17101	11462	17813	17187	103	11802	15548	13082	17161		11323	11644
25	17726	12439	16803	17199	722	12035	14630	13303	17456	11221	11966	12006
26	17919	13985	17837	17387	104	11706	11795	15196	17576	12108	11950	14212
27	15451	18044	17204	16312	1014	11909	10447	17080	16790	12285	12016	14141
28	16623	17531	17428	16316	777	13295	14780	12321	17154	12109	13640	12303
29	16778	17680	16860	16235	765	17256	16904	11564	17444	12055	13858	16227
30	16636	-	16534	17165	84	17484	16754	11551	17946	12060	13685	12399
31	17144	-	16750	-		-	16859	9968	-	13161	-	12182
max	18594	18044	17837	17414	17404	17484	17960	18031	17946	18759	13858	16227
min.	1386	1550	2235	10312	84	762	11124	7557	451	91	8674	7304
moy	14199	10442	15582	14144	3622	9729	14628	13413	14308	12279	12279	11960

Annexes

Tableau 1.1(b2):Données initiales du débit réel du gazoduc GK1,Année 1977 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fevr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	16297	18709	1957	12876	15183	16267	16669	11122	7925	10486	7144	8179
2	16982	17975	1597	11148	16299	16172	16641	11995	11461	7092	7140	8083
3	17074	17063	1573	7078	16143	16071	15806	11881	12000	12965	7338	8122
4	17618	18051	1621	7172	16420	15374	12580	12393	4887	12989	7269	7985
5	18900	17934	2048	8309	16251	16191	16302	10315	2399	12866	7328	8020
6	13726	17996	1981	12140	13380	15557	16987	1843	2289	12864	7385	8028
7	13443	18046	1644	12088	12573	15757	16029	1680	4700	12911	7412	7965
8	12316	17188	2095	12065	12655	15343	16069	1708	5459	12861	6518	7862
9	13564	18419	7395	13815	14505	16001	16149	1806	10058	12848	3417	7884
10	13166	18440	11222	17048	12397	16112	15498	1878	11047	9150	7400	7815
11	13166	18451	11200	15661	12184		3762	1811	12362	11425	11703	7889
12	13403	18260	11952	15558	15065	15925	1722	1826	11284	12862	13280	7818
13	13139	18495	8683	16735	12304	14691	8382	1103	10964	12987	13324	7880
14	13174	15266	8514	16589	16377	15976	13085	2023	7327	12890	10097	8966
15	13589	17142	10879	16794	16315	16324	10617	2142	7122	12739	8171	5231
16	2360	17615	11466	15631	16298	15984	12115	1609	6917	12794	8096	2328
17	2255	18270	13629	16652	16054	16157	12147	1550	7360	12756	7970	2587
18	3647	17426	15072	16478	14933	15967	11619	741	7357	12754	7809	3027
19	2808	18396	15786	16696	14813	15963	11620	747	7494	12780	7854	7309
20	4594	17495	16110	15307	14951	16138	12205	2187	7545	7412	7865	8173
21	7945	17753	16088	16628	15002	15621	12003	1599	7501	7047	7835	8147
22	6908	17447	13332	16472	15954	16038	8815	2282	7483	6920	7745	8102
23	6847	17780	12476	16695	16340	16579	1341	2335	7137	6920	8268	8049
24	10986	17806	12358	15395	15664	16761	5970	2361	7115	6484	8480	7956
25	13368	8690	12280	15224	8985	16682	11670	2261	7149	5951	8370	
26	12766	1760	12182	15250	906	16757	10954	1939	7096	6780	8145	7914
27	12779	1627	12726	15282	703	12157	11867	1897	9270	7064	8363	3376
28	16573	2252	11484	15295	5071	11398	11728	2952	13039	7134	8350	8263
29	17410	-	11538	15337	13549	13468	11792	3148	12484	7155	8150	13180
30	18395	-	11625	15322	15026	17142	11792	4374	7338	7144	7784	13517
31	17313	-	10487	-	15349	-	11792	7778	-	7212	-	12832
max	18900	18709	16110	17048	16377	17142	16669	12393	12484	12989	13324	13517
min	2255	1627	1573	7078	703	11398	1341	741	2289	5951	3417	2328
moy	12146	15813	9420	14423	13052	15675	11787	3719	8120	10137	8201	7900

Annexes

Tableau 1.1(b3):Données initiales du débit réel du gazoduc GK1,année 1978 en 10³ m³/j.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	4434	17387	17617	17215	2558	11895	18381	18901	18907	17131	12097	9814
2	2844	17265	17315	15092	2819	11835	18569	18736	18897	18595	12130	15172
3	5116	17284	17282	13204	2717	12429	18747	18482	18959	18259	12086	15598
4	8398	17759	17425	13924	4607	12019	18991	18525	19130	18222	12293	19114
5	8362	17480	17428	16344	2605	12963	18481	18837	19220	17908	12173	15351
6	3913	4441	17514	17868	2840	12969		18677	10584	17643	12456	15382
7	3064	7702	17499	15525	6565	11393	18512	18953	10727	18185	13567	20022
8	3094	17888	17439	12996	11203		18517	18935	11902	14641	13881	19920
9	8372	17950	17774	12917	11609	12572	18593	18969	16966	13627	13732	19800
10	8268	17581	17395	16748	7465	12854	18723	18919	12935	15023	13818	19773
11	8601	17361	16925	16741	7287	11172	16613	7117	13164	19070	13451	20338
12	14004	17146	17284	17260	7254	5640	17984	5566	12737	19028	13930	20206
13	11480	17366	14238	12987	8848	12737	17745	2819	12709	19174	14153	19777
14	12258	16994	13576	7659	7322	13565	17748	7956	12614	17121	16072	19855
15	12984	12878	13916	2660	7353	17801	18422	11265	12589	9432	16486	19766
16	14547	7041	13749	7315	7230	18024	16613	8075	12757	17453	18532	19557
17	8805	13648	17035	7255	7109	18296	16398	12206	17941	18816	18489	19678
18	6619	16956	17589	7477	7826	18011	18560	13785	19567	19048	20020	19985
19	14427	16689	17493	2468	6990	17923	18107	13828	18635	17407	19067	20155
20	11394	17018	17314	2475	7260	18303	17075	13854	18283	18622	15080	18644
21	13497	17377	17482	2895	7194	18102	14981	13966	18044	8356	19752	19890
22	16057	16515	17016	2946	7293	18033	13217	13983	18012		19962	17140
23	17644	17845	17095	2883	7346	18034	14185	13729	18226	7310	19861	8347
24	17722		16456	2882	7347	18061	18506	15477		7035	19845	13750
25	13653		16884	2679	7209	18172	17143	18670		7832	19973	19304
26	16739		17850	2731	11823	18275	14959	18632		7034	18189	19905
27	15651		16653	2801	12114	17346	17397	18947		10576	18623	20140
28	19182		15850	2779	12489	18611	18960	19103		12233	9438	19923
29	17957	-	15850		13144		19117	18979		12353	9177	20179
30	17707	-	15441		12992		19128	18861		12185		19102
31		-	17550	-	12135	-	18922	-		13298	-	
max	19182	17950	17850	17260	13144	18611	19128	19103	19567	19174	19973	20338
min	2844	4441	13576	2468	2605	5640	13217	2819	10584	7034	9177	8347
moy	11260	15547	16739	9065	7768	15083	17763	15160	15803	18418	15460	18486

Annexes

Tableau 1.1(b4):Données initiales du debit reel du gazoduc GK1,année 1979 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	19502	13614	19854	14424	19085	12219		12448		18135	18954	12153
2	19472	13178	19706	16335	18946	13886	1097	12500		18171	18847	12151
3	19332	10134	18464	18261	19015	13708	5180	10762		18066	16879	14021
4	19028	13140	18470	18360	19045	12736	6270	6908		18065	12870	17141
5	19035	9074	14772	18152	19048	12095	6210	8321		18004	12261	17283
6	18565	2522	13130	18036	17786	12207	6404	12554	18556	15129	13173	17293
7	19160	4729	13039	18962	17362	11980	7679	12539	16658	17180	13445	17294
8	18858	18085	15806	19116	18585	11961	10142	12535	14584	14049	13396	17205
9	17923	18630	18043	17722	18847	13085	12032	12539	17666	18997	17280	17443
10	17954	18595	19596	18982	19120	12882	12058	12494	15496	19099	17443	17449
11	17881	17993	14215	19068	17585	12012	12147	16831	17637	17892	17297	17416
12	17813	18477	19493	18924	17361	12012	12290	18000	16637	17928	17122	18159
13	18145	18113	9320	17459	17327	11992	12267	17284	12044	17330	12572	16848
14	16146	19956	2941	17901	17201	11938	12256	17366	11701	17363	15457	17884
15	18173	18878	12236	17915	17446	6644	11989	17376	11698	14576	18466	20900
16	19706	20131	16318	19308	17407	854	16991	17504	13074	17077	14064	20514
17	19968	19681	19203	19068	17194	869	16558	17864	13155	17328	13598	20096
18	19930	11242	19219	19047	17203	869	16029	17593	18501	17358	13349	19977
19	19880	12906	19239	15096	17745	838	13279	12058	17406	17272	13403	19981
20	17225	15907	19350	10581	18658	847	13147	12051	7119	17305	17564	19907
21	13806	16052	18448	7850	16451	842	13414	12250	1203	17343	17537	19926
22	16149	13954	18299	11719	11700	825	13656	17687	5889	17245	17651	17194
23	17149	19316	1834	18187	16938	867	13919	17648	11748	17040	17320	14325
24	15038	19712	8273	17723	15496	875	14000	17586	12136	17160	17374	11932
25	17461	12867	12517	17723	11958	859	13136	16617	12263	16811	8446	16437
26	17490	13367	12859	17738	12054	839	13899	17282	15517	14097	12198	17817
27	19189	18772	14369	17996	12311	1916	13698	16243	13287	13541	12169	18324
28	18235	19929	14107	17764	12444	1512	13912	13799	17336	14694		18266
29	18275	-	14264	17763	12345	1433	14032		18826	18242		18246
30	17962	-	14159	18843	11803	1764	14012		18387	19531		18363
31	13873	-	14627	-	9759	-	13906		-	19361	-	18318
max	19968	20131	19854	19308	19120	15267	16991	18000	18826	19531	18954	20900
min	13806	2522	2941	7850	9759	825	1097	6908	5889	13541	8446	12151
moy	18043	16320	15101	17253	16298	6860	11815	14086	14085	17545	14545	17429

Annexes

Tableau 1.1 (c1):Données initiales du debit reel du gazoduc GZ1, année 1976 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	10926		8156	8078	7717	5664	7758	7674	5452	8466	5608	7108
2	10904		7968	8008	7816	5748	7752	7720	6042	5490	5590	7830
3	10830	6539	8184	7992	7685	5706	7766	7668	7360	5504	4192	7066
4	10954	6825	8287	8000	7796	5568	7732	7704	7358	5372	3520	6580
5	10952	6617	8219	6995	7763	5744	7764	7793	7358	5430	3556	5398
6	10944	7313	7846	4905	7779	5646	7694	7712	7338	5452	3550	5396
7	10922	7608	8015	2160	5703	5312	7756	7680	7316	5506	2036	5496
8	10918	7225	8006	2160	6246	5234	7766	7566	7324	5478	2378	5480
9	10914	5035	7812	2160	5694	5272	7716	7164	7322	5378	3150	5502
10	10908	4978	7344	2040	5949	5312	7632	7070	7396	5396	4026	5372
11	10924	5189	6259	2160	7841	5178	7684	1048	7368	5384	5270	5328
12	10884	7584	7822	2160	1034	5108	7694	7150	7412	5272	5280	5326
13	10450	6744	7901	2160	8041	5210	7675	7094	7342	5304	5520	5328
14	11016	7517	7845	2160	7924	5206	7590	7042	7298	5232	5372	5130
15	10888	7395	7368	2160	6025	5170	7498	7164	7178	5288	5492	5188
16	10922	8040	4944	2160	5668	5180	7654	7242	7408	5358	5592	3252
17	10912	7920	7416	5876	5570	5202	7706	7250	7380	5358	5442	4212
18	10762	8040	7952	7841	5689	5280	7734	7266		5340	6542	5280
19	10638	8009	8040	7942	5229	5516	7700	7272		5480	7362	5286
20	10356	8081	8076	7991	5273	5574	7658	7296	6254	5790	7190	5262
21	10170	7896	8064	8002	6236	5416	7660	7226	5180	5406	6980	5418
22	10916	7855	7879	8016	7574	5564	7770	7232	5126	5736	5534	5378
23	10930	7939	8043	7932	7710	5534	7742	7060	5168	5718	3000	5290
24	10904	7986	7879	7848	7762	5422	7710	6800	6640	5706	5630	5362
25	10446	7973	8095	6319	7841	5464	7754	7276	7390	5192	5454	5380
26	10442	8219	7943	5463	7796	7824	7738	7296	5926	5634	6988	5366
27	10386	8097	8000	5668	7894	7692	3914	7300	5123	5720	6974	5334
28	10078	8064	8070	7670	7718	7692	5742	7256	5136	54320		5336
29	10139	8119	7572	7680	7812	7592	5358	7314	5112	5580		5338
30	10914	-	7957	7761	5740	7596	5736	7368	4868	5288		5360
31	10926	-	8051	-	5555	-	7660	7362	-	5556	-	5375
max	11016	8219	8287	8078	7894	7692	7770	7796	7412	5790	7362	7830
min	10078	4979	6259	2040	5229	5108	5358	5800	4868	5192	2036	3252
moy	10747	7365.3	7871.4	5582	6906	5791.3	7508	7325	6535	5459	5083	5476

Annexes

Tableau 1.1 (c2):Données initiales du debit reel du gazoduc GZ1, année 1977 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	5430	5320	4940	1303	5750	5674	7630	7568	7232	7344	7336	8964
2	5384	5355	3712	1179	5770	7156	7630	7516	6774	7182	7368	8048
3	5380	5340	5320	1301	5774	7240	7560	7456		7094	7380	7720
4	4256	5332	5282	1020	5708	5240	7626	7418	3714	7252	7432	8108
5	5404	5296	5412	1119	5840	5506	7606	7424	2132	7324	7386	8932
6	5498	5268	5412	1340	4640	6896	7610	6982	2859	7320	7430	8697
7	5494	5178	5410	3148	5652	6958	7604	6980	3162	7274	7352	9018
8	5456	5166	5402	3280	5786	7066	7582	6952		7340	7000	9084
9	5420	5146	5354	3336	5618	7094	7572	6980	3600	7440	8056	9234
10	5406	4898	5354	3280	5590	6892	7540	6974	5172	7416	7996	9590
11	5438	5196	5348	3298	5458	4876	7178	6962	5308	7422	8250	8832
12	5325	4896	5292	3266	5428	3804	5170	6938	5400	7480	6544	9238
13	5324	4896	5264	3228	5408	4870	7394	7052	5422	7486	9212	9786
14	5322	5266	5308	3252	5368	6464	7312	7038	5538	7456	9848	10068
15	5404	5254	5330	3378	5380	7228	7546	6962	5530	3844	8970	9396
16	5362	5266	5304	3452	5214	7066	7476	7008	5530	6668	8553	10702
17	5310	5186	5292	3448	5260	7340	7352	7062	5494	6596	8456	10598
18	5284	5284	5256	3068	5328	7390	7376	7036	5506	5638	8434	11212
19	5306	5338	5548	3108	5422	7378	7382	6902	5454	5582	8014	10816
20	5288	5332	5520	3078	5360	7330	7380	6946	5516	5628	8284	11498
21	5274	5318	5526	3018	5262	7470	7448	7050	5574	7440	8150	11312
22	5276	5424	5554	3072	5286	7458	7460	7016	5546	5510	9008	10980
23	5052	5408	5618	3110	5490	6334	7404	7034	5552	6758	9014	10734
24	5226	5410	5604	4270	4992	7408	7418	6996	5474	7292	8804	10654
25	4150	5260	5578	5724	5260	7376	7478	6968	5252	7264	9036	9654
26		5324	5556	5636	5250	7370	7466	6964	5232	7332	8910	9656
27	3106	5334	5528	5748	5200	7404	7528	6956	6270	7358	8796	8906
28	5156	5364	5550	5498	5460	7348	7488	7006	7342	7364	9182	8668
29	3852	-	5570	5570	5202	7368	7506	7028	7304	7372		6910
30	4492	-	4936	5732	5008	7580	7498	7038	7342	7372		
31	5374	-	1248	-	5760	-	7556	7014	-		-	
max	5498	5424	5618	5770	5786	7580	7630	7568	7342	7486	9818	11498
min	4150	4896	1248	1020	4660	3804	5170	6902	2132	3844	7000	6910
moy	5117	5252	5204.1	3348.7	5411.5	6754.7	7412.1	7034	5365.4	6961.6	8221.5	9566.3

