

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou



FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DES MATHÉMATIQUES

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de Master 2

En recherche opérationnelle

Thème

*Modèles Adaptatifs d'Optimisation Des
Régimes de Fonctionnement d'un
Gazoduc*

Présenté par :

- AMRANE Kahina.

Devant le jury :

M^r OUANES Mohamed President Professeur UMMTO

M^r MERAKEB Abdelkader Encadreur MCA UMMTO

M^{me} GOUMEZIANE Lynda Examinatrice MAA UMMTO

M^r AINOUCHE Abdelhakim Co-encadreur SONATRACH

M^r IGHEBRIOUCHE Said Co-encadreur SONATRACH

Année universitaire: 2014-2015

Sommaire

Introduction Générale	01
-----------------------------	----

Chapitre 1 : Présentation de la SONATRACH et de l'activité TRC

1.1 Historique de la SONATRACH	02
1.2 SONATRACH aujourd'hui	02
1.3 L'organigramme de la SONATRACH	04
1.4 Les missions de SONATRACH	04
1.5 Les objectifs de SONATRACH	05
1.6 Présentation de la branche de transport par canalisation	05
1.6.1 Historique	05
1.6.2 Les missions de l'activité TRC	06
1.6.3 Patrimoine de l'activité TRC	06
1.6.4 Quantité livrées	07

Chapitre 2: Généralité et Définition

Introduction

2.1 Généralités ^[02]	08
2.2.1 Généralité sur les hydrocarbures	08
2.2.2 Le gaz naturel	08
2.1.2.1 Historique de gaz	08
2.1.2.2 Transport par canalisation	09
2.2 Définitions	10
2.2.1 Définition du gaz naturel	10
2.2.2 Les caractéristiques du gaz naturel	11
a) Les composants du gaz naturel	11
b) Pouvoir calorifique	11
2.2.3 Types de gaz	12
2.2.4 La chaîne gazière	13
2.2.5 Les gazoducs	14
2.2.6 La canalisation	15
2.2.7 Station de compression	16

2.2.8 Compresseur centrifuge	18
2.2.9 La turbine à gaz	18
2.3 Formules d'écoulement du gaz ^[03]	19
2.3.1 La formule générale d'écoulement	19
2.3.2 Exemple de calcul	24
Conclusion	24

Chapitre 3 : Modélisation des Caractéristiques d'Exploitation

Introduction	25
3.1 Modélisation des stations de compressions	26
3.1.1 Modélisation des courbes caractéristiques	27
3.1.2 Généralité	27
3.1.3 Plage utile de fonctionnement d'un compresseur centrifuge	28
3.2 Modélisation des performances du compresseur	29
3.3 Modélisation des courbes caractéristiques de la turbine à gaz	31
3.4 Exemple d'application	32
3.4.1 La méthode de résolution	33
3.4.2 Forme développé en puissances de X	34
3.4.3 Moindre carrés relatifs	34
Conclusion	38

Chapitre 4 : Modèle de Planification

Introduction	39
4.1- La configuration du système	39
4.2- Modèle mathématique	40
4.3- Les limites de capacité	42
4.4- Pack ligne	44
4.5- Résolution du Modèle	45
Conclusion.....	49
Conclusion générale	50
Bibliographie	

Introduction générale

Pour assurer leur pérennité, faire face à la concurrence et s'imposer sur la scène mondiale, les entreprises pétrolières doivent maximiser au plus haut point leurs potentiels en plus des progrès techniques et développement économique qu'elles ont à assumer.

Le développement de l'entreprise, entraîne entre autre la nécessité d'augmenter les bénéfices et de réduire les dépenses. Ces constats englobent toutes les activités : exploitation, forage, production, transport des hydrocarbures (par canalisation), commercialisation, etc.

Le réseau de transport du gaz naturel par canalisation de SONATRACH, doit assurer l'évacuation du gaz naturel de telle sorte à satisfaire la demande du client à moindre coût. Le système de transport du gaz naturel par canalisation (STC) est largement développé et complexe, l'importance de l'optimisation de l'exploitation et la planification de ses équipement est l'un des objectifs majeurs des compagnies pétrolières et gazières. Le coût d'investissement et les dépenses d'exploitation du réseau de transport par canalisation sont très importants. Une petite amélioration dans l'utilisation du système peut impliquer des montants substantiels importants.

