

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

MINISTERE DE L'EDUCATION NATIONALE

Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT : **GENIE INDUSTRIEL**

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

*Contribution à l'Optimisation
de l'exploitation gazière*

Application : ligne GZ1 / GZ2

Proposé par :
SONATRACH

Etudié par :
Harkat A. Rezak
Henine Mounir

Dirigé par :
O.BELMOKHTAR

PROMOTION
JUN 1995

E.N.P 10, Avenue Hassen Badi - EL-HARRACH - ALGER

Dédicaces

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

A la mémoire de mon père ;

A ma très chère mère ;

A mes soeurs : Saliha, Leila, Fadhila et sabrina ;

A mes frères : Kamel, Mustaphat et Malou ;

A mes fidèles .

Harkat A. Rezak.

A mon père qui m'a toujours soutenu ;

A ma chère mère ;

A mes frères : Lotfi, Ahmed et Nasreddine ;

A mes soeurs : Zohra et Lamia ;

A ma belle soeur Beverly ;

A mes proches ;

A tous mes amis.

HENINE Mounir.

Remerciements

Nos vifs remerciements sont destinés à notre promotrice
Mme **O. BELMOKHTAR** pour son suivi, ses conseils et ses orientations.
Nous remercions Mr **A. FOUDI**, chefs de département flux opérationnel de la
division de transport par canalisation T. R. C, qui nous a proposé le sujet, Mr
M. LEFGOUN qui nous a encadré aidé par Mr **A. BENYOUNES**.
Aussi nous exprimons notre reconnaissance à Mr **H. BENNOUR** pour son
assistance permanente et son devouement.
Nous exprimons toute notre profonde gratitude à Mr **BADJI**, Directeur général des
ressources humaines et moyens généraux à la direction générale de transport pour l'
aide efficace qu'il nous a fourni.
Nous remercions également Mr **ZAIRI**, Directeur de l'activité "Exploitation" pour
son accueil chaleureux.
Notre reconnaissance va au même titre à tout le personnel de la bibliothèque de
l'E.N. P, qui a été d'une gentillesse et disponibilité extrême pour nous fournir toute
la documentation nécessaire.
Nous témoignons compétence à tous ceux qui, par leurs remarques et
recommandation ont prêté attention, intérêt et assistance à notre travail.
Nous n'oublierons pas de remercier les personnes sollicitées en divers lieux durant
nos stages.

Sommaire

Introduction générale et problématique 1

Chapitre I

Les réseaux de transport

- | | |
|--|---|
| 1. Généralités | 4 |
| 2. Architecture du réseau de transport | 4 |
| 3. Ouvrages annexes | 4 |
| 4. Description du réseau actuel du gaz | 5 |

Chapitre II

Etude technique et contraintes

- | | |
|----------------------------|----|
| 1. Etude technique | 9 |
| 1.1 Généralités | 9 |
| 1.2 Rappels et définitions | 10 |
| 2. Etude des contraintes | 15 |
| 2.1 Introduction | 15 |
| 2.2 Les contraintes | 19 |

Chapitre III

Développement des équations

- | | |
|---|----|
| Généralités | 21 |
| 1. Equations des pertes de charge | 21 |
| 1.1 Calcul de Z_m : Facteur de compressibilité du gaz | 23 |
| 1.2 Calcul de ν : La viscosité cinématique du gaz | 23 |
| 1.3 Calcul de k : Constante des pertes de charge | 24 |
| 2. Equations des températures | 24 |
| 3. Equations des masses volumiques | 25 |
| 4. Equation de la puissance | 30 |
| 5. Stratégie de résolution | 32 |

Chapitre IV

Modélisation et résolution de SP1

1. Position du problème	34
2. Hypothèses	34
3. Approche de résolution	36
4. Résolution	45
4.1 Généralités	45
4.2 Choix de la méthode de résolution	45
4.3 Critères de choix	45
4.4 Le choix	46
4.5 Logiciel à retenir	46
4.6 Etude du logiciel GAMS	48
4.7 Structure du modèle	49
5. Etude de cas	50
5.1 Présentation des variantes	50
5.2 Résultat de chaque variante	50
5.3 Comparaison des variantes	50

Chapitre V

Caractéristiques du modèle

1. Le modèle	52
2. Nombre de variables	54
3. Nombre de contraintes	55
4. Caractéristiques du modèle	57

Chapitre VI

Modélisation du SP2 et du SP3

I. Modélisation et résolution de SP2 : Configuration machines	65
1. Hypothèses	65
2. Contraintes du modèle	65
3. Modélisation	66
3. 1 Principes de numérotage	66
3. 2 Principe de modélisation	66
3. 3 Formules mathématiques	67
5. Méthode de résolution	69

5. 1 Algorithme de résolution	70
II Modélisation et résolution de SP3	71
1. Rôle de l'interconnexion	71
2. Hypothèses	73
3. Contraintes	73
4. modélisation	74
4. 1 Condition d'expédition	74
4. 2 La direction d'expédition	75
4. 3 Principe de modélisation	75
4. 4 Formulation mathématique	75
5. Analyse du modèle	77
6. Méthode de résolution	78
6. 1 Algorithme de résolution	78
<u>Chapitre VII</u>	
<i>Solution finale</i>	
1. Que doit permettre ce logiciel ?	79
2. Coût d'exploitation du gaz	80
3. Analyse du résultat	81
4. Suggestions et propositions	82
Conclusion	83
Bibliographie	
Annexes	

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

INTRODUCTION

GENERALE

ET

PROBLEMATIQUE

Introduction générale et problématique

L'exploitation du gaz naturel constitue l'une des principales sources de devises de l'état. Elle s'est fortement développée ces dernières années en raison de la découverte d'importants gisements (1) dans nos régions désertiques d'une part, et de l'évolution des besoins énergétiques d'autre part.

Ces besoins en gaz doivent être fournis dans de bonnes conditions d'utilisation, à tous les usagers que les installations de transport desservent, c'est pour cela que ces dernières doivent être étudiées de façon à ce qu'elles soient susceptibles de disposer pour chaque usager, à tout moment, sous une pression constante, un gaz présentant en permanence les mêmes qualités de bonne aptitude à la combustion.

La composition du gaz (2) et les qualités qui en découlent (pouvoir calorifique, densité, vitesse de propagation des flammes, degrés de pureté, ...etc) sont, à l'origine, assurées par les centres de production. Les modifications importantes qui en découlent (*) ; le maintien de la pression à une valeur suffisante et aussi constante que possible aux lieux d'utilisation, constitue le problème fondamentale à résoudre en matière de transport.

Le transport et la mise à disposition du gaz naturel nécessite la construction de gazoducs, permettant de l'acheminer depuis les zones productrices jusqu'aux centres de consommation.

Les distances parcourues atteignent parfois plusieurs centaines voire, des milliers de kilomètres, et les volumes transportés actuellement requièrent que les conduites aient des tailles de plus en plus importantes et doivent être équipées de plusieurs stations de compression.

L'étude d'optimalité d'un réseau de transport comporte deux principales parties :

- la première consiste à optimiser la structure brute du réseau, à savoir le nombre de stations de compression à implanter, les distances entre elles et le diamètre des gazoducs ce qui a été déjà réalisé.

- la deuxième a pour objet d'optimiser l'exploitation du gaz une fois le réseau installé.

Dans le cas de la société SONATRACH, un réseau constitué de 10 principaux gazoducs et de plusieurs pipes de prélèvement de gaz a été réalisé dans le but de répondre aux besoins

(1) voir annexe A : La place de notre pays dans le monde du gaz

(2) voir annexe A : Principaux constituants du gaz naturel

(*) Parmi les changements qui peuvent s'opérer au cours du transport dans la nature du gaz, il y a lieu de signaler, d'une part, la vapeur d'eau dont peut se charger un gaz sec suite de son passage dans un appareil à garde hydraulique, d'autre part, la poussière entraînée dans les conduites plus au moins oxydées.

externes(*) et internes(**) en énergie. Ces gazoducs relient les points de collecte du gaz provenant des différents gisements de production situés à Hassi R'mel et les centres de consommation situés au nord de l'Algérie (1).

La Division de Transport par Canalisation T.R.C(***) nous a proposé de faire une étude d'optimalité du réseau constitué de deux gazoducs GZ1 et GZ2 interconnectés au niveau de chaque station de compression, vu l'importance de l'énergie consommée par ces dernières lors du transport du gaz. Ces deux gazoducs de 40" de diamètre relient le terminal départ (TD) à Hassi R'mel et le terminal arrivée (TA) à Arzew, comportent cinq stations de compression situées dans des points kilométriques (PK) bien déterminés.

Actuellement, en se basant sur les demandes journalières approuvées par les clients, l'exploitant établi un programme de fonctionnement des machines (****) qui sera exécuté au niveau des stations de compression et du terminal départ. IL rencontre parfois de grands problèmes qui l'obligent, soit à démarrer avec une ou plusieurs unité(s) qui n'ont pas étaient planifiées, soit à les stopper après qu'elles étaient en fonctionnement. Ces problèmes sont dus essentiellement aux chutes imprévisibles des pressions, aux diminutions et aux augmentations des quantités de gaz transportées.

Suivant un certain débit correspondant à la demande, l'exploitant fixe des paramètres, à savoir la pression d'expédition au départ, sachant que celle-ci diminuera à cause des pertes de charge, ce qui nécessitera sa récupération pour qu'elle puisse aboutir à une pression finale dite de "contrat".

L'exploitation actuelle du gaz s'avère très onéreuse. En effet, le démarrage d'une machine coûte 150 heures de fonctionnement, le coût d'énergie est proportionnel à la puissance consommée. Cependant, il ne faut pas perdre de vu l'interconnexion qui joue un rôle primordiale dans la minimisation du coût total de transport.

Une interconnexion permet l'expédition d'un débit d'une station à une autre dans le but de saturer une machine sous exploitée.

(1) voir annexe A : Carte de transport des hydrocarbures

(*) marchés externes.

(**) marchés internes.

(***) region transport centre.

(****) Sont appelées machines: turbocompresseurs, turboalternateurs et les turbines qui contribuent à comprimer le gaz pour augmenter sa pression.

L'autre avantage de l'interconnexion concerne la souplesse de l'exploitation. Elle assure ainsi une continuité de livraison, tout en évitant l'arrêt total de l'écoulement dans le cas où il y aurait :

- un incendie dans un gazoduc ou dans une station,
- des travaux dans un tronçon de gazoduc,
- un débit arrivant à une station plus grand que celui toléré,
- la non disponibilité d'une ou de plusieurs machines.

Actuellement, les interconnexions ne sont exploitées que dans le cas où il y a des travaux ou des incendies.

Notre travail contribue à l'amélioration de l'exploitation actuelle du gaz, en trouvant une configuration optimale de fonctionnement des machines attribuées aux gazoducs GZ1 et GZ2 avec ou sans interconnexion. Le problème peut être formulé de la manière suivante :

Trouver un plan optimal de l'exploitation qui satisfait la demande et minimise le coût total de transport, tout en tenant compte d'un certain nombre de contraintes liées d'une part aux caractéristiques physiques et chimiques du gaz (pression, température et masse volumique), et d'autre part aux caractéristiques des structures (diamètre du pipe, distance entre les stations de compression,...)

Plus précisément, sachant que dans une station de compression, il existe plusieurs machines aptes à fonctionner et disposant d'une certaine puissance maximale ; sachant aussi qu'il est possible de trouver une infinité de configurations, quel est le régime de ligne qu'il faut adopter et quelles sont les machines qui seront mises en oeuvre pour le transporter avec un moindre coût et une satisfaction de la demande ?

CHAPITRE I

LES RESEAUX DE TRANSPORT

Resumé :

Dans ce chapitre, nous allons essayer de donner un aperçu général sur les réseaux de transport et leurs principales missions. Nous présenterons par la suite, le réseaux transport algérien.

Les réseaux de transport

1. Généralités :

Les ouvrages de transport ont pour vocation d'acheminer du gaz sous haute pression entre un (plusieurs) point(s) source(s) et un (plusieurs) point(s) de livraison. Sur ces artères de transport, entre les deux points d'extrémités, des prélèvements de gaz en nombre restreint peuvent être effectués dans le but d'assurer une alimentation en gaz d'une zone déterminée.

L'ensemble du réseau de transport met à la disposition de sa clientèle (clients industriels et distribution publique) du gaz provenant des gisements nationaux, dans les meilleures conditions de sécurité, de continuité et de coût.

2. Architecture du réseau :

Le réseau se compose :

- d'une ossature dite "de grand transport" qui assure une fonction d'interconnexion entre les sources d'approvisionnement et les grands pôles de consommation (gazoducs),
- d'artères et d'antennes à structures arborescentes, dont l'origine est le réseau "de grand transport", qui alimente les clients (piquages).

Les caractéristiques principales de chaque partie du réseau, issues d'un processus d'optimisation technique et économique, sont :

- la pression maximale de service (P.M.S),
- le diamètre de la conduite,
- l'espacement des stations de compression, ainsi que leurs taux de compression.

3. Ouvrages annexes :

Les réseaux de transport de gaz comprennent généralement les ouvrages annexes suivants :

- des postes de sectionnement espacés de 20 km environ qui permettent au moyen de vannes d'interrompre l'écoulement du gaz en cas d'incendie ou de réparation,
- des postes de coupure qui permettent l'introduction dans les canalisations des pistons ou des sphères de ramonage pour le nettoyage périodique sans interruption du débit gazeux,
- des postes de détente qui alimentent des réseaux de distribution ou de répartition.

Signalons enfin que le gaz transporté doit être exempt de produits corrosifs, tels que l'hydrogène sulfuré, ce qui nécessite parfois une épuration à la sortie des gisements où une décontamination peut se produire. De plus, sa teneur en eau doit être suffisamment faible pour éviter les condensations. Le méthane, et de façon générale les hydrocarbures saturés, ont en effet la propriété de former en présence de l'eau liquide des hydrates, composés solides pouvant obstruer les canalisations. Le gaz naturel devra donc subir une déshydratation poussée à l'entrée du réseau de transport.

4. Description du réseau actuel de transport du gaz :

Le réseau actuel du gaz naturel est composé de 10 gazoducs, reliant le terminal départ situé à Hassi R'mel, et les terminaux arrivées de Arzew, Skikda et Oued Isser.

Par ordre chronologique, le réseau gaz s'est constitué progressivement comme le montre le tableau suivant :

Date	symbole	Nom du pipe	Longueur (km)
1961	GZ0	HR - ARZEW	508
1971	GK1	HR - SKIKDA	573
1975	GZ1	HR - ARZEW	507
1976	GM1	GT - HMD	150
1981	GG1	HR - ISSER	436
1982	GZ2	HR - ARZEW	507
1982	GO1	HR - O.SAFSAF	549
1986	GR1	ALRAR - HR	965
1987	GO2	HR - O.SAFSAF	549
1989	GZ3	HR - ARZEW	507

Tableau du réseau de transport par canalisation (source T.R.C)

Le réseau de transport comprend un ensemble assez complexe d'éléments à savoir :

- les terminaux départ et arrivée ;
- les tronçons de conduite ou l'on distingue les conduites principales et secondaires ;
- les stations de compression ;

- les ouvrages annexes.

Afin d'alléger le réseau concerné par notre étude, nous ne considérerons que :

- les terminaux départ et arrivée ;
- les deux gazoducs GZ1 et GZ2 interconnectés ;
- et les stations de compression.

4.1 Le terminal départ :

Le terminal départ situé à Hassi R'mel assure la liaison entre les installations de production du gaz et les ouvrages de transport. Il a pour objet :

- la collecte, sur un manifold central réparti en quatre nourrices, du gaz provenant des diverses unités de traitement de Hassi R'mel et ultérieurement d'In Salah et de Hassi Messaoud

- la filtration du gaz qui contient quelques traces d'hydrocarbure liquide, ce qui nécessite une séparation pour le rendre apte au transport et à la commercialisation ;

- le comptage et l'expédition du gaz après la régulation des pressions ;

- la distribution du gaz dans les gazoducs partant de ce site vers le Nord de l'Algérie et éventuellement, vers les unités de réinjection (1).

4.2 Caractéristiques du gazoduc GZ1 40" Hassi R'mel - Arzew :

D'une longueur de 507 km, le tracé suit parfaitement la direction Sud-Est / Nord-Ouest du gazoduc GZ0 24/20" jusqu'à Relizane, puis s'infléchit vers l'Ouest jusqu'à Arzew. D'une altitude de 700 m à Hassi R'mel, la ligne culmine au Djebel Nador à 1200 m, puis chute brusquement au niveau de Tiaret / Zemmora.

12 postes de sectionnements répartis le long de la ligne selon les zones traversées servent à isoler automatiquement le gazoduc dans le cas d'une fuite importante ou d'un éclatement par exemple.

20 dispositifs de purge installés aux points bas de la ligne servent à purger les liquides qui s'accumuleraient pendant l'exploitation ou lors des passages des pistons racleurs.

(1) voir annexe A : figure n°1 et 2

4.3 Caractéristiques du gazoduc GZ2 40" Hassi R'mel - Arzew :

D'une longueur de 510 km, le tracé est parallèle à celui du gazoduc GZ1 jusqu'à El Ghomri pour changer de direction (plein Nord) pour éviter les marais de Mecta. Après avoir dépassé celles-ci, le tracé prend la direction plein Nord pour aboutir au terminal arrivée situé à 1 km au sud des unités de liquéfaction à proximité de Bethioua. Le gazoduc est équipé de 11 postes de sectionnement et de 19 dispositifs de purge.

4.4 Stations de compression :

L'écoulement du gaz dans la canalisation d'un gazoduc ne peut s'effectuer sans pertes de pression importantes. Pour maintenir le débit du gaz à la valeur spécifiée, il est nécessaire de prévoir des stations de compression pour compenser les chutes de pression le long de la canalisation. Dans le cas des gazoducs GZ1 et GZ2 de Hassi R'mel à Arzew, cinq stations de compression ont été réalisées pour que le débit soit maintenu à des valeurs bien précises.

Une station de compression comporte un ensemble de :

- turbocompresseurs ;
 - turboalternateurs ;
 - turbines à gaz ;
 - skids à gaz pour alimenter les turboalternateurs et les turbines ;
 - filtres ;
 - vannes régulatrices
- et :
- un gare racleur qui sert à nettoyer le gazoduc ;
 - une tuyauterie de liaison.

Les stations du GZ2 comprennent chacune 3 turbocompresseurs montés en parallèle pour augmenter le débit. Celles du GZ1 sont équipées de 4 turbocompresseurs, 3 de ces unités fonctionnent, le quatrième est toujours maintenu en stand-by.

L'interconnexion de ces deux gazoducs permet l'écoulement du gaz dans le GZ2, par exemple, moyennant les unités du GZ1, ce qui rend l'exploitation plus souple et plus sûre.

Les 5 stations sont installées aux points kilométriques suivants :

- SC1 PK 75 à Timzhret
- SC2 PK 145 à M'seka

- SC3 PK 226 à Mederreg
- SC4 PK 295 à Djebel Nador
- SC5 PK 307 à Kenenda.

(voir schéma ci-dessous)

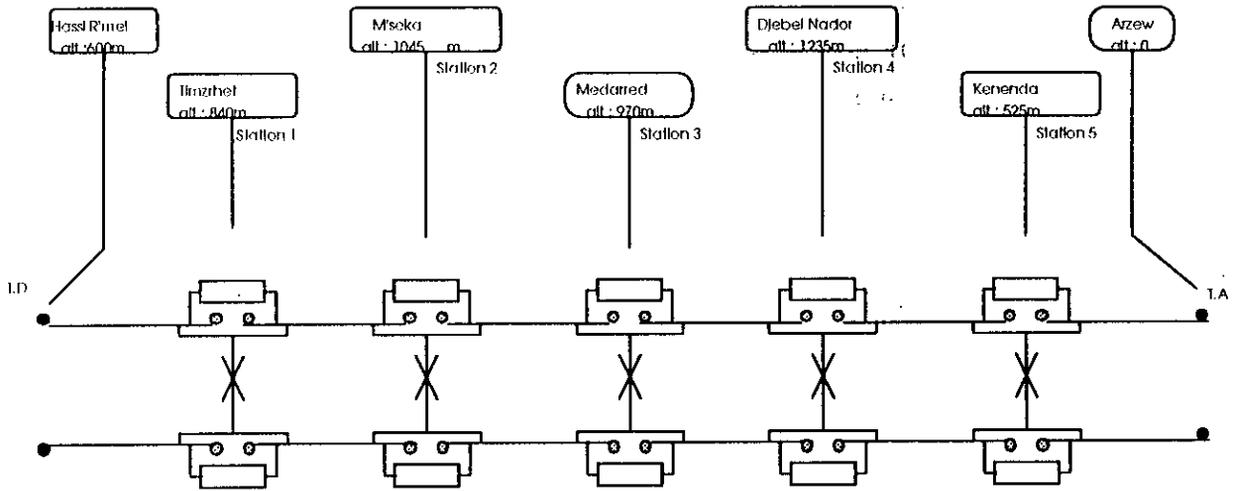


schéma descriptif du réseau GZ1/GZ2 (source T.RC)

4.5 Terminal arrivée :

Situé à proximité des unités de liquéfaction GNL1, GNL2 d'Arzew, il comprend :

- un manifold d'interconnexion des gazoducs,
- une batterie de filtration, de détente, de comptage du gaz par unité de liquéfaction de gaz,
- un centre de dispatching gaz en relation avec la direction commerciale, permet de faire fonctionner telle station avec un nombre d'unités nécessaires pour transporter un débit correspondant à la demande prévue des consommateurs.

CHAPITRE II

ETUDE TECHNIQUE ET CONSTRAINTES

Resumé :

Dans ce chapitre sont traités, pour les gaz naturel, les évolutions des caractéristiques physiques et chimiques, l'échange de chaleur et les contraintes de transport.