Annexes

Tableau 1.1(c3): Données initiales du debit reel du gazoduc GZ1, année 1978 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	6692	12664	6172	12226	11508	6838	9582	10516	9582	17664	17623	28108
2	7526	12810	9208	11762	13258	8214	8226	11256	8226	18130	14814	24058
3	7290	12632	9208	10640	13784	7635	10844	11342	10844	16800	13230	26042
4	7827	12920		13306	13474	6528	11992	10607	11992	15290	11998	25680
5	10236	12920		11656	13722	8012	11224	12933	11224	20785	16074	25304
6	10301	13390	3498	11538	14842	4988	10864	14418	10864	21804	18796	25524
7	9866	12102	6025	77470	12978	4810	10406	15094	10406	20606	18796	25852
8	10136	13310	7459	8468	13082	3640	8980	14490	8980	20196	11051	25380
9	10380	11570	10364	9166	13882	3720	9914	14470	9914	19958	18108	25288
10	10376	10388	10762	8594	11938	3720	7480	12974	7480	19132	19423	25218
11	10242	13020	9453	11294	14608	3720	10454	15393	10454	18884	10392	23282
12		13226	8025	13811	13974	3720	9632	15326	9632	13918	18495	23976
13		11518	8880	14381	14556	3022	9266	15412	9266	15684	19972	22936
14	9182	10256	8700	14612	13999	3170	9264	15442	9264	18820	19988	25222
15	8748	10928	3907	11531	12023	2924	9250	14088	9250	22446	20174	21788
16	7118	7816	9878	7254	12354	3990	9224	14297	9224	20372	17674	26542
17	7000	3902	9928	11882	12248	5758	9386	14377	9386	17986	17674	13420
18	8786	3424	8801	14432	11748	6043	9170	13901	9170	18796	18452	13382
19	9230	3272	8788	15972	6246	7219	9068	10576	9068	21846	21422	15006
20	10256	9900	6484	13450	10083	8298	9378	12068	9378	21846	21232	16210
21	10436	9190	8856	14532	13384	8810	9470	10784	9470	22910	27941	17562
22	8722	10970	8874	16012	12318	9024	9144	9528	9144	22428	26832	17750
23	7938	11296	8404	13514	14602	890	11056	8700	11056	22062	24182	15854
24	3314	11014	6613	16646	15493	9286	12106	13692	12106	20928	24112	16578
25	3060	8908	7070	12714	15028	9360		15398	12190	21024	23444	16210
26	5744	9471	7964	13552	14946	8832	13866	16736	13866	20190	22950	19086
27	5900	9310	10850	14291	14818	8772	13332	14680	13332	18966	25318	12398
28	8384		11604	15880	14648	9362	13846	13470	13846	19246	26730	20880
29	10264	-	11984	15766	14229	9249	15112	12834	15112	19032	27604	22200
30		-		11702	12644		15758	12200	15758	20425		24356
31		-		-	8725	-	15130	9780	-	19252	-	25659
max	10436	13390	11984	16646	15493	9362	15752	16736	15758	22910	27941	28108
min	3060	3272	3498	7254	6246	890	7480	8700	7480	13918	11051	13382
moy	8331.7	10449	8444.1	12601	13166	6191.6	10794	13122	10794	19594	20156	21805

Annexes

Tableau 1.1(c4):Données initiales du débit réel du gazoduc GZ1, année 1979 en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$.

	Janv.	Fev.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juill.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
1	20630	32584	26234	36152	39628	20625	35650	34104	41050	34852	17434	32140
2	18054	32630	23112	38318	41177	27331	37186	36606	42600	32946	18096	22122
3	20948	34240	18442	39861	41872		37528	38716	43500	30667	18622	51408
4	26662	34512		41652	42438	38209	37002	43100	43966	30706	18989	13854
5	28832	29858	26526	40562	41436	38336	36346	42184	43822	31072	18582	20200
6	28436	30152	27790	37156	22172	38456	36738	41594	38960	31563	18684	21110
7	28501	34832	29564	41708	24576	37173	36750	41992	38958	31542	19476	20634
8	29832	35853	30822	42190	37884	39674	38098	43176	37004	33424	18792	20848
9	29556	30570	31376	41584	42416	41484		43358	36942	25976	19286	23809
10	27808	30281	32840	41588	39230	42354		41350	37086	23458	21266	28070
11	27976	32738	32466	42102	35558	31868		42584	37098	22830	25160	28930
12	27832	32383	35957	42842	37866	40199	42492	43946	36114	24098	24172	17524
13	26312	29485		42470	37223	40364		43620	36222	24444	22916	23953
14	25854	29968	34531	36512	37288	40830		42414	36854	23044	22592	25183
15	30800	31910	35065	31509	38366	40394		43360	36462	17287		25644
16	31528	31986	35377	26160	39298	42584		32770	35822	24360		27206
17	31366	26084	35025		37163	43042	43738	42208	36008	22836	22142	26250
18	32788	27930	37975	21220	38528	43046	45119	43082	36860	20296	17730	28182
19	32606	26200	33095	20416	39234	42012		41454	36654	17856	17535	31337
20	32784	24602	25298	20772	36730	41592		43326	36664	17772	22636	30256
21	31590	27336	37986	20644	37220	41546	39113	42762	46518	19182	25792	30418
22	33724	26812	22204	6784	37894	41814	40464	43660	35254	20643	26232	27684
23	32482	26484	38912	6242	37810	4278	41568	42978	34094	19724	26246	27120
24	31236	25209		1530	37770	42474	41848	43632	35170	20244	28708	25688
25	32632			30002	38220	26037	43858	43946	35612	19168	29372	32260
26	32188	24890		36008	37930	43096	42816	42690	33324	19126	29116	30318
27	31304	24132	43016	40604	36536	43768	43836	43338	35038	15530	28752	30012
28	32778	25636		39422	36514	42738	26112	43438	36314	15806	28856	31202
29	31458	-		39374	35332	41884	18144	42196	35938	16092	28764	30962
30	30548	-		39604		37420	24852	42974	35054	16456	30546	30152
31	32190	-		-		-	34128	42754	-	15634	-	28071
max	33724	35853	43016	42842	42438	43768	45119	43946	43966	34832	30546	32260
min	18054	24132	18442	1530	22172	20625	18144	34184	33324	15530	17434	51408
moy	29395	29605	31528	39582	37424	39394	37427	42238	37365	23181	23089	25686

Tableau 1.1(a5) : Relevés des débits réels moyens journaliers pour le gazoduc GZ0, en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$

Année	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Janvier	5276.838	517.129	0	4801.161	4565.806	137.645	1512.225	2308.516	1191.483	2916.096
Février	5311.535	529.178	0	4135.678	4705.678	9.857	2530.392	2994.535	1295.035	2858.428
Mars	7056.774	521.677	0	4768.290	159.354	0	1421.483	2180.741	1981.290	1496.741
Avril	1583.133	389.266	0	5108.733	122.400	22.033	1672.433	1989.366	2556.400	2001.966
Mai	207.677	255.806	0	5455.225	1333.419	1651.806	1282.161	2272.806	2153.354	1881.806
Juin	342.466	249.933	0	3918.466	74.133	2161.266	1158.366	2367.033	1446.100	2289.433
Juillet	545.419	255.516	0	2795.870	1566.483	2677.838	1379.903	1940.161	1318.677	2622.258
Août	455.032	264.000	0	3440.677	3017.806	1817.290	1175.580	2061.354	1193.225	2727.677
Septembre	668.733	264.000	17.133	3765.100	2173.766	1992.766	2062.233	2254.366	1492.633	1605.333
Octobre	849.806	264.000	3473.903	5290.870	3148.935	1614.129	1395.032	2140.387	1959.193	1166.451
Novembre	663.800	212.633	6003.233	4421.033	2231.900	2358.400	787.333	2493.766	2233.866	1424.200
Décembre	299.548	0	6040.774	2300.903	1941.258	2043.483	2764.774	2293.225	3006.193	1147.838

Annee	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Janvier	1522.967	1766.774	1023.419	1459.483	1832.935	1853.483	884.322	2532.290	1102.806
Fevrier	1977.25	1393.785	782.250	1246.892	1924.857	1377.571	1463.178	2135.514	1357.071
Mars	1686.516	1345.451	1191.096	1579.548	1292.935	1422.000	982.612	1545.838	2187.709
Avril	1612.466	985.333	725.866	1449.333	1094.833	1295.800	829.300	2017.233	1765.033
Mai	791.612	784.032	447.225	1224.483	900.225	1073.774	1140.387	1701.451	1532.967
Juin	889.566	1189.466	542.466	1092.166	1071.366	1166.100	585.166	1223.166	1065.266
Juillet	849.161	957.322	1132.225	1393.419	1530.516	1217.064	495.516	870.064	789.903
Aout	947.096	998.677	1675.741	1020.000	1251.129	1265.709	546.548	385.161	1050.828
Septembre	1700.800	1562.366	1890.666	701.533	939.800	1196.700	564.033	428.300	1155.733
Octobre	3283.000	650.838	2122.709	680.709	1045.419	852.870	815.032	439.096	1121.266
Novembre	2339.566	633.066	2759.066	1517.133	1537.433	1019.800	1777.866	723.000	2039.100
Decembre	1424.322	1052.258	2672.645	2235.903	1979.129	1083.677	2441.387	1277.967	2159.225

Tableau 1.1(c5) : Relevés des débits réels moyens journaliers pour le gazoduc GK1,
en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$

Annee	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Janvier	25045.800	19238.088	28193.777	23421.548	29982.645	31083.774
Fevrier	25045.800	19238.088	28193.777	26421.321	21096.035	31799.035
Mars	25045.800	19238.088	28193.777	25574.387	26904.129	30711.129
Avril	18636.322	21046.955	26886.266	27139.366	27598.700	27324.700
Mai	18636.322	21046.955	26886.266	26866.419	25819.064	27207.451
Juin	18636.322	21046.955	26886.266	26003.933	25194.266	24774.633
Juillet	15478.881	17507.827	25343.096	22225.290	25195.645	27189.161
Aout	15478.881	17507.827	25343.096	20874.290	23447.096	27374.451
Septembre	15478.881	17507.827	25343.096	24470.666	23689.766	29711.266
Octobre	24813.096	26796.806	28521.236	25170.354	27054.225	27853.000
Novembre	24481.866	26796.806	28521.236	27931.533	25264.300	26243.566
Decembre	20344.709	26796.806	28521.236	27652.161	26738.548	24899.225

Tableau 1.1(c5) : Relevés des débits réels moyens journaliers pour le gazoduc GZ1, en $10^3 \text{ m}^3/\text{j}$

Année	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Janvier	34984.100	21010.064	25704.193	36339.935	22640.774	724.064	23213.870	10913.161	22011.838	29964.830
Février	34452.320	32791.892	32762.964	35823.535	19558.857	32661.714	22616.428	12816.000	22956.785	27860.000
Mars	35677.770	28354.516	28870.322	35220.419	24498.000	23890.064	14344.322	11568.129	20064.612	22900.322
Avril	13855.180	30828.466	32036.000	29440.766	25470.200	20582.066	12799.700	9532.566	21655.366	23167.000
Mai	11704.810	32200.903	32004.354	29337.032	22028.354	19251.903	12403.096	15728.967	24362.322	25454.838
Juin	11060.570	29035.100	25539.000	28197.033	33255.366	24613.200	11405.433	15874.733	20441.066	27216.666
Juillet	11892.900	36391.419	31503.225	24619.354	22814.096	25723.322	11734.225	16522.387	15251.741	22296.774
Août	12618.620	30120.354	25558.870	3940.322	26602.483	20373.129	11819.806	16506.967	21957.322	23741.935
Septembre	17862.270	24698.933	28578.533	25990.600	14656.466	20882.133	12396.366	21216.166	24477.700	22973.333
Octobre	19302.210	26326.677	32722.741	24106.161	29778.354	25505.580	13236.806	20297.258	28448.064	25290.322
Novembre	17585.210	34138.833	35212.066	20167.766	23759.333	23321.533	13776.500	17737.766	26663.333	26580.000
Décembre	22922.270	26764.387	35891.161	21529.322	39763.741	22674.096	13032.225	23105.580	30055.741	12480.645

Annee	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Janvier	14329.096	16141.258	20806.129	13603.354	17759.096	25714.161	16584.451	17242.903	26088.741
Fevrier	14964.071	8090.821	17903.678	13940.750	17085.250	25874.178	16712.107	17824.000	23070.535
Mars	17493.258	12697.838	18331.806	13930.000	16860.387	21777.967	17098.354	17504.516	22646.451
Avril	21465.600	16861.900	15417.500	15837.133	17358.133	21390.900	13993.700	17418.133	15977.900
Mai	11963.483	15859.129	17249.838	15779.290	16406.580	17645.225	16735.225	18397.580	21848.806
Juin	14653.733	12588.866	18284.900	14781.866	13949.766	11197.666	17698.400	16766.500	20694.533
Juillet	8988.419	13864.225	15731.774	14972.967	14970.129	15494.161	14357.000	16498.935	23241.677
Aout	13198.290	13969.774	18460.612	16743.032	14064.129	16705.870	15595.612	16907.709	20572.935
Septembre	14098.200	15572.600	15247.500	15933.533	13004.466	16358.366	22362.466	17584.633	22510.900
Octobre	16933.419	18362.516	15584.580	16723.967	9008.870	17139.870	21343.580	19929.935	26449.419
Novembre	12686.666	16966.100	14747.266	16569.700	10092.233	18776.300	20055.300	21356.300	28426.333
Decembre	16966.161	17517.258	13990.064	16787.290	13814.064	17260.096	18538.741	23928.741	34056.161

Modélisation de Q_m .

La modélisation du débit moyen consiste à la détermination de ce dernier par le polynôme d'approximation de Q_m , dans lequel les variables sont les relevés réels des débits moyens journaliers mensuels Q_{ri} et les temps correspondants t_i .

Les valeurs des paramètres a_0 , a_1 , et Q_v' du polynôme d'approximation seront déterminées par la méthode des moindres carrés dans la somme des écarts quadratiques entre le débit approche Q_m et le débit réel Q_{ri}

$$S = \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri})^2$$

Afin que cette grandeur se rapproche du débit réel transporté, il faut que la somme S soit minimale. Pour cela, on procède à une minimisation de S par les dérivées partielles par rapport aux différents arguments égales à zéro.

$$\frac{1}{2} \frac{\partial S}{\partial a_0} = \sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}) = 0$$

$$\frac{1}{2} \frac{\partial S}{\partial a_1} = \sum_{i=1}^{12} (\theta_i [a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}]) = 0$$

$$\frac{1}{2} \frac{\partial S}{\partial Q_v'} = \sum_{i=1}^{12} (\alpha_i [a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}]) = 0$$

Ou on aura : Première équation : $\sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}) = 0$

Deuxième équation : $\sum_{i=1}^{12} (\theta_i [a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}]) = 0$

Troisième équation : $\sum_{i=1}^{12} (\alpha_i [a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}]) = 0$

Nous sommes en présence d'un système de 3 équations à 3 inconnues a_0 , a_1 , Q_v' .

$$\sum_{i=1}^{12} (a_0 + a_1 \theta_i + \alpha_i Q_v' - Q_{ri}) = 0$$

$$\sum_{i=1}^{12} (a_0 \theta_i + a_1 \theta_i^2 + \alpha_i \theta_i Q_v' - \theta_i Q_{ri}) = 0$$

$$\sum_{i=1}^{12} (a_0 \alpha_i + a_1 \alpha_i \theta_i + \alpha_i^2 Q_v' - \alpha_i Q_{ri}) = 0$$

On reprend le système sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{12} a_0 + a_1 \sum_{i=1}^{12} \theta_i + Q_v' \sum_{i=1}^{12} \alpha_i &= \sum_{i=1}^{12} Q_{ri} \\ \alpha_0 \sum_{i=1}^{12} \theta_i + a_1 \sum_{i=1}^{12} \theta_i^2 + Q_v' \sum_{i=1}^{12} \theta_i \alpha_i &= \sum_{i=1}^{12} \theta_i Q_{ri} \\ a_0 \sum_{i=1}^{12} \alpha_i + a_1 \sum_{i=1}^{12} \alpha_i \theta_i + Q_v' \sum_{i=1}^{12} \alpha_i^2 &= \sum_{i=1}^{12} \alpha_i Q_{ri} \end{aligned}$$

On pose : $A = \sum_{i=1}^{12} \theta_i ; \quad B = \sum_{i=1}^{12} \alpha_i ; \quad C = \sum_{i=1}^{12} \theta_i^2 ;$

$D = \sum_{i=1}^{12} \theta_i \alpha_i ; \quad E = \sum_{i=1}^{12} \alpha_i^2$

$P = \sum_{i=1}^{12} Q_{ri} ; \quad M = \sum_{i=1}^{12} \theta_i Q_{ri} ; \quad N = \sum_{i=1}^{12} \alpha_i Q_{ri}$

Le système prendra la forme :

$$\begin{aligned} 12a_0 + Aa_1 + BQ_v' &= P \\ Aa_0 + Ca_1 + DQ_v' &= M \\ Ba_0 + Ea_1 + EQ_v' &= N \end{aligned}$$

Soit la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} 12 & A & B \\ A & C & D \\ B & D & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ Q_v' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ M \\ N \end{bmatrix}$$

La méthode de Gauss consiste à triangulariser la matrice, soit rendre tous les éléments au dessous de la diagonal nuls et les éléments de la diagonale égaux à l'unité. Ensuite on procède au calcul en partant des éléments de la dernière équation.

Par cette méthode, on met l'élément a_{11} qui est le pivot de la matrice égal à l'unité en divisant toute la première ligne par l'élément a_{11} original. Ensuite on rend tous les éléments se trouvant au dessous de cet élément égaux à zéro par la soustraction ($a_{21} \times$ la première ligne – la deuxième ligne) et ainsi de suite jusqu'à la dernière ligne.

On répète la même opération avec le pivot a_{22} et ainsi de suite jusqu'au dernier pivot. La matrice une fois triangularisée, on procède au calcul des inconnus x_i à partir de la dernière ligne qui est une équation à une inconnue, soit x_n . Puis, on calcule x_{n-1} avec l'avant dernière ligne et ainsi de suite jusqu'à x_1 .