C'est en considération de l'importance de cette discipline que nous avons décidé d'étudier cette notion à travers ce thème de recherche : « Modèles adaptatifs d'optimisation des régimes de fonctionnement d'un gazoduc ».

A fin de réaliser ce travail on a partagé ce mémoire en quatre chapitre :

- Le premier chapitre est consacré à une brève présentation de SONATRACH et l'activité transport par canalisation (TRC) ;
- Le seconde aborde des généralités et des définitions ;
- Le troisième réservé à la modélisation des caractéristiques d'exploitation ;
- Le dernière porte sur le modèle de planification ;
- Une conclusion générale.

Chapitre 1:

Présentation de SONATRACH et de l'activité TRC

1.1 Historique de la SONATRACH :

La société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH a été créée le 31 décembre 1963 par le décret N°491 paru au journal officiel du 10 novembre 1964 pour assurer la responsabilité de la production, du transport et de commercialisation des hydrocarbures.

L'entreprise nationale a vu ses tâches s'étendre à l'ensemble des activités pétrolières (recherche, production, transport, transformation, et commercialisation) suivant le décret N°292-66 du 22 septembre 1966, confirmant son rôle prépondérant dans l'économie nationale, notamment après la nationalisation de nos ressources hydrocarbures le 24 février 1971.

Le développement de la société nationale de transport et commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH) est passé par plusieurs phases :

- **Phase 1** : 1963/1971 « Création et constitution de SONATRACH » ;
- **Phase 2** : 1971/1982 « Phase de croissance et d'intégration » ;
- **Phase 3** : 1982/1987 « La restructuration et l'essaimage de S » ;
- **Phase 4** : 1987/1998 « La maturité et la modernisation » ;
- **Phase 5** : 1998/2000 « Les nouveaux statuts organisant Sonatrach en société par actions (S.P.A) ».

1.2 SONATRACH aujourd'hui :

SONATRACH est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés.

Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

Les capacités totales de transport de SONATRACH, sont de 327 Millions de Tonnes Equivalent Pétrole (MTEP) représentant une longueur globale de 17600 km et constituant 20 systèmes de transport (STC). Sur ces 20 STC gérés par l'Activité TRC, 7 sont réservés à l'acheminement du pétrole brut, 3 à celui du condensât, 2 pour le GPL et 8 pour le gaz naturel dont deux gazoducs transcontinentaux reliant l'Algérie à l'Europe.

SONATRACH est la première entreprise du continent Africain. Elle est classée 12^{ème} parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2^{ème} exportateur de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) et de

GPL et 3^{ème} exportateur de gaz naturel. Ses activités constituent environ 30% du PNB (Produit National Brut) de l'Algérie. Elle emploie 120 000 personnes dans l'ensemble du groupe.

Aujourd'hui, SONATRACH ne conçoit pas de développement économique sans un développement durable.

L'activité de SONATRACH s'articule autour de quatre branches principales :

➤ **Activité amont**

- Exploration ;
- Recherches et développement ;
- Production ;
- Forage ;
- Engineering et construction ;
- Associations en partenariat.

➤ **Activité aval**

- Liquéfaction du gaz naturel ;
- Séparation des GPL ;
- Raffinage du pétrole ;
- Pétrochimie ;
- Etude et développement de nouvelles technologies.