Etude technique et contraintes

L'étude des projets d'installation et d'exploitation du réseau de gaz nécessite l'emploi de formules rationnelles ou empiriques se rattachant à la dynamique des fluides.

Ce chapitre a pour but de rappeler les notions de mécanique et de physique dont l'application est constante dans la technique gazière, et d'en déduire par la suite les contraintes du problème. Il comporte :

- une généralité sur les grandeurs intervenant dans la technique gazière,
- un rappel thermodynamique dans lequel nous essayerons de donner quelques définitions nécessaires,

- une étude des contraintes : dans cette partie, nous étudierons chaque contrainte en donnant dans un premier temps une définition du point de vue thermodynamique, ensuite nous poserons la formule qui explique la contrainte et son développement fera l'objet du chapitre III.

Cependant, comme nous allons le voir, il y a quelques formules qui ne peuvent être prises telles quelles, car elles rendent la solution quasi impossible. Pour obtenir des résultats concrets et sûrs, nous poserons certaines hypothèses simplificatrices.

1. Etude technique

1.1 Généralités :

La technique du transport et de distribution du gaz fait appel à un nombre relativement limité de grandeurs se rapportant, soit aux caractéristiques définissant les masses de gaz à transporter, soit à celles liées aux organes destinés à véhiculer le gaz.

Parmi les principales grandeurs se rapportant au gaz, nous citons :

- la masse volumique,
- les pressions,
- les températures,
- les volumes et les débits,
- la viscosité et le facteur de compressibilité.

Les organes destinés au transport et à la distribution du gaz sont caractérisés par leurs dimensions : longueur, section,...

1.2 Rappels et définitions :

Déf n°1 : []

Fluide gaz :

Les gaz sont des fluides, c'est à dire des corps qui peuvent subir des déformations importantes sous l'action de forces relativement faibles. Ils n'ont pas de forme propre vu qu'ils présentent la propriété -qui les distingue des liquides- d'occuper la totalité de l'espace qui leur est offert.

Déf n°2 : []

Débit volumique dans les conditions de référence :

L'indication du volume occupé par un gaz n'est pas significative quant à la masse de gaz contenue dans ce volume. Elle doit être complétée par celle de la pression et de la température du gaz. Les conditions de référence sont, soit la pression de 1atm et une température de 0°C, ou bien une pression de 1atm et une température de 15°C.

Le cas de la société SONATRACH ; les condition de référence avec lesquelles elle traite avec ses clients sont : (1atm , 15°C).

Le débit volumique dans les conditions de référence est le débit exprimé en [m³ / h] sous la pression de 1atm et une température de 15°C. Ce débit est constant le long de son parcours, s'il ne subit pas un prélèvement ou une imputation.

Exemple : Q=3000.000 m³/h sous 1atm et 15°C.

Déf n°3 : []

Débit volumique réel :

C'est le débit observé et compté sous la pression et la température observées du gaz.

Déf n° 4: []

Pression :

Une force F , uniformément répartie sur une surface S , exerce sur cette surface une pression mesurée par le quotient F/S .

Déf n°5 : [1]

Masse volumique - Densité :

On appelle masse volumique (ρ), dans des conditions déterminées de pression et de température, la masse de l'unité de volume.

Déf n°6 : [1]

Viscosité ν :

Le gaz comme tous les fluides sont, lorsqu'ils s'écoulent, le siège de forces internes que l'on interprète comme des phénomènes de viscosité. Pour un gaz parfait, la viscosité aurait pour seule origine, l'agitation moléculaire. Pour les gaz réels s'ajoutent des forces intermoléculaires.

Lorsque la pression et la température varient simultanément, on peut obtenir une valeur approchée de la viscosité du gaz naturel à l'aide d'un réseau de courbes (abaque).

Déf n° 7 : [2]

Facteur de compressibilité Z :

Le facteur de compressibilité est un paramètre utile et important pour exprimer l'imperfection du gaz. Il varie d'un point à un autre selon la température et la pression. Le facteur de compressibilité est toujours égale à l'unité dans le cas des gaz parfaits. Dans le cas réel, il est proche de l'unité.

Déf n° 8 : [1]

Equation d'état des gaz :

Les gaz réels s'éloignent d'autant plus de l'état parfait, caractérisé par la relation :

$P V = R T$, qu'ils s'éloignent de leur point de liquéfaction. Plusieurs formules ont été proposées pour représenter le comportement thermodynamique des gaz réels. Nous utiliserons la formule:

$$P \times V = Z \times R \times T.$$

Déf n° 9 : [] [] []

Ecoulement permanent :

L'écoulement d'un fluide dans une conduite, de forme quelconque, est permanent lorsque la vitesse du fluide en chaque point fixé pris à l'intérieur de cette conduite est constante, donc indépendamment du temps, ce qui s'exprime par $dU/dt = 0$, u étant la vitesse du fluide en ce point.

Déf n° 10 : [] [] []

Equation de Bernoulli :

L'équation de Bernoulli représente l'évolution de l'écoulement d'un fluide non compressible et non visqueux entre deux points quelconque de la conduite. Elle s'écrit comme suit :

$$\frac{P_1}{\rho_1} + \frac{(U_1)^2}{2} + Z_1 \times g = \frac{P_2}{\rho_2} + \frac{(U_2)^2}{2} + Z_2 \times g = Cte$$

Déf n° 11 : [] [] []

Pertes de charge :

Aucune étude de transport de gaz ne peut être effectuée sans que soit connue la loi donnant la perte de charge.

La perte de charge est liée au travail résistant des forces de refoulement (viscosité du fluide, aspérité des parois) lors du transport par canalisation.

Dans le cas où le fluide est visqueux, la relation de Bernoulli n'est plus constante, et donc la charge définie par cette équation n'est plus la même, car elle diminue lorsqu'on se déplace dans le sens du mouvement, et c'est cette variation qui est appelée pertes de charge.

Généralement, on distingue deux sortes de pertes de charge : pertes singulières et pertes en ligne.

a)- Pertes de charge singulières :

Elles sont essentiellement liées à l'état des conduites et à leurs formes (conduites coudées,...). Ces pertes sont généralement négligées devant la perte en ligne.

b)- Pertes en ligne :

Considérées comme les plus importantes, les pertes en ligne sont dues essentiellement au déplacement du gaz dans une conduite. Nous distinguons deux cas possibles, selon la disposition de la conduite : conduites horizontales et conduites non horizontales.

Déf n° 12 : [15]

Formes générales de l'équation de pertes de charge :

L'application des formules théoriques s'avère inefficace car elles donnent des résultats aberrants, s'éloignant ainsi de la réalité. Plusieurs études expérimentales ont été menées afin de trouver une relation qui donne les pertes de charge entre deux points. Deux principales formules, et d'ailleurs qui ne se différencient pas beaucoup, ont été adoptées pour ce genre de calcul. La première loi a été établie par la société GAZ DE FRANCE, et la deuxième par les américains et c'est celle qui est utilisée par SONATRACH. Elle est connue sous le nom de "formule de Panhandel" que nous allons utiliser dans notre étude.

Déf n° 13: [2]

Divers modes de transformation :

a)- Transformation isotherme :

Caractérisée par une température constante au cours de la transformation, l'évolution isotherme est obtenue par échange de chaleur avec le milieu extérieur qui reçoit sous forme de chaleur l'équivalent exacte de l'énergie.

$$P \times V = Cte$$

b)- Transformation adiabatique :

Défini par la loi de Laplace $P \times V^\delta = Cte$, la transformation adiabatique est caractérisée par l'inexistence d'échange de chaleur avec le milieu extérieur.

c)- Transformation polytropique :

C'est une évolution qui se situe entre les deux premières transformations. Sa courbe est comprise entre celles de l'isothermes et l'adiabatique.

$$P \times V^k = Cte$$

En pratique la compression ou la détente n'est jamais parfaitement isotherme ni parfaitement adiabatique de sorte que la courbe représentant la transformation réelle est comprise soit entre les courbes isotherme et adiabatique, soit au-dessus de la courbe adiabatique (tout dépend du type de compression).

Déf n°14 : [1]

La puissance :

C'est la puissance fournie par les stations de compression au débit Q du gaz pour élever sa pression de P1 à P2. Cette puissance varie selon le débit Q du gaz et le rapport de compression.

Déf n° 15 : [3]

Transfert de chaleur :

Le transfert de chaleur peut être défini comme la transmission de l'énergie d'une région à une autre sous l'influence d'une différence de température. Il existe trois modes de transmission de chaleur : conduction , rayonnement et convection.

1. Conduction :

La conduction est un phénomène au moyen duquel la chaleur s'écoule à l'intérieur d'un milieu (solide, liquide ou gaz) d'une région à haute température vers une autre à basse température.

2. Rayonnement :

Le rayonnement est le mécanisme par lequel la chaleur se transmet d'un corps à haute température vers un autre à basse température, lorsque ces corps sont séparés dans l'espace ou lorsqu'il existe un vide entre eux.

3. Convection :

La convection est un mode de transfert d'énergie par l'action combinée de la conduction, de l'accumulation de l'énergie et du mouvement du milieu. Elle est le mécanisme le plus important de transfert d'énergie entre une surface solide et un liquide ou un gaz.

2. Etude des contraintes

2.1 Introduction :

Nous rappelons que notre travail consiste à calculer un régime de ligne et à trouver une configuration optimale de fonctionnement des stations de compression, minimisant ainsi le coût total de l'exploitation, à savoir le coût de la puissance consommée, et des redémarrages fréquents des compresseurs.

Après avoir présenté un rappel des notions thermodynamiques, nous entamons dans cette partie l'étude des contraintes que nous rencontrons dans les problèmes de transport par canalisation.

2.2 Les contraintes :

Contrainte n° 1 : Pertes de charge

Lors de son transport dans une canalisation, le gaz est exposé à la chute de sa charge, en occurrence sa pression. L'exploitant expédie le gaz avec une certaine pression qui diminuera le long du parcours. Si la pression atteint une certaine valeur minimale limite, les postes de sectionnement s'actionnent automatiquement, fermant le tronçon de gazoduc en aval et en amont de cette chute, et provoque un déclenchement des vannes pour l'échappement du gaz car cela sous entend qu'il y a soit une fuite par le biais d'un éclatement, ou bien un incendie.

Les pertes de charge sont en fonction du débit transporté, c'est pourquoi il est exigé à tout moment de suivre l'évolution de la pression tout au long du réseau de transport en la calculant à des points bien précis et voire par la suite s'il y a lieu de l'augmenter au moyen d'une compression.

Contrainte n° 2 : Pression maximale de service

C'est la pression maximale que peuvent supporter les pipes et les ouvrages existants. En effet, la pression d'expédition de départ et de refoulement d'une station ne doit pas entraîner le dépassement du régime des pressions maximales, qui sont admissibles en service pour les tubes situés en aval et en amont d'une part, et pour les accessoires des conduites d'autre part.

En général, la PMS est de l'ordre de 67.7 bars .

Mathématiquement, pour toute pression P dans les ouvrages on a : $P \leq PMS$.

Contrainte n° 3 : Pression minimale de service

C'est la pression minimale tolérée que peut atteindre le gaz. Si c'est le cas, les vannes d'échappement du gaz installées le long du gazoduc s'ouvrent automatiquement et entraînent donc permettent un arrêt total de l'écoulement.

En général, la Pmin est de l'ordre de 38-42 bars.

Mathématiquement, pour toute pression P , $P \geq Pmin$.

Contrainte n° 4 : La température max et la température min de service

La température maximale de service est de l'ordre de 80°C , donc pour toute température T dans les ouvrages, on a : $T \leq 80^{\circ}\text{C}$.

La température minimale de service est de l'ordre de 40°C , donc $T \geq 40^{\circ}\text{C}$.

La variation de la température le long du tronçon et au niveau des stations rend le problème un peu plus complexe. En outre, la température de refoulement (qui est la plus considérable) ne doit pas dépasser la température maximale car un déplacement de celle-ci entraînera la fusion de l'enrobage des pipes, et la température d'aspiration (qui est la plus petite) ne doit pas être en dessous de la température minimale afin d'éviter la formation de vapeur et des gouttes.

La variation de la température au niveau d'un tronçon est due au transfert de chaleur entre le gaz et le milieu extérieur, par convection entre le gaz et la paroi interne, par conduction entre la paroi interne et externe du pipe et finalement par convection entre la paroi externe et celle du sol.

Contrainte n°5 : La masse volumique

La qualité du gaz dépend étroitement de la masse volumique qui est un paramètre très sensible à la variation de la pression et de la température. Il existe deux niveaux où la masse volumique peut présenter des variations considérables : au niveau d'une station de compression et au niveau du gazoduc.

La masse volumique doit être comprise entre deux valeurs le long de la canalisation jusqu'à la terminale arrivée. Cette fourchette est essentiellement due aux exigences du client. Donc $\rho_{\min} \leq \rho \leq \rho_{\max}$.

a)- Au niveau d'une station de compression :

A l'entrée de la station, le gaz subit une évolution thermodynamique polytropique caractérisée par la relation suivante :

$$P \times V^n = \text{Cte} \quad \text{tels que :}$$

P : la pression du gaz

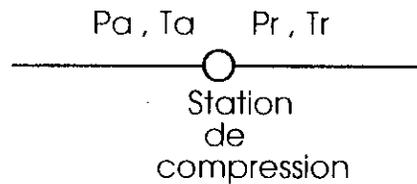
V : le volume du gaz

n : exposant polytropique =

$$\frac{1}{1 - (\delta - 1) / \delta \cdot E}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta = C_p / C_v \cong 1.3 \\ E = 0.8 \text{ rendement du compresseur.} \end{array} \right.$$

Considérons le schéma suivant :



P_a : pression d'aspiration

T_a ; température d'aspiration

P_r : pression de refoulement

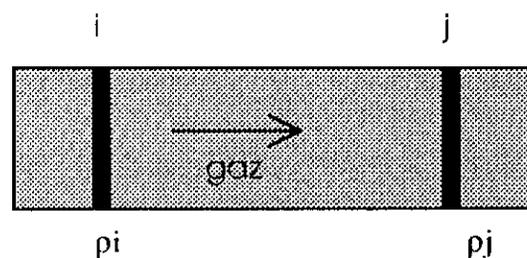
T_r : température de refoulement

Un flux Q qui entre dans la station avec une pression et une température, subit une transformation et sort avec une autre pression et une autre température, donc sa masse volumique à l'entrée et à la sortie sont différentes, d'où la nécessité de trouver une relation entre elles (voir chapitre III).

b)- Au niveau des stations de compression :

Sortant d'une station, le gaz continue son parcours jusqu'à la station suivante, subit une variation au niveau de la masse volumique, d'où la nécessité d'une relation qui explique le phénomène.

Considérons la figure suivante :



ρ_i, ρ_j : masses volumiques aux points i, j

$$\rho_i \neq \rho_j$$

Dans ce cas nous utiliserons l'équation d'état : $P \times V = Z \times R \times T$ pour développer la relation.

Contrainte n°6 : La demande

Le but de l'exploitation du gaz est de satisfaire les demandes des clients qui sont classés sous deux catégories :

- 1)- Les GNL "gaz naturel liquéfié" : ce sont les centres de liquéfaction de gaz destinés à l'exportation, et les usines situés à proximité des GNL.
- 2)- SONEGAS : reste le principal client potentiel qui par son biais, l'énergie est livrée au consommateurs nationaux dont les petits industriels.

Contrainte n°7 : Capacité Gazoduc

La capacité du gazoduc étant en fait une contrainte qui nous limite la satisfaction du client.

Contrainte n°9 : La capacité machine

Le flux affecté à chaque machine ne doit pas dépasser sa capacité.

Remarque :

Les contraintes 7 et 8 forment une seule contrainte car lors de la construction des installations, les conduites et les stations de compression ont été calculées pour un flux maximal, toléré par ces dernières.

Fonction objective :

La fonction que nous voulons minimiser est composée de deux termes. Le premier est un coût proportionnel à l'énergie consommée par une station. Le deuxième est relatif au nombre de machines démarrées. La fonction objective s'écrit comme suit:

$$Z = C_e \times \sum_{i=1}^n \text{puis}(i) + C_f \times \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m U[i,j]$$

où :

$P_{i,j}$: la puissance consommée par la station i .

C_e : coût par unité de puissance.

C_f : le coût fixe correspondant au démarrage d'une machine.

$U_{i,j}$: est une variable binaire qui prend la valeur 1 si la machine j de la station i fonctionne et la valeur 0 si non.

CHAPITRE III

DEVELOPPEMENT DES EQUATIONS

Resumé :

Après avoir présenter toutes les contraintes qu'on peut rencontrer lors de notre étude, voici dans le présent chapitre, leurs developpements mathématique.

Développement des équations

Au cours de ces dernières années, les exploitations gazières ont été amenées à distribuer le gaz de nature très variables selon les circonstances et les conditions de la production. Il serait donc approprié pour l'étude des projets d'installation, de transport ou de distribution d'adopter pour les caractéristiques du gaz des constantes tels que le facteur de compressibilité, la viscosité...vu que leurs domaines de variation sont minimes. Cela nous permet d'une part de restreindre le nombre de variables et d'autre part d'avoir des résultats concrets se rapprochant du cas réel de l'exploitation.

Dans ce chapitre nous allons poser toutes les équations nécessaires à la formulation du problème tout en fixant certaines variables et en posant des hypothèses simplificatrices.

1. Equations des pertes de charge : [1]

La formule de Panhandel, qui est la plus proche de la réalité a été développé plusieurs fois. La direction de la production et du transport du Gaz de France a mis la formule sous la forme suivante :

$$P_a^2 - P_b^2 = 22100 \times \sigma \times L \times \frac{Q^{1.96}}{Q^{4.96}}$$

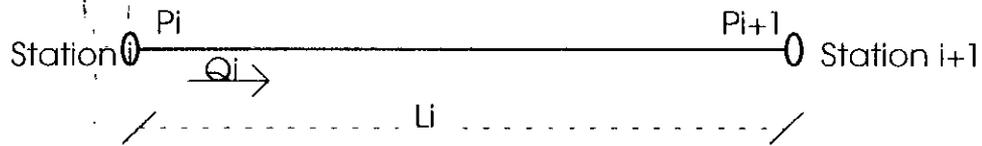
peut être approximée par :

$$P_a^2 - P_b^2 = 22100 \times \sigma \times L \times \frac{Q^2}{D^5}$$

où σ peut être considéré comme une densité fictive égale à la densité réelle du gaz corrigée de facteurs relatifs à la viscosité ν , à la compressibilité (Z_m = facteur de compressibilité moyen), et au coefficient d'écoulement E .

Le développement de son calcul sera mis dans l'annexe B avec ceux du facteur de compressibilité Z_m , et la viscosité ν .

Pour les conduites horizontales, entre deux extrémités i et $i+1$ l'équation des pertes de charge est donnée par la formule :

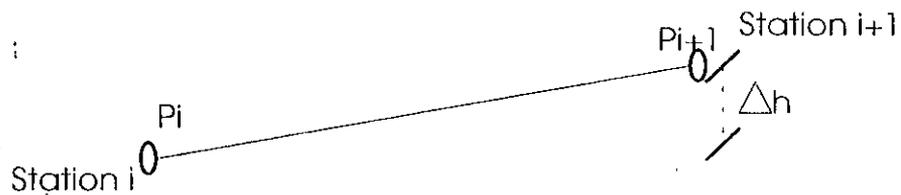


$$P(i)^2 - P(i+1)^2 = k \times L(i) \times \frac{Q(i)^2}{D^5}$$

tels que :

- P(i), P(i+1) : pressions de part et d'autre du tronçon
- L(i) : longueur du tronçon i
- Q(i) : débit massique dans le tronçon i
- D : diamètre
- k : constante dépendante de σ

Dans le cas des installations de transport du gaz à grande distance, les conduites épousent la forme des aires traversées, ce qui fait que réellement, deux extrémités d'un tronçon se situent dans des altitudes différentes. Cette différence implique l'emploi de la formule suivante faisant prendre en considération les pertes dues aux situations point haut ou bien, point bas de i+1 par rapport à i.



$$P(i)^2 - P(i+1)^2 = k \times L(i) \times \frac{Q(i)^2}{D^5} + \frac{0.0683 \times G}{Z_m} \times \Delta h \times P_m(i)^2$$

tels que :

G : densité du gaz

Z_m : facteur de compressibilité (1)

k : constante (1)

$P_m(i)$: pression moyenne entre les stations i et $i+1$, tels que :

$$P_m(i) = 2/3 \times \frac{P(i)^3 - P(i+1)^3}{P(i)^2 - P(i+1)^2}$$

la plus généralement utilisée est : $P_m(i) = \frac{P(i)^2 + P(i+1)^2}{2}$

1.1 Calcul de Z_m : Facteur de compressibilité du gaz [1]

Le calcul de Z nécessite l'utilisation des abaques(*) donnant la variation de celui-ci avec la température réduite et la pression réduite. Nous essayerons de trouver une plage de variation de Z puis nous prendrons la valeur moyenne. Nous aurons besoin de la température réduite du gaz ainsi que de sa pression réduite.

La pression maximale du gaz lors de son transport est de $P_{max} = PMS = 70$ bar.

D'un autre côté, sa pression critique est de : $P_{cri} = 4.72$ MPa = 47.2 bar [1]

donc, nous pouvons calculer sa pression réduite. Par définition, la pression réduite est le rapport de la pression maximale de service et de la pression critique du gaz.

on trouve $Z = 0.92$ (1)

1.2 Calcul de ν : la viscosité cinématique du gaz [1]

Lorsque la pression et la température varient simultanément, on peut obtenir une valeur approchée de la viscosité du gaz naturel à l'aide du réseau de courbes (**).