Construction de l'algorithme de la méthode de Gauss.

Données $n, a_{ij}, i = 1, n$
 $J = 1, n$
 $y_i, i = 1, n$

1^{er} balayage de la triangularisation

```

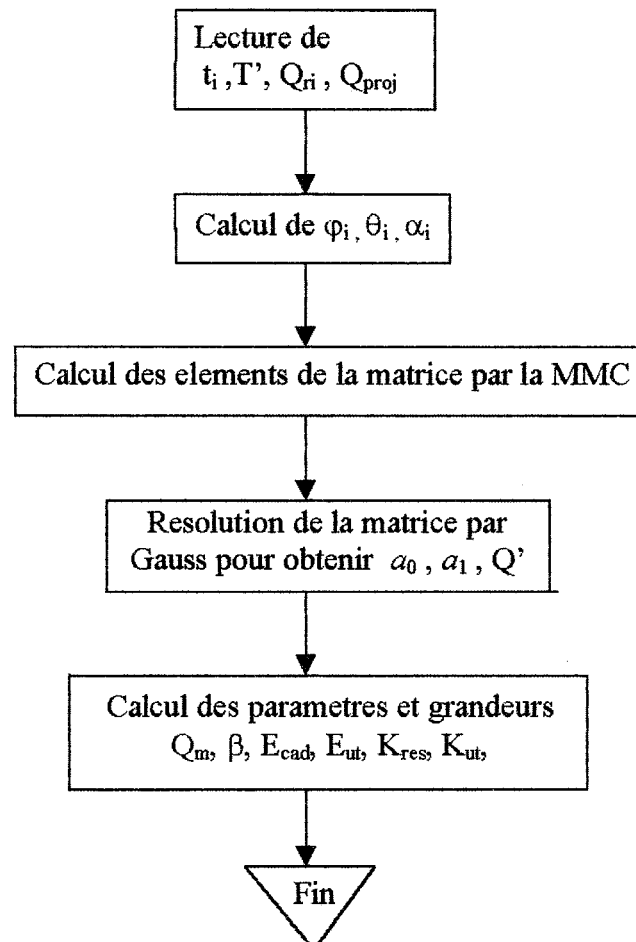
pour k = 1, n-1
  dp = 1/akk
  pour j = k, n
    akj = akj * dp
    pour j = k+1, n
      d = ajk
      pour l = k, n
        ajl = ajl - d * akl
        yj = yj - d * yk

```

2^{eme} balayage (la substitution)

$x_n = y_n / a_{nn}$
 pour $1, n-1, 1$

$$x_{n-1} = y_{n-1} - \sum_{j=n-1+1}^n a_{n-1,j} * x_j$$



```

c *****
c CARACTERISTIQUES D'EXPLOITATION DES GAZODUCS ALGERIENS
c *****

c Dimensionnements des parametres

dimension T(12),FI(12),TETA(12),ALPHA(12),QR(12),QM(12),
*util(12)
parameter(n=3)
real A(n,n),X(n),B(n)

OPEN(1,FILE='QR71.DAT')
c OPEN(2,FILE='FITALF1DAT')
c OPEN(3,FILE='MAT1.DAT')
OPEN(4,FILE='AOA1QP76.DAT')
OPEN(5,FILE='QRQMUT76.DAT')
OPEN(6,FILE='BETCAD76.DAT')

c Introduction des valeurs de T(i),QR(i),Qproj

QP=36986301.37
TT=12
do 5 i=1,12
T(i)=i
read(1,*)QR(i)
5 continue

c Calcul des parametres FI(i),TETA(i),ALPHA(i)

do 10 i=1,12
FI(i)=(2*3.14*T(i))/(2*TT)
TETA(i)=(sin(FI(i+1)-FI(i-1)))-sin(FI(i)-FI(i-1)))/(FI(i+1)-FI(i))
ALPHA(i)=(T(i+1)+T(i))/(2*TT)
10 continue

c Calcul du polynome d'approximation par la methode des moindres carres
c Calcul des coefficients du systeme d'equations etabli

c Calcul du premier membre

SA=0
SB=0
SC=0
SD=0
SE=0
do 15 i=1,12
SA=SA+TETA(i)
SB=SB+ALPHA(i)
SC=SC+TETA(i)**2
SD=SD+TETA(i)*ALPHA(i)
SE=SE+ALPHA(i)**2
15 continue

c Calcul du second membre du systeme

SP=0
SM=0
SN=0
do 20 i=1,12
SP=SP+QR(i)
SM=SM+TETA(i)*QR(i)
SN=SN+ALPHA(i)*QR(i)
20 continue

c Resolution de ce systeme d'equations par la methode de Gauss
c Definition des elements de la matrice

c Elements de la premiere ligne

A(1,1)=12
A(1,2)=SA
A(1,3)=SB

c Element de la deuxieme ligne

A(2,1)=SA
A(2,2)=SC
A(2,3)=SD

c Elements de la troisieme ligne

A(3,1)=SB
A(3,2)=SD
A(3,3)=SE

c Elements du second membre

B(1)=SP
B(2)=SM
B(3)=SN

c do i=1,n
c write(3,*)(a(i,j),j=1,n),b(i)
c enddo

```

```

c   Resolution de ce systeme d'equation par la methode de
c   triangularisation de Gauss A(i,j)*X(i)=B(i)

c   n: ordre de la matrice

      do 25 i=1,n
25    a(i,n+1)=b(i)
      do 30 k=1,n-1
        if(A(k,k).EQ.0)goto 35
        goto30
35    do 40 l=k+1,n
        if(a(l,k).NE.0)goto45
        goto 40
40    continue
45    do 55 m=1,n
        s=a(k,m)
        a(k,m)=a(l,m)
        a(l,m)=s
55    continue
30    continue

      do 65 k=1,n-1
      do 65 i=k+1,n
      do 70 j=k+1,n+1
70    a(i,j)=a(i,j)-a(i,k)/a(k,k)*a(k,j)
      do 65 l=1,k
65    a(i,l)=0
      do 80 i=1,n
80    b(i)=a(i,n+1)

c   compilation et calcul des variables

      do 90 i=n,1,-1
      y=0
      do 95 j=i+1,n
95    y=y+a(i,j)*x(j)
30    x(i)=(b(i)-y)/a(i,i)

      do k=1,n
      write (4,*)X(k)
      enddo

c   Calcul des des parametres QM,Beta,Ecad,Eut,Kres,Kut

      BETA=X(2)/X(1)
      Ecad=X(3)/X(1)
      AKres=((1+ABS(beta))/(1-ABS(beta)))**3)*1.33)-1
      AKut=1/(1+AKres)
c   AKres=((1+ABS(beta))/(1-ABS(beta)))**3)-1
c   AKut=1/(1+AKres)
      do i=1,12
      QM(i)=X(1)+X(2)*TETA(i)+X(3)*ALPHA(i)
      UTIL(i)=QM(i)/Qp
      write(5,*)i,QM(i),QM(i).UTIL(i),Qp
      enddo

      Su=0
      do i=1,12
      Su=Su+UTIL(i)
      enddo
      Eut=Su/12
      write(6,*)'Beta=',BETA,'Ecad=',Ecad,'Eut=',Eut,'Kres=',AKres,'Kut
      *=',AKut

c   do i=1,12
c   write(2,*)T(i),Fi(i),teta(i),alpha(i)
c   enddo
c   close(1)
c   close(2)
c   close(3)
c   close(4)
c   close(5)
c   close(6)
end

```

Gazoduc Hasei-Rmel Arzew 24"(GZ0)

1976 a0- 3128389.000000 Ecad- 4.633435E-01
**** a1- 573084.600000 Eut - 4.178665E-01
Q'- 1449519.000000 Kres- 2.039458
Beta- 1.831884E-01 Kut - 3.290080E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	0.000000E+00	3876146.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
2	5746010.000000	3996939.000000	5.592783E-01	1.027397E+07
3	4513810.000000	4104875.000000	4.393442E-01	1.027397E+07
4	6768800.000000	4200610.000000	6.588299E-01	1.027397E+07
5	4701300.000000	4285291.000000	4.575932E-01	1.027397E+07
6	4190130.000000	4360494.000000	4.078393E-01	1.027397E+07
7	4541870.000000	4428152.000000	4.420753E-01	1.027397E+07
8	3545730.000000	4490456.000000	3.451177E-01	1.027397E+07
9	3497600.000000	4549751.000000	3.404331E-01	1.027397E+07
10	4335100.000000	4608425.000000	4.219497E-01	1.027397E+07
11	4841640.000000	4668797.000000	4.712529E-01	1.027397E+07
12	4835800.000000	4697856.000000	4.706845E-01	1.027397E+07

1977 a0- 4765046.000000 Ecad- 9.184728E-02
**** a1- -45050.570000 Eut - 4.837811E-01
Q'- 437656.500000 Kres- 4.076293E-01
Beta- -9.454384E-03 Kut - 7.104143E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	5084800.000000	4775215.000000	4.871339E-01	1.027397E+07
2	4510600.000000	4811686.000000	4.390317E-01	1.027397E+07
3	4584900.000000	4849168.000000	4.462636E-01	1.027397E+07
4	4806130.000000	4887609.000000	4.677966E-01	1.027397E+07
5	5539160.000000	4926919.000000	5.391449E-01	1.027397E+07
6	4899800.000000	4966975.000000	4.769138E-01	1.027397E+07
7	4897600.000000	5007623.000000	4.766997E-01	1.027397E+07
8	5193520.000000	5048692.000000	5.055026E-01	1.027397E+07
9	4917580.000000	5089998.000000	4.786444E-01	1.027397E+07
10	5131680.000000	5131353.000000	4.994835E-01	1.027397E+07
11	5161870.000000	5172574.000000	5.024220E-01	1.027397E+07
12	4996600.000000	5196429.000000	4.863357E-01	1.027397E+07

1978 a0- 9643509.000000 Ecad- 7.255320E-02
**** a1- -5670494.000000 Eut - 6.048484E-01
Q'- 699667.400000 Kres- 75.165330
Beta- -5.880115E-01 Kut - 1.312933E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	5082330.000000	4124962.000000	4.946801E-01	1.027397E+07
2	4846500.000000	4183267.000000	4.717260E-01	1.027397E+07
3	2656020.000000	4368791.000000	2.585193E-01	1.027397E+07
4	2731680.000000	4675038.000000	2.658835E-01	1.027397E+07
5	5462640.000000	5090669.000000	5.316969E-01	1.027397E+07
6	7954200.000000	5608871.000000	7.742088E-01	1.027397E+07
7	5990000.000000	6184134.000000	5.830266E-01	1.027397E+07
8	6559130.000000	6821173.000000	6.384220E-01	1.027397E+07
9	7720400.000000	7487984.000000	7.514523E-01	1.027397E+07
10	7902520.000000	8160940.000000	7.691786E-01	1.027397E+07
11	8769310.000000	8817093.000000	8.535461E-01	1.027397E+07
12	8895620.000000	9056231.000000	8.658403E-01	1.027397E+07

1979 a0- 8667734.000000 Ecad- -1.857567E-01
**** a1- -454196.400000 Eut - 7.296446E-01
Q'- -1610090.000000 Kres- 8.218859E-01
Beta- -5.240082E-02 Kut - 5.488818E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	8238820.000000	8017442.000000	8.019118E-01	1.027397E+07
2	7402400.000000	7883268.000000	7.205002E-01	1.027397E+07
3	9264680.000000	7759284.000000	9.017621E-01	1.027397E+07
4	7367450.000000	7644969.000000	7.170984E-01	1.027397E+07
5	7251450.000000	7539416.000000	7.058077E-01	1.027397E+07
6	6916200.000000	7441374.000000	6.731768E-01	1.027397E+07
7	5972200.000000	7349312.000000	5.812941E-01	1.027397E+07
8	7773000.000000	7261494.000000	7.565719E-01	1.027397E+07
9	7812920.000000	7176060.000000	7.604575E-01	1.027397E+07
10	7267000.000000	7091118.000000	7.073213E-01	1.027397E+07
11	7104000.000000	7004830.000000	6.914560E-01	1.027397E+07
12	7586070.000000	7001628.000000	7.383775E-01	1.027397E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 24" (GZ0)

1980

a0= 3727732.000000 Ecad= -1.414392
a1= 1561870.000000 Eut= 1.886706E-01
Q'= -5272475.000000 Kres= 13.567210
Beta= 4.189866E-01 Kut = 6.864734E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	5276839.000000	4612780.000000	5.136123E-01	1.027397E+07
2	5311536.000000	4173407.000000	5.169894E-01	1.027397E+07
3	7056774.000000	3698994.000000	6.868593E-01	1.027397E+07
4	1583133.000000	3191329.000000	1.540916E-01	1.027397E+07
5	207677.400000	2653535.000000	2.021393E-02	1.027397E+07
6	342466.700000	2089912.000000	3.333342E-02	1.027397E+07
7	545419.400000	1505726.000000	5.308748E-02	1.027397E+07
8	455032.300000	906948.300000	4.428980E-02	1.027397E+07
9	668733.300000	699969.400000	6.509004E-02	1.027397E+07
10	849806.400000	608701.300000	8.271449E-02	1.027397E+07
11	663800.000000	552744.000000	6.460986E-02	1.027397E+07
12	299548.400000	529611.000000	2.915604E-02	1.027397E+07

1981

a0= 33886.270000 Ecad= -1.372991
a1= -475449.700000 Eut = 3.019879E-02
Q'= -46525.540000 Kres= 2.534736
Beta= -14.030750 Kut = 6.515778E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	517129.000000	441972.000000	5.033389E-02	1.027397E+07
2	529178.000000	445849.200000	5.150666E-02	1.027397E+07
3	521677.000000	439059.500000	5.077656E-02	1.027397E+07
4	389266.000000	422147.700000	3.788856E-02	1.027397E+07
5	255806.000000	396064.500000	2.489845E-02	1.027397E+07
6	249933.000000	362118.800000	2.432681E-02	1.027397E+07
7	255516.000000	321913.200000	2.487022E-02	1.027397E+07
8	264000.000000	277265.700000	2.569600E-02	1.027397E+07
9	264000.000000	230121.900000	2.569600E-02	1.027397E+07
10	264000.000000	182462.900000	2.569600E-02	1.027397E+07
11	212633.000000	136212.800000	2.069628E-02	1.027397E+07
12	0.000000E+00	67949.840000	0.000000E+00	1.027397E+07

1982

a0= 1.016891E+07 Ecad= 4.144790E-01
a1= -9842417.000000 Eut = 1.260065E-01
Q'= 4214802.000000 Kres= 230245.600000
Beta= -9.678927E-01 Kut = 4.343170E-06

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	0.000000E+00	0.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
2	0.000000E+00	0.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
3	0.000000E+00	0.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
4	0.000000E+00	85476.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
5	0.000000E+00	151470.200000	0.000000E+00	1.027397E+07
6	0.000000E+00	209783.700000	0.000000E+00	1.027397E+07
7	0.000000E+00	771119.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
8	0.000000E+00	1424408.000000	0.000000E+00	1.027397E+07
9	17133.000000	2129374.000000	1.667612E-03	1.027397E+07
10	3473903.000000	2845003.000000	3.381265E-01	1.027397E+07
11	6003233.000000	3531469.000000	5.843146E-01	1.027397E+07
12	6040774.000000	6434944.000000	5.879686E-01	1.027397E+07

1983

a0= 1093166.000000 Ecad= -1.874200
a1= 2961505.000000 Eut = 4.071940E-01
Q'= -2048812.000000 Kres= 11.221160
Beta= 2.709108 Kut = 9.783630E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	4801161.000000	4277092.000000	4.673130E-01	1.027397E+07
2	4135678.000000	4447827.000000	4.025393E-01	1.027397E+07
3	4768290.000000	4552119.000000	4.641135E-01	1.027397E+07
4	5108733.000000	4593363.000000	4.972500E-01	1.027397E+07
5	5455225.000000	4577478.000000	5.309752E-01	1.027397E+07
6	3918466.000000	4512620.000000	3.813973E-01	1.027397E+07
7	2795870.000000	4408770.000000	2.721313E-01	1.027397E+07
8	3440677.000000	4277251.000000	3.348925E-01	1.027397E+07
9	3765100.000000	4130184.000000	3.664697E-01	1.027397E+07
10	5290870.000000	3979908.000000	5.149780E-01	1.027397E+07
11	4421033.000000	3838407.000000	4.303139E-01	1.027397E+07
12	2300903.000000	3506994.000000	2.239545E-01	1.027397E+07

Gazöduc Hassi-Rmel Arzew 24" (GZ0)

1984

a0- 4514383.000000 Ecad- -4.967129E-01
a1- -1818935.000000 Eut - 2.031098E-01
Q'- -2242352.000000 Kres- 11.971830
Beta- -4.029200E-01 Kut - 7.709012E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	4565806.000000	2435839.000000	4.444051E-01	1.027397E+07
2	4705678.000000	2248977.000000	4.580193E-01	1.027397E+07
3	159354.000000	2102922.000000	1.551046E-02	1.027397E+07
4	122400.000000	1995592.000000	1.191360E-02	1.027397E+07
5	1333419.000000	1923349.000000	1.297861E-01	1.027397E+07
6	74133.000000	1881186.000000	7.215612E-03	1.027397E+07
7	1566483.000000	1862971.000000	1.524710E-01	1.027397E+07
8	3017806.000000	1861750.000000	2.937331E-01	1.027397E+07
9	2173766.000000	1870079.000000	2.115799E-01	1.027397E+07
10	3148935.000000	1880379.000000	3.064963E-01	1.027397E+07
11	2231900.000000	1885289.000000	2.172383E-01	1.027397E+07
12	1941258.000000	1892807.000000	1.889491E-01	1.027397E+07