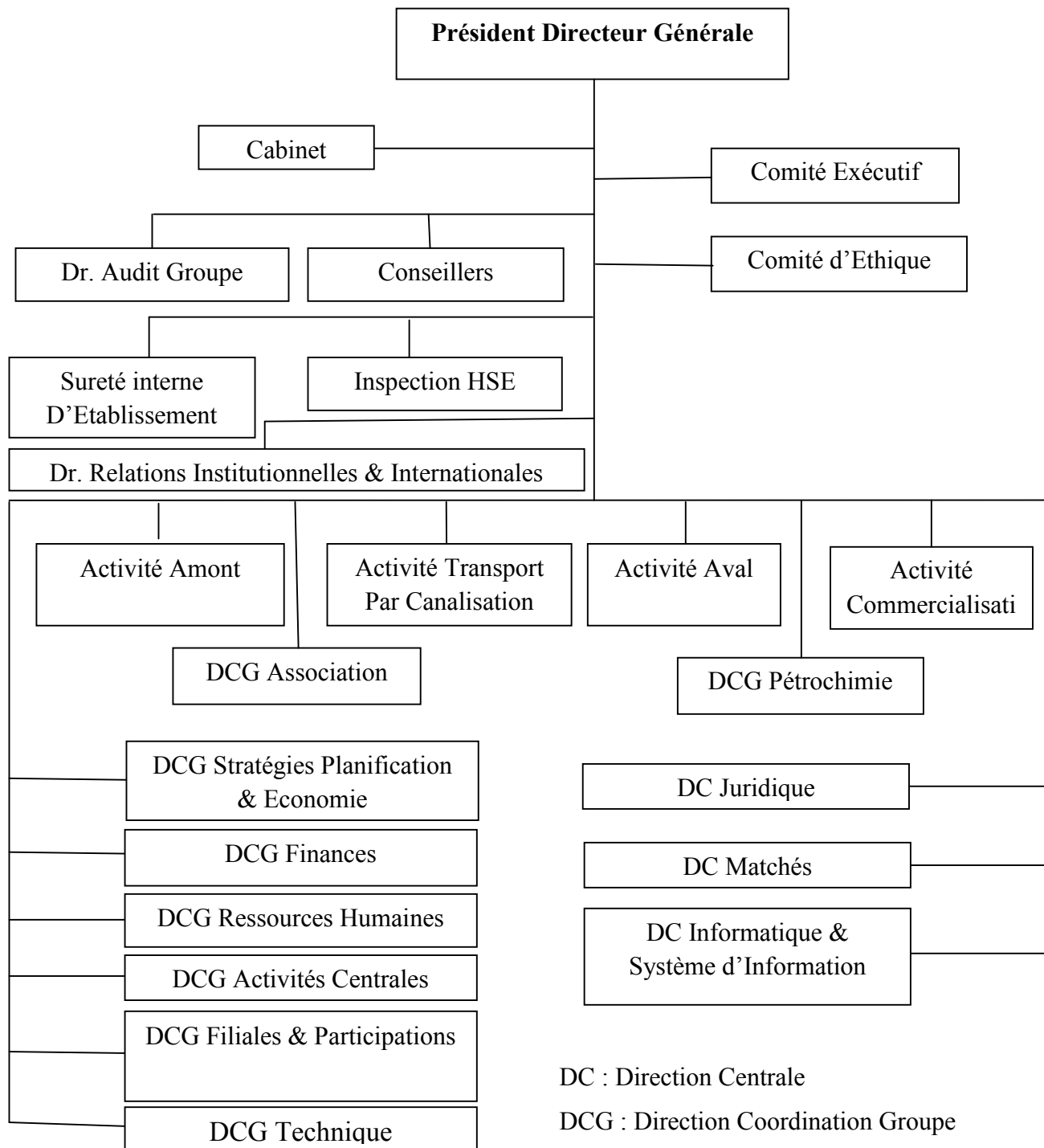
➤ **Activité transport par canalisation**

- Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval ;
- Transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux, depuis les lieux de la production primaire, à travers les réseaux secondaires et principaux ;
- Chargement des navires pétroliers.

➤ **Activité commercialisation**

- Commercialisation extérieure ;
- Commercialisation sur le marché intérieur ;
- Transport maritimes des hydrocarbures ;
- Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures.

1.3 L'organigramme de la SONATRACH :



-Figure 1 : Schéma de la macrostructure de SONATRACH-

1.4 Les missions de SONATRCH :

- La liquéfaction du gaz naturel, le traitement et la valorisation des hydrocarbures gazeux ;
- La transformation et le raffinage des hydrocarbures ;
- Le développement de toutes formes d'activités conjointes en Algérie et à l'étranger avec des sociétés algériennes ou étrangères ;

- La prise et la détention de tout portefeuille d'actions, les prises de participations et d'autres valeurs mobilières dans toutes les sociétés existantes ou créées (en Algérie ou à l'étranger) ;
- L'approvisionnement du pays en hydrocarbures à moyen et long terme ;
- L'étude, la promotion et la valorisation de toute autre forme et source d'énergie;
- Le développement par tout moyen de toute activité ayant un lien direct ou indirect avec l'industrie des hydrocarbures et toute activité pouvant engendrer un intérêt à SONATRACH généralement toute opération de n'importe quelle nature pouvant se rattacher directement ou indirectement à son objet social.