Raisonnant de la même manière que précédemment :

Les valeurs extrêmes de ν sont obtenues à l'aide des coordonnées réduites :

$$P_r = P/P_c \quad , \quad T_r = T/T_c$$

(1) voir annexe B

On trouve : $v = 300 \times 10^{-6}$ stocks (2)

1.3 calcul de k : constante des pertes de charge [1]

Nous avons déjà posé l'équation des pertes de charge, reste maintenant à déterminer la constante k qui est en fonction des caractéristique physique du gaz.

$$k = 22100 \times \sigma$$

tels que :

$$\sigma = G \times Z_m \times (T_m/T_0) \times (0.85/E)^{1.96} \times (v/0.16)^{0.04}$$

G : densité du gaz

Z_m : facteur de compressibilité

T_m : température moyenne dans un tronçon de gazoduc.

T₀ : température de référence (15°C)

E : coefficient d'écoulement

v : viscosité cinématique du gaz

On trouve : $k = 12736$ (1)

2. Equations des températures : [2]

2.a) Au niveau d'une station :

Considérons l'équation d'état : $P \times V = Z \times R \times T$ (1)

L'évolution du gaz dans la station est polytropique ce qui nous permet d'ajouter l'équation suivante :

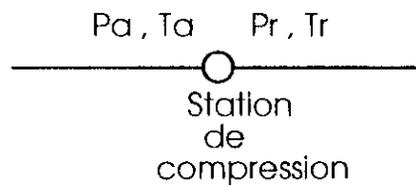
$$P \times V^n = Cte \quad \dots\dots\dots(2)$$

de (1) et (2) on obtient :

$$P^{1-n} \times T^n = Cte$$

(1) voir annexe B

(2) voir annexe B



P_a : pression d'aspiration
 T_a : température d'aspiration
 P_r : pression de refoulement
 T_r : température de refoulement

De part et d'autre de la station de compression on peut écrire :

$$P_r^{1-n} \times T_r^n = P_a^{1-n} \times T_a^n$$

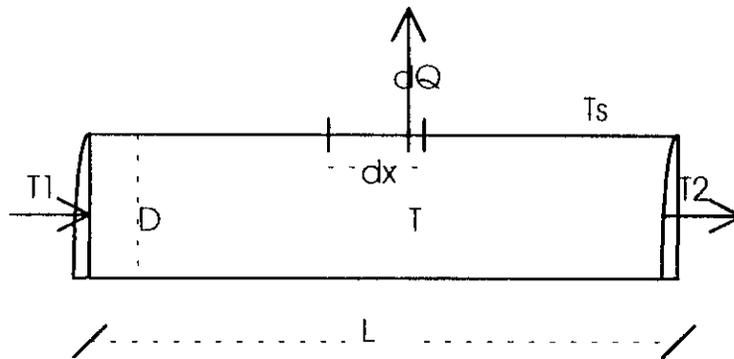
d'où : $T_r = T_a \times R^{n-1/n}$

avec : $R = \frac{P_a}{P_r}$ étant le rapport de compression

2.b) Au niveau d'un tronçon :

L'établissement d'une relation entre les températures extrêmes d'un gazoduc pose un grand problème. L'évolution de la température du gaz est en fait un phénomène très sensible à la température ambiante. L'échange de chaleur avec le milieu extérieur a pour but l'équilibre thermique entre le gaz et le sol. Cet équilibre peut s'établir avant la fin du trajet du gaz. Plusieurs études ont été menées dans ce sens et elles ont toutes démontré cette théorie. Dans notre cas les tronçons sont de l'ordre de 70 km, ce qui fait que l'équilibre thermique s'établit avant la fin du tronçon et donc la température mesurée à l'aspiration est en réalité une température d'un autre point situé en aval à partir duquel le gaz subit une transformation isotherme.

Considérons tout d'abord un tronçon de longueur dx



dQ est la chaleur perdue par transfert sous deux formes en trois étapes : convection, conduction puis convection.

L'équation suivante nous explique la valeur du transfert de chaleur pour une longueur dx .

Elle est connue sous le nom de "Equation de conservation de la chaleur", rien ne se perd, rien ne se crée, tous se transforme.

$$(-) Q_m \times C_p \times dT = A \times U \times dx \times (T - T_s)$$

Le signe (-) signifie que la chaleur est perdue.

Q_m : débit massique

C_p : masse spécifique

$A = 2\pi D$: circonférence du pipe

T_1, T_2 : températures aux extrémités

T_s : température du sol

U : facteur de conductivité qui dépend de trois facteurs (facteur de convection interne, facteur de conduction et facteur de convection externe).

Rapatrions les températures de l'autre côté de l'équation pour pouvoir intégrer sur tout le tronçon de longueur L .

$$(-) Q_m \times C_p \times \frac{dT}{T - T_s} = 2\pi D \times U \times dx$$

$$\text{d'où : } (-) Q_m \times C_p \times \int_{T_1}^{T_2} \frac{dT}{T - T_s} = 2\pi D \times U \times \int_0^L dx$$

ce qui donne :

$$(-) Q_m \times C_p \times L_n \frac{T_2 - T_s}{T_1 - T_s} = 2\pi D \times U \times L$$

posons : $b = \frac{2\pi D \times U}{C_p}$

On obtient finalement :

$$T_2 = T_s + (T_1 - T_s) \times e^{(-b \times L / Q_m)}$$

Cette équation théorique donne la variation de la température entre deux points (1) et (2) distant de L, avec un débit massique Qm.

Formule expérimentale :

C'est une formule qui donne la température à n'importe quel point x, elle s'écrit comme suit :

$$T(x) = T_s + (T_0 - T_s) \times e^{-\alpha \pi D \times x / C_p Q_m}$$

α : la conductivité thermique. Elle varie (*) entre 0.116×10^{-2} et 0.35×10^{-2} kW/m² C°.

La relation précédemment établie vient pour confirmer les expériences menées. En effet après cette équation et d'un point de vu mathématique, la température d'arrivée tend vers la température du sol lorsque la distance parcourue par le gaz tend vers l'infini. Du point de vu thermodynamique, l'évolution de la température dans un tronçon passe par deux étapes :

1ière étape : diminution

2ième étape : évolution isotherme.

(*) source SONATRACH

3. Equations de la masse volumique : [2]

3.a) Au niveau d'une station :

Nous avons une compression polytropique, donc : $P \times V = Cte$; nous pouvons l'écrire sous la forme :

$$\frac{P}{\rho^n} = Cte$$

avec :

ρ : masse volumique du gaz.

De part et d'autre de la station de compression on a :

$$\frac{P_a}{\rho_a^n} = \frac{P_r}{\rho_r^n}$$

d'où :

$$\rho_r^n = \rho_a^n \times \frac{P_r}{P_a} \Rightarrow \rho_r = \rho_a \times (P_r/P_a)^{1/n}$$

Finalement : $\rho_r = \rho_a \times R^{1/n}$, R étant le rapport de compression

3.b) Au niveau d'un tronçon :

On utilise l'équation d'état : $P \times V = Z \times R \times T$

qui peut s'écrire aussi comme suit :

$$\frac{P}{\rho \times T} = Cte$$

$$\frac{P_r(i)}{T_r(i)} = \frac{P_a(i+1)}{T_r(i+1)}$$

Pour tout $i = 1, \dots, n$

n : le nombre de station de compression

on a :

$$\frac{Pr(i)}{\rho r(i) \times Tr(i)} = \frac{Pa(i+1)}{\rho a(i+1) \times Ta(i+1)}$$

$Pr(i)$: pression de refoulement de la station i

$Pa(i+1)$: pression d'aspiration de la station $i+1$

$Tr(i)$: température de refoulement de la station i

$Ta(i+1)$: température d'aspiration de la station $i+1$

$\rho r(i)$: masse volumique à la sortie de la station i

$\rho a(i+1)$: masse volumique à l'entrée de la station $i+1$

d'où :

$$\rho a(i+1) = \frac{Pa(i+1)}{Pr(i)} \times \frac{Tr(i)}{Tr(i+1)}$$

Nous pouvons ainsi établir une relation entre la masse volumique du gaz à l'expédition ρ_0 et la masse volumique finale ρ_f .

On obtient :

$$\rho_f = \rho_0 \times \frac{P_f}{P_0} \times \frac{T_0}{T_f} \times \frac{\prod_{i=1}^n Pa(i)}{\prod_{i=1}^n Pr(i)} \times \frac{\prod_{i=1}^n Tr(i)}{\prod_{i=1}^n Ta(i)} \times \prod_{i=1}^n R(i)$$

$R(i)$ est le rapport de compression au niveau de chaque station

4. Equation de la puissance : [11]

Le calcul de la puissance passe par plusieurs étapes :

1^{ière} étape : Calcul de la puissance théorique de compression

Selon le type de compression auquel on se réfère, cette puissance théorique se calcule à l'aide de la formule correspondante à ce type de compression. Dans le cas d'une transformation polytropique, la puissance est donnée par :

$$W_{th} = \frac{P_0}{T_0} \times Q_0 \times Z_1 \times T_1 \times \frac{n}{n-1} \times \left\{ (P_2/P_1)^{(n-1)/n} - 1 \right\}$$

avec:

- P₀, T₀ : pression et température de référence
- Q₀ : débit volumique dans les conditions de référence
- Z₁ : facteur de compressibilité à l'aspiration
- n : exposant polytropique

2^{ième} étape : Calcul de la puissance réelle de compression

Le compresseur n'est pas parfait, il se produit des frottements (pertes mécanique) et des irréversibilités (pertes thermodynamiques) d'où ; la puissance réelle du compresseur est donnée par :

$$W_{réel} = \frac{1}{\eta_{mec} \times \eta_{int}} \times W_{th}$$

tels que :

- η_{mec} : rendement mécanique (frottement paliers).
- η_{int} : rendement thermodynamique (isotherme adiabatique ou polytropique selon le cas).

3^{ième} étape : Calcul de la puissance sur l'arbre de compresseur

Pour obtenir la puissance fournie par le moteur sur l'arbre du compresseur, il faut tenir compte de la diminution moyenne de la puissance disponible.

4^{ème} étape : Calcul de la puissance motrice brute

La puissance motrice brut développée par le moteur à gaz d'entraînement du compresseur doit couvrir:

- d'une part, la puissance fournie sur l'arbre du compresseur et,
- d'autre part, des besoins supplémentaires pour les organes annexes.

5^{ème} étape : Calcul de la puissance motrice ISO :

Pour les moteurs d'entraînement électriques des compresseurs alternatifs, la puissance motrice brute suffit à caractériser la machine et le calcul s'achève à la quatrième étape. En revanche, pour les moteurs à gaz il reste une cinquième étape au calcul, il faut appliquer à la puissance motrice brute des correctifs tenant compte des conditions ambiantes et des conditions d'installation, au moment des besoins de compression du site de façon à ramener cette puissance dans les conditions standards de la norme ISO (1.013 bar, 15°C).

La valeur correspondante est dite puissance ISO du moteur à gaz d'entraînement du compresseur.

Formule pratique pour l'étude d'un projet :

La formule suivante donne directement la puissance motrice brute :

$$W = k1 \times Q0 \times \frac{Z1}{0.9} \times \frac{T1}{288} \times \ln (P2/P1)^2$$

Z1 : facteur de compressibilité à l'aspiration

T1 : température à l'aspiration

k1 : constante (1)

Formule simplifiée :

La formule générale utilisée pour le calcul de la puissance de compression s'écrit :

$$W = k2 \times Q \times \ln (P2/P1)^2 \quad \dots\dots\dots(3)$$

avec : k2=Cte

(1) voir annexe B : Tableau n°1

Toute variation de k_2 due aux conditions d'aspiration et aux caractéristiques physiques du gaz est négligée.

W : la puissance motrice nécessaire en kw

Q : le débit volumique de gaz à comprimer

La compression isotherme étant celle qui demande le moins d'énergie, elle est prise comme référence pour l'évaluation de la puissance W nécessaire à la compression réelle.

k_2 : coefficient intégrant à la fois les caractéristiques du gaz et le rendement global par rapport à la compression isotherme.

L'équation (3) montre que les pressions n'interviennent que par leur rapport et par conséquent plus la pression d'aspiration (P_2) est élevée, plus la puissance consommée est faible.

5. Stratégie de résolution :

La prise du problème tel qu'il a été relevé pose un certain nombre de contraintes, parmi elles nous évoquons la complexité temps-espace du problème et la capacité insuffisante du logiciel disponible. Pour y remédier, nous l'avons décomposé en plusieurs sous-problèmes.

La justification principale de cette technique repose sur le principe "diviser pour régner".

En suivant ce plan, nous pourrions dire que notre travail se divise en trois parties dépendantes.

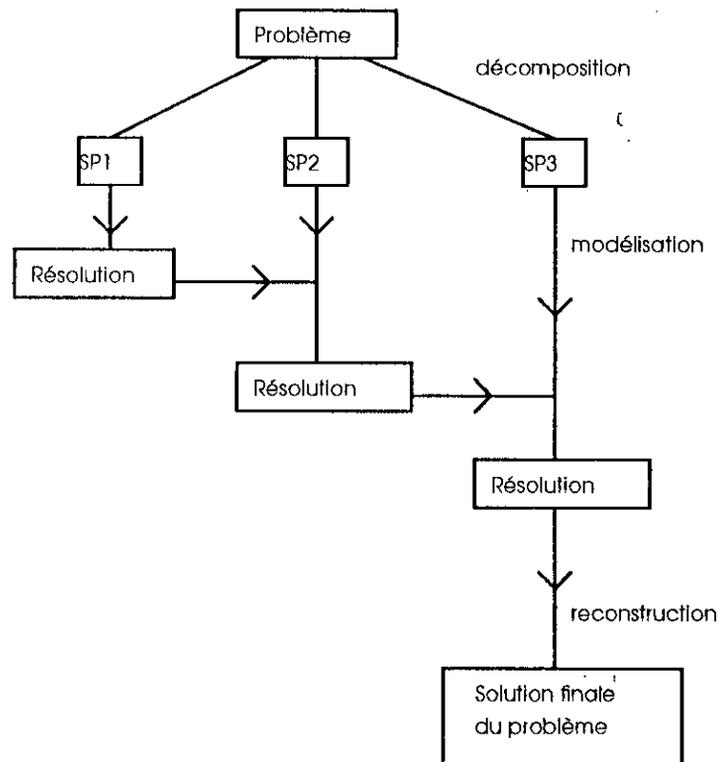
Elles sont traitées en série une par une.

- La première consiste à résoudre le sous-problème de la détermination du régime de ligne (SP1).

- La seconde traite la configuration optimale des machines dans chaque station pour chaque gazoduc (SP2). Elle est liée à la solution de la première partie.

- La troisième a pour fin d'introduire l'interconnexion si celle-ci est disponible (SP3). Elle ne sera faite que si la deuxième est établie.

Afin de rendre l'étude compréhensive et claire, nous allons traiter chaque sous-problème à part, puis nous élaborerons un programme qui jouera le rôle du chef d'orchestre. Il a pour mission de gérer et d'exécuter tous les programmes des sous-problèmes afin de donner une solution finale.

Organigramme

Nous présenterons dans les chapitres qui suivent les trois principales branches de notre travail, à savoir :

Chapitre IV : modélisation et résolution du SP1 dans lequel nous poserons les hypothèses du travail, le modèle et l'outil de résolution.

Chapitre V : Une analyse du modèle SP1.

Chapitre VI : modélisation et résolution du SP2 et SP3.

Remarque :

Dans la modélisation du problème SP1, nous allons prendre en considération toutes les variables (pression, températures et masse volumique).

CHAPITRE IV

MODELISATION ET RESOLUTION DU SP1

Resumé :

Dans le présent chapitre, nous allons proposer un modèle pour la détermination du régime de ligne (SP1), accompagné d'un outil de résolution

Modélisation et résolution du SP1

1- Position du problème :

Il s'agit de trouver un régime de ligne qui régit l'écoulement du gaz dans le GZ1 et GZ2 pris chacun séparément. Dans ce chapitre sont traités, pour le problème SP1, la modélisation, le résultat et les variantes.

2- Hypothèses :

Hypothèse n°1 :

Nous supposons que l'ensemble des machines constitue une seule dont la capacité est la somme des capacités des autres machines. Cette hypothèse résulte du fait que celles-ci sont identiques dans une station. Il s'en suit qu'une station est supposée comme étant une grande machine, vu la disposition en parallèle de ces dernières.

Hypothèse n°2 :

Dans un premier temps, nous allons considérer que les conduites sont horizontales dans le but d'alléger le modèle. Cependant, dans le cas pratique qui est celui de SONATRACH, nous prendrons en considération les dénivellations.

Hypothèse n°3 : [13]

Nous prendrons le facteur de compressibilité Z et la viscosité ν comme étant des constantes. (idem pour k_2)

Hypothèse n°4 :

Nous supposons qu'il existe un seul piquage entre deux stations.

Hypothèse n°5 :

Lors du transport du gaz, le travail fourni au compresseur est développé par la turbine qui consomme une partie du gaz arrivé à la station. Dans notre étude nous négligerons cette partie consommée par rapport au débit réceptionné.(1)

Hypothèse n°6 :

Afin de rendre l'étude allégée, nous négligerons les pertes de charge singulière, car elles sont minimales et leur introduction nécessite la connaissance de tous les détails du pipe (sa forme en chaque point, tous les types de raccordement et l'état générale de chaque conduite, surtout celle de la paroi interne étant donné qu'elle est en contact direct avec le gaz, chose qui rend le travail complexe et inutile).

Hypothèse n°7 :

Lors du soutirage, la pression chute au niveau du point situé en amont. Cette diminution est négligeable vu la quantité de gaz aspiré devant le débit transporté. Donc, nous considérons que la pression au niveau du piquage est constante c'est à dire qu'il n'y a pas une chute de pression juste après ce point.

Remarque :

Après ces hypothèses, une question peut être posée : pourquoi ne pas prendre un seul gazoduc de capacité égale à la somme des capacités des deux gazoducs pris séparément et le nombre de machine dans une station de compression est égale à la somme des machines attribuées aux deux gazoducs pour cette station ?

La réponse est simple ! si nous prenons ce cas de figure, nous condamnerons l'exploitation particulière chaque gazoduc, cela veut dire simplement que l'interconnexion existe toujours. En revanche, il se peut qu'elle ne soit pas disponible pour telle ou telle raison, par conséquent nous aurons à diviser le débit, et à le recalculer,...

Il vaut mieux, même il est nécessaire, de déterminer la configuration optimale pour chaque

(1) voir annexe C : tableaux n°1 et 2

gazoduc et ensuite introduire l'interconnexion si elle est disponible pour améliorer la solution trouvée par le biais de la réduction du coût de démarrage.

3- Approche de résolution :

3.1 Formulation mathématique :

a)- Description :

Soit deux gazoducs GZ1 et GZ2, équipés chacun de n stations de compression, réparties entre deux points d'extrémités qu'on appelle terminal départ et terminal arrivée. Graphiquement, nous pouvons représenter cela comme suit :

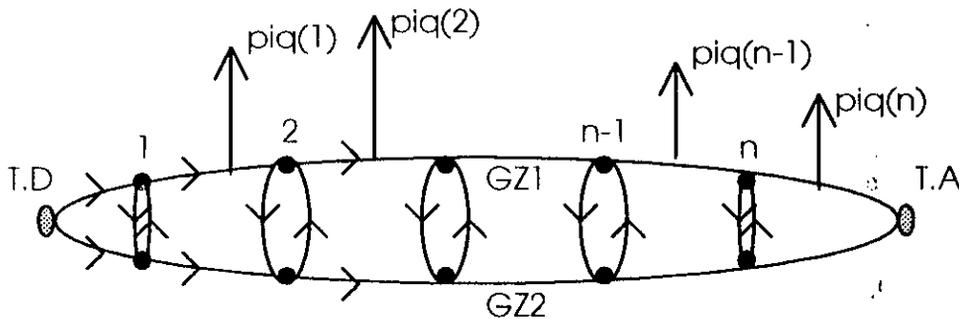


Schéma théorique du réseau de transport GZ1, GZ2

- Terminal départ, terminal arrivée
- Station de compression
- Interconnexion
- Direction possible du flux

b)- Définitions :

Nous définissons les variables du modèle comme suit :

Pour tout $i=1,n ; k=1,2$.

$Q(i,k)$: le débit volumique dans les conditions de référence à l'entrée (à la sortie) de la station i du GZk

$Qf(k)$: le débit volumique dans les conditions de réf. à l'arrivée au T.D du GZk.

$piq(i)$: " " " " " " " " au piquage i

$x(i,k)$: le débit massique à l'entrée de la station i du GZk

$x(f)$: " " " à l'arrivée au T.A

$z(i,k)$: " " " à la sortie de la station i du GZk

$y(i)$: " " " au piquage i

$mva(i,k)$: la masse volumique du gaz à l'aspiration de la station i du GZk.

$mvr(i,k)$: " " " " " au refoulement " " " " " .

$mv0(k)$: " " " " " à l'expédition dans le GZk.

$mvf(k)$: " " " " " finale dans le GZk.

$P0(k)$: la pression d'expédition dans le GZk

$Pf(k)$: " " finale " " " " " .

$Pr(i,k)$: la pression de refoulement de la station i dans le GZk.

$Pa(i,k)$: " " d'aspiration " " " " " " " " .

$P(i)$: " " au niveau du piquage i .

$L(i,k)$: la longueur du tronçon entre la station i et la station $i+1$ du GZk.

$l(i)$: " " " " " le piquage et les stations i , $i+1$.

$T0(k)$: la température d'expédition.

$Tf(k)$: " " finale.

$Tr(i,k)$: " " au refoulement.

$Ta(i,k)$: " " à l'expédition.

$T(i)$: " " au piquage i .