1985

a0- 805450.300000 Ecad- 2.738384
a1- -921722.000000 Eut - 1.337239E-01
Q'- 2205632.000000 Kres- 3278.812000
Beta- -1.144356 Kut - 3.050816E-04

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	137645.000000	169914.600000	1.339745E-02	1.027397E+07
2	9857.000000	353717.200000	9.594146E-04	1.027397E+07
3	0.000000E+00	558198.800000	0.000000E+00	1.027397E+07
4	22033.000000	782303.600000	2.144545E-03	1.027397E+07
5	1651806.000000	1024188.000000	1.607758E-01	1.027397E+07
6	2161266.000000	1281316.000000	2.103632E-01	1.027397E+07
7	2677838.000000	1558578.000000	2.606429E-01	1.027397E+07
8	1817290.000000	1828452.000000	1.768829E-01	1.027397E+07
9	1992766.000000	2111166.000000	1.939625E-01	1.027397E+07
10	1614129.000000	2394878.000000	1.571085E-01	1.027397E+07
11	2358400.000000	2675859.000000	2.295509E-01	1.027397E+07
12	2043483.000000	2795941.000000	1.988990E-01	1.027397E+07

1986

a0- 4325516.000000 Ecad- -6.014165E-01
a1- -1982025.000000 Eut - 1.552622E-01
Q'- -2601437.000000 Kres- 18.498010
Beta- -4.582170E-01 Kut - 5.128729E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1512225.000000	2040852.000000	1.471899E-01	1.027397E+07
2	2530392.000000	1824066.000000	2.462915E-01	1.027397E+07
3	1421483.000000	1651747.000000	1.383577E-01	1.027397E+07
4	1672433.000000	1521624.000000	1.627835E-01	1.027397E+07
5	1282161.000000	1429734.000000	1.247970E-01	1.027397E+07
6	1158366.000000	1370621.000000	1.127476E-01	1.027397E+07
7	1379903.000000	1337604.000000	1.343106E-01	1.027397E+07
8	1175580.000000	1323104.000000	1.144231E-01	1.027397E+07
9	2062233.000000	1319011.000000	2.007240E-01	1.027397E+07
10	1395032.000000	1317065.000000	1.357831E-01	1.027397E+07
11	787333.000000	1309246.000000	7.663374E-02	1.027397E+07
12	2764774.000000	1317246.000000	2.691047E-01	1.027397E+07

1987

a0- 2660999.000000 Ecad- -1.711614E-01
a1- -210356.100000 Eut - 2.214030E-01
Q'- -455460.400000 Kres- 6.084982E-01
Beta- -7.905154E-02 Kut - 6.216979E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2308516.000000	2396103.000000	2.246955E-01	1.027397E+07
2	2994535.000000	2358148.000000	2.914681E-01	1.027397E+07
3	2180741.000000	2324912.000000	2.122588E-01	1.027397E+07
4	1989366.000000	2296155.000000	1.936316E-01	1.027397E+07
5	2272806.000000	2271455.000000	2.212198E-01	1.027397E+07
6	2367033.000000	2250234.000000	2.303912E-01	1.027397E+07
7	1940161.000000	2231783.000000	1.888423E-01	1.027397E+07
8	2061354.000000	2215297.000000	2.006384E-01	1.027397E+07
9	2254366.000000	2199916.000000	2.194249E-01	1.027397E+07
10	2140387.000000	2184762.000000	2.083310E-01	1.027397E+07
11	2493766.000000	2168985.000000	2.427265E-01	1.027397E+07
12	2293225.000000	2128505.000000	2.232072E-01	1.027397E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 24" (GZ0)

1988 a0= 3792334.000000 Ecad= 3.645051E-01
**** a1= -1831754.000000 Eut = 1.770449E-01
 Q' = 1382325.000000 Kres= 22.604940
 Beta= -4.830150E-01 Kut = 4.236401E-02

	T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1191483.000000	1808621.000000	1.159710E-01	1.027397E+07	
2	1295035.000000	1693427.000000	1.260501E-01	1.027397E+07	
3	1981290.000000	1619329.000000	1.928456E-01	1.027397E+07	
4	2556400.000000	1584228.000000	2.488229E-01	1.027397E+07	
5	2153354.000000	1584462.000000	2.095931E-01	1.027397E+07	
6	1446100.000000	1614987.000000	1.407537E-01	1.027397E+07	
7	1318677.000000	1669630.000000	1.283512E-01	1.027397E+07	
8	1193225.000000	1741386.000000	1.161406E-01	1.027397E+07	
9	1492633.000000	1822760.000000	1.452829E-01	1.027397E+07	
10	1959193.000000	1906118.000000	1.906948E-01	1.027397E+07	
11	2233866.000000	1984048.000000	2.174296E-01	1.027397E+07	
12	3006193.000000	2028454.000000	2.926028E-01	1.027397E+07	

1989 a0= 944686.600000 Ecad= -1.138228E-01
**** a1= 1503286.000000 Eut = 1.957878E-01
 Q' = -107526.900000 Kres= 85.162320
 Beta= 1.591307 Kut = 1.188180E-02

	T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2916096.000000	2444318.000000	2.838333E-01	1.027397E+07	
2	2858428.000000	2453278.000000	2.782203E-01	1.027397E+07	
3	1496741.000000	2428512.000000	1.456828E-01	1.027397E+07	
4	2001966.000000	2371742.000000	1.948580E-01	1.027397E+07	
5	1881806.000000	2285973.000000	1.831625E-01	1.027397E+07	
6	2289433.000000	2175345.000000	2.228381E-01	1.027397E+07	
7	2622258.000000	2044924.000000	2.552331E-01	1.027397E+07	
8	2727677.000000	1900458.000000	2.654939E-01	1.027397E+07	
9	1605333.000000	1748100.000000	1.562524E-01	1.027397E+07	
10	1166451.000000	1594113.000000	1.135346E-01	1.027397E+07	
11	1424200.000000	1444580.000000	1.386221E-01	1.027397E+07	
12	1147838.000000	1246885.000000	1.117229E-01	1.027397E+07	

1990 a0= 1330400.000000 Ecad= 7.883772E-01
**** a1= -682125.200000 Eut = 1.398744E-01
 Q' = 1048857.000000 Kres= 28.918980
 Beta= -5.127220E-01 Kut = 3.342360E-02

	T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1522967.000000	787139.300000	1.482355E-01	1.027397E+07	
2	197725.000000	874544.100000	1.924523E-02	1.027397E+07	
3	1686516.000000	977252.400000	1.641542E-01	1.027397E+07	
4	1612466.000000	1094483.000000	1.569467E-01	1.027397E+07	
5	791612.000000	1224872.000000	7.705023E-02	1.027397E+07	
6	889566.000000	1366541.000000	8.658442E-02	1.027397E+07	
7	849161.000000	1517191.000000	8.265167E-02	1.027397E+07	
8	947096.000000	1674213.000000	9.218401E-02	1.027397E+07	
9	1700800.000000	1834818.000000	1.655445E-01	1.027397E+07	
10	3283000.000000	1996161.000000	3.195453E-01	1.027397E+07	
11	2339566.000000	2155483.000000	2.277177E-01	1.027397E+07	
12	1424322.000000	2232100.000000	1.386340E-01	1.027397E+07	

1991 a0= 1593421.000000 Ecad= -5.441785E-01
**** a1= -25034.340000 Eut = 1.080349E-01
 Q' = -867105.400000 Kres= 4.614851E-01
 Beta= -1.571106E-02 Kut = 6.842355E-01

	T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1766774.000000	1460283.000000	1.719660E-01	1.027397E+07	
2	1393785.000000	1388024.000000	1.356617E-01	1.027397E+07	
3	1345451.000000	1316327.000000	1.309572E-01	1.027397E+07	
4	985333.000000	1245163.000000	9.590574E-02	1.027397E+07	
5	784032.000000	1174482.000000	7.631245E-02	1.027397E+07	
6	1189466.000000	1104215.000000	1.157747E-01	1.027397E+07	
7	957322.000000	1034277.000000	9.317934E-02	1.027397E+07	
8	998677.000000	964573.200000	9.720456E-02	1.027397E+07	
9	1562366.000000	895000.800000	1.520703E-01	1.027397E+07	
10	650838.000000	825455.600000	6.334823E-02	1.027397E+07	
11	633066.000000	755836.300000	6.161842E-02	1.027397E+07	
12	1052258.000000	780312.000000	1.024198E-01	1.027397E+07	

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 24" (GZ0)

1992 a0= 3669230.000000 Ecad= 1.615742E-01
**** a1= -2885076.000000 Eut = 1.376080E-01
 Q' = +592852.800000 Kres= 582.949400
 Beta= -7.862891E-01 Kut = 1.712477E-03

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1023419.000000	742858.600000	9.961278E-02	1.027397E+07
2	782250.000000	693454.200000	7.613900E-02	1.027397E+07
3	1191096.000000	708776.900000	1.159333E-01	1.027397E+07
4	725866.000000	785521.800000	7.065096E-02	1.027397E+07
5	447225.000000	917919.800000	4.352990E-02	1.027397E+07
6	542466.000000	1098028.000000	5.280002E-02	1.027397E+07
7	1132225.000000	1316122.000000	1.102032E-01	1.027397E+07
8	1675741.000000	1561170.000000	1.631055E-01	1.027397E+07
9	1890666.000000	1821366.000000	1.840248E-01	1.027397E+07
10	2122709.000000	2084687.000000	2.066103E-01	1.027397E+07
11	2759066.000000	2339460.000000	2.685491E-01	1.027397E+07
12	2672645.000000	2896013.000000	2.601374E-01	1.027397E+07

1993 a0= 3408550.000000 Ecad= -5.857095E-01
**** a1= -1540648.000000 Eut = 1.265382E-01
 Q' = -1996420.000000 Kres= 17.601230
 Beta= -4.519950E-01 Kut = 5.375989E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1459483.000000	1635871.000000	1.420563E-01	1.027397E+07
2	1246892.000000	1469503.000000	1.213641E-01	1.027397E+07
3	1579548.000000	1337699.000000	1.537427E-01	1.027397E+07
4	1449333.000000	1238695.000000	1.410684E-01	1.027397E+07
5	1224483.000000	1169411.000000	1.191830E-01	1.027397E+07
6	1092166.000000	1125603.000000	1.063042E-01	1.027397E+07
7	1393419.000000	1102081.000000	1.356261E-01	1.027397E+07
8	1020000.000000	1092952.000000	9.928000E-02	1.027397E+07
9	701533.000000	1091912.000000	6.828254E-02	1.027397E+07
10	680709.000000	1092541.000000	6.625567E-02	1.027397E+07
11	1517133.000000	1088605.000000	1.476676E-01	1.027397E+07
12	2235903.000000	1055731.000000	2.176279E-01	1.027397E+07

1994 a0= 3224909.000000 Ecad= -5.521678E-01
**** a1= -1340696.000000 Eut = 1.330269E-01
 Q' = -1780691.000000 Kres= 13.226740
 Beta= -4.157315E-01 Kut = 7.029020E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1832935.000000	1676874.000000	1.784057E-01	1.027397E+07
2	1924857.000000	1528483.000000	1.873527E-01	1.027397E+07
3	1292935.000000	1410171.000000	1.258457E-01	1.027397E+07
4	1094833.000000	1320401.000000	1.065637E-01	1.027397E+07
5	900225.000000	1256494.000000	8.762190E-02	1.027397E+07
6	1071366.000000	1214758.000000	1.042796E-01	1.027397E+07
7	1530516.000000	1190673.000000	1.489702E-01	1.027397E+07
8	1251129.000000	1179115.000000	1.217766E-01	1.027397E+07
9	939800.000000	1174595.000000	9.147386E-02	1.027397E+07
10	1045419.000000	1171528.000000	1.017541E-01	1.027397E+07
11	1537433.000000	1164489.000000	1.496435E-01	1.027397E+07
12	1979129.000000	1161999.000000	1.926352E-01	1.027397E+07

1995 a0= 1450499.000000 Ecad= -4.119962E-01
**** a1= 158686.100000 Eut = 1.202436E-01
 Q' = -597599.800000 Kres= 9.329439E-01
 Beta= 1.094011E-01 Kut = 5.173456E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1853483.000000	1532680.000000	1.804057E-01	1.027397E+07
2	1377571.000000	1482880.000000	1.340836E-01	1.027397E+07
3	1422000.000000	1429520.000000	1.384080E-01	1.027397E+07
4	1295800.000000	1372781.000000	1.261245E-01	1.027397E+07
5	1073774.000000	1312982.000000	1.045140E-01	1.027397E+07
6	1166100.000000	1250558.000000	1.135004E-01	1.027397E+07
7	1217064.000000	1186045.000000	1.184609E-01	1.027397E+07
8	1265709.000000	1120050.000000	1.231957E-01	1.027397E+07
9	1196700.000000	1053221.000000	1.164788E-01	1.027397E+07
10	852870.000000	986220.100000	8.301268E-02	1.027397E+07
11	1019800.000000	919689.600000	9.926053E-02	1.027397E+07
12	1083677.000000	903023.000000	1.054779E-01	1.027397E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 24"(GZ0)

1996

a0= 4137136.000000 Ecad= 5.977309E-01
a1= -2625948.000000 Eut = 1.015945E-01
Q' = 2472894.000000 Kres= 88.635090
Beta= -6.347259E-01 Kut = 1.115634E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	884322.000000	1231941.000000	8.607400E-02	1.027397E+07
2	1463178.000000	1025866.000000	1.424160E-01	1.027397E+07
3	982612.000000	878705.300000	9.564090E-02	1.027397E+07
4	829300.000000	787449.700000	8.071853E-02	1.027397E+07
5	1140387.000000	746848.800000	1.109977E-01	1.027397E+07
6	585166.000000	749672.600000	5.695615E-02	1.027397E+07
7	495516.000000	787070.600000	4.823022E-02	1.027397E+07
8	546548.000000	849001.700000	5.319734E-02	1.027397E+07
9	564033.000000	924720.100000	5.489921E-02	1.027397E+07
10	815032.000000	1003284.000000	7.932978E-02	1.027397E+07
11	1777866.000000	1074066.000000	1.730456E-01	1.027397E+07
12	2441387.000000	1266722.000000	2.376283E-01	1.027397E+07

1997

a0= 2639643.000000 Ecad= -9.608825E-01
a1= -1962.266000 Eut = 1.239303E-01
Q' = -2536387.000000 Kres= 3.359455E-01
Beta= -7.433832E-04 Kut = 7.485335E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2532290.000000	2320655.000000	2.464762E-01	1.027397E+07
2	2135514.000000	2109289.000000	2.078567E-01	1.027397E+07
3	1545838.000000	1897968.000000	1.504616E-01	1.027397E+07
4	2017233.000000	1686688.000000	1.963440E-01	1.027397E+07
5	1701451.000000	1475446.000000	1.656079E-01	1.027397E+07
6	1223166.000000	1264236.000000	1.190548E-01	1.027397E+07
7	870064.000000	1053053.000000	8.468623E-02	1.027397E+07
8	385161.000000	841887.500000	3.748900E-02	1.027397E+07
9	428308.000000	630732.400000	4.168786E-02	1.027397E+07
10	439096.000000	419579.700000	4.273868E-02	1.027397E+07
11	723000.000000	208421.100000	7.037200E-02	1.027397E+07
12	1277967.000000	181125.000000	1.243888E-01	1.027397E+07

1998

a0= 2946830.000000 Ecad= -4.349036E-01
a1= -1211581.000000 Eut = 1.405405E-01
Q' = -1281587.000000 Kres= 12.76249017.304110
Beta= -4.111473E-01 Kut = 7.266128E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1102806.000000	1588829.000000	1.073398E-01	1.027397E+07
2	1357071.000000	1482030.000000	1.320882E-01	1.027397E+07
3	2187709.000000	1402413.000000	2.129370E-01	1.027397E+07
4	1765033.000000	1348591.000000	1.717965E-01	1.027397E+07
5	1532967.000000	1318139.000000	1.492088E-01	1.027397E+07
6	1065266.000000	1307724.000000	1.036859E-01	1.027397E+07
7	789903.000000	1313260.000000	7.688389E-02	1.027397E+07
8	1050828.000000	1330116.000000	1.022806E-01	1.027397E+07
9	1155733.000000	1353333.000000	1.124913E-01	1.027397E+07
10	1121266.000000	1377862.000000	1.091366E-01	1.027397E+07
11	2039100.000000	1398802.000000	1.984724E-01	1.027397E+07
12	2159225.000000	1425809.000000	2.101646E-01	1.027397E+07

Gazoduc Haesi-Rmel Skikda 40" (GK1)