1.5 Les objectifs de SONATRACH :

Les objectifs stratégiques de SONATRACH reposent sur :

- La maîtrise continue de ses matières de base ;
- Le renforcement de ses capacités technologiques et managériales ;
- Le développement international et le partenariat ;
- La diversification de son portefeuille d'activités.

1.6 Présentation de la branche de transport par canalisation (TRC) :

1.6.1 Historique :

Les premières expéditions du pétrole brut à partir du gisement de Hassi Messaoud vers la gare de Touggourt ont été réalisées en 1958, par l'oléoduc de diamètre 06''.

Un deuxième oléoduc (OB1) de 24'', d'une longueur de 660km, reliant le terminal de Haoud-El-Hamra (wilaya d'Ouargla) au port de Bejaia a été mis en service en 1959, suivi d'un autre oléoduc (OT1) de même diamètre reliant le terminal d'In Amenas au port tunisien de la Skhira en 1961.

La première expédition du gaz a été réalisée par un gazoduc (GZ1) reliant Hassi R'mel à Arzew durant la même année.

Au lendemain de l'indépendance nationale, le réseau de transport s'est renforcé par la réalisation d'une vingtaine d'ouvrages (OZ1, OG1, OK1, GK1, GM1, GZ2, GG1...).

L'activité de Transport par canalisation s'est retrouvée, après l'extension de son réseau et la nationalisation des hydrocarbures, confrontée à :

- La nécessité de poursuivre son activité et rattraper le retard.
- Faire avec ce qu'il lui restait de potentiel humain (qualification et compétence).
- Prendre en charge la maintenance des ouvrages de l'Activité TRC.

1.6.2 Les missions de l'Activité TRC :

Au sein du groupe SONATRACH, l'Activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures (gaz, pétrole brut, GPL et condensât), depuis les zones de production jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL et GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

L'Activité Transport par Canalisation a pour charge de définir, réaliser, exploiter, assurer la maintenance et faire évoluer le réseau de canalisation ainsi que les différentes installations qui s'y rattachent. TRC veille également au respect des conditions de sécurité et de préservation de l'environnement ainsi que la régulation entre la production et la commercialisation.

Afin d'atteindre les objectifs fixés par le Groupe SONATRACH pour son Activité Transport Par Canalisation, une série de contrats a été signée avec des partenaires nationaux et internationaux de renom. Ces contrats visent à garantir l'exécution de l'ambitieux programme tracé dans les conditions les plus sûres et les plus avantageuses en matière de qualité des installations et de délais de réalisation.

1.6.3 Patrimoine de l'activité TRC :

- 79 stations de pompage et de compression équipées de plus de 290 machines principales d'une puissance totale de plus de 02 millions de CV
- Une capacité de stockage de près de 3,4 millions de m³
- Une capacité de chargement portuaire de près de 210 MTA
- Une infrastructure de maintenance et d'entretien articulée autour de 03 bases principales de maintenance et 03 bases régionales d'intervention
- Un centre national de dispatching gaz (CNDG) à Hassi R'mel
- Un centre de dispatching des hydrocarbures liquides (CDHL) à Haoud El Hamra.

Le Réseau de canalisation a une capacité de transport de 357 millions Tep à fin 2013 :

- Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité.
- Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides, le CDHL, se trouve à Hassi Messaoud Haoud El Hamra.
- Le Centre National de Dispatching Gaz, le CNDG, se situe à Hassi R'mel. C'est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonelgaz, clients tiers et unités de Sonatrach) et internationaux (livraison aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux : PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et MEDGAZ).

SONATRACH, à travers l'Activité Transport par Canalisation, dispose de 22 systèmes de transport par canalisation (21 en exploitation, 01 en cours de réalisation (GR5) avec 82 stations de pompage et de compression, 39 stations de pompage sont destinées au brut. Elle dispose également de nombreux postes de chargement à quai gaz et de pétrole au niveau de trois ports pétroliers de chargement d'hydrocarbures les villes côtières que sont Arzew, Bejaia et Skikda, les trois ports sont équipés de 5 bouées de chargement de pétrole en haut mer.

1.6.4 Quantité livrées :

En 2013, les quantités évacuées sont réparties comme suit :

- Pétrole brut : 47.9 Millions Tonnes ;
- Gaz naturel : 80.2 Milliards m³ ;
- Condensat : 8.6 Millions Tonnes ;
- GPL : 6.4 Millions Tonnes.