$Tm(i,k)$: " " moyenne dans le tronçon $(i,i+1)$

$Pm(i,k)$: pression " " " "

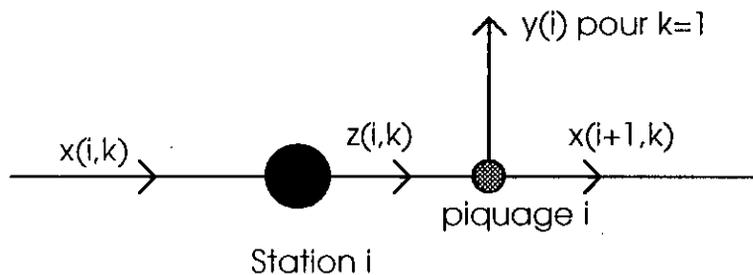
$Tm0(k)$: la température moyenne dans le premier tronçon du GZk

$Pm0(k)$: la pression " " " "

c)- Equations et Contraintes du SP1:

c.1 Equations de conservation de masse :

Dans le gazoduc GZ1, pour $i=1, \dots, n$:



$$x(1,1) = z(1,1) = y(1) + x(2,1)$$

$$x(2,1) = z(2,1) = y(2) + x(3,1)$$

⋮

$$x(n-1,1) = z(n-1,1) = y(n-1) + x(n,1)$$

$$x(n,1) = y(n) + x(1,1)$$

pour le GZ2 on a :

$$x(i,2) = z(i,2) = x(i+1,2) = z(i+1,2) = x(f,2) \quad i=1,2,\dots,n-1$$

c.2 Equations des Pertes de charge :

Le gazoduc GZ2 :

dans le premier tronçon on a :

$$P0^2(2) - Pa^2(1,2) = k \times L0(2) \times \frac{Q(1,2)^2}{D^5}$$

$Q(1,2)$: le débit volumique dans les conditions de référence (15°C, 1atm) dans le GZ2, est constant, car il n'y a pas de piquage.

pour n'importe quel tronçon intermédiaire on a :

$$Pr^2(i,2) - Pa^2(i+1,2) = k \times L(i,2) \times \frac{Q(i,2)^2}{D^5} \quad i=1,2,\dots,n-1$$

$L(i,2)$: la distance entre deux stations successives

pour le dernier tronçon :

$$Pr^2(n,2) - Paf^2(2) = k \times Lf(2) \times \frac{Q(n,2)^2}{D^5}$$

Pour le GZ1:

La présence des piquages implique une autre forme de perte de charge au niveau des points de piquage et implique aussi que le débit volumique dans les conditions de référence n'est pas constant (car le débit massique varie).

$$P_0^2(1) - P_a^2(1,1) = k \times L_0(1) \times \frac{Q(1,1)^2}{D^5}$$

Q(1,1) : le débit volumique dans les conditions de référence (15°C, 1atm) dans le premier tronçon du GZ1.

pour le deuxième tronçon :

$$P_r^2(1,1) - P^2(1) = k \times l'(1) \times \frac{Q(1,1)^2}{D^5} \dots\dots\dots(1)$$

avec : l' = L-1

$$P^2(1) - P_a^2(2,1) = k \times l(1) \times \frac{Q(2,1)^2}{D^5} \dots\dots\dots(2)$$

tels que Q(2,1) : le débit volumique à l'entrée de la station 2 dans les conditions de référence (15°C, 1atm), sachant que :

$$Q(1,1) = Q(2,1) + p_{iq}(1)$$

En sommant (1) et (2) on obtient :

$$P_r^2(1,1) - P_a^2(2,1) = k \times l'(1) \times \frac{Q(1,1)^2}{D^5} + k \times l(1) \times \frac{Q(2,1)^2}{D^5}$$

En généralisant, on obtient les équations suivantes :

pour les tronçons intermédiaires :

$$P_r^2(i,1) - P_a^2(i+1,1) = k \times l'(i) \times \frac{Q(i,1)^2}{D^5} + k \times l(i) \times \frac{Q(i+1,1)^2}{D^5} \quad \text{pour } i=2, \dots, n-1$$

pour le dernier tronçon :

$$Pr^2(n,1) - Paf^2(1) = k \times l'(n) \times \frac{Q(n,1)^2}{D^5} + k \times l(n) \times \frac{Qf(1)^2}{D^5}$$

c.3. Variation de la masse volumique :

a)- Au niveau d'une station :

Considérons une station i du GZk on a :

$$mvr(i,k) = mva(i,k) \times R(i,k)^{1/n} \quad i=1,2,\dots,n$$

b)- Au niveau d'un tronçon :

Pour tout k=1,2

$$mv0(k) = mva(1,k) \times \frac{P0(k)}{Pa(1,k)} \times \frac{Ta(1,k)}{T0(k)}$$

$$mvr(i,k) = mva(i+1,k) \times \frac{Pr(i,k)}{Pa(i+1,k)} \times \frac{Ta(i+1,k)}{Tr(i,k)} \quad i=1,2,\dots,n-1$$

$$mvf(k) = mvr(n,k) \times \frac{Paf(k)}{Pr(n,k)} \times \frac{Tr(n,k)}{Tf(k)}$$

c.4 Equations des températures :

a)- Au niveau d'un tronçon :

Pour le GZ2 on a :

pour le premier tronçon :

$$T_{a(1,2)} = T_s + (T_{0(2)} - T_s) \times e^{-b \times l_{0(2)} / x(1,2)}$$

pour le reste :

$$T_{a(i+1,2)} = T_s + (T_{r(i,2)} - T_s) \times e^{-b \times L(i,2) / x(i,2)} \quad i=1, \dots, n-1$$

pour le dernier tronçon :

$$T_{f(2)} = T_s + (T_{r(n,2)} - T_s) \times e^{-b \times L_f(2) / x(n,2)} \quad \text{et}$$

pour le GZ1 :

pour le premier tronçon on a :

$$T_{a(1,1)} = T_s + (T_{0(1)} - T_s) \times e^{-b \times l_{0(1)} / x(1,1)}$$

pour le reste, et vu la présence des piquages pour desservir les régions limitrophes du gazoduc GZ1, les équations des températures entre deux stations successives changent.

Avant le piquage :

$$T_1(i) = T_s + (T_{r(i,1)} - T_s) \times e^{-b \times l'(i) / x(i,1)} \quad i = 1, \dots, n$$

$T_1(i)$: la température au piquage i

et

Après le piquage :

$$T_{a(i+1,1)} = T_s + (T_1(i) - T_s) \times e^{-b \times l(i)/x(i+1,1)} \quad i=1, \dots, n-1$$

pour le dernier tronçon :

$$T_f(1) = T_s + (T_r(n,1) - T_s) \times e^{-b \times L_f(1)/x(n,1)}$$

b)- Au niveau des stations :

$$T_r(i,k) = T_a(i,k) \times R(i,k)^\alpha ; \quad \alpha = \frac{n-1}{n} \quad i=1, 2, \dots, n$$

c. 6 Contraintes

a)- Capacité d'une station :

pour tout $k = 1, 2$ et $i = 1, \dots, n$ on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q(i,k) \leq \text{cap}(i,k) \\ \text{cap}(i,k) : \text{capacité de la station } i \text{ du GZk.} \end{array} \right.$$

b)- Pressions :

pour tout $k = 1, 2$ $i = 1, \dots, n$ on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\min} \leq P_0(k) \leq P_{\text{MS}} \\ P_a(i,k) \geq P_{\min} \\ P_{\min} \leq P_r(i,k) \leq P_{\text{MS}} \\ P_f \geq P_{\text{contrat}} \end{array} \right.$$

c)- Températures :

pour tout $k = 1, 2$; $i = 1, \dots, n$ on a :

$$T_{\min} \leq T_0(k) \leq T_{\max}$$

$$T_{\min} \leq T_a(i, k) \quad \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \text{ propres aux gazoducs GZ1 et GZ2}$$

$$T_{\min} \leq T_r(i, k) \leq T_{\max}$$

$$T_{\min} \leq T_f(k) \quad \dots \dots \dots \text{ propre au client}$$

d)- Masse volumique :

pour $k = 1, 2$

$$mv_{\min} \leq mv_f(k) \leq mv_{\max}$$

e)- Demandes :

Pour tout $k = 1, 2$; $i = 1, \dots, n$ on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_f(k) \geq \text{dem}(k) ; \quad \text{dem}(k) : \text{demande GNL} \\ \\ \text{piq}(i) \geq \text{dP}(i) ; \quad \text{dP}(i) : \text{demande au piquage } i. \end{array} \right.$$

c.6 La puissance consommée :

La puissance consommée sera :

pour le GZ2 :

$$\sum_i k_2 \times Q(i, 2) \times L_n \frac{Pr(i, 2)^2}{Pa(i, 2)^2}$$

pour le GZ1 :

$$\sum_i k^2 \times Q(i,1) \times L_n \frac{Pr(i,1)^2}{Pa(i,1)^2}$$

et la puissance totale consommée par toutes les stations de compression sera :

$$W = \sum_{k=1}^2 \sum_{i=1}^n k^2 \times Q(i,k) \times L_n \frac{Pr(i,k)^2}{Pa(i,k)^2}$$

4. Résolution :

4.1 Généralités :

Notre objectif étant la recherche d'une configuration optimale de l'exploitation selon les données disponibles, où nous avons d'une part les "inputs" qui sont les entrées ou les données du modèle et d'autre part les "outputs" qui sont les résultats que nous voulons avoir (les pressions, les températures, les masses volumiques et les débits). Le modèle étant le corps principal, regroupe toutes les relations entre les "inputs" et les "outputs".

A partir de là, nous pourrions suggérer deux principales méthodes de résolution. Les deux utilisent un programme que nous devons élaborer.

La première approche consiste à faire une simulation à partir d'un programme qui, à travers des données d'entrée "inputs", nous donne le résultat "outputs".

La deuxième approche consiste à faire une modélisation mathématique et utiliser une des méthodes de programmation mathématique, à savoir la méthode de KHUN-TUCKER ; méthode de WOLF :...

4.2 Choix de la méthode de résolution :

Avant de choisir la méthode de résolution, il faut d'abord définir les critères de choix en fonction des objectifs visés. D'une manière générale, un même problème pourra être résolu de différentes façons conduisant à un résultat plus ou moins précis, utilisant des ressources différentes (temps de résolution, espace occupé,...).

4.3 Critère de choix :

Nous sélectionnons une méthode parmi plusieurs proposées en se basant sur les critères suivants :

- la qualité de la solution
- la mémoire nécessaire à son exécution
- le temps de calcul
- la facilité de la manipulation

4.4. Le choix :

L'objectif assigné de notre travail est de trouver une solution optimale, donc nous choisissons la méthode qui vérifie le critère "qualité de la solution".

A partir de là, nous pouvons dire que la modélisation du problème et sa résolution par les méthodes de programmation mathématique convient très fort à ce genre de problème, de plus nous avons :

- la disponibilité d'un logiciel très récent, qui utilise les méthodes de PM pour résoudre le PNL. Le résultat sera sans doute optimal, contrairement à la simulation qui prend beaucoup de temps pour avoir un résultat satisfaisant.
- le temps d'exécution est très faible par rapport au temps que prend la simulation.

Rappel :

Les méthodes de PNL sont nombreuses, parmi elles nous citons la méthode de KUHN TUCKER, de WOLF,....

Les deux chercheurs KUHN and TUCKER ont généralisé leur méthodes pour tous les modèles non linéaires avec des contraintes d'inégalité et d'égalité en même temps.

4.5 Choix du logiciel :

Plusieurs logiciels disponibles peuvent être utilisés. Parmi eux nous citons :

GINOS 5 :

Général Interactive Optimiser a été développé par LEDSON LEON, WARREN ALLAN et LINDO SYSTEMS Inc en 1984. Cet outil permet de résoudre les

problèmes non linéaires, mais présente l'inconvénient majeur de ne considérer que 30 contraintes et 50 variables pour la version étudiant.

MINOS (1983) :

L'outil de résolution MINOS version 5.0 a été développé par MURTH Bruce et SAUNDERS Michel du département de recherche opérationnelle de l'université de STANFORD en 1983.

MINOS permet de résoudre des problèmes non linéaire avec contraintes.

GAMS (1990) :

Général Algebraic Modeling System a été développé par ANTHONY Brooke et ALEXANDER Meeraus de la banque mondial (world banque). Le travail de recherche et de développement sur GAMS a été initié par "the bank's research comitee" sous la direction du département de recherche et de développement à Washington. Beaucoup de scientifiques ont participé à l'implémentation et de la conception du logiciel GAMS. On peut citer Michael Saunders, fondateur du logiciel MINOS qui a été modifié dans sa conception pour être exécuté sous Gams.

Plusieurs problèmes mathématiques peuvent être résolu avec une version spéciale adaptée au MINOS Optimiser, appelé Gams/Minos. Il est basé sur le langage FORTRAN et résoud les modèles qui se présentent sous la forme suivante :

$$\text{Min } F(x) + C^T x + d^T y \quad \dots\dots\dots (1)$$

x, y

sous les contraintes :

$$f(x) + A_1 y < \text{ou} > b_1 \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$A_2 x + A_3 y < \text{ou} > b_2 \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$l \leq x \leq M \quad , \quad l \leq y \leq M \quad \dots\dots\dots (4)$$

ou les vecteurs c, d, b_1, b_2, l, M et les matrices A_1, A_2 et A_3 sont constantes.

$F(x)$ est une fonction scalaire et $f(x)$ est un vecteur de fonction. Les composants de x sont appelés variables non linéaires, ceux de y sont les variables linéaires.

Par similitude, l'équation (2) est une contrainte non linéaire, l'équation (3) est linéaire. Les équations (2) et (3) ensemble sont appelées les contraintes générales.

Les équations (4) spécifient les bornes supérieures et inférieures de toutes les variables. Si $F(x)$ et $f(x)$ sont absentes le problème devient linéaire.

Pour les problèmes quadratiques, Gams/Minos utilise l'algorithme "gradient réduit de Wolf" (1962), combiné avec celui de Newton, pour converger à la solution optimale.

La méthode des gradients réduits de Wolf est une extension du simplexe qui a été désigné pour

les problèmes avec contraintes linéaires :

$$\begin{cases} \text{Min } f(x) \\ \{ A x = b \\ L \leq x \leq U \end{cases}$$

4.6 Etude du logiciel Gams :

Gams est composé de deux parties :

1- La partie modélisation (modeler) enregistrée dans un fichier qui prend l'extension : **[*.GMS]**

pour valider et exécuter le modèle.

2- La partie solution (solver) qui résoud le modèle et affiche les résultat dans un fichier qui prend l'extension **[*.Lst]**.

La conception de Gams a incorporé des idées inspirées de la théorie des bases de données et de la programmation mathématique et a essayé de faire fusionner ces idées pour convenir aux besoins stratégiques du modler. La représentation du modèle par Gams est une forme qui peut facilement être lue par les utilisateurs.

A : Utilisation de l'interface :

Gams offre une architecture ouverte qui permet à chaque utilisateur de choisir son propre processeur et éditeur. L'interface de base utilisée facilite l'intégration de Gams avec une variété d'environnements existants et futurs.

B : La bibliothèque de Gams :

Gams fournit des exemples de modèles classés dans une bibliothèque. Ces exemples sont classiques et permettent d'illustrer davantage la formulation sous Gams.

Traduction du modèle dans le langage GAMS : (voir annexe D)**4.7 Structure du modèle (modeler) :**

Les composantes de base du modeler se présentent ainsi :

Données (Input)**Sets**

Déclaration

Assigner les membres (indices des variables)

Data (paramètres, tables, scalars)

Déclaration

Assigner les valeurs (valeur, tableau, matrice)

Variables

Déclaration

Assigner les types (variables et décision)

[option]

Assigner les valeurs limites (supérieure et inférieure) et les valeurs initiales.

Equations

Déclaration

Définition des contraintes et de la fonction objective

Modèle de la résolution (spécifie le solver à l'utilisateur)

[option]

Spécification des variables à afficher [valeur primale, duale, borne supérieure ou inférieure].

Un modèle écrit en Gams est une série de déclaration dans le langage Gams.

La seule règle qui gouverne, c'est l'ordre des déclarations (une entité du modèle ne peut être référencée avant d'être déclarée).

5. Etude de cas :

Dans notre application, nous ne prenons en considération que les deux paramètres, à savoir la pression et la température. La masse volumique rend la résolution du problème impossible vu la forme complexe des équations du modèle, de plus elle est assurée par la division de production.

5.1 Présentation des variantes :

On peut voir notre problème sous plusieurs angles, nous pourrions omettre la variable température, comme on peut la considérer.

Dans le but d'étudier tous les cas possibles, nous avons suggéré deux variantes dans chacune nous prenons en considération un certain nombre de variables, puis nous comparerons les résultats obtenus. Celle qui nous donne un bon résultat avec un maximum de variables sera prise comme un modèle final.

Variante 1 : la seule variable prise en considération est la pression.

Variante 2 : en plus de la pression nous introduisons la température.

5.2 Résultat de chaque variante : voir annexe E

5.3 Comparaison des résultats des variantes :

En examinant les résultats obtenus pour les différentes demandes, on peut remarquer que:

- la prise en considération de la variable température dans le modèle de la variante(2) n'a pas changé beaucoup les résultats par rapport aux modèles de la variante(1).

- prendre U (conductivité thermique) comme étant constant dans les deux variantes n'a pas donné des aberrations. Néanmoins, elle dépend de plusieurs paramètres entre autre la quantité du débit transportée et sa température. Cela est dû essentiellement à la variation minimale de U .

- La température ne varie pas beaucoup. Cela explique bien la théorie de l'évolution isotherme des températures.

- La variante (1) dans laquelle nous n'avons pris en considération que la pression s'avère très explicative. Les résultats sont cohérents et presque les mêmes que ceux de la variante(2).

Décision :

Nous prenons donc comme modèle final celui de la variante (2).

CHAPITRE V

CARACTERISTIQUES DU MODELE

Résumé :

Afin de déterminer la famille à laquelle appartient le modèle, nous allons le décortiquer et le mettre sous une forme connue.

Caractéristiques du modèle

1- Le modèle :

Plus explicitement, notre modèle se présente ainsi :

Pour le gazoduc $k = 1$ ou $k = 2$

$$\text{Min } \sum_{i=1}^n k^2 Q(i,k) \text{ Ln } R(i,k)$$

Sous les contraintes :

pour $k = 1, 2$:

$$P_0^2(k) - P_a^2(1,k) - k \times L_0 \times \frac{Q^2(1,k)}{D^5} = 0 \quad k=1,2$$

pour $i=2, \dots, n$:

$$P_a^2(i,k) - P_r^2(i-1,k) - k \times (L(i,k) - l'(i)) \times \frac{Q^2(i-1,k)}{D^5} - k \times L'(i) \times \frac{Q^2(i,k)}{D^5} = 0$$

$$P_f^2(k) - P_r^2(n,k) - k \times (L_f(k) - L'(n)) \times \frac{Q^2(n,k)}{D^5} - k \times L'(n) \times \frac{Q^2(k)}{D^5} = 0$$

$$T_a(1,k) = T_s + (T_0 - T_s) \times e^{-b \times L_0/x(1,k) \times 0.66}$$

$$T_r(i,k) = T_a(i,k) \times R^\alpha \quad i = 1, \dots, n$$

$$T_a(i,1) = T_s + (T_1(i-1,1) - T_s) \times e^{-b \times L'(i)/x(i,1) \times 0.66} \quad i = 2, \dots, n$$

$$T_1(i,1) = T_s + (T_r(i,1) - T_s) \times e^{-b \times L(i)/x(i,k) \times 0.66} \quad i = 1, \dots, n$$

$$Tf(1) = T_s + (Tl(n,1) - T_s) \times e^{-b \times L'(n)/x(n,1) \times 0.66}$$

$$T_a(i,2) = T_s + (T_a(i-1,2) - T_s) \times e^{-b \times L(i,2)/x(i,2) \times 0.66} \quad i = 2, \dots, n$$

$$Tf(2) = T_s + (Tr(n,2) - T_s) \times e^{-b \times L(n,2)/x(n,2) \times 0.66}$$

$$mv_0(k) = mv_a(1,k) \times \frac{P_0(k)}{P_a(1,k)} \times \frac{T_a(1,k)}{T_0(k)}$$

$$mv_r(i) = mv_a(i,k) \times R^\beta \quad i = 1, \dots, n$$

$$mv_f(k) = mv_r(n,k) \times \frac{P_f(k)}{P_r(n,k)} \times \frac{T_r(n,k)}{T_f(k)}$$

$$mv_a(i,k) = mv_r(i-1,k) \times \frac{P_a(i,k)}{P_r(i-1,k)} \times \frac{T_r(i-1,k)}{T_a(i,k)} \quad i=2, \dots, n$$

pour tout $i = 1, \dots, n$ et $k = 1, 2$:

$$P_{\min} \leq P_r(i,k) \leq PMS$$

$$P_{\min} \leq P_a(i,k)$$

$$P_{\min} \leq P_f$$

$$T_{\min} \leq T_r(i,k) \leq T_{\max}$$

$$T_{\min} \leq T_a(i,k)$$

$$T_{\min} \leq T_f$$

$$mv_{\min} \leq mv_f(k)$$

$$\text{GNL} \leq Q(i,k)$$

$$D_p(i) \leq p_{iq}(i)$$

$$Q(i,k) \leq \text{cap}$$

toutes les variables sont positives

2- Nombre de variables :

- Pour le GZ1 :

Type de variable	Nombre
P	$3n+2$
T	$3n+2$
p_{iq}	n
Q	$2n+1$
ρ	$2n+2$
P_m	$n+1$
T_m	$n+1$
Total	$13n+9$

- pour le GZ2 :

Type de variable	Nombre
P	$2n+2$
T	$2n+2$
p_{iq}	0
Q	$2n+1$
ρ	$2n+2$
P_m	$n+1$
T_m	$n+1$
Total	$10n+9$

Nombre total de variables : $23n + 18$

Exemple: 5 stations de compression, donc le nombre de variable que comporte notre modèle est 133 variables

3- Nombre totale de contraintes :

Pour le GZ1 :