1976 a0= 1.358527E+07 Ecad= -7.334830E-02
**** a1= -1306077.000000 Eut = 4.829261E-01
 Q' = -996456.600000 Kres= 1.372160
 Beta= -9.613916E-02 Kut = 4.215567E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.419980E+07	1.216949E+07	5.633616E-01	2.520548E+07
2	1.044240E+07	1.208645E+07	4.142909E-01	2.520548E+07
3	1.558190E+07	1.203272E+07	6.181949E-01	2.520548E+07
4	1.414430E+07	1.200679E+07	5.611597E-01	2.520548E+07
5	3621700.000000	1.200605E+07	1.436870E-01	2.520548E+07
6	9728600.000000	1.202691E+07	3.859716E-01	2.520548E+07
7	1.462820E+07	1.206497E+07	5.803579E-01	2.520548E+07
8	1.341280E+07	1.211523E+07	5.321382E-01	2.520548E+07
9	1.430785E+07	1.217235E+07	5.676484E-01	2.520548E+07
10	1.176245E+07	1.223088E+07	4.666624E-01	2.520548E+07
11	1.227890E+07	1.228555E+07	4.871520E-01	2.520548E+07
12	1.195970E+07	1.227120E+07	4.744881E-01	2.520548E+07

1977 a0= 7179328.000000 Ecad= -2.010334E-01
**** a1= 6650314.000000 Eut = 4.310991E-01
 Q' = -1443285.000000 Kres= 23761.020000
 Beta= 9.263143E-01 Kut = 4.208396E-05

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.214600E+07	1.357360E+07	4.818793E-01	2.520548E+07
2	1.581310E+07	1.345333E+07	6.273676E-01	2.520548E+07
3	9419700.000000	1.318385E+07	3.737164E-01	2.520548E+07
4	1.442280E+07	1.277280E+07	5.722089E-01	2.520548E+07
5	1.305250E+07	1.223345E+07	5.178437E-01	2.520548E+07
6	1.567490E+07	1.158414E+07	6.218846E-01	2.520548E+07
7	1.178660E+07	1.084726E+07	4.676205E-01	2.520548E+07
8	3718900.000000	1.004825E+07	1.475433E-01	2.520548E+07
9	8120000.000000	9214325.000000	3.221522E-01	2.520548E+07
10	1.013720E+07	8373195.000000	4.021824E-01	2.520548E+07
11	8200900.000000	7551770.000000	3.253618E-01	2.520548E+07
12	7900100.000000	7056724.000000	3.134279E-01	2.520548E+07

1978 a0= 2.022651E+07 Ecad= 5.500554E-02
**** a1= -7377419.000000 Eut = 5.822629E-01
 Q' = 1112570.000000 Kres= 12.187040
 Beta= -3.647401E-01 Kut = 7.583204E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.126020E+07	1.279392E+07	4.467362E-01	2.520548E+07
2	1.554670E+07	1.270120E+07	6.167984E-01	2.520548E+07
3	1.673680E+07	1.277400E+07	6.640143E-01	2.520548E+07
4	9065400.000000	1.300386E+07	3.596599E-01	2.520548E+07
5	7768500.000000	1.337604E+07	3.082068E-01	2.520548E+07
6	1.508310E+07	1.387021E+07	5.984056E-01	2.520548E+07
7	1.762710E+07	1.446151E+07	6.993360E-01	2.520548E+07
8	1.515990E+07	1.512174E+07	6.014525E-01	2.520548E+07
9	1.580270E+07	1.582071E+07	6.269549E-01	2.520548E+07
10	1.841780E+07	1.652766E+07	7.307062E-01	2.520548E+07
11	1.546010E+07	1.721276E+07	6.133627E-01	2.520548E+07
12	1.818630E+07	1.845102E+07	7.215217E-01	2.520548E+07

1979 a0= 2.417340E+07 Ecad= -3.732486E-01
**** a1= -6560699.000000 Eut = 4.032327E-01
 Q' = -9022687.000000 Kres= 6.067004
 Beta= -2.714016E-01 Kut = 1.415027E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.804277E+07	1.655947E+07	4.878231E-01	3.698630E+07
2	1.632030E+07	1.580758E+07	4.412526E-01	3.698630E+07
3	1.510082E+07	1.520288E+07	4.082814E-01	3.698630E+07
4	1.725289E+07	1.473786E+07	4.664671E-01	3.698630E+07
5	1.629805E+07	1.439939E+07	4.406510E-01	3.698630E+07
6	6859600.000000	1.416941E+07	1.854633E-01	3.698630E+07
7	1.181460E+07	1.402582E+07	3.194318E-01	3.698630E+07
8	1.408583E+07	1.394351E+07	3.808391E-01	3.698630E+07
9	1.408525E+07	1.389566E+07	3.808234E-01	3.698630E+07
10	1.713568E+07	1.385491E+07	4.632980E-01	3.698630E+07
11	1.454472E+07	1.379472E+07	3.932461E-01	3.698630E+07
12	1.742852E+07	1.367782E+07	4.712155E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Skikda 40" (GK1)

1992 a0= 2.763508E+07 Ecad= -2.931070E-01
 **** a1= -3996194.000000 Eut = 5.567888E-01
 Q' = -8100034.000000 Kres= 2.186549
 Beta= -1.446058E-01 Kut = 3.138191E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.504580E+07	2.267183E+07	6.771643E-01	3.698630E+07
2	2.504580E+07	2.199682E+07	6.771643E-01	3.698630E+07
3	2.504580E+07	2.141148E+07	6.771643E-01	3.698630E+07
4	1.863632E+07	2.091121E+07	5.038710E-01	3.698630E+07
5	1.863632E+07	2.048802E+07	5.038710E-01	3.698630E+07
6	1.863632E+07	2.013092E+07	5.038710E-01	3.698630E+07
7	1.547888E+07	1.982644E+07	4.185031E-01	3.698630E+07
8	1.547888E+07	1.955929E+07	4.185031E-01	3.698630E+07
9	1.547888E+07	1.931312E+07	4.185031E-01	3.698630E+07
10	2.481310E+07	1.907129E+07	6.708726E-01	3.698630E+07
11	2.448187E+07	1.881761E+07	6.619172E-01	3.698630E+07
12	2.034471E+07	1.842465E+07	5.500606E-01	3.698630E+07

1993 a0= 3.153528E+07 Ecad= 1.550121E-01
 **** a1= -1.155739E+07 Eut = 5.717637E-01
 Q' = 4888351.000000 Kres= 12.347900
 Beta= -3.664908E-01 Kut = 7.491817E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.923809E+07	1.949829E+07	5.201409E-01	3.698630E+07
2	1.923809E+07	1.909092E+07	5.201409E-01	3.698630E+07
3	1.923809E+07	1.894285E+07	5.201409E-01	3.698630E+07
4	2.104696E+07	1.904084E+07	5.690473E-01	3.698630E+07
5	2.104696E+07	1.936176E+07	5.690473E-01	3.698630E+07
6	2.104696E+07	1.987381E+07	5.690473E-01	3.698630E+07
7	1.750783E+07	2.053802E+07	4.733598E-01	3.698630E+07
8	1.750783E+07	2.131021E+07	4.733598E-01	3.698630E+07
9	1.750783E+07	2.214308E+07	4.733598E-01	3.698630E+07
10	2.679681E+07	2.298848E+07	7.245063E-01	3.698630E+07
11	2.679681E+07	2.379963E+07	7.245063E-01	3.698630E+07
12	2.679681E+07	2.478112E+07	7.245063E-01	3.698630E+07

1994 a0= 3.168032E+07 Ecad= -1.302565E-01
 **** a1= -3312614.000000 Eut = 7.363832E-01
 Q' = -4126567.000000 Kres= 1.496433
 Beta= -1.045638E-01 Kut = 4.005715E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.819378E+07	2.788956E+07	7.622762E-01	3.698630E+07
2	2.819378E+07	2.754568E+07	7.622762E-01	3.698630E+07
3	2.819378E+07	2.727612E+07	7.622762E-01	3.698630E+07
4	2.688627E+07	2.707708E+07	7.269250E-01	3.698630E+07
5	2.688627E+07	2.694195E+07	7.269250E-01	3.698630E+07
6	2.688627E+07	2.686159E+07	7.269250E-01	3.698630E+07
7	2.534310E+07	2.682485E+07	6.852022E-01	3.698630E+07
8	2.534310E+07	2.681905E+07	6.852022E-01	3.698630E+07
9	2.534310E+07	2.683065E+07	6.852022E-01	3.698630E+07
10	2.852124E+07	2.684584E+07	7.711297E-01	3.698630E+07
11	2.852124E+07	2.685121E+07	7.711297E-01	3.698630E+07
12	2.852124E+07	2.682959E+07	7.711297E-01	3.698630E+07

1995 a0= 2.998213E+07 Ecad= -1.290836E-01
 **** a1= -3853863.000000 Eut = 6.843779E-01
 Q' = -3870200.000000 Kres= 1.888396
 Beta= -1.285387E-01 Kut = 3.462130E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.342155E+07	2.568832E+07	6.332493E-01	3.698630E+07
2	2.642132E+07	2.536580E+07	7.143542E-01	3.698630E+07
3	2.557439E+07	2.512975E+07	6.914557E-01	3.698630E+07
4	2.713937E+07	2.497574E+07	7.337680E-01	3.698630E+07
5	2.686642E+07	2.489607E+07	7.263884E-01	3.698630E+07
6	2.600393E+07	2.488014E+07	7.030693E-01	3.698630E+07
7	2.222529E+07	2.491494E+07	6.009060E-01	3.698630E+07
8	2.087429E+07	2.498575E+07	5.643790E-01	3.698630E+07
9	2.447067E+07	2.507680E+07	6.616143E-01	3.698630E+07
10	2.517035E+07	2.517202E+07	6.805318E-01	3.698630E+07
11	2.793153E+07	2.525582E+07	7.551859E-01	3.698630E+07
12	2.765216E+07	2.541013E+07	7.476325E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Skikda 40" (GK1)

1996 a0= 2.963875E+07 Ecad= -1.440851E-01
 **** a1= -2495665.000000 Eut = 6.939156E-01
 Q' = -4270502.000000 Kres= 1.206913
 Beta= -0.420279E-02 Kut = 4.531216E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.998264E+07	2.663765E+07	8.106419E-01	3.698630E+07
2	2.109604E+07	2.628178E+07	5.703743E-01	3.698630E+07
3	2.690413E+07	2.598189E+07	7.274079E-01	3.698630E+07
4	2.759870E+07	2.573514E+07	7.461871E-01	3.698630E+07
5	2.581906E+07	2.553653E+07	6.980710E-01	3.698630E+07
6	2.519427E+07	2.537919E+07	6.811783E-01	3.698630E+07
7	2.519564E+07	2.525470E+07	6.812156E-01	3.698630E+07
8	2.344710E+07	2.515354E+07	6.339400E-01	3.698630E+07
9	2.368977E+07	2.506547E+07	6.405011E-01	3.698630E+07
10	2.705422E+07	2.498012E+07	7.314661E-01	3.698630E+07
11	2.526430E+07	2.488736E+07	6.830719E-01	3.698630E+07
12	2.673855E+07	2.479106E+07	7.229311E-01	3.698630E+07

1997 a0= 2.622644E+07 Ecad= -4.754425E-02
 **** a1= 3663635.000000 Eut = 7.574232E-01
 Q' = -1246917.000000 Kres= 2.092098
 Beta= 1.396924E-01 Kut = 3.234050E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	3.108377E+07	2.969255E+07	8.404132E-01	3.698630E+07
2	3.179904E+07	2.958864E+07	8.597518E-01	3.698630E+07
3	3.071113E+07	2.940253E+07	8.303379E-01	3.698630E+07
4	2.732470E+07	2.913843E+07	7.387789E-01	3.698630E+07
5	2.720745E+07	2.880366E+07	7.356089E-01	3.698630E+07
6	2.477463E+07	2.840830E+07	6.698326E-01	3.698630E+07
7	2.718916E+07	2.796471E+07	7.351143E-01	3.698630E+07
8	2.737445E+07	2.748689E+07	7.401241E-01	3.698630E+07
9	2.971127E+07	2.698983E+07	8.033046E-01	3.698630E+07
10	2.785300E+07	2.648880E+07	7.530626E-01	3.698630E+07
11	2.624357E+07	2.599863E+07	7.095483E-01	3.698630E+07
12	2.489922E+07	2.520844E+07	6.732013E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (GZ1)

1976 a0= 7115374.000000 Ecad= -3.483725E-01
**** a1= 1523991.000000 Eut = 3.898771E-01
Q' = -2478801.000000 Kres= 3.906136
Beta= 2.141829E-01 Kut = 2.038264E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.074741E+07	8312163.000000	6.158249E-01	1.745205E+07
2	7365300.000000	8105617.000000	4.220305E-01	1.745205E+07
3	7871400.000000	7864859.000000	4.510300E-01	1.745205E+07
4	5582230.000000	7591656.000000	3.198609E-01	1.745205E+07
5	6905900.000000	7289055.000000	3.957070E-01	1.745205E+07
6	5791300.000000	6961252.000000	3.318406E-01	1.745205E+07
7	7507580.000000	6613384.000000	4.301832E-01	1.745205E+07
8	7324800.000000	6251278.000000	4.197099E-01	1.745205E+07
9	6535410.000000	5881171.000000	3.744780E-01	1.745205E+07
10	5459600.000000	5509412.000000	3.128342E-01	1.745205E+07
11	5082580.000000	5142169.000000	2.912310E-01	1.745205E+07
12	5476360.000000	4727830.000000	3.137946E-01	1.745205E+07

1977 a0= 1.143599E+07 Ecad= 1.768058E-01
**** a1= -6024864.000000 Eut= 3.612225E-01
Q' = 2021949.000000 Kres= 43.687400
Beta= -5.268336E-01 Kut = 2.237767E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	5117000.000000	5226901.000000	2.932033E-01	1.745205E+07
2	5252000.000000	5058405.000000	3.009388E-01	1.745205E+07
3	5204100.000000	5025078.000000	2.981941E-01	1.745205E+07
4	3348700.000000	5120018.000000	1.918800E-01	1.745205E+07
5	5411500.000000	5331178.000000	3.100781E-01	1.745205E+07
6	6754700.000000	5641970.000000	3.870433E-01	1.745205E+07
7	7412100.000000	6032087.000000	4.247122E-01	1.745205E+07
8	7034000.000000	6478492.000000	4.030471E-01	1.745205E+07
9	5365400.000000	6956530.000000	3.074366E-01	1.745205E+07
10	6961600.000000	7441096.000000	3.988986E-01	1.745205E+07
11	8221500.000000	7907810.000000	4.710907E-01	1.745205E+07
12	9566300.000000	9129340.000000	5.481475E-01	1.745205E+07

1978 a0= 2.759975E+07 Ecad= 1.660143E-02
**** a1= -1.768906E+07 Eut = 6.754190E-01
Q' = 5152891.000000 Kres= 26.506310
Beta= -4.659407E-01 Kut = 3.635529E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	8331680.000000	9336325.000000	4.774040E-01	1.745205E+07
2	1.044911E+07	9312285.000000	5.987324E-01	1.745205E+07
3	8444100.000000	9469893.000000	4.838456E-01	1.745205E+07
4	1.260180E+07	9799876.000000	7.220812E-01	1.745205E+07
5	1.316590E+07	1.028604E+07	7.544040E-01	1.745205E+07
6	6191600.000000	1.090610E+07	3.547777E-01	1.745205E+07
7	1.079400E+07	1.163276E+07	6.184945E-01	1.745205E+07
8	1.312200E+07	1.243507E+07	7.518886E-01	1.745205E+07
9	1.079400E+07	1.327988E+07	6.184945E-01	1.745205E+07
10	1.559410E+07	1.413347E+07	8.935395E-01	1.745205E+07
11	1.615620E+07	1.496307E+07	9.257478E-01	1.745205E+07
12	1.580490E+07	1.589462E+07	9.056183E-01	1.745205E+07

1979 a0= 1.693725E+07 Ecad= -4.126959E-01
**** a1= 1.491475E+07 Eut= 8.302950E-01
Q' = -6988935.000000 Kres= 5194.137000
Beta= 8.805887E-01 Kut = 1.924877E-04

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.939470E+07	3.255613E+07	7.947456E-01	3.698630E+07
2	2.960460E+07	3.313862E+07	8.004207E-01	3.698630E+07
3	3.152780E+07	3.338650E+07	8.524183E-01	3.698630E+07
4	3.458231E+07	3.331685E+07	9.350033E-01	3.698630E+07
5	3.542450E+07	3.295950E+07	9.577736E-01	3.698630E+07
6	3.559391E+07	3.235550E+07	9.623539E-01	3.698630E+07
7	3.582661E+07	3.155513E+07	9.686453E-01	3.698630E+07
8	3.323843E+07	3.061542E+07	8.986687E-01	3.698630E+07
9	3.136507E+07	2.959739E+07	8.480186E-01	3.698630E+07
10	2.318110E+07	2.856321E+07	6.267483E-01	3.698630E+07
11	2.308907E+07	2.757322E+07	6.242601E-01	3.698630E+07
12	2.568643E+07	2.589705E+07	6.944850E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (QZ1)

1980 a0= 4.736020E+07 Ecad= -7.158839E-01
**** a1= -1.309129E+07 Eut = 5.495698E-01
Q' = -3.390440E+07 Kres= 6.300819
Beta= -2.764196E-01E-01 Kut = 1.369709E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	3.498410E+07	3.017975E+07	9.458665E-01	3.698630E+07
2	3.445232E+07	2.735438E+07	9.314887E-01	3.698630E+07
3	3.567777E+07	2.482272E+07	9.646212E-01	3.698630E+07
4	1.385518E+07	2.256977E+07	3.746030E-01	3.698630E+07
5	1.170481E+07	2.056934E+07	3.164633E-01	3.698630E+07
6	1.106057E+07	1.878541E+07	2.990450E-01	3.698630E+07
7	1.189290E+07	1.717384E+07	3.215487E-01	3.698630E+07
8	1.261862E+07	1.568458E+07	3.411701E-01	3.698630E+07
9	1.786279E+07	1.426405E+07	4.829570E-01	3.698630E+07
10	1.930210E+07	1.285770E+07	5.218715E-01	3.698630E+07
11	1.758521E+07	1.141257E+07	4.754519E-01	3.698630E+07
12	2.292227E+07	1.114452E+07	6.197503E-01	3.698630E+07