Le réseau de transport par canalisation compte 12 gazoducs d'une longueur totale de 7459 km, avec une capacité de transport de 131 Milliards de m³/an dont 39 Milliards de m³ destinée à l'exploitation.

Depuis la mise en service des 02 gazoducs transcontinentaux, Enrico Matei (reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie) et Pedro Duran Farrel (reliant l'Algérie à l'Espagne via le Maroc), de nouveaux projets de construction de gazoducs sont en cours de réalisation afin de répondre notamment à une demande croissante du marché Européen.

Chapitre 2:
Généralités et Définitions

Introduction :

Avant d'entamer notre étude, il est nécessaire de commencer par l'analyse de l'environnement du problème, afin de mieux maîtriser le domaine de notre travail.

2.1 Généralités :

2.1.1 Généralité sur les hydrocarbures :

Un hydrocarbure (CH) est un composé organique contenant exclusivement des atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H) présent sous les trois états : gazeux, liquide et solide à la température ordinaire suivant la grosseur de ses molécules, les plus petites étant celles du gaz naturel, les moyennes celles des combustibles liquides, des huiles de graissage et les plus grosses celles de bitume. Il possède une formule $C_n H_m$ où n et m sont deux entiers naturels. Entre C_1 et C_4 , il est gazeux, entre C_5 et C_{12} , il est liquide et $> C_{13}$, il est solide.

2.1.2 Le gaz naturel :

2.1.2.1 Historique du gaz :

Bien que le gaz naturel soit connu depuis l'antiquité, son exploitation à grande échelle est une affaire relativement récente. Au début, la consommation du gaz provenait de la captation d'émanations naturelles et était utilisé surtout pour l'éclairage, cette pratique était courante dans l'ancienne Chine et sur les bords de la mer Caspienne, près de Bakou il y a plus de deux millénaires. Cependant ce n'est qu'en 1824 que le premier puits commercial de gaz fut foré dans l'état du New Jersey, et le premier gazoduc important de 160 km fut construit aux Etats-Unis d'Amérique en 1891.

Au début de l'année 1910, une industrie organisée du gaz ayant pour objectif le long terme a commencé à faire son apparition. A partir de cette époque, le gaz naturel commence à gagner du terrain comme source d'énergie (essentiellement aux Etats-Unis). Ce pays demeurera pratiquement le seul producteur, consommateur du monde jusqu'à la deuxième guerre mondiale, ceci malgré l'existence de marchés potentiels ailleurs (notamment en Europe occidentale) et d'une certaine production du gaz associé au pétrole dans d'autres régions (essentiellement au Venezuela et au Proche-Orient), mais le transport de grandes quantités de gaz n'était pas possible à cette époque.

En Algérie, les premières découvertes de champs gaziers a eu lieu en 1956 sous le régime colonial. Depuis, les capacités de production et d'exportation du gaz naturel n'ont cessé de se développer, à tel point que l'Algérie occupe actuellement le rang du troisième pays producteur de gaz à l'échelle mondiale.

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus actif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion du caractérisant, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole. D'après l'EIA, du département américain de l'énergie, la plupart du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 23% en 1999 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes.

Il est considéré comme le combustible fossile du siècle comme le pétrole l'était le siècle précédent et le charbon il y a deux siècles.

Le transport du gaz naturel est difficile et coûteux. Néanmoins, étant donné que la demande mondiale s'accroît, les approvisionnements provenant de sources plus lointaines devront être acheminés sur des distances toujours plus grandes.

Un système de transport du gaz comprend les pipelines, les stations de compression, les points d'approvisionnement (champs producteurs injectant dans le système), et les points de consommation (centrales électriques, complexes industriels, usines...).

2.1.2.2 Transport par canalisation :

Le transport par canalisation est un mode de transport de matières gazeuses, liquides, solides ou poly-phasiques, réalisé au moyen de conduites constituant généralement un réseau ou un système de transport.

L'évacuation gravitaire des effluents (eaux usées, eaux pluviales, tout-à-l'égout...) et le transit de produits alimentaires (lait, grains, bière...) par tuyauteries peut entrer dans cette acception. Cependant, les produits généralement visés par le terme transport par canalisation sont : le pétrole et autres hydrocarbures liquides, le gaz naturel et autres gaz combustibles, les produits chimiques.

Selon le produit transporté, les canalisations ont des noms ainsi que des réglementations, des techniques de construction et d'exploitation différentes.

Les principaux systèmes de transport par canalisation