Contraintes d'égalité

Contraintes	Nombre
des pressions	$2n+1$
des températures	$3n+1$
des masses volumiques	$2n+1$
Total	$7n+3$

Contraintes d'inégalité :

Contraintes	Nombre
des pressions	$2n+n+1$
des températures	$2n+n+1$
des masses volumiques	2
des demandes	$n+1$
des capacités (station)	1
Total	$7n+6$

Le nombre total : $14n + 9$

Pour le GZ2 :

Contraintes d'égalité :

Contraintes	Nombre
des pressions	$n+1$
des températures	$n+1+n$
des masses volumiques	$n+1+n$
des pressions moyennes	$n+1$
des températures moyennes	$n+1$
Total	$5n+3$

Contraintes d'inégalités :

Contraintes	Nombre
des pressions	$2n+n+1$
des températures	$2n+n+1$
des masses volumiques	2
des demandes	1
des capacités (station)	1
Total	$6n+6$

Le nombre total : $11n + 9$

4- Caractéristiques du modèle :

Le modèle obtenu est un modèle non linéaire dont la résolution fait appel aux méthodes de la programmation mathématique. Sous sa forme générale, le problème " global " peut s'écrire comme suit :

$$\text{Min } Q^t \times R$$

sous les contraintes :

$$A \cdot P = 0$$

$$R^\alpha \cdot B = 0$$

$$T \cdot C = 0$$

$$\rho \times (T \cdot P) = 0$$

$$R^\beta \times \rho S = 0$$

$$P \cdot R - PMS \leq 0$$

$$P \cdot R - Pmin \geq 0$$

$$T \cdot E - TMS \leq 0$$

$$T \cdot E - TMI \geq 0$$

$$MV - MVS \leq 0$$

$$MV - MVI \geq 0$$

pour un seul gazoduc

$$Q_{[1 \times n]} = \begin{bmatrix} k & Q(1) \\ k & Q(2) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ k & Q(n) \end{bmatrix}^t$$

$$R_{[n \times 1]} = \begin{bmatrix} \text{Ln } R(1) \\ \text{Ln } R(2) \\ \cdot \\ \cdot \\ \text{Ln } R(n) \end{bmatrix}$$

A est une matrice [(n+1)×3] définie par :

$$A_{[(n+1) \times 3]} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & -k L(0) \\ 1 & 1 & -k L(1) \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ 1 & 1 & -k L(n) \end{bmatrix}$$

P est la matrice des pressions [3×(n+1)]

$$P_{[3 \times (n+1)]} = \begin{bmatrix} P^2(0) & P^2(1) & \cdot & \cdot & \cdot & P^2(n) \\ P^2(1) & P^2(2) & \cdot & \cdot & \cdot & P^2 \\ Q^2(0) & Q^2(1) & \cdot & \cdot & \cdot & Q^2 \end{bmatrix}$$

R est un vecteur [2×n]

$$R^\alpha = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & 1 \\ R(1)^\alpha & R(2)^\alpha & \cdot & \cdot & \cdot & R(n)^\alpha \end{bmatrix}^t$$

β matrice des températures [2×n]

$$\beta_{[2 \times n]} = \begin{bmatrix} T_r(1) & T_r(2) & \cdot & \cdot & \cdot & T_r(n) \\ -T_a(1) & -T_a(2) & \cdot & \cdot & \cdot & -T_a(n) \end{bmatrix}$$

T matrice des températures [(n+1) × 2]

$$T = \begin{bmatrix} T_f - T_s & T_r(1) - T_s \\ T_a(n) - T_s & T_r(n-1) - T_s \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ T_a(1) - T_s & T_0 - T_s \end{bmatrix}$$

C est une matrice $[2 \times (n+1)]$ définie par :

$$C_{[2 \times (n+1)]} = \begin{bmatrix} -1 & e^{-b} L(n)/Q(n) \\ -1 & e^{-b} L(n-1)/Q(n-1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ -1 & e^{-b} L(0)/Q(0) \end{bmatrix}$$

ρ est une matrice $[(n+1) \times 2]$ définie par :

$$\rho_{[(n+1) \times 2]} = \begin{bmatrix} \rho(1) & -\rho(0) \\ \rho a(2) & -\rho(1) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \rho a(n) & -\rho(n-1) \\ \rho f & -\rho(n) \end{bmatrix}$$

$$T P_{[2 \times (n+1)]} = \begin{bmatrix} T_a(1) P_0 & T_r(0) P_a(1) \\ T_a(2) P_r(1) & T_r(1) P_a(2) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ T_a(n) P_r(n-1) & T_r(n-1) P_a(n) \\ T_f P_r(n) & T_r(n) P_f \end{bmatrix}$$

$$\rho S_{[n \times 2]} = \begin{bmatrix} \rho r(1) & -\rho a(1) \\ \rho r(2) & -\rho a(2) \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \rho r(n-1) & -\rho a(n-1) \\ \rho r(n) & -\rho a(n) \end{bmatrix}$$

$$R\beta_{[2 \times n]} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdot & \cdot & \cdot & 1 \\ R(1)\beta & R(1)\beta & \cdot & \cdot & \cdot & R(1)\beta \end{bmatrix}^t$$

$$PR_{[(2n+2) \times 1]} = \begin{bmatrix} P(0) \\ Pr(1) \\ \cdot \\ \cdot \\ Pr(n) \\ Pa(1) \\ \cdot \\ \cdot \\ Pa(n) \\ Pf \end{bmatrix}$$

$$TE_{[(2n+2) \times 1]} = \begin{bmatrix} T(0) \\ Ta(1) \\ Tr(1) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ Ta(n) \\ Tr(n) \\ Tf \end{bmatrix}$$

$$\text{Min}_{[(n+1) \times 3]} = \begin{bmatrix} P_{\min} & T_{\min} & \rho_{\min} \\ P_{\text{ms}} & T_{\min} & \rho_{\min} \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{\min} & T_{\min} & \rho_{\min} \end{bmatrix}$$

Le problème se réduira sous la forme :

$$\text{Min } Q^t \times R$$

$$A X = 0$$

$$Y - \text{MAX} \leq 0$$

$$Y - \text{MIN} \geq 0$$

toutes les variables sont positives.

Cette famille de modèle est connue sous sa forme la plus générale :

$$\text{Min } F(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i=1, \dots, m_i$$

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq 0 \quad j=1, \dots, m_j$$

$$g_k(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad k=1, \dots, m_k$$

$$x_l \geq 0, \text{ pour } l=1, \dots, n$$

g_n est un block d'équations linéaires de même type $\forall p=j, k$.

g_j est un block d'équations non linéaires de même type.

F une fonction non linéaire.

CHAPITRE VI

MODELISATION

ET

RESOLUTION DU

SP2/SP3

Resumé :

Dans le présent chapitre, nous allons étudier le problème de la configuration des station en deux étapes. Dans un premier lieu, nous proposons un modèle pour la détermination du nombre de stations pour chaque gazoduc. En second lieu, nous essayerons d'introduire l'interconnexion.

Modélisation et résolution du SP2 et SP3 :

I - Modélisation et résolution du SP2 : Configuration machine

La détermination du nombre de machines tournantes dans chaque station dépend du régime de ligne adopté, une fois celui-ci est connu. Chaque station comporte un certain nombre de turbocompresseur dont le choix d'utilisation dépend étroitement de plusieurs paramètres, entre autre la capacité, la période de révision...etc

1- HYPOTHESES :

Afin de modéliser le problème, nous posons d'abord certaines hypothèses que nous jugeons indispensables .

Hypothèse 1 :

La souplesse de l'exploitation est un outil très puissant dans la gestion de transport . En effet, après la détermination du régime de ligne, certaines pressions de refoulement dans certaines stations ne diffèrent des pressions d'aspiration qu'avec 1 ou 2 bars. Dans ce cas, nous supposons qu'il n'y a pas de compression. Nous récupérerons ces bars dans le cas où il y a un vrais refoulement dans les prochaines stations. Cette technique nous évite de sous-exploiter une station alors que le coût de démarrage est très élevé.

Hypothèse 2 :

Nous supposons que les machines sont déjà numérotées par ordre croissant selon leurs période de révision (*).

2- Contraintes du modèle :

C1) Lors de l'utilisation des compresseurs, il faut prendre en considération leur période de révision selon le plan établi .

Une machine précédemment révisée aura une faible probabilité de tomber en panne . En revanche, celle qui va être prochainement révisée, sera utilisée avec vigilance .

C2) Chaque machine a une capacité théorique de réception . Elle est mesurée en $[Sm^3/h]$. Le flux arrivant à chacune d'elles ne doit pas l'excéder . En pratique, nous considérerons une capacité inférieure à la théorique vu l'âge avancé des machines .

3- Modélisation :

3.1- Principe de numérotage :

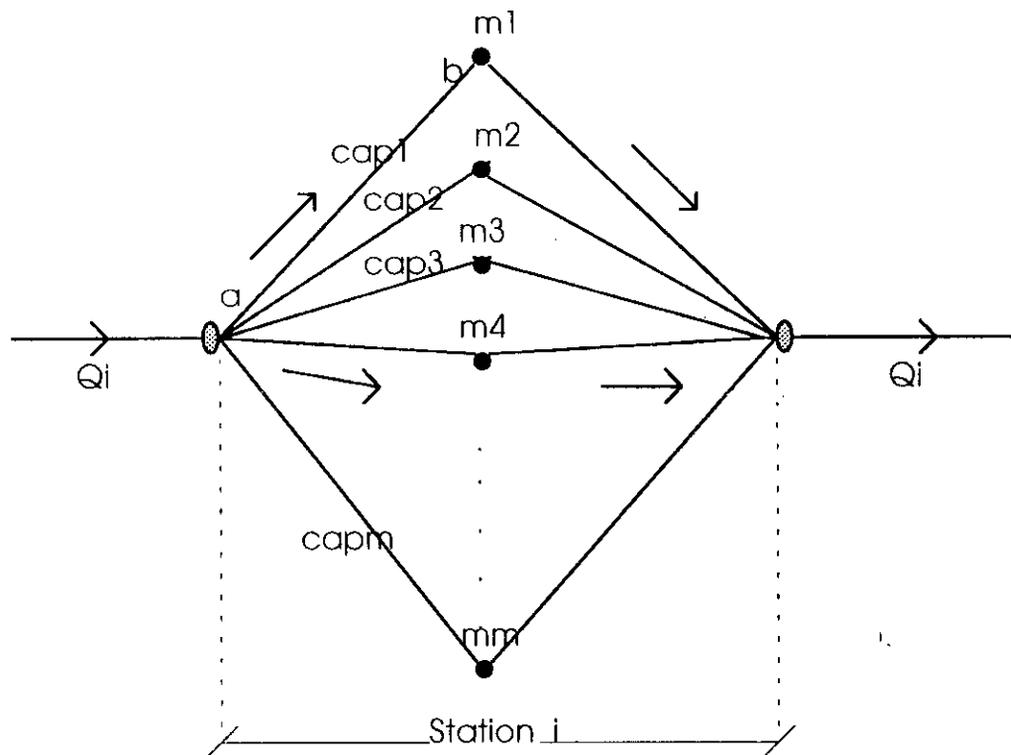
Afin de prendre en considération le problème de période de révision, nous proposons de numéroté les machines après chaque période de révision . Le numéro un (1) sera affecté à la machine précédemment révisée, apte à fonctionner . Celle-ci sera utilisée la première et ainsi de suite...etc

Remarque :

La prise en considération de la période de révision lors du numérotage pose un certain nombre de problèmes lorsque les machines n'ont pas la même capacité. En effet, si le numéro un est affecté à la machine précédemment révisée de faible capacité par rapport à celle comportant le numéro deux, et si le flux arrivant est plus grand que la capacité de la première est inférieure à celui de la deuxième, alors nous aurons à démarrer deux machines, chose que nous voulons éviter. Donc, il faut poser un compromis. (voir les propositions)

3.2- Principes de modélisation :

Le principe de la détermination du nombre de compresseurs à démarrer peut être assimiler au principe de "FORD et FULKERSON". Il se base sur la saturation des arcs. Soit la figure suivante :



- Chaque noeud représente une machine dont la capacité est représentée par un arc (l'arc (a b) représente par exemple la capacité de la machine 1) . $C_1=cap_1, C_2=cap_2, \dots$
 $C_m=cap_m$: représentent les capacités des machines m_1, m_2, \dots, m_n
- $Q[i]$: Le flux arrivant à la station i .
- Lorsque le flux arrive à la station en demandant un refoulement, nous saturons d'abord la machine m_1 , puis la machine m_2 , ...

3.3 Formulation mathématique :

Soit : $U(i,j)$: la variable de décision définie par:

pour $j= 1, \dots, m$ on a :

$$U(i,j) = \begin{cases} 1 & \text{si la machine } j \text{ de la station } i \text{ fonctionne} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad \forall i=1, n ;$$

Soit :

m : le nombre de machines dans une station

n : le nombre de stations sur un gazoduc

Cap $[i,j]$: capacité de la machine j dans la station i

tol : la valeur tolérée par l'exploitant à partir de laquelle on considère qu'il y a un refoulement .

Ψ : la fonction "coût " que nous voulons minimiser

CF : le coût fixe qui est le "coût de démarrage d'une machine"

Alpha (i) : la différence entre Pression de refoulement et Pression d'aspiration au niveau de la station i .

Remarque :

Vous remarquerez qu'il n y a pas d'indice (k) pour spécifier le gazoduc . cela n'influe pas sur la modélisation du moment que celle-ci est applicable sur les deux conduites

Le modèle sera :

$$\text{Min } \Psi = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \text{CF} \times U(i,j)$$

pour tout $i=1, \dots, n$ on a :

$$\text{Alpha}(i) = \text{Pr } [i] - \text{Pa } [i]$$

$$U[i,1] = \begin{cases} 1 & \text{si } \text{alpha} > \text{tol} \\ 0 & \text{si non} \end{cases}$$

pour tout $j=2, \dots, m$ on a :

$$u_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{l=1}^{j-1} U_{i,l} = j-1 \quad \dots\dots (1) \\ \& \\ q_{i,j} \geq \sum_{l=1}^{j-1} \text{cap}_{i,l} \quad \dots\dots (2) \end{array} \right.$$

$$U_{i,j} \in \{ 0,1 \} \quad \forall \quad i = 1, \dots, n \ ; \ j=1, \dots, m$$

Remarque importante :

L' équation (1) est redondante, car le faite que l'équation (2) est vérifiée ça veut dire que les machines d'ordre 1, ..., j-1 fonctionnent.

4. Analyse du modèle :

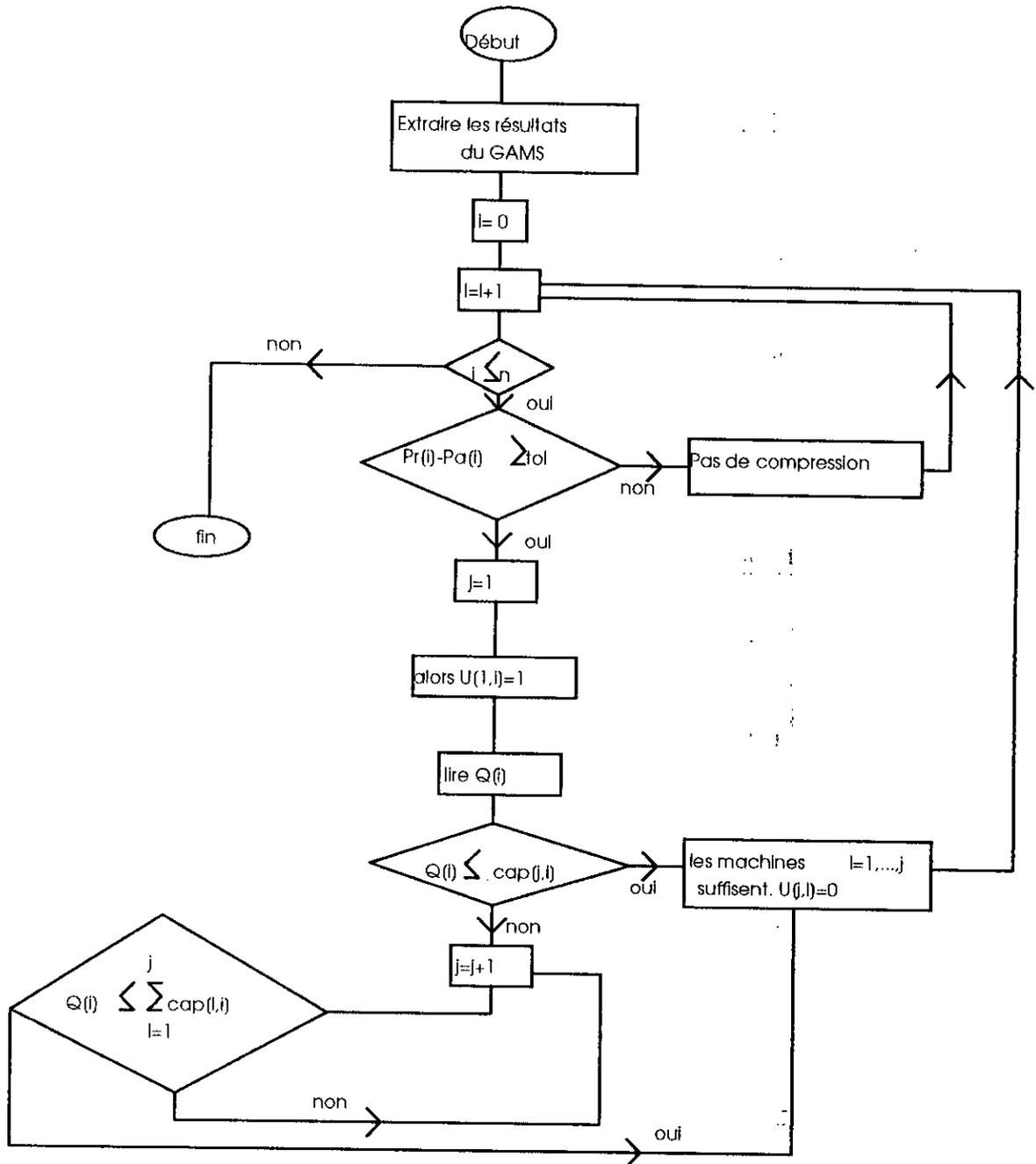
Le modèle ainsi obtenu est un modèle linéaire appelé "problème en zéro et un ". Il comporte $[n \times m + n]$ variables et $[n \times m + n]$ équations.

5. Méthode de résolution :

Pour résoudre ce problème, nous proposons un algorithme qui, à partir du résultat du premier modèle traite l'affectation et la décomposition du flux sur les machines en étudiant tous les cas possibles .

5.1. Algorithme de résolution :

L'organigramme de l'algorithme de résolution se présente comme suit :



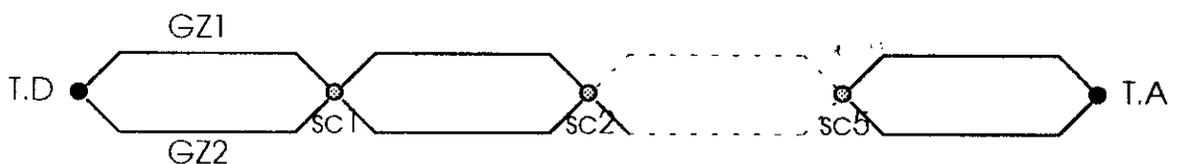
II Modélisation et résolution du SP3 :

1- Rôle de l'interconnexion :

Nous rappelons que l'interconnexion a pour but entre autre la réduction du coût de démarrage et du coût de révision . Elle nous permet d'éviter une sous-exploitation des machines .

Ayant déterminé le régime de ligne; nous allons essayer dans cette partie de résoudre le problème de configuration des stations prises dans l'ensemble (c'est à dire celles du GZ1 et du GZ2)

Les deux gazoducs GZ1 et GZ2 s'interconnectent au niveau de chaque station . Nous pourrions donc représenter les deux lignes interconnectées par le graphe ci-dessous.



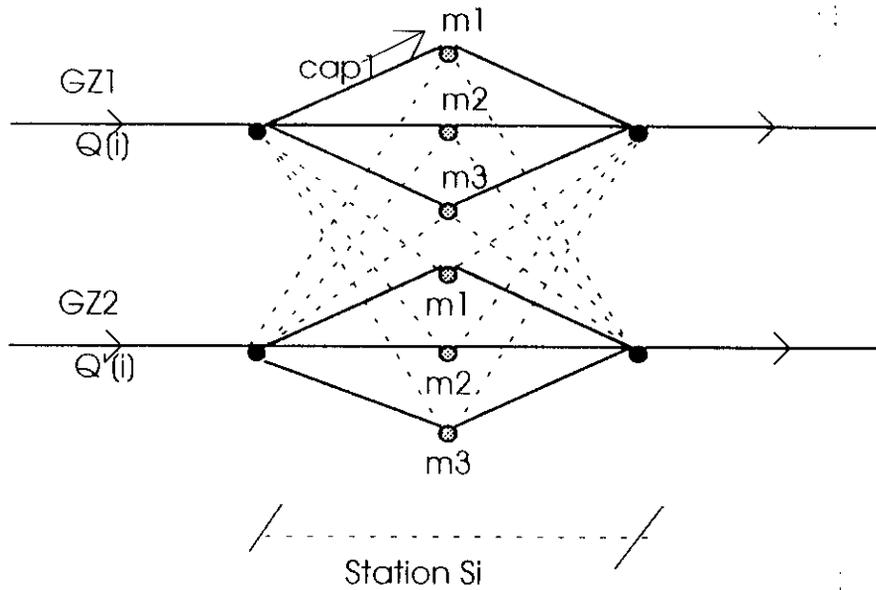
⊗ Point d'interconnexion

U

un noeud $(s(i) ; i=1, \dots, n)$ représente une "grande" station engendrant celle du GZ1 et du GZ2 . Cette station comporte l'ensemble des machines des deux gazoducs .