1981 a0= 1.874291E+07 Ecad= 5.506077E-01
**** a1= 7585835.000000 Eut = 7.945769E-01
Q' = 1.031999E+07 Kres= 16.477980
Beta= 4.047309E-01 Kut = 5.721486E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.101006E+07	2.753247E+07	5.680499E-01	3.698630E+07
2	3.279189E+07	2.839247E+07	8.865956E-01	3.698630E+07
3	2.835452E+07	2.908228E+07	7.666221E-01	3.698630E+07
4	3.082847E+07	2.961059E+07	8.335104E-01	3.698630E+07
5	3.220090E+07	2.999257E+07	8.706171E-01	3.698630E+07
6	2.903510E+07	3.024910E+07	7.850231E-01	3.698630E+07
7	3.639142E+07	3.040576E+07	9.839162E-01	3.698630E+07
8	3.012035E+07	3.049154E+07	8.143651E-01	3.698630E+07
9	2.469893E+07	3.053750E+07	6.677859E-01	3.698630E+07
10	2.632668E+07	3.057524E+07	7.117953E-01	3.698630E+07
11	3.413883E+07	3.063545E+07	9.230129E-01	3.698630E+07
12	2.676439E+07	3.065655E+07	7.236298E-01	3.698630E+07

1982 a0= 3.986088E+07 Ecad= 1.324519E-01
**** a1= -9665867.000000 Eut = 8.254935E-01
Q' = 5279648.000000 Kres= 4.869018
Beta= -2.424901E-01 Kut = 1.703863E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.570419E+07	2.964498E+07	6.949652E-01	3.698630E+07
2	3.276296E+07	2.920501E+07	8.858135E-01	3.698630E+07
3	2.887032E+07	2.898190E+07	7.805680E-01	3.698630E+07
4	3.203600E+07	2.896456E+07	8.661585E-01	3.698630E+07
5	3.200435E+07	2.913369E+07	8.653029E-01	3.698630E+07
6	2.553900E+07	2.946265E+07	6.904989E-01	3.698630E+07
7	3.150322E+07	2.991888E+07	8.517539E-01	3.698630E+07
8	2.555887E+07	3.046541E+07	6.910362E-01	3.698630E+07
9	2.857853E+07	3.106269E+07	7.726789E-01	3.698630E+07
10	3.272274E+07	3.167045E+07	8.847260E-01	3.698630E+07
11	3.521206E+07	3.224956E+07	9.520299E-01	3.698630E+07
12	3.589116E+07	3.362366E+07	9.703907E-01	3.698630E+07

1983 a0= 3.298813E+07 Ecad= -5.425590E-01
**** a1= 6916020.000000 Eut = 7.090740E-01
Q' = -2.005894E+07 Kres= 4.482900
Beta= 2.317858E-01 Kut = 1.823852E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	3.633994E+07	3.526896E+07	9.825242E-01	3.698630E+07
2	3.582354E+07	3.389586E+07	9.685623E-01	3.698630E+07
3	3.522042E+07	3.236483E+07	9.522558E-01	3.698630E+07
4	2.944077E+07	3.068394E+07	7.959911E-01	3.698630E+07
5	2.933703E+07	2.886727E+07	7.931864E-01	3.698630E+07
6	2.819703E+07	2.693418E+07	7.623642E-01	3.698630E+07
7	2.461935E+07	2.490842E+07	6.656344E-01	3.698630E+07
8	3940322.000000	2.281689E+07	1.065346E-01	3.698630E+07
9	2.599060E+07	2.068841E+07	7.027088E-01	3.698630E+07
10	2.410616E+07	1.855229E+07	6.517591E-01	3.698630E+07
11	2.016777E+07	1.643704E+07	5.452766E-01	3.698630E+07
12	2.152932E+07	1.429416E+07	5.820891E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (GZ1)

1984 a0= 5.004488E+07 Ecad= 3.114426E-01
 **** a1= -2.209637E+07 Eut = 6.795895E-01
 Q' = 1.823183E+07 Kres= 14.775400
 Beta= -3.903494E-01 Kut = 6.338984E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.264077E+07	2.534559E+07	6.121395E-01	3.698630E+07
2	1.955886E+07	2.420189E+07	5.288135E-01	3.698630E+07
3	2.449800E+07	2.344411E+07	6.623533E-01	3.698630E+07
4	2.547020E+07	2.305255E+07	6.886387E-01	3.698630E+07
5	2.202835E+07	2.299281E+07	5.955815E-01	3.698630E+07
6	3.325537E+07	2.321752E+07	8.991266E-01	3.698630E+07
7	2.281410E+07	2.366872E+07	6.168256E-01	3.698630E+07
8	2.660248E+07	2.428062E+07	7.192523E-01	3.698630E+07
9	1.465647E+07	2.498284E+07	3.962674E-01	3.698630E+07
10	2.977835E+07	2.570369E+07	8.051185E-01	3.698630E+07
11	2.375933E+07	2.637358E+07	6.423820E-01	3.698630E+07
12	3.656374E+07	2.836213E+07	9.885752E-01	3.698630E+07

1985 a0= 3.702489E+07 Ecad= -3.654465E-01
 **** a1= -3160432.000000 Eut = 6.651174E-01
 Q' = -1.775096E+07 Kres= 8.943821E-01
 Beta= -5.888409E-02 Kut = 5.278766E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	3.572406E+07	2.886156E+07	9.658729E-01	3.698630E+07
2	3.266171E+07	2.788071E+07	8.830760E-01	3.698630E+07
3	2.389006E+07	2.694241E+07	6.459166E-01	3.698630E+07
4	2.058207E+07	2.604448E+07	5.564781E-01	3.698630E+07
5	1.925190E+07	2.518314E+07	5.205145E-01	3.698630E+07
6	2.461320E+07	2.435316E+07	6.654680E-01	3.698630E+07
7	2.572332E+07	2.354815E+07	6.954824E-01	3.698630E+07
8	2.037313E+07	2.276085E+07	5.508291E-01	3.698630E+07
9	2.088213E+07	2.198352E+07	5.645910E-01	3.698630E+07
10	2.550558E+07	2.120824E+07	6.895953E-01	3.698630E+07
11	2.332153E+07	2.042734E+07	6.305451E-01	3.698630E+07
12	2.267410E+07	2.010926E+07	6.130404E-01	3.698630E+07

1986 a0= 2.208611E+07 Ecad= -5.353047E-01
 **** a1= -1974032.000000 Eut = 3.892855E-01
 Q' = -1.182280E+07 Kres= 1.277065
 Beta= -8.937890E-02 Kut = 4.391618E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.321387E+07	1.865668E+07	6.276343E-01	3.698630E+07
2	2.261643E+07	1.767144E+07	6.114812E-01	3.698630E+07
3	1.434432E+07	1.673050E+07	3.878280E-01	3.698630E+07
4	1.279970E+07	1.583158E+07	3.460660E-01	3.698630E+07
5	1.240310E+07	1.497074E+07	3.353430E-01	3.698630E+07
6	1.140543E+07	1.414254E+07	3.083691E-01	3.698630E+07
7	1.173423E+07	1.334034E+07	3.172587E-01	3.698630E+07
8	1.181981E+07	1.255658E+07	3.195725E-01	3.698630E+07
9	1.239637E+07	1.178318E+07	3.351610E-01	3.698630E+07
10	1.323681E+07	1.101192E+07	3.578840E-01	3.698630E+07
11	1.377650E+07	1.023481E+07	3.724757E-01	3.698630E+07
12	1.303223E+07	0.954848E+07	3.523528E-01	3.698630E+07

1987 a0= 2.471381E+07 Ecad= 4.989249E-03
 **** a1= -1.290652E+07 Eut = 4.321863E-01
 Q' = 123303.400000 Kres= 42.019780
 Beta= -5.222390E-01 Kut = 2.324512E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.091316E+07	1.193866E+07	2.950596E-01	3.698630E+07
2	1.281600E+07	1.192839E+07	3.465067E-01	3.698630E+07
3	1.156813E+07	1.220767E+07	3.127680E-01	3.698630E+07
4	9532566.000000	1.276173E+07	2.577324E-01	3.698630E+07
5	1.572897E+07	1.356476E+07	4.252647E-01	3.698630E+07
6	1.587473E+07	1.458122E+07	4.292057E-01	3.698630E+07
7	1.652239E+07	1.576761E+07	4.467164E-01	3.698630E+07
8	1.650697E+07	1.707458E+07	4.462995E-01	3.698630E+07
9	2.121617E+07	1.844931E+07	5.736223E-01	3.698630E+07
10	2.029726E+07	1.983803E+07	5.487778E-01	3.698630E+07
11	1.773777E+07	2.118851E+07	4.795766E-01	3.698630E+07
12	2.310558E+07	2.251922E+07	6.247064E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (GZ1)

1988 a0= 3.718934E+07 Ecad= 2.112965E-01
 ***** a1= -1.454879E+07 Eut = 6.271374E-01
 Q' = -7857978.000000 Kres= 14.871690
 Beta= -3.912087E-01 Kut = 6.300525E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.201184E+07	2.182375E+07	5.951349E-01	3.698630E+07
2	2.295678E+07	2.116892E+07	6.206834E-01	3.698630E+07
3	2.006461E+07	2.084049E+07	5.424877E-01	3.698630E+07
4	2.165537E+07	2.082181E+07	5.854970E-01	3.698630E+07
5	2.436232E+07	2.108376E+07	6.586850E-01	3.698630E+07
6	2.044107E+07	2.158631E+07	5.526659E-01	3.698630E+07
7	1.525174E+07	2.228042E+07	4.123619E-01	3.698630E+07
8	2.195732E+07	2.311044E+07	5.936610E-01	3.698630E+07
9	2.447770E+07	2.401685E+07	6.618045E-01	3.698630E+07
10	2.844806E+07	2.493903E+07	7.691514E-01	3.698630E+07
11	2.666333E+07	2.581810E+07	7.208975E-01	3.698630E+07
12	3.005574E+07	2.785600E+07	8.126182E-01	3.698630E+07

1989 a0= 730034.000000 Ecad= -2.229161E-01
 ***** a1= 1.721778E+07 Eut = 6.532299E-01
 Q' = -1.277317E+07 Kres= 11.601590
 Beta= 3.004831E-01 Kut = 9.432546E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.996483E+07	2.434865E+07	8.101602E-01	3.698630E+07
2	2.786000E+07	2.541308E+07	7.532519E-01	3.698630E+07
3	2.290032E+07	2.609123E+07	6.191569E-01	3.698630E+07
4	2.316700E+07	2.640281E+07	6.263670E-01	3.698630E+07
5	2.545484E+07	2.638227E+07	6.882234E-01	3.698630E+07
6	2.721667E+07	2.607700E+07	7.358580E-01	3.698630E+07
7	2.229677E+07	2.554503E+07	6.028388E-01	3.698630E+07
8	2.374194E+07	2.485221E+07	6.419116E-01	3.698630E+07
9	2.297333E+07	2.406898E+07	6.211308E-01	3.698630E+07
10	2.529032E+07	2.326710E+07	6.837754E-01	3.698630E+07
11	2.658000E+07	2.251624E+07	7.186445E-01	3.698630E+07
12	1.248065E+07	2.106205E+07	3.374397E-01	3.698630E+07

1990 a0= 2.047337E+07 Ecad= -3.103408E-01
 ***** a1= -3340630.000000 Eut = 4.004645E-01
 Q' = -6353723.000000 Kres= 2.571644
 Beta= -1.631695E-01 Kut = 2.799831E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.432910E+07	1.637652E+07	3.874163E-01	3.698630E+07
2	1.496407E+07	1.584704E+07	4.045842E-01	3.698630E+07
3	1.749326E+07	1.539251E+07	4.729659E-01	3.698630E+07
4	2.146560E+07	1.500910E+07	5.803663E-01	3.698630E+07
5	1.196348E+07	1.469014E+07	3.234572E-01	3.698630E+07
6	1.465373E+07	1.442641E+07	3.961935E-01	3.698630E+07
7	8988419.000000	1.420667E+07	2.430202E-01	3.698630E+07
8	1.319829E+07	1.401814E+07	3.568427E-01	3.698630E+07
9	1.409820E+07	1.384715E+07	3.811736E-01	3.698630E+07
10	1.693342E+07	1.367978E+07	4.578295E-01	3.698630E+07
11	1.268667E+07	1.350251E+07	3.430099E-01	3.698630E+07
12	1.696616E+07	1.344443E+07	4.587147E-01	3.698630E+07

1991 a0= 1.863728E+07 Ecad= 3.445138E-03
 ***** a1= -5555014.000000 Eut = 4.021586E-01
 Q' = 64207.990000 Kres= 7.410737
 Beta= -2.980593E-01 Kut = 1.188956E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.614126E+07	1.313741E+07	4.364118E-01	3.698630E+07
2	8090821.000000	1.313206E+07	2.187518E-01	3.698630E+07
3	1.269784E+07	1.325134E+07	3.433119E-01	3.698630E+07
4	1.686190E+07	1.348888E+07	4.558958E-01	3.698630E+07
5	1.585913E+07	1.383358E+07	4.287839E-01	3.698630E+07
6	1.258887E+07	1.427014E+07	3.403656E-01	3.698630E+07
7	1.386423E+07	1.477983E+07	3.748476E-01	3.698630E+07
8	1.396977E+07	1.534143E+07	3.777013E-01	3.698630E+07
9	1.557260E+07	1.593219E+07	4.210370E-01	3.698630E+07
10	1.836252E+07	1.652898E+07	4.964680E-01	3.698630E+07
11	1.696610E+07	1.710930E+07	4.587131E-01	3.698630E+07
12	1.751726E+07	1.768714E+07	4.736148E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (GZ1)

1992 a0- 1.422437E+07 Ecad- -5.084445E-02
 **** a1- 4436779.000000 Eut - 4.545729E-01
 Q'- -723230.400000 Kres- 8.218052
 Beta- 3.119138E-01 Kut - 1.084828E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.080613E+07	1.852029E+07	5.625361E-01	3.698630E+07
2	1.790368E+07	1.846002E+07	4.840624E-01	3.698630E+07
3	1.833181E+07	1.830021E+07	4.956377E-01	3.698630E+07
4	1.541750E+07	1.804595E+07	4.168435E-01	3.698630E+07
5	1.724984E+07	1.770609E+07	4.663845E-01	3.698630E+07
6	1.828490E+07	1.729287E+07	4.943695E-01	3.698630E+07
7	1.573177E+07	1.682123E+07	4.253406E-01	3.698630E+07
8	1.846061E+07	1.630815E+07	4.991203E-01	3.698630E+07
9	1.524750E+07	1.577176E+07	4.122472E-01	3.698630E+07
10	1.558458E+07	1.523057E+07	4.213609E-01	3.698630E+07
11	1.474727E+07	1.470253E+07	3.987224E-01	3.698630E+07
12	1.399006E+07	1.439599E+07	3.782499E-01	3.698630E+07

1993 a0- 1.606131E+07 Ecad- 9.933745E-02
 **** a1- -2165006.000000 Eut - 4.181794E-01
 Q'- 1595490.000000 Kres- 2.000892
 Beta- -1.347964E-01 Kut - 3.332342E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.360335E+07	1.412036E+07	3.677944E-01	3.698630E+07
2	1.394075E+07	1.425332E+07	3.769166E-01	3.698630E+07
3	1.393000E+07	1.443485E+07	3.766259E-01	3.698630E+07
4	1.583713E+07	1.466247E+07	4.281892E-01	3.698630E+07
5	1.577929E+07	1.493186E+07	4.266253E-01	3.698630E+07
6	1.478187E+07	1.523705E+07	3.996579E-01	3.698630E+07
7	1.497297E+07	1.557074E+07	4.048247E-01	3.698630E+07
8	1.674303E+07	1.592466E+07	4.526820E-01	3.698630E+07
9	1.593353E+07	1.628994E+07	4.307956E-01	3.698630E+07
10	1.672397E+07	1.665758E+07	4.521665E-01	3.698630E+07
11	1.656970E+07	1.701879E+07	4.479956E-01	3.698630E+07
12	1.678729E+07	1.730127E+07	4.538786E-01	3.698630E+07

1994 a0- 1.637902E+07 Ecad- -4.360685E-01
 **** a1- 973998.000000 Eut - 3.928777E-01
 Q'- -7142373.000000 Kres- 3.002168
 Beta- 1.815737E-01 Kut - 2.498646E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.775910E+07	1.842640E+07	4.801534E-01	3.698630E+07
2	1.708525E+07	1.783120E+07	4.619346E-01	3.698630E+07
3	1.686039E+07	1.716928E+07	4.558550E-01	3.698630E+07
4	1.735813E+07	1.644404E+07	4.693125E-01	3.698630E+07
5	1.640658E+07	1.566144E+07	4.435853E-01	3.698630E+07
6	1.394977E+07	1.482966E+07	3.771603E-01	3.698630E+07
7	1.497013E+07	1.395871E+07	4.047479E-01	3.698630E+07
8	1.406413E+07	1.305999E+07	3.802524E-01	3.698630E+07
9	1.300447E+07	1.214565E+07	3.516023E-01	3.698630E+07
10	9008870.000000	1.122809E+07	2.435732E-01	3.698630E+07
11	1.009223E+07	1.031934E+07	2.728641E-01	3.698630E+07
12	1.381406E+07	0.969932E+07	3.734914E-01	3.698630E+07