Dans le cas de SONATRACH, le noeud représente six machines, la septième est toujours en stand-by . Le flux arrivant est la somme des deux flux .

Le schéma illustratif est présenté comme suit :



● Entrée ; sortie station

⊗ Machine

—— Direction principale du flux

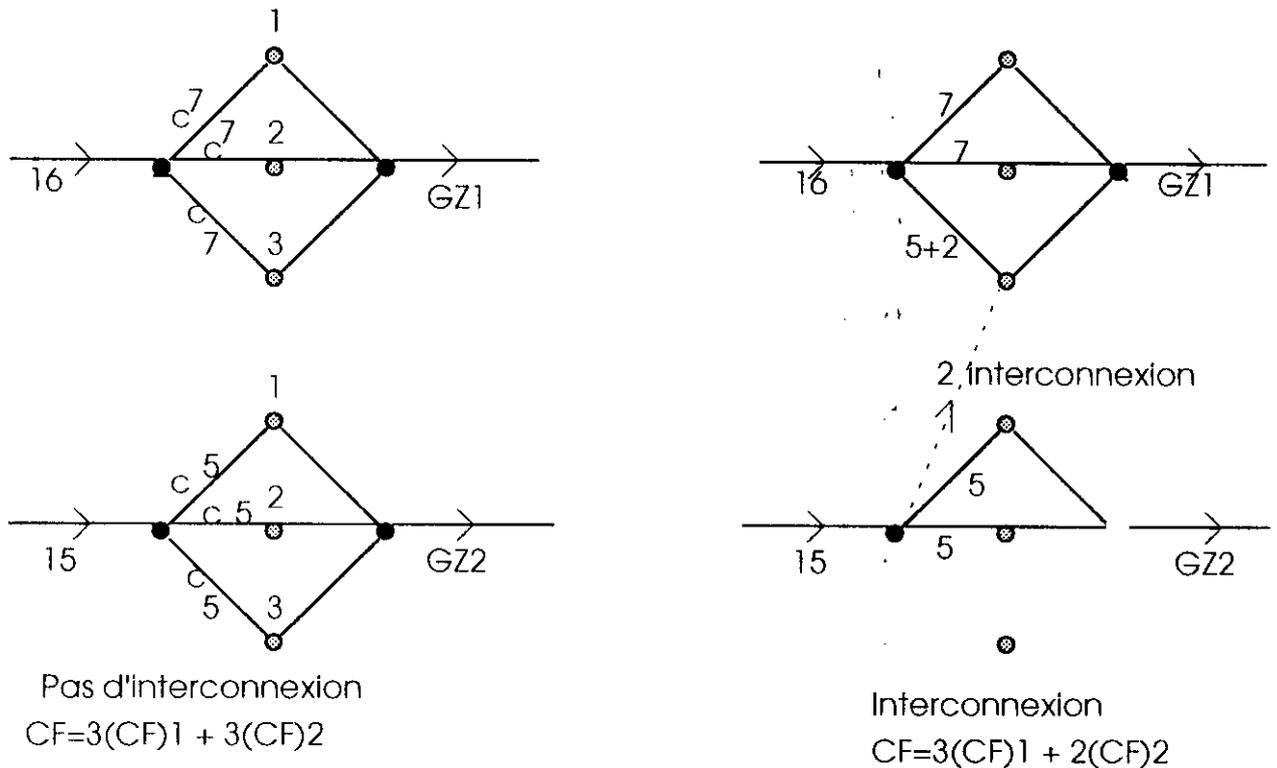
..... Direction secondaire (interconnexion)

tels que :

- $p1, p2$: sont les points "sources" et "puits" respectivement ;
- $m(j,i)$: sont les machines de la station $s(i)$: $i=1, \dots, n$; $j=1, \dots, mt$;
- $Cap1, Cap2$: les capacités des stations du GZ1 et du GZ2 respectivement ;
- Les arcs représentent les chemins possibles que peut prendre un flux ;

Nous remarquons que dans ce cas, c'est à dire la disponibilité de l'interconnexion, nous avons plusieurs façon d'acheminer le flux au point dit "puits" à partir du point dit "source".

Pour mieux comprendre le rôle de l'interconnexion, voici un exemple illustratif :



$(CF)_i$: étant le coût de démarrage d'une machine du GZ_i ; $i=1,2$.

Soit un flux de 16 [Sm^3/h] dans le GZ1, et de 15 [Sm^3/h] dans le GZ2. Les capacités des machines du GZ1 sont de 7 [Sm^3/h] chacune. Celles du GZ2 sont de 5 [Sm^3/h]. Le principe de saturation exige que toutes les machines de GZ1 et de GZ2 fonctionnent (fig 1) ; alors que la machine 3 du GZ1 est sous exploitée. Le coût total de démarrage est de 3 $((CF)_1 + (CF)_2)$.

En revanche, la présence de l'interconnexion (fig2) nous a éviter de supporter un coût supplémentaire. En effet, le flux allant à la machine 3 du GZ2 peut être facilement expédié à la machine 3 du GZ1, vu sa sous exploitation. Donc, nous avons d'une part réduit un coût et d'autre part évité de démarrer une machine dont la période de révision approche (vu la numérotation)

2- Hypothèses :

Mêmes hypothèses que celles du SP1. (le nombre de machines varie).

3- Contraintes :

Mêmes contraintes que celles du SP1. (le nombre de machines varie).

4- Modélisation :

Nous considérons une seule fois l'unique ligne dont le flux qui circule est égale à la somme des deux flux du GZ1 et du GZ2 . De même nous supposons qu'il existe une seule station comprenant l'ensemble des machines. Celle-ci seront numérotée de la même façon que précédemment. Nous appliquons par la suite le même algorithme de résolution du SP2 avec de petites modifications.

4.1 Conditions d'expédition :

Nous expédions un flux d'une ligne vers un autre si :

- les deux flux des deux gazoducs vont être refoulés
- la différence des pressions de refoulement n'est pas significative (l'exploitant à le choix de déterminer la différence tolérée).
- la disponibilité des stations sous-exploitées

Dans les deux lignes il y a un refoulement :

Lorsqu'il y a un refoulement dans une ligne seulement, l'expédition du flux vers l'autre station n'a aucun sens du moment que celle-ci ne fonctionne pas, sauf dans le cas où le flux à l'arrivée est très grand par rapport à la capacité de la station (chose qui n'arrive pas souvent).

La différence entre les pressions de refoulement :

La différence des pressions de refoulement ne doit pas être significative car si c'est le cas, nous allons refouler un flux dont la pression de refoulement est faible avec une pression élevée, chose que nous voulons optimiser.

Il faut se mettre d'accord sur une différence de pression acceptable que nous pouvons la récupérer avec les régulateurs de pression.

La disponibilité des stations sous-exploité :

Si une machine est saturée, il est trivial que nous ne pouvons pas lui rajouter un autre flux.

4.2 La direction de l'expédition :

- l'expédition se fait de la ligne dont la pression de refoulement est inférieure vers l'autre ligne, car à la sortie de la saturation, cette pression pourra être baissée avec les régulateurs de pression.

4.3 Principe de modélisation :

Le même principe de saturation : saturer les machines selon l'ordre de numérotage croissant

4.4 Formulation Mathématique :

Reprenons le schéma (a) :

Soit : $U(i,j)$: la variable de décision définie par:

$$U(i,j) = \begin{cases} 1 & \text{si la machine } j \text{ de la station } i \text{ fonctionne} \\ 0 & \text{si non} \end{cases} \quad \forall i=1,n ; j=1,mt$$

Soit :

mt : le nombre total de machines dans une station

n : le nombre de stations sur un gazoduc

pour tout $i=1,\dots,n ; j=1,\dots,mt ; k=1,2$ on défini :

$Cap [i,j]$: capacité de la machine j dans la station i

$tol1$: la valeur tolérée par l'exploitant à partir de laquelle on considère qu'il y a un refoulement .

tol2 : la différence maximale de pression de refoulement entre les deux stations des deux gazoducs tolérée par l'exploitant, pour laquelle on peut considérer une expédition.

Ψ : la fonction "coût" que nous voulons minimiser

CF : le coût fixe qui est le "coût de démarrage d'une machine"

Alpha(i,k) : la différence entre Pression de refoulement et Pression d'aspiration au niveau de la station i du GZk.

Beta(i) : la différence de pression de refoulement au niveau des deux stations d'ordre i

Le modèle sera :

$$\text{Min } \Psi = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{mt} CF \times U(i,j)$$

pour tout $i=1, \dots, n$; $k=1$ ou 2 on a :

$$\text{Alpha}(i,k) = Pr [i,k] - Pa [i,k] ;$$

$$qc[i]= q[i,k] + q[i,3-k] ;$$

$$\text{Beta}(i) = \begin{cases} A BS (pr(i,k) - pr(i,l)) & \text{si } \text{Alpha}(i,k) > \text{tol1} \text{ pour tout } k=1, 2 \ \& \ l=3-k \\ 100 & \text{si non} \end{cases}$$

$$U[i,1] = \begin{cases} 1 & \text{si } \text{Beta}(i) < \text{tol2} \\ 0 & \text{si } \text{Beta}(i) > \text{tol2} \end{cases}$$

pour tout $j=2, \dots, mt$ on a :

$$U_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{si } \left\{ \begin{array}{l} \sum_{l=1}^{j-1} U_{i,l} = j-1 \quad (1) \\ \text{et} \\ qc[i] \geq \sum_{l=1}^{j-1} cap_{i,l} \quad (2) \end{array} \right. \\ 0 & \text{si non} \end{cases}$$

$$U_{i,j} \in \{ 0,1 \} \quad \forall i = 1, \dots, n ; j=1, \dots, mt$$

Remarque importante :

L' équation (1) est redondante, car le faite que l'équation (2) est vérifiée ça veut dire que les machines d'ordre $1, \dots, j-1$ fonctionnent.

5. Analyse du modèle :

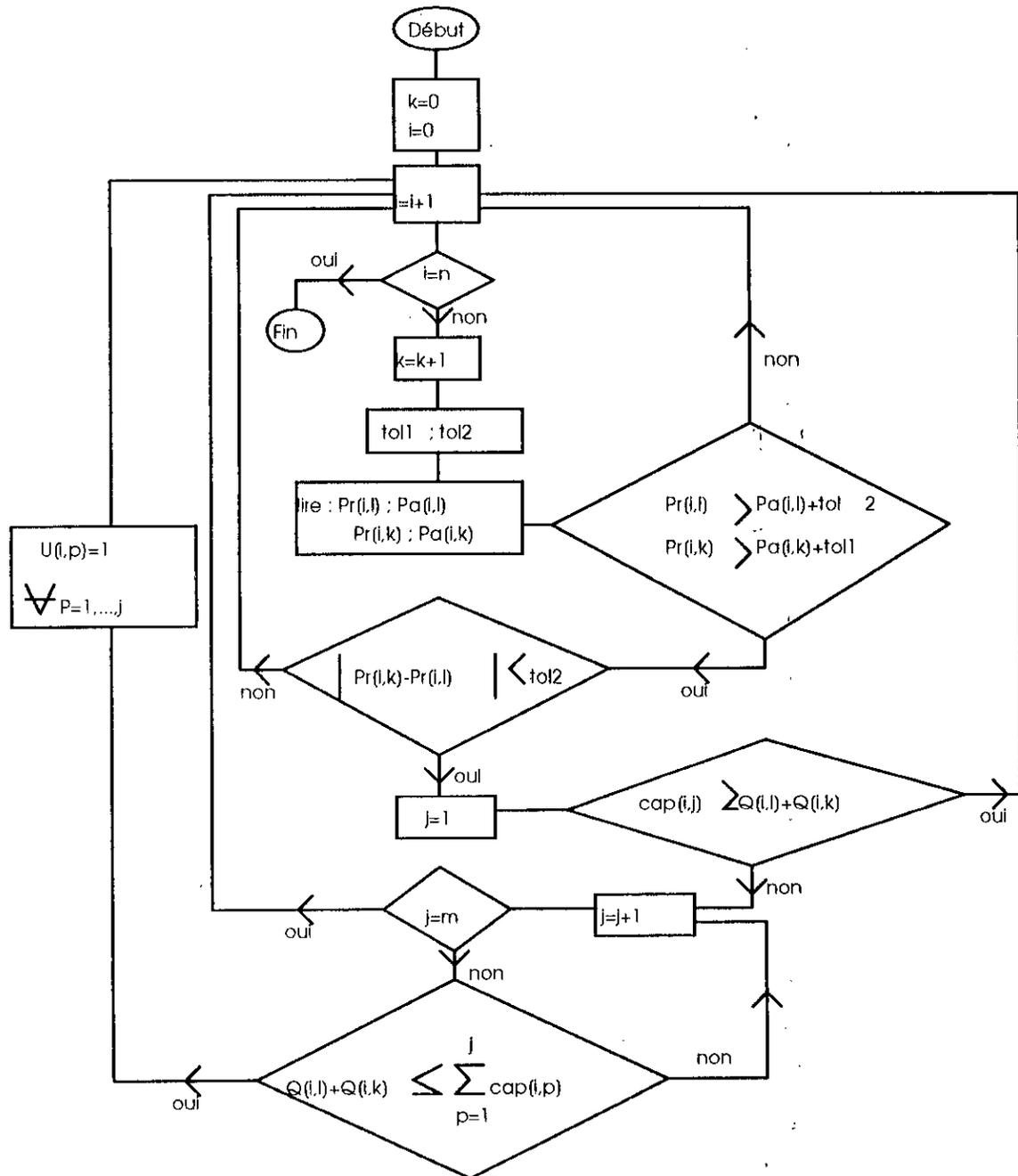
Le modèle ainsi obtenu est un modèle linéaire appelé "problème en zéro et un ". Il comporte $[n \times mt + 4 \times n]$ variables et $[n \times mt + 4 \times n]$ équations.

6. Méthode de résolution :

La même méthode de résolution que celle du SP2 sera utilisée pour résoudre le SP3

6.1 Algorithme de résolution :

L'organigramme de l'algorithme de résolution se présente comme suit :



CHAPITRE VII

SOLUTION

FINALE

Solution finale :

Afin de pouvoir gérer les trois modèles convenablement et établir un lien entre eux, et dans le but de faciliter les manipulations et de regrouper les résultats dans des fichiers accessibles, nous avons préféré élaborer un logiciel d'exploitation.

1- Que doit permettre ce logiciel ?

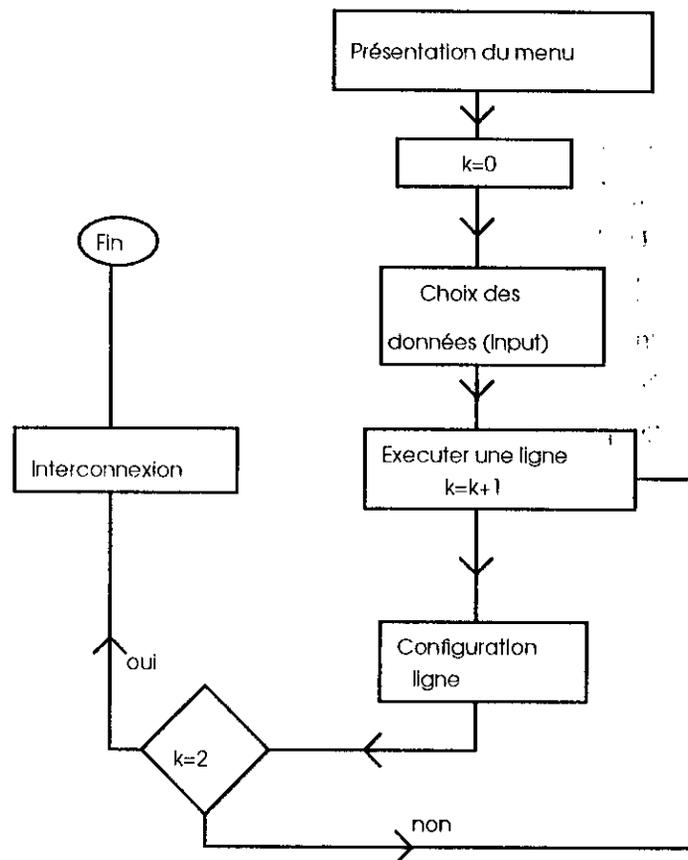
Il permet à l'exploitant d'avoir la solution à son problème de transport sous forme numérique stockée dans un fichier accessible, et sous forme graphique. Il fait entrer les données nécessaires (demandes, pression d'expédition, température,..) et visualisera le régime optimal, puis il fait entrer l'ordre des machines selon leurs périodes de révision, il aura alors la configuration de chaque station. En fin il pourra profiter de l'interconnexion en faisant introduire le rang des stations pour lesquelles l'interconnexion est disponible (voir l'organigramme ci-dessous).

Les fichiers résultants de ce logiciel sont :

- fichier GZ1.dat qui donne le régime de la ligne GZ1,
- fichier GZ2.dat qui donne le régime de la ligne GZ2,
- fichier config1.dat qui donne la configuration des stations du GZ1,
- fichier config2.dat qui donne la configuration des stations du GZ1,
- fichier intercon.dat qui donne les interconnexions possibles.

Organigramme :

L'organigramme du logiciel se présente comme suit :



2- Coût d'exploitation du gaz :

coût d'exploitation du gaz est constitué de deux coûts. Le coût de la canalisation et le coût de compression (y compris la main d'oeuvre, autres charges,...)!

Nous remarquons que dans le graphe ci-dessous, que pour un diamètre donné, le coût unitaire relatif à la canalisation décroît avec l'évolution du débit et le coût unitaire relatif au coût des stations (énergie,...) croît avec le débit transporté. Dans notre cas, la canalisation existe et les stations sont implantées. La réduction du coût d'exploitation se fait uniquement par le biais de la réduction du coût de l'énergie de compression et le coût des démarrages des machines.

Ces deux types de coût peuvent être considérés dans notre cas comme les seules charges variables. En effet toutes les autres charges (variables ou fixes) ne sont pas concernées par l'étude. On peut en déduire que le coût total sera minimisé si et seulement si le coût de l'énergie consommée et le coût des démarrages des compresseurs seront réduits.

Le calcul du coût de revient de transport d'un mètre cube de gaz fait appel à plusieurs calculs de charges (nombre de travailleurs, la consommation de l'énergie électrique, coût des pipes, d'entretien des stations, de transport,...). Ce qui fait l'objet d'un projet de fin d'études. Nous dirons seulement que notre apport contribue à la réduction du coût total par le biais de la minimisation du taux de consommation et du coût de démarrage des machines.

3- Analyse du résultat :

L' analyse du résultat du modèle repose sur la comparaison de celui-ci avec le cas réel. La solution obtenue s'avère très satisfaisante.

La prise en considération de certains paramètres physiques et chimique dans le modèle et la négligence d'autres nous a permis de bien maîtriser l'écoulement du gaz dans les conduites. En faisant une comparaison entre un résultat du nouveau modèle et une situation déjà vécue avec les mêmes données d'inputs, nous remarquons que les coûts d'exploitation sont différents.

Afin de pouvoir comparer les résultats, nous avons pris quelques exemples d'exploitation réelle pour les mêmes demandes GNL et SONELGAZ. La manière que nous avons adopté pour l'appréciation du résultat se base sur la comparaison du rapport de compression (R) dans une station, le débit expédié (Q) et le nombre de machines tournantes (m).

Cette technique est tout à fait équivalente à la comparaison des coûts. En effet, le coût d'exploitation dépend entre autre de l'énergie consommée (taux de consommation d'une station) et du nombre de compresseurs mis en oeuvre. Or, l'énergie consommée dépend du rapport de compression (R) et du débit (Q) entrant dans la station (voir formule de la puissance). Donc, les seuls facteurs de comparaison sont (R), (Q) et (m).

4- Suggestions et propositions :

Le modèle élaboré est en fait un modèle qui répond à une certaine préoccupation. Les résultats obtenus sont sans doute optimaux. Pour améliorer cette solution et l'appliquer à l'exploitation, nous avons penser à donner quelques propositions.

Proposition 1 : Souplesse de l'exploitation

La première technique que nous proposons peut nous éviter dans certain cas de faire démarrer une ou plusieurs machine(s) pour une compression minimale. En effet; le régime donné par le modèle peut être pris dans son ensemble et non pas par station, c'est à dire que lorsque nous obtenons au niveau d'une station un refoulement inférieur à une certaine valeur tolérée (tolu) que les exploitants fixent, nous considérons que dans cette station, il n'y a pas de compression. Mais attention ! il faut s'assurer que la pression d'arrivée à la station suivante est plus grande que la pression minimale (plus grands qu'elle de deux ou trois fois "tol") pour des raisons de sécurité. La valeur enlevée (c'est à dire "tol") sera rajoutée dans l'autre station.

Cette souplesse dans l'exploitation est une technique qui répond aux exigences du transport tout en gardant l'optimalité de la solution..

proposition 2 : Principe de numérotage

La priorité du fonctionnement des machines se base uniquement sur la période de révision. La technique de numérotage doit être respectée afin d'éviter un risque de panne, qui à travers sa survenance, engendrerait des coûts supplémentaires à SONATRACH. En revanche, lorsque deux machines sont aptes à fonctionner (c'est à dire que leurs périodes de révision sont relativement proches), il faut démarrer celle de plus grande capacité.

CONCLUSION

CONCLUSION GENERALE

L'exploitation du gaz est devenue de plus en plus coûteuse en raison de l'éloignement des grandes zones productrices des grands points consommateurs.

Limiter le coût de transport du gaz devient une nécessité si l'on veut son développement.

Dans le présent travail, nous nous sommes fixés comme objectif principal la réduction du coût d'exploitation engendré d'une part par l'énergie consommée et d'autre part par le nombre de machines mises en oeuvre.