1995 a0- 2.554304E+07 Ecad- -4.452735E-01
 **** a1- -959389.600000 Eut - 5.076987E-01
 Q'- -1.137364E+07 Kres- 6.663630E-01
 Beta- -3.755973E-02 Kut - 6.001093E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.571416E+07	2.317286E+07	6.952347E-01	3.698630E+07
2	2.587418E+07	2.222505E+07	6.995611E-01	3.698630E+07
3	2.177797E+07	2.129878E+07	5.888118E-01	3.698630E+07
4	2.139090E+07	2.039292E+07	5.783466E-01	3.698630E+07
5	1.764522E+07	1.950557E+07	4.770746E-01	3.698630E+07
6	1.119767E+07	1.863409E+07	3.027517E-01	3.698630E+07
7	1.549416E+07	1.777524E+07	4.189162E-01	3.698630E+07
8	1.670587E+07	1.692535E+07	4.516772E-01	3.698630E+07
9	1.635837E+07	1.608050E+07	4.422818E-01	3.698630E+07
10	1.713987E+07	1.523669E+07	4.634113E-01	3.698630E+07
11	1.877630E+07	1.439004E+07	5.076556E-01	3.698630E+07
12	1.726010E+07	1.369767E+07	4.666619E-01	3.698630E+07

Gazoduc Hassi-Rmel Arzew 40" (GZ1)

1996 a0= 1.898466E+07 Ecad= 1.174285E-01
**** a1= -3866228.000000 Eut = 4.755701E-01
 Q' = 2229340.000000 Kres= 3.592411
 Beta= -2.036501E-01 Kut = 2.177506E-01

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.658445E+07	1.544107E+07	4.483944E-01	3.698630E+07
2	1.671211E+07	1.562685E+07	4.518459E-01	3.698630E+07
3	1.709835E+07	1.589936E+07	4.622889E-01	3.698630E+07
4	1.399370E+07	1.625419E+07	3.783482E-01	3.698630E+07
5	1.673523E+07	1.668360E+07	4.524709E-01	3.698630E+07
6	1.769840E+07	1.717694E+07	4.785123E-01	3.698630E+07
7	1.435700E+07	1.772119E+07	3.881707E-01	3.698630E+07
8	1.559561E+07	1.830156E+07	4.216591E-01	3.698630E+07
9	2.236247E+07	1.890222E+07	6.046149E-01	3.698630E+07
10	2.134358E+07	1.950708E+07	5.770672E-01	3.698630E+07
11	2.005530E+07	2.010048E+07	5.422359E-01	3.698630E+07
12	1.853874E+07	2.066039E+07	5.012326E-01	3.698630E+07

1997 a0= 2.911831E+07 Ecad= 2.318006E-01
**** a1= -1.048770E+07 Eut = 4.987429E-01
 Q' = 6749644.000000 Kres= 11.777720
 Beta= -3.601753E-01 Kut = 7.826124E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	1.724290E+07	1.790618E+07	4.661970E-01	3.698630E+07
2	1.782400E+07	1.734371E+07	4.819082E-01	3.698630E+07
3	1.750452E+07	1.701653E+07	4.732703E-01	3.698630E+07
4	1.741813E+07	1.691264E+07	4.709347E-01	3.698630E+07
5	1.839758E+07	1.701105E+07	4.974161E-01	3.698630E+07
6	1.676650E+07	1.728289E+07	4.533165E-01	3.698630E+07
7	1.649894E+07	1.769282E+07	4.460823E-01	3.698630E+07
8	1.690771E+07	1.820073E+07	4.571343E-01	3.698630E+07
9	1.758463E+07	1.876370E+07	4.754364E-01	3.698630E+07
10	1.992994E+07	1.933804E+07	5.388464E-01	3.698630E+07
11	2.135630E+07	1.988130E+07	5.774111E-01	3.698630E+07
12	2.392874E+07	2.101028E+07	6.469622E-01	3.698630E+07

1998 a0= 4.687462E+07 Ecad= 3.394655E-01
**** a1= -2.162192E+07 Eut = 6.434463E-01
 Q' = 1.591232E+07 Kres= 25.542010
 Beta= -4.612713E-01 Kut = 3.767613E-02

T(i)	QR(i)	QM(i)	Eut(i)	Qproj
1	2.608874E+07	2.350956E+07	7.053623E-01	3.698630E+07
2	2.307054E+07	2.218354E+07	6.237590E-01	3.698630E+07
3	2.264645E+07	2.134260E+07	6.122930E-01	3.698630E+07
4	1.597790E+07	2.096199E+07	4.319951E-01	3.698630E+07
5	2.184881E+07	2.099846E+07	5.907270E-01	3.698630E+07
6	2.069453E+07	2.139250E+07	5.595189E-01	3.698630E+07
7	2.324168E+07	2.207121E+07	6.283861E-01	3.698630E+07
8	2.057294E+07	2.295193E+07	5.562313E-01	3.698630E+07
9	2.251090E+07	2.394617E+07	6.086280E-01	3.698630E+07
10	2.644942E+07	2.496384E+07	7.151140E-01	3.698630E+07
11	2.842633E+07	2.591744E+07	7.685638E-01	3.698630E+07
12	3.405616E+07	2.714520E+07	9.207777E-01	3.698630E+07

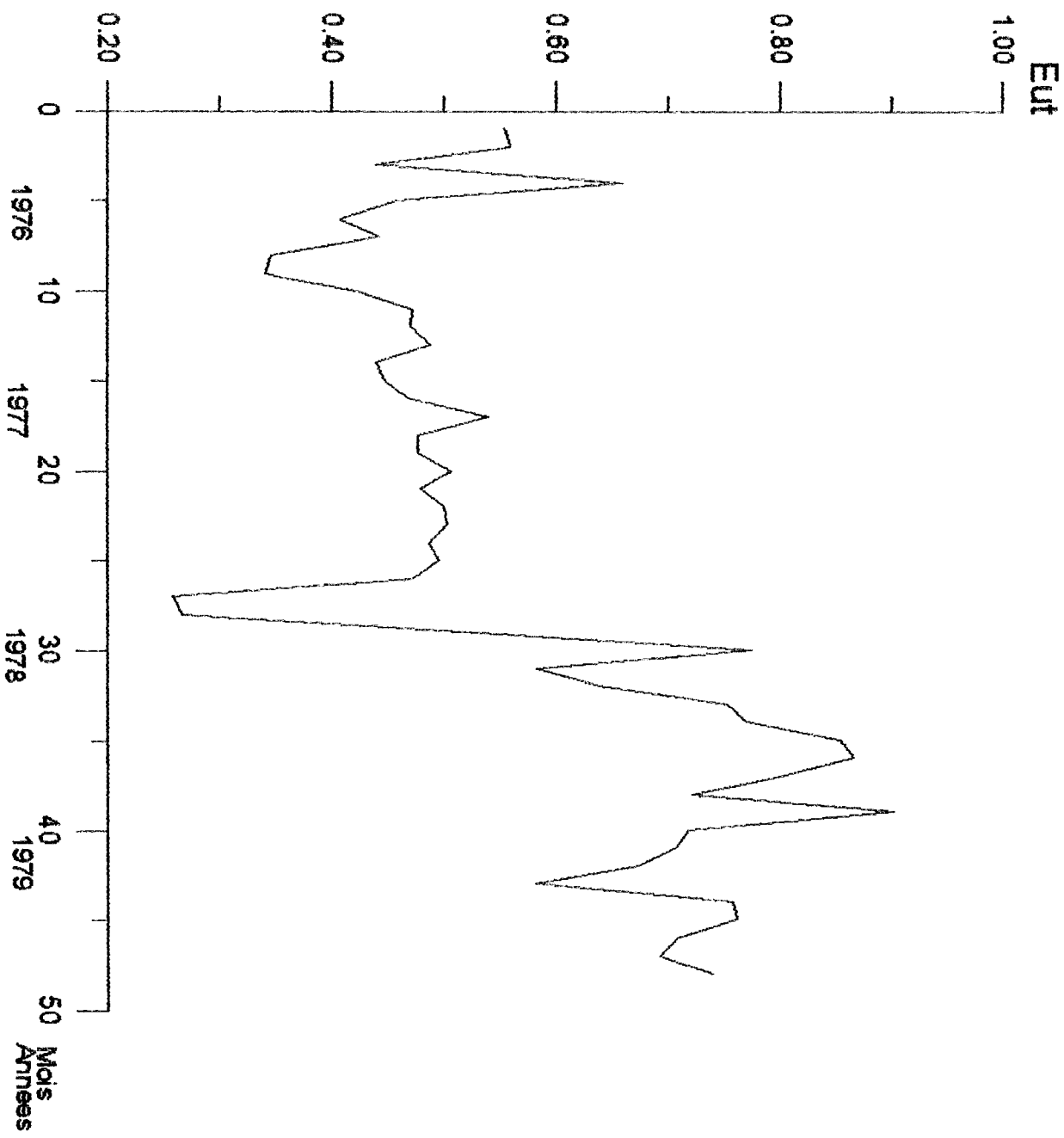
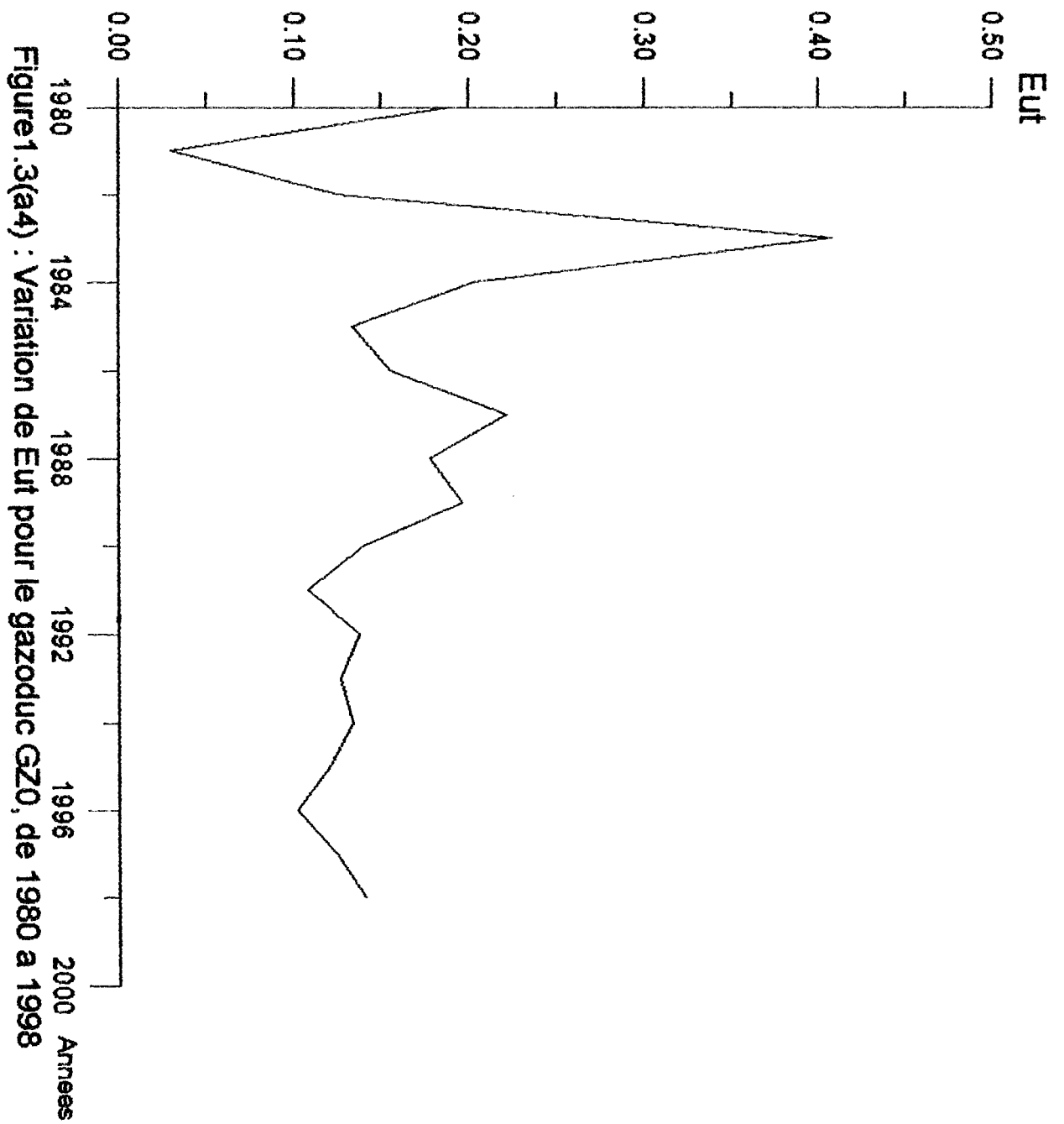


Figure 1.3 (a1) : Variation de Eut pour le gazoduc GZO, de 1976 a 1979



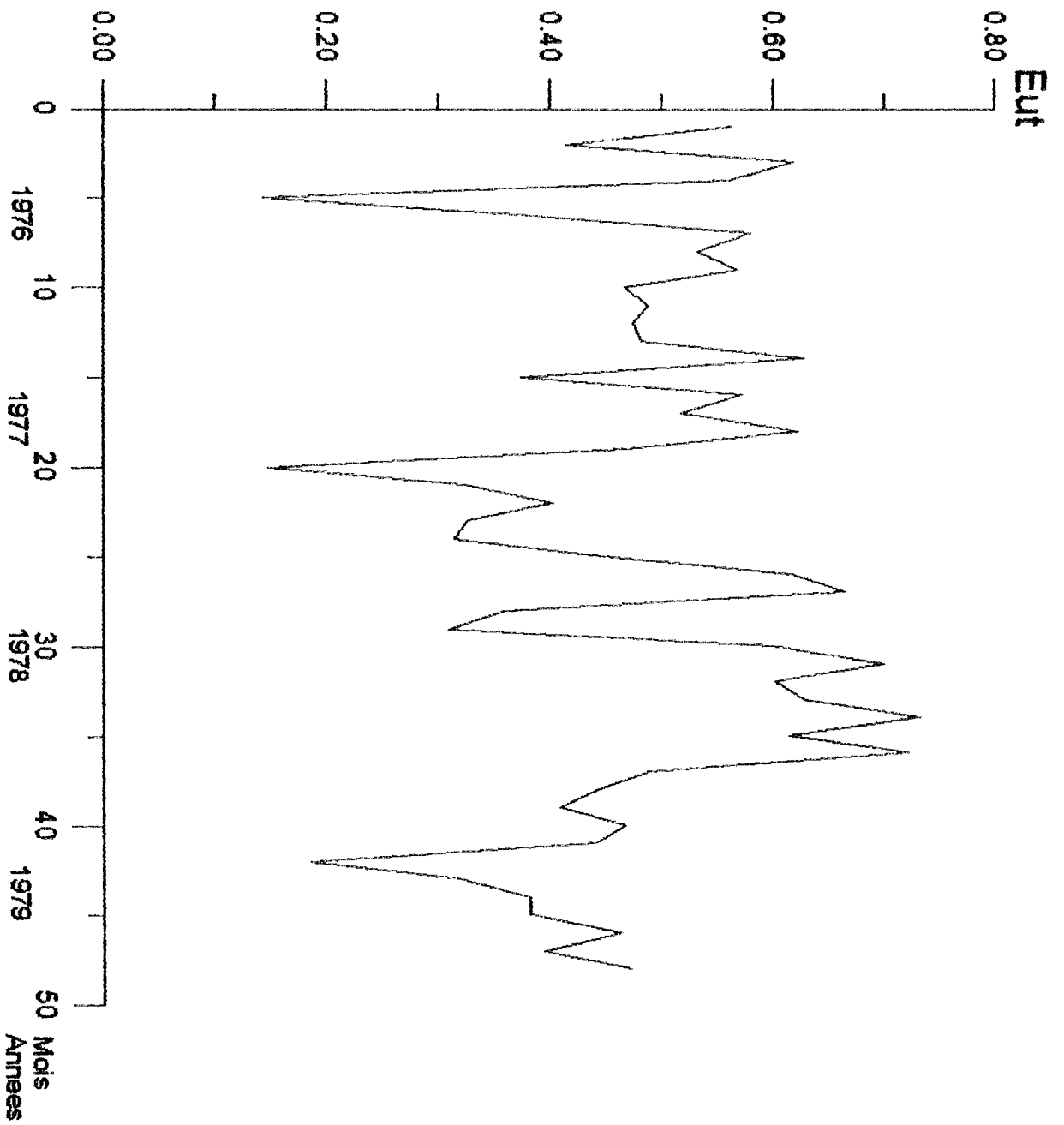


Figure 1.3(b1) : Variation de Eut pour le gazoduc GK1, de 1976 a 1979

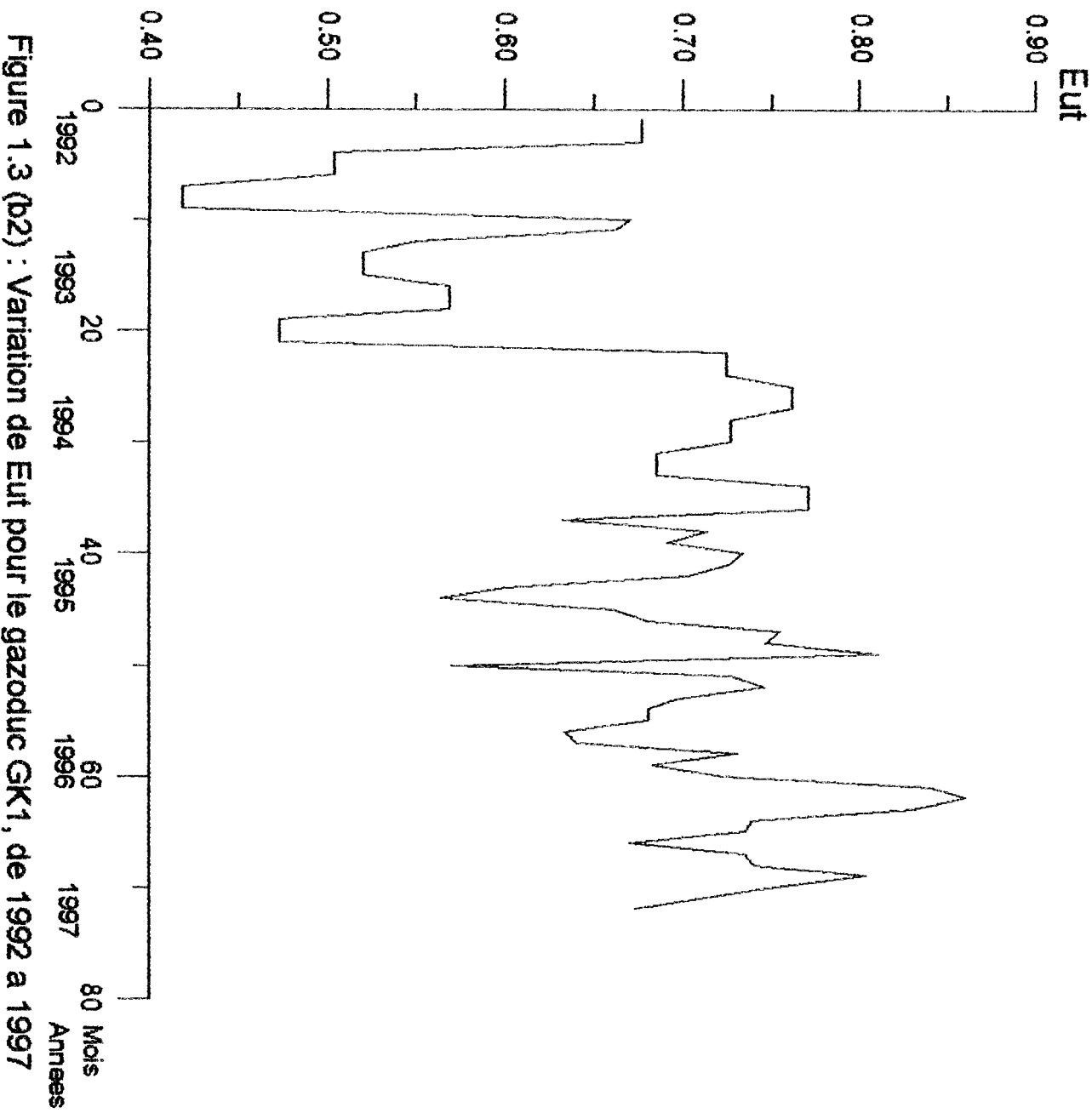


Figure 1.3 (b2) : Variation de Eut pour le gazoduc GK1, de 1992 a 1997

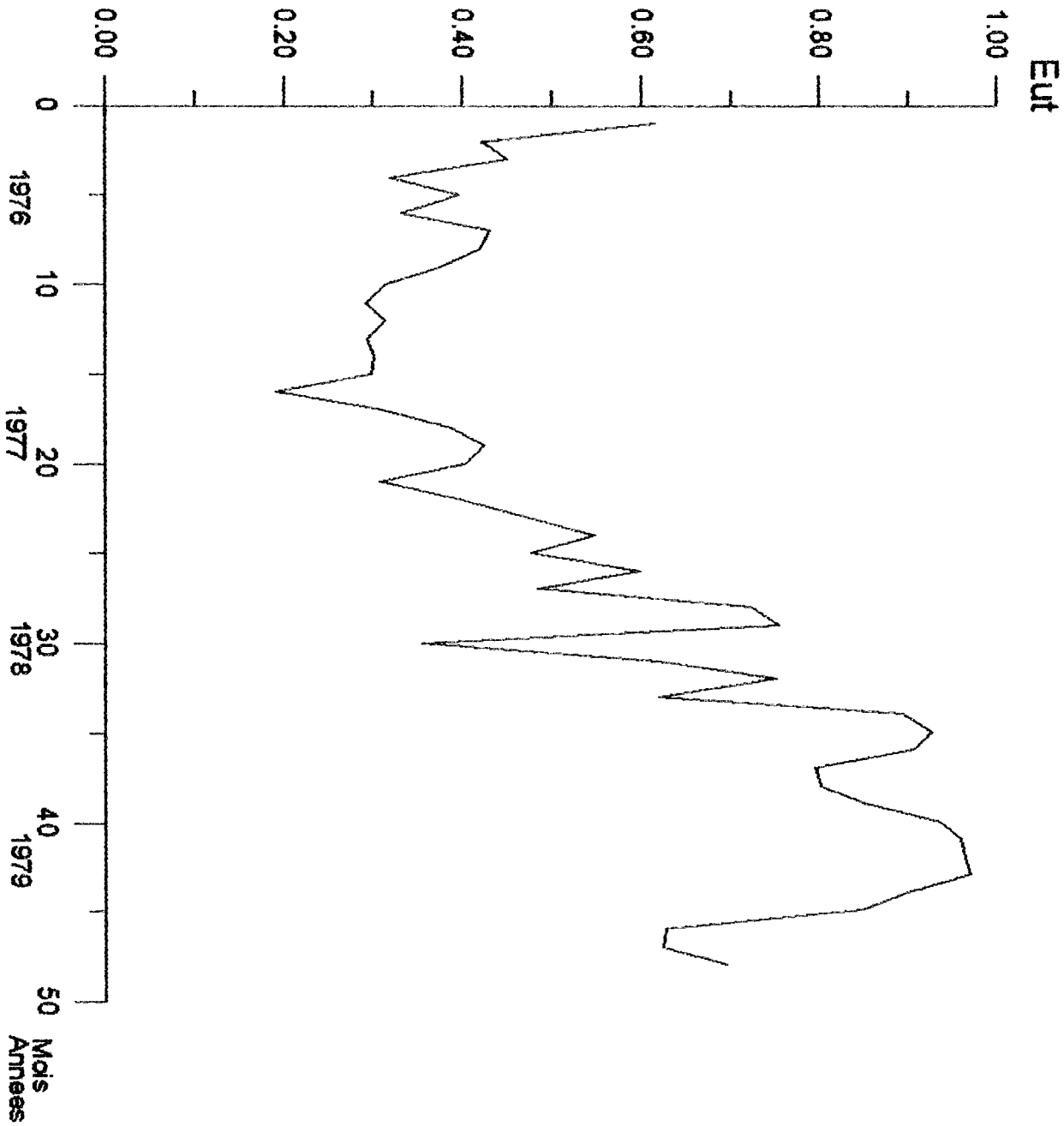


Figure 1.3 (c1) : Variation de Eut pour le gazoduc GZ1, de 1976 a 1979

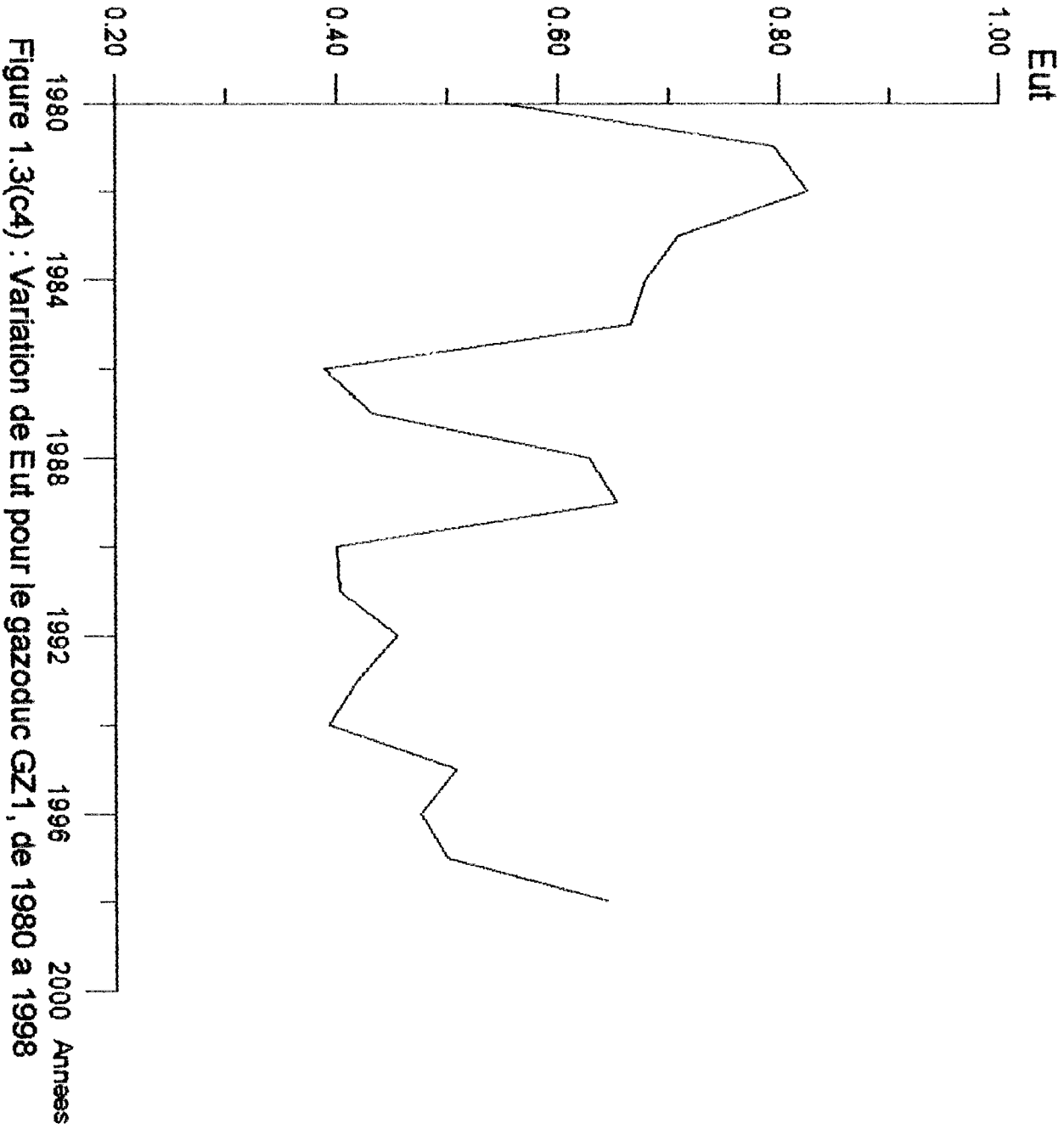


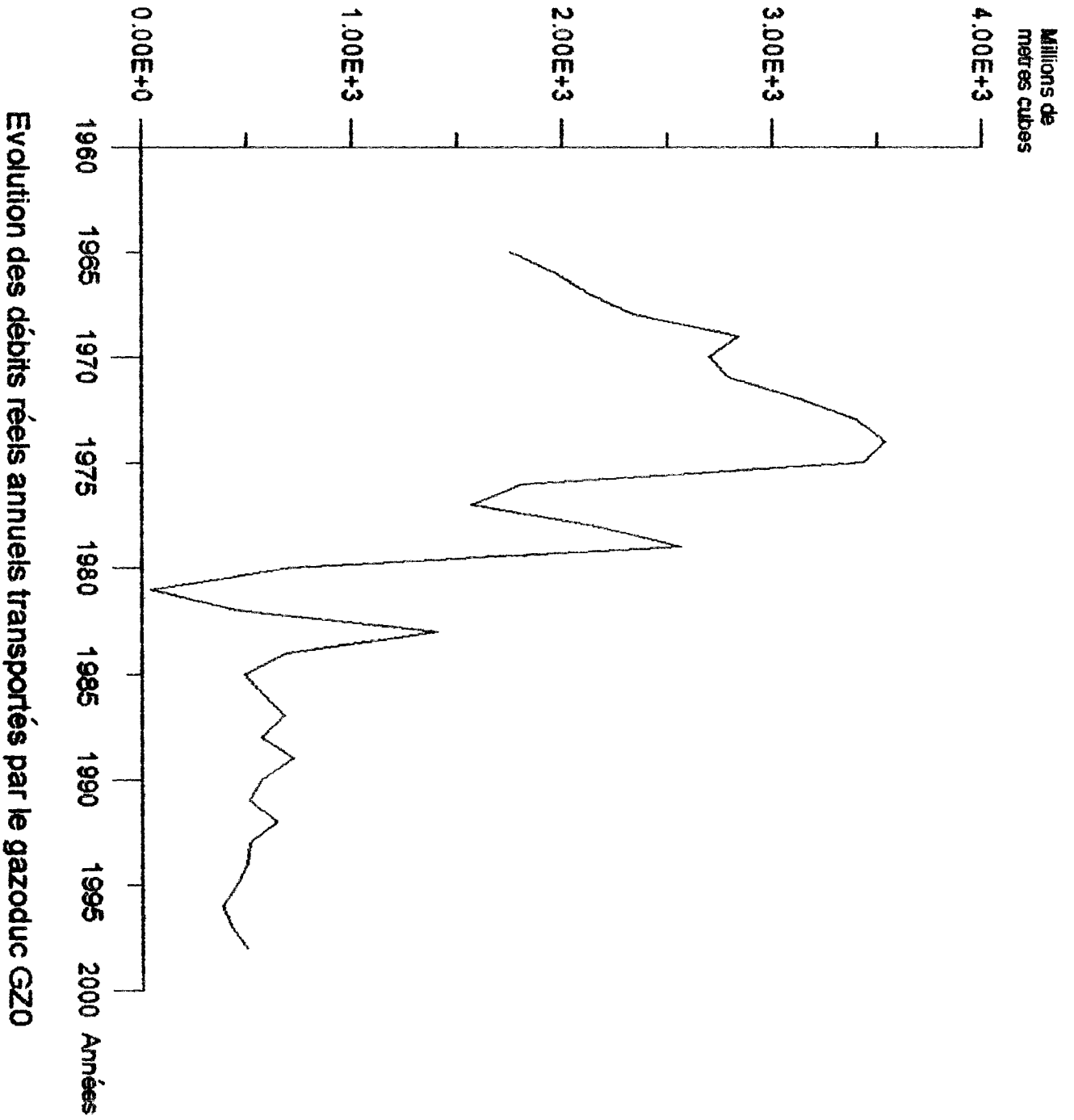
Figure 1.3(c4) : Variation de Eut pour le gazoduc GZ1, de 1980 a 1998

Annexes

Capacités réelles annuelles et moyennes mensuelles transportées de 1965 à 1998

Gazoduc	GZ0		GK1		GZ1	
	Hassi-Rmel	Arzew 24 ''	Hassi-Rmel	Skikda 40''	Hassi-Rmel	Arzew 40''
Année	Total 10 ⁶ m ³	10 ³ m ³ /mois	Total 10 ⁶ m ³	10 ³ m ³ /mois	Total 10 ⁶ m ³	10 ³ m ³ /mois
1965	1750	145 833	-	-	-	-
1966	1960	163 300	-	-	-	-
1967	2130	177 500	-	-	-	-
1968	2340	195 000	-	-	-	-
1969	2840	236 667	-	-	-	-
1970	2700	225 000	-	-	-	-
1971	2790	232 500	-	-	-	-
1972	3130	260 833	250	20 833	-	-
1973	3400	283 333	1380	115 000	-	-
1974	3540	295 000	1940	161 666	-	-
1975	3430	285 833	3240	270 000	-	-
1976	1810	150 833	4600	383 333	2100	175 000
1977	1570	130 833	4060	338 333	2310	192 500
1978	2160	180 000	5280	440 000	4980	415 000
1979	2560	213 333	5830	485 833	12190	1 015 833
1980	710	59 166	5590	465 833	7410	617 500
1981	40	3 333	6860	571 666	9000	750 000
1982	450	37 500	8220	685 000	9990	832 500
1983	1410	117 500	9540	795 000	9500	791 666
1984	690	57 500	8030	669 166	8540	711 666
1985	490	40 833	8390	699 166	8850	737 500
1986	580	48 333	8640	720 000	8740	728 333
1987	680	56 666	9720	810 000	8630	719 166
1988	570	47 500	9110	759 166	8940	745 000
1989	720	62 500	8440	703 333	850	70 833
1990	570	47 500	9050	754 166	3030	252 500
1991	510	42 500	8580	715 000	5436	453 000
1992	640	53 333	7510	625 833	3610	300 833
1993	510	42 500	7490	624 166	5648	470 666
1994	500	41 666	10010	834 166	5300	441 666
1995	450	37 500	9230	769 166	6419	534 916
1996	379	31 583	9382	781 833	6419	534 916
1997	452	37 666	-	-	5625	468 750
1998	525	43 750	-	-	8699	724 916

Annexes



Annexes