C'est dans cette optique que nous avons effectué trois stages dans le but de récolter plus d'informations. Une première visite au terminal départ de HASSI R'MEL nous a permis de comprendre le processus d'expédition du gaz. La deuxième, effectuée à la stations de compression de TIZRHET (LAGHOUAT) et à la station de reinjection de HASSI R'MEL, nous a permis de cerner les différents problèmes que rencontre l'exploitant. Un dernier stage à ARZEW (ORAN) où se situe le terminal arrivée durant lequel, nous avons pu enrichir nos informations.

Afin d'aboutir à notre objectif, nous avons suivi une démarche. Nous sommes partis d'une étude thermodynamique pour arriver à une analyse économique, en passant par la modélisation dans laquelle nous avons divisé notre problème en trois parties.

Cette technique nous a permis de bien mettre en relief toutes les difficultés du problème. Nous avons élaboré pour chaque sous-problème un modèle explicatif. Le premier dont la mise en oeuvre a été réalisée par un logiciel spécialisé dans la programmation mathématique, consistait à trouver un régime optimal de ligne. Le second et le troisième qui s'occupaient de la minimisation du nombre de compresseurs mise en service, ont été réalisés par un programme en langage pascal. Ces trois modèles sont gérés et regroupés par un programme principal, constituant ainsi un logiciel d'exploitation.

Nous avons entrepris également une analyse économique des résultats afin d'en déduire la validité du modèle. Nous pourrions dire que le logiciel élaboré pourra être un bon outil d'aide à la décision en le généralisant pour tout le réseau par le biais de quelques modifications (nombre de stations, diamètre du pipe,...).

Conclusion

Toutefois, les résultats générés par le logiciel restent une réponse optimale à un certain raisonnement. Pour cela, nous suggérons quelques propositions qui pourront aider l'exploitant dans sa prise de décision.

Par ailleurs, les aléas existent en temps réel sur les moyens de transport (pannes de compresseur, ruptures de canalisation, chute brusque de pression,...). Pour y faire, il faut prévoir une " marge de sécurité " qu'on doit prendre en considération pour les différents moyens.

ANNEXES

ANNEXE A :

1- La place de notre pays dans le monde du gaz :

Pour beaucoup de gens notre pays passe pour être fabuleusement riche en gaz naturel. La vérité est que l'Algérie dispose d'un bon potentiel mais reste cependant modeste en comparaison avec ceux de l'IRAN et de l'ex-URSS. En réalité, notre production ne présente que 100 milliards sur 2100 milliards à travers le monde soit de l'ordre de 4.75 % . Cependant, cela représente 31.5 % de la production de gaz de l'OPEP (qui est évaluée à 300 m³/an) et l'essentiel de la production de l'Afrique.

Ces tableaux suivants nous illustrent la place de notre pays dans le monde du gaz :

Tableau N°:1

Pays à économie planifiée (URSS)	45.500
Moyen Orient (IRAN)	27.000
Amérique du nord	8.100
Europe de l'Ouest	7.200
Amérique latine	5.500
Algérie	3.600
TOTAL	66.900

[15]

Réserves prouvées de gaz naturel (en milliards de m3)

Tableau N°:2

Pays	Réserves	Classement
Iran	13.8	1 ième
Quatar	4.3	2 ième
Algérie	3.6	3 ième
Arabie saoudite	3.6	4 ième
Emirate arabe	3.2	5 ième
Venezuela	1.7	6 ième
Nigeria	1.3	7 ième
Indonésie	1.1	8 ième
Koweït	1.0	9 ième
Libye	0.6	10 ième
Irak	0.3	11 ième
Equateur	0.1	12 ième
Gabon	0.05	13 ième

[15]

Des pays de l'OPEP (10³ milliards de m3/an)

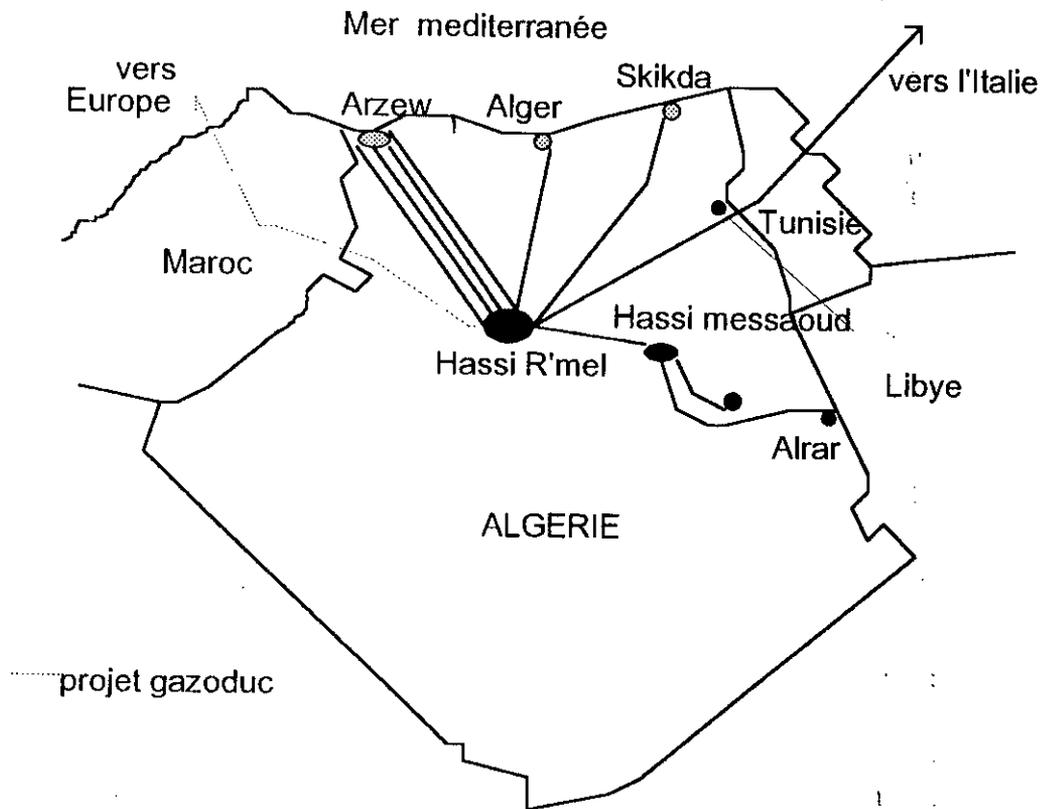
Tableau N°: 3

Pays	Réserve	Classement
Algérie	100.3	1 ière
Indonesie	44.7	2 ième
Iran	34.6	3 ième
Venesuela	33.0	4 ième
Arabie saoudite	32.1	5 ième
Emirate arabe	23.6	6 ième
Nigeria	17.5	7 ième
Libye	12.0	8 ième
Quatar	6.2	9 ième
Irak	5.8	10 ième
Koweit	5.4	11 ième
Gabon	2.4	12 ième
Equateur	0.6	13 ième

[15]

Production de gaz naturel des pays de l'OPEP

2- Carte de transport des hydrocarbures :



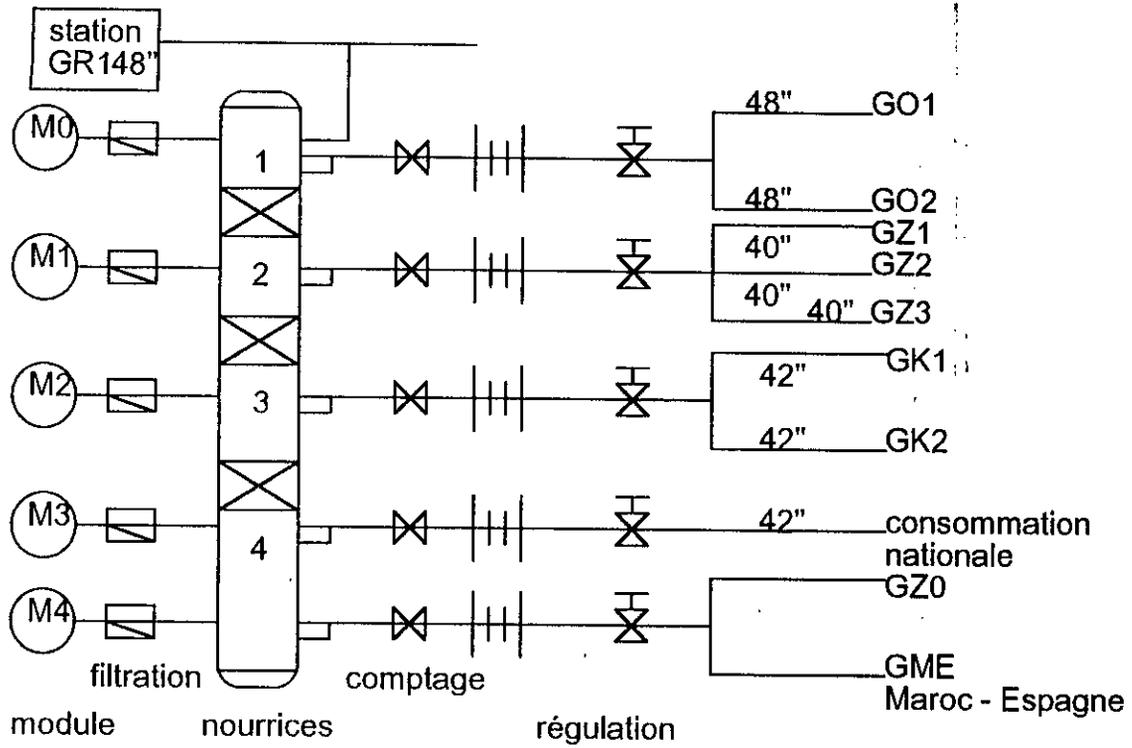
CARTE DE TRANSPORT DES HYDROCARBURES

En Algérie, l'importance des réserves gazières fait de la participation du gaz au développement économique un principe directeur de la politique énergétique nationale. SONATRACH a centré ses efforts sur le développement des champs gaziers, en particulier l'immense champ de Hassi R'mel, l'un des plus grands du monde en le dotant de très importantes installations de traitement. Simultanément, elle a entrepris la mise en place d'infrastructures de liquéfaction qui totalisent aujourd'hui près de 25 % du commerce du GNL.

Elle a construit, en association avec des partenaires Européens le premier gazoduc sous-marin intercontinental d'une longueur de 2500 km, le doublement de cette canalisation achevée en 1987 a permis d'accroître la capacité d'exploitation de SONATRACH.

Il semble opportun de souligner à cet égard que l'Algérie est le premier exportateur au sein de l'OPEP (45 %) et le cinquième exportateur mondial de gaz. Elle assure le cinquième, près de 10 % du marché mondial en gaz naturel.

Figure n°1 :



Terminal départ : Centre national dispatching gaz

Figure n°2 :

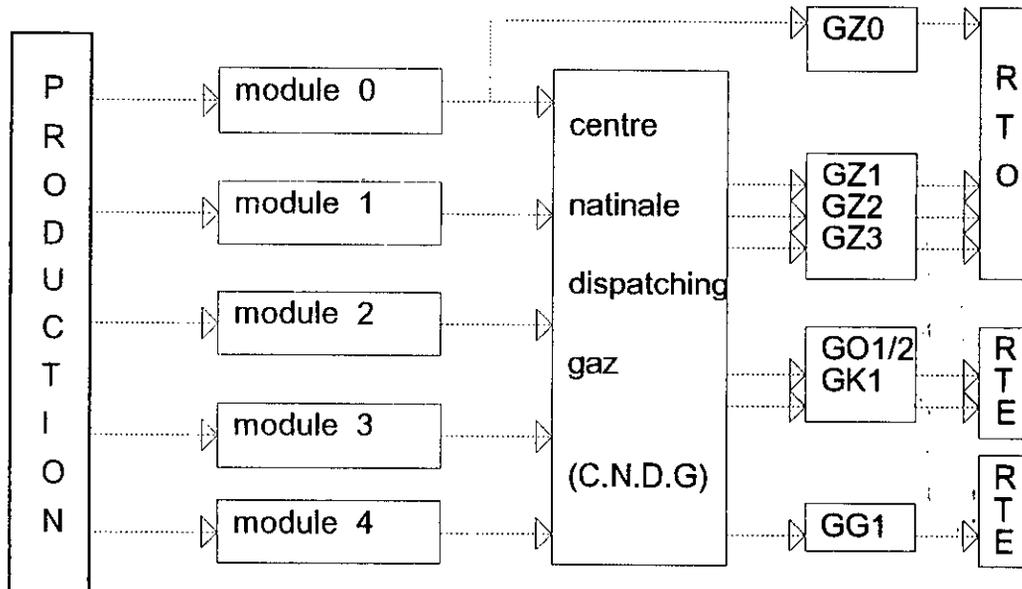


Schéma de principe du centre national dispatching gaz

3- Principaux constituants du gaz naturel :

Composition chimique :

He	Hélium	0.19 ± 0.02 %
CO2	Anhydride carbonique	0.21 ± 0.03 %
N2	Azote	5.80 ± 0.20 %
C1	Méthane	83.00 ± 0.50 %
C2	Ethane	7.10 ± 0.25 %
C3	Propane	2.25 ± 0.10 %
iC4	Iso butane	0.4 ± 0.10 %
nC4	Normale Butane	0.6 ± 0.10 %
iC5	Iso Pentane	1.12 ± 0.04 %
nC5	Normal Pentane	0.15 ± 0.04 %
C6	Hexane et supérieurs	0.18 ± 0.05 %

Propriétés physico-Chimiques :

Les propriétés physico-chimiques principales sont ::

la densité $d = 0.659$

la masse molaire $M = 19.1$

Pouvoir calorifique :

supérieur : PCS = 9400 kcal /Sm³ ± 100

inférieur : PCI = 8500 kcal /Sm³ ± 100

ANNEXE B :

1- Calcul du facteur de compressibilité : Z_m [1]

On a :

$$P_{red} = \frac{P_{max}}{P_{cri}} = \frac{PMS}{P_{cri}} = \frac{70}{47.2} = 1.6$$

La température critique du gaz est : $T_{cri} = 196.1^\circ k$

Calculons la température réduite maximale du gaz .

$$\text{On a : } T_{red\ max} = \frac{T_{max}}{T_{cri}}$$

La température maximale de service du gaz transporté est : $T_{max} = 80^\circ C$
d'ou :

$$T_{red\ max} = \frac{(80+273)}{196} = 1.8$$

Idem pour la température réduite minimale :

$$T_{red\ min} = \frac{T_{min}}{T_{cri}} = \frac{(40+273)}{196} = 1.6$$

A l'aide d'un réseau de courbes des facteurs de compressibilité "abac (*)", pour différentes valeurs de P_{red} et T_{red} , nous obtenons :

Pour le couple $(P_r, T_r\ max)$: $Z1 = 0.90$

Pour le couple $(P_r, T_r\ min)$: $Z2 = 0.94$

La variation de Z étant minime entre $T_r\ max$ et $T_r\ min$, ce qui nous permet de fixer Z_m à :

$$Z_m = 1/2 \times (Z1 + Z2)$$

c'est à dire :

$$Z_m = 1/2 \times (0.9 + 0.94) = 0.92$$

2- Calcul de la viscosité ν : [1]

On a déjà trouvé que :

$$\begin{cases} T_{red \max} = 1.8 \\ T_{red \min} = 1.6 \\ P_{red} = 1.6 \end{cases}$$

$$\text{d'autre part on a : } \nu = \frac{\mu}{\rho}$$

avec μ : coefficient de viscosité absolue ou dynamique
 ρ : masse spécifique du fluide.

La valeur du rapport μ/μ_1 de la viscosité μ du gaz dans les conditions T, P à la viscosité μ_1 du gaz dans les conditions $T, 1atm$ est :

Pour le couple $(T_{red \min}; P_{red})$, à partir du réseau de courbe "abac(**)"; la valeur de $\mu/\mu_1 = 1.15$

Pour le couple $(T_{red \max}; P_{red})$ $\mu/\mu_1 = 1.10$

A la pression atmosphérique, la viscosité du gaz croît avec la température comme l'indique le tableau suivant :

Temperature en C°	0	20	50	100	200	300	400	500	600	700
μ en micropoise ($Po \cdot 10^{-6}$)	102	108	117	133	162	186	206	225	245	263
ν en millistickes ($St \cdot 10^{-3}$)	143	165	196	254	385	536	702	886		

A la température de référence $T=15^\circ C$, on calcul μ_1 à une atmosphère.

On trouve : $\mu_1 = 178.5 \times 10^{-6}$ poise.

D'où la valeur de la viscosité absolue $\mu \in [196.35 \times 10^{-6}; 2200.8 \times 10^{-6}]$ Poise

et la valeur de la viscosité cinématique $\nu \in [297.5 \times 10^{-6}; 304 \times 10^{-6}]$ Stocks

d'où :

$$\nu_{moy} = 300 \times 10^{-6} \text{ Stocks}$$

3- Calcul de k : [1]

On a :

$$k = 22100 \times \sigma$$

avec :

$$\sigma = G \times Z_m \times (T_m/T_0) \times (0.85/E)^{1.96} \times (\nu/0.16)^{0.04}$$

$G = 0.66$
 $T_m = 48^\circ\text{C}$
 $Z_m = 0.92$
 $T_0 = 288^\circ\text{K}$
 $v = 300 \times 10^{-6}$ Stocks
 $E = 0.80$

On trouve : $k = 12735.35$

4- Calcul α : [16]

α est constante qui varie entre : 0.116×10^{-2} et 0.35×10^{-2} kJ/m² °C h
 $\alpha_{\text{moy}} = 0.223 \times 10^{-2}$ kJ/m² °C
 $b = \alpha \pi D / C_p = 3.674$ kg/m h

5- Calcul de C_p : [2]

La capacité calorifique du gaz est :
 $C_p = 37.925$ K J / K mol °C = 2.182 K J / kg °C

6- Calcul de l'exposant polytropique : [1]

$$n = \frac{1}{1 - (\delta - 1 / \delta E)}$$

$$\delta = C_p / C_v \approx 1.3$$

$$E = 0.8 \text{ rendement du compresseur [Source : SONATRACH]}$$

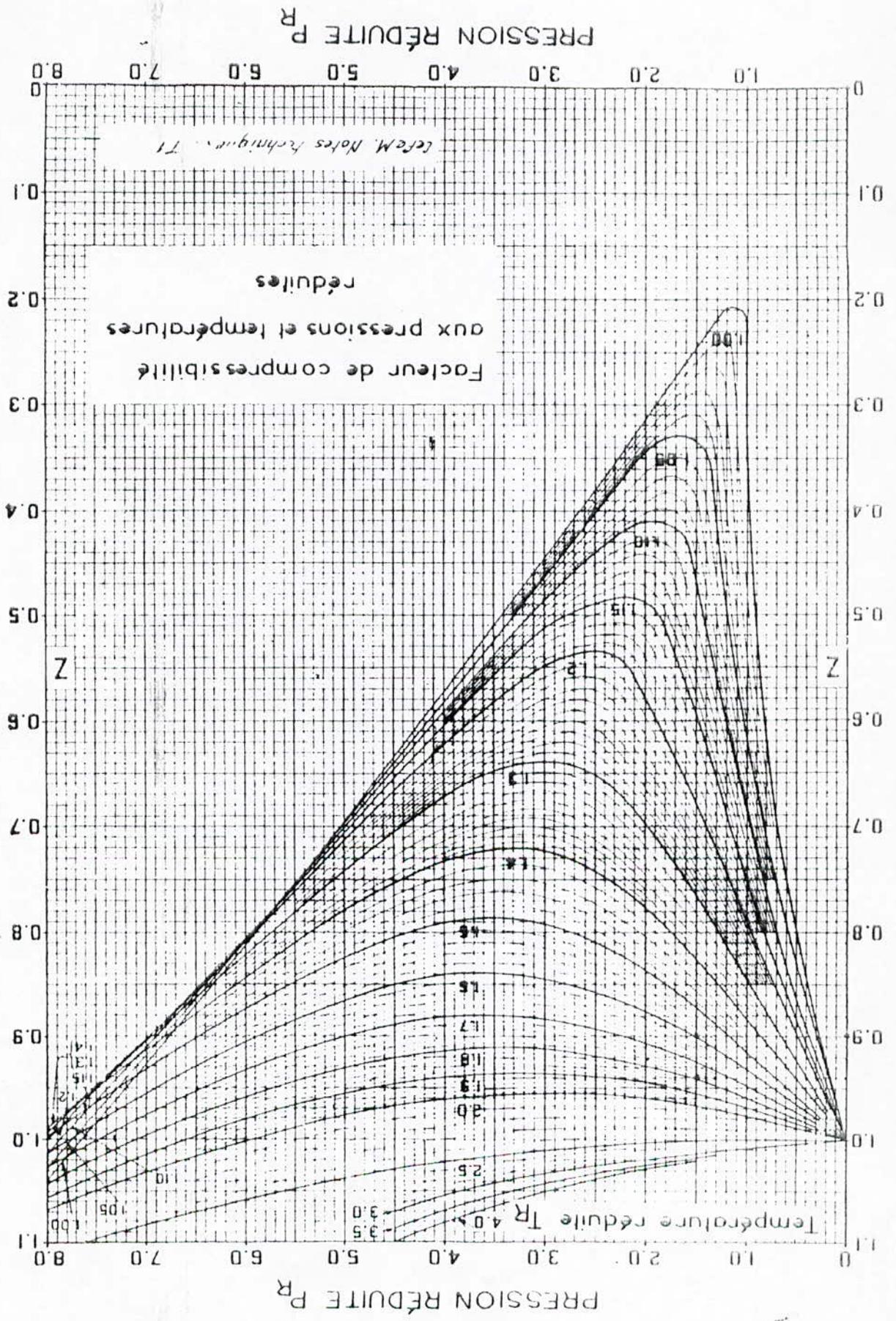
d'où : $n = 1.4$

7- Calcul de k_2 : c oéfficient de la puissance [11]

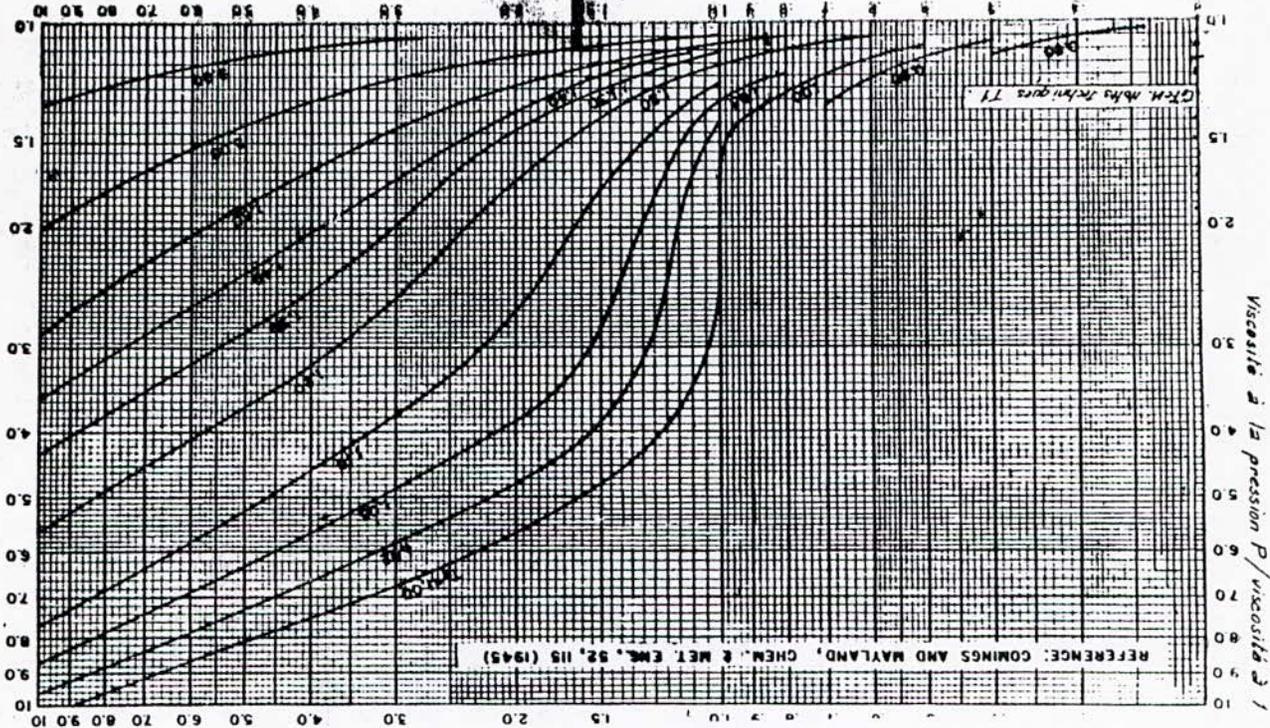
Tableau donnant la constante k :

Type de compresseur	$1.3 < P_2/P_1 < 2$	$2 < P_2/P_1 < 3$
piston	$k=0.085$	$k=0.095$
Centrifuge	$k=0.095$	$k=0.1$

$k_2 = 47\text{W/m}^3$ [10]



Pression réduite P/P_0



REFERENCE: COMINGS AND MAYLAND, CHEM. & MET. ENG., 52, 115 (1945)

Chem. Abstr. techniques 71

ANNEXE C :

**Régime de ligne dans le cas réel de l'exploitation
Gazoduc "GZ2"**

Condition hiver - Température du sol : 18°C

Exploitation dans le cas idéal

% de consommation station : 0.46 %
(Sm³/h : condition à 15°C ; 76 cm Hg)

Tableau n° 1 :

Point	T.D	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	ARZEW
P.K	0	74.775	145.243	225.307	294.499	398.212	510.744
Altitude	747	850	1045	970	1235	525	20
Débit Q							
-Sm ³ /h	1679	1671	1663 490	1655 030	1646	1637 410	1637
-m ³ /s	300	570	2.85	2.91	880	3.04	410
		2.75			2.90		
H (m)		3 271	3 592	3 874	3 736	4 538	
Puissance absorbée par compresseur +auxiliaires HP		7 229	7 880	8 438	8 105	9 747	
Nb d'unités en service		3	3	3	3	3	
Puissance disponible par turbine HP		12 236	11 928	12 040	11 547	12 712	
Température ambiante (C°)		20	20	20	20	20	
Puissance utilisée		59.1	66.1	70.1	69.6	76.7	
Vitesse de rotation (tr/mn)		5 600	5 815	6 030	5 940	6 500	
Vitesse		86.2	69.5	92.8	91.4	100	
Consommation station Sm ³ /h		7 730	8 080	8 460	8 150	9 470	

[Source : R.T.O]

Condition été - Température du sol : 25°C

Point	T.D	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	ARZEW
P.K	0	74.775	146.223	225.307	294.499	398.212	510.744
Altitude	747	840	1 045	970	1 235	225	20
Débit Q -Sm ³ /h -m ³ /s	1651 000	1643 100 2.72	1643 700 2.83	1625 960 2.89	1617 600 2.90	1608 000 3.04	1608 000
H (m)		3 208	3 573	3 829	3 736	4 596	
Puissance absorbée par compresseur +auxiliaires HP		6 980	7 713	8 206	7 973	9 707	
Nb d'unités en service		3	3	3	3	3	
Puissance disponible par turbine HP		9 177	8 946	9 030	9 707	10 660	
Température ambiante (C°)		40	40	40	35	35	
Puissance utilisée		76.06	86.2	90.9	81.6	90.6	
Vitesse de rotation (tr/mn)		5 516	5 813	6 000	5 970	6 500	
Vitesse		85	89.4	92.3	91.85	100	
Consommation station Sm ³ /h		7 900	8 400	8 740	8 360	9 600	

[Source : R.T.O]

Ecoulement libre
Ligne nue - Condition hiver
Température du sol 18°C

Point	T.D	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	ARZEW
P.K	0	74.775	145.243	225.307	294.499	398.212	510.744
Altitude	747	850	1045	970	1235	525	20
Debit Q -Sm ³ /h -m ³ /s							16.6
H (m)	50						
Puissance absorbée par compresseur +auxiliaires HP	861 000	860 686	860 372	860 058	859 744	859 430	859 430
Nb d'unités en service							
Puissance disponible par turbine HP							
Température ambiante (C°)							
Puissance utilisée							
Vitesse de rotation (tr/mn)							
Vitesse							
Consommation station Sm ³ /h		314	314	314	314	314	

[R.T.O]

Ecoulement libre
Ligne nue - Condition été
Température du sol 18°C

Point	T.D	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	ARZEW
P.K	0	74.775	145.243	225.307	294.499	398.212	510.744
Altitude	747	850	1045	970	1235	525	20
Débit Q Sm ³ /h -m ³ /s							16.6
H (m)	50						
Puissance absorbée par compresseur +auxiliaires HP	847 000	846 686	846 372	846 058	845 744	845 430	845 430
Nb d'unités en service							
Puissance disponible par turbine HP							
Température ambiante (C°)							
Puissance utilisée							
Vitesse de rotation (tr/mn)							
Vitesse							
Consommation station Sm ³ /h		314	314	314	314	314	

[R.T.O]

ANNEXE D :

Traduction du modèle en langage GAMS

Sets i station / 1*5 /

Parameters

SUP(i)

/ 1 1
2 2
3 3
4 4
5 5 /;

Scalar

pcont pression de contrat / 1849 /;

Parameters

h(i) dénivellation

/ 1 205
2 -75
3 265
4 -710
5 -475 /;

Parameters

dp(i) demande piquage sonelgaz

/ 1 9650
2 3698
3 1000
4 3210
5 6985 /;

Scalar

ez / 94 /
a / 0.28 /
b / 5.559 /
t0 / 55 /
ts / 20 /
h0 / 240 /
L0 / 75 /;

Parameters

l(i) distance entre les stations

/ 1 70
2 81
3 69
4 102
5 110 /;

Parameters

	$l(i)$
/1	35
2	40
3	35
4	51
5	55 /;

Scalar

GNL demande au T.A / 1 700 000 / ;

Scalar

c / 8E-12 /
 p_{min} / 1 762 /
 p_{ms} / 4 489 /
 t_{max} / 80 /
 t_{min} / 38 /;

Variables

w puissance consommee par la station
 p_0 pression d'expedition
 $piq(i)$ le flux volumique dans les C.R allant au piquage
 qf le flux volumique final dans les C.R
 $q(i)$ le flux volumique dans les C.R
 $pr(i)$ la pression de refoulement de la station
 $pa(i)$ la pression aspiree par la station
 pf la pression finale gaz au T.A
 $R(i)$ rapport de compression
 $tr(i)$ Température de refoulement de la station i
 $ta(i)$ Température d'aspiration de la station i
 $t1(i)$ Température au piquage
 $x(i)$ débit massique dans la station i
 $y(i)$ débit massique au point de piquage
 yf débit massique au dèrnièr piquage
 xf débit massique final
 pm_0 pression moyenne dans le premier tronçon
 tm_0 température moyenne dans le premier tronçon
 $pm(i)$ pression moyenne dans le tronçon i
 $tm(i)$ température moyenne dans le tronçon i

Positive variable $ta, tr, tf, pa, pr, piq, q, qf, R, pf, t1, xf, tm_0, tm, pm, p_0$;

Equations

EQ0 FONCTION OBJECTIVE
 EQ1
 EQ2
 EQ3
 EQ4
 EQ5
 EQ6
 EQ7
 EQ8
 EQ9
 EQ10
 EQ11
 EQ12
 EQ13
 EQ14
 EQ15
 EQ16
 EQ17
 EQ18
 EQ19
 EQ20
 EQ21
 EQ22
 EQ23
 EQ24
 EQ25
 EQ26
 EQ27
 EQ28
 EQ29
 EQ30
 EQ31 ;

EQ0 .. $w = E = \text{SUM}(i, ez * q(i) * (\text{LOG}(R(i))))$; $R.lo(i) = 1.00002$;
 EQ1(i) .. $R(i) - (\text{Pr}(i)/pa(i))^{**}(0.5) = E = 0$; $pa.lo(i) = 46$;
 EQ2 .. $p0 - pa('1') - c * L0 * q('1')^{**}2 - (0.05 * pm0 * h0 / 323) = E = 0$;
 EQ2 .. $pm0 = E = (0.5) * (p0^{**}(1/2) + pa('1')^{**}(1/2))$;
 EQ3 .. $tm0 = E = (t0/3) + (2 * ta('1')/3)$;
 EQ4(i)\$(SUP(i) ne 5) .. $q(i) = E = q(i+1) + piq(i)$;
 EQ5(i)\$(SUP(i) NE 5) .. $pr(i) - pa(i+1) - c * (l(i) - l1(i)) * q(i)^{**}2 -$
 $c * i1(i) * q(i+1)^{**}2 (0.05 * pm(i) * h(i) / 323) = E = 0$;
 EQ6(i)\$(SUP(i) ne 5) .. $pm(i) = E = (0.5) * (pr(i)^{**}(1/2) + pa(i+1)^{**}(1/2))$;
 EQ7(i)\$(SUP(i) ne 5) .. $tm(i) = E = (tr(i)/3) + (2 * ta(i+1)/3)$;
 EQ8 .. $pr('5') - pf - c * (l('5') - l1('5')) * q('5')^{**}2 - c * l1('5') * qf^{**}2 - (0.05 * pm('5') * h('5') / 323) = E = 0$;
 EQ9 .. $pm('5') = E = (0.5) * (pr('5')^{**}(1/2) + pf^{**}(1/2))$;

EQ10 .. $tm('5')=E=(tr('5')/3) + (2*tf/3);$
 EQ11 .. $q('5')=E=piq('5') + qf;$
 EQ12(i) .. $q(i)=L=10000000 ;$
 EQ13 .. $p0=L=pms;$
 EQ14 .. $p0=G=pmin;$
 EQ15(i) .. $pr(i)=L=pms ;$
 EQ16(i) .. $pr(i)=G=pmin;$
 EQ17(i) .. $pa(i)=G=pmin ;$
 EQ18 .. $pf=G=pmin;$
 EQ19 .. $pf=L=pms;$
 EQ20 .. $qf=G=GNL ;$
 EQ21(i) .. $piq(i)=G=dp(i) ;$
 EQ22(i) .. $x(i)=E=q(i)*0.66;$
 EQ23 .. $xf=E=x('5')-y('5');$
 EQ24(i) .. $y(i)=E=piq(i)*0.435;$
 EQ25(i) .. $tr(i)=E=ta(i)*(R(i)**a);$
 EQ26(i) .. $t1(i)=E=ts+(tr(i)-ts)*(exp(-b*I1(i)/q(i)));q.lo(i)=1150000;$
 EQ27(i)\$(SUP(i) NE 1) .. $ta(i)=E=ts+(t1(i-1)-ts)*(exp(-b*I(i)/q(i)));q.lo(i)=116000;$
 EQ28 .. $ta('1')=E=ts+(t0-ts)*(exp(-b*I0/q('1')));q.lo('1')=116000;$
 EQ29 .. $tf=E=ts+(t1('5')-ts)*(exp(-b*I('5')/qf));qf.lo=1150000;$
 EQ30(i) .. $tr(i)=L=tmax;$
 EQ31(i) .. $ta(i)=G=tmin;$

MODEL ENERGIE

/ all / ;

solve ENERGIE using **NLP MINIMISING** w ;
 option **NLP=MINOS5** ;
 option iterlim=1000 ;
DISPLAY q.l, piq.l, pa.l, pr.l, pm.l, pm0.l, qf.l, pf.l ;

ANNEXE E :

Exemple 1 :

Résultat donnée par GAMS pour un débit final QF= 1.6E+6 m3/h et des prélèvements par SONELGAZ piq (i), le long du gazoduc GZ1 : [*LST]

Il n'est considéré que la variable pression.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR W	-INF	2.1802E+8	+INF	.
---- VAR P0	48.000	4489.000	+INF	.

W puissance consommée par la station
P0 pression d'expédition

---- VAR PIQ le flux volumique dans les C.R allant au piquage

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1		9562.000	+INF	.
2		3698.000	+INF	.
3		5986.000	+INF	.
4		1578.000	+INF	.
5		9999.000	+INF	.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR QF	6.0000E+5	1.7000E+6	+INF	.

QF le flux volumique final dans les C.R

---- VAR Q le flux volumique dans les C.R dans le tronçon i

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	6.0000E+5	1.7308E+6	+INF	.
2	6.0000E+5	1.7213E+6	+INF	.
3	6.0000E+5	1.7176E+6	+INF	.
4	6.0000E+5	1.7116E+6	+INF	.
5	6.0000E+5	1.7100E+6	+INF	.

---- **VAR PR** la pression de refoulement de la station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	4489.000	+INF	.
2	45.000	4489.000	+INF	.
3	45.000	4489.000	+INF	.
4	45.000	4489.000	+INF	.
5	45.000	4316.244	+INF	.

---- **VAR PA** la pression aspirée par la station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	2689.343	+INF	.
2	45.000	2818.718	+INF	.
3	45.000	2573.898	+INF	.
4	45.000	2863.863	+INF	.
5	45.000	2106.939	+INF	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- **VAR PF** 1762.000 +INF .

PF la pression finale gaz au T.A

---- **VAR R** rapport de compression

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	1.000	1.292	+INF	.
2	1.000	1.262	+INF	.
3	1.000	1.321	+INF	.
4	1.000	1.252	+INF	.
5	1.000	1.431	+INF	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- **VAR PM0** 59.429 +INF .
PM0 pression moyenne dans le premier tronçon

---- VAR PM

PM pression moyenne dans le tronçon i

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	60.045	+INF	.
2	.	58.867	+INF	.
3	.	60.258	+INF	.
4	.	56.451	+INF	.
5	.	53.837	+INF	.

Remarque : Les pressions d'aspiration et de refoulement sont quadratiques. Nous avons du linéariser les contraintes liées aux pressions pour que GAMS puisse nous donner des résultats. En fait, nous devons les établir en calculant leurs racines. Une des tâches du logiciel que nous avons élaboré est de présenter à l'exploitant, directement les résultats ces pressions sans être passer par leurs valeurs quadratiques.

Exemple 2 :

Résultat donnée par GAMS, pour un débit QF=700 000 m³/h et sans piquages. Dans ce cas de figure en plus de la variable pression, la variable température est introduite.

Application : le gazoduc GZ2.

Le [*LST] se présente ainsi :

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR QF	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS

QF le flux volumique final dans les C.R

---- VAR Q le flux volumique dans les C.R

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS
2	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS
3	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS
4	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS
5	7.0000E+5	7.0000E+5	+INF	EPS

---- VAR PR la pression de refoulement de la station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	3450.139	+INF	.
2	45.000	3173.913	+INF	.
3	45.000	2857.030	+INF	.
4	45.000	2584.411	+INF	.
5	45.000	2189.936	+INF	.

---- VAR PA la pression aspirée par la station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	3450.139	+INF	.
2	45.000	3173.913	+INF	.
3	45.000	2857.030	+INF	.
4	45.000	2584.411	+INF	.
5	45.000	2189.936	+INF	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- VAR PF 1762.000 +INF

PF la pression finale gaz au T.A

---- VAR R rapport de compression

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	1.000	1.000	+INF	6.5800E+7
2	1.000	1.000	+INF	6.5800E+7
3	1.000	1.000	+INF	6.5800E+7
4	1.000	1.000	+INF	6.5800E+7
5	1.000	1.000	+INF	6.5800E+7

---- **VAR TR** température de refoulement de chaque station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	54.990	+INF	.
2	.	54.976	+INF	.
3	.	54.962	+INF	.
4	.	54.944	+INF	.
5	.	54.924	+INF	.

---- **VAR TA** température d'aspiration au niveau de chaque station

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	38.000	54.990	+INF	.
2	38.000	54.976	+INF	.
3	38.000	54.962	+INF	.
4	38.000	54.944	+INF	.
5	38.000	54.924	+INF	.

---- **VAR T1** température dans chaque point de piquage

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	54.986	+INF	.
2	.	54.970	+INF	.
3	.	54.957	+INF	.
4	.	54.938	+INF	.
5	.	54.917	+INF	.

PM0 pression moyenne dans le premier tronçon

TM0 température moyenne dans le premier tronçon

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- **VAR PM0** . 59.973 +INF .

---- **VAR TM0** . 54.994 +INF .

---- VAR PM pression moyenne dans chaque tronçon

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	57.538	+INF	.
2	.	54.894	+INF	.
3	.	52.144	+INF	.
4	.	48.817	+INF	.
5	.	44.386	+INF	.

---- VAR TM température moyenne dans chaque tronçon

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	54.981	+INF	.
2	.	54.966	+INF	.
3	.	54.950	+INF	.
4	.	54.930	+INF	.
5	.	54.910	+INF	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- VAR TF 40.000 54.903 +INF

Le résultat était prévisible : le rapport de compression est toujours égale à 1, c'est à dire il n'y a pas lieu de comprimer le gaz le long du gazoduc du moment où la demande n'est pas considérable, de plus il n'y a pas de piquages. Cette demande est satisfaite qu'avec une pression d'expédition P0= 70 bars.

Exemple 3 :

Dans cet exemple, les variables pressions et température sont pris en considération avec piquages SONELGAZ tout au long du gazoduc.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR W	-INF	2.1013E+8	+INF	.
---- VAR P0	48.000	4489.000	+INF	.

W puissance consommée par la station en wat/h
P0 pression initiale en bar²

---- VAR PIQ le flux volumique dans les C.R allant au piquage en m3/h

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	965.000	+INF	.
2	.	368.000	+INF	.
3	.	367.000	+INF	.
4	.	968.000	+INF	.
5	.	999.000	+INF	.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR QF	1.7000E+6	1.7000E+6	+INF	515.785

QF le flux volumique final dans les C.R en m3/h

---- VAR Q le flux volumique dans les C.R en m3/h

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	1.7000E+6	1.7037E+6	+INF	.
2	1.7000E+6	1.7027E+6	+INF	.
3	1.7000E+6	1.7023E+6	+INF	.
4	1.7000E+6	1.7020E+6	+INF	.
5	1.7000E+6	1.7010E+6	+INF	.

---- VAR PR la pression de refoulement de la station en bar²

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	4489.000	+INF	.
2	45.000	4489.000	+INF	.
3	45.000	4489.000	+INF	.
4	45.000	4489.000	+INF	.
5	45.000	4302.740	+INF	.

---- **VAR PA** la pression aspiree par la station en bar²

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	45.000	2745.293	+INF	.
2	45.000	2862.619	+INF	.
3	45.000	2611.409	+INF	.
4	45.000	2887.210	+INF	.
5	45.000	2132.863	+INF	.

LOWER LEVEL UPPER MARGINAL

---- **VAR PF** . 1762.000 +INF .

PF la pression finale gaz au T.A en bar²

---- **VAR R** rapport de compression

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	1.000	1.279	+INF	.
2	1.000	1.252	+INF	.
3	1.000	1.311	+INF	.
4	1.000	1.247	+INF	.
5	1.000	1.420	+INF	.

---- **VAR TR** température de refoulement en C°

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	58.916	+INF	.
2	.	62.739	+INF	.
3	.	67.674	+INF	.
4	.	71.977	+INF	.
5	.	79.394	+INF	.

---- VAR TA température entree station en C°

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	38.000	54.996	+INF	.
2	38.000	58.909	+INF	.
3	38.000	62.732	+INF	.
4	38.000	67.665	+INF	.
5	38.000	71.965	+INF	.

---- VAR T1 température au piquage en C°

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.	58.914	+INF	.
2	.	62.736	+INF	.
3	.	67.672	+INF	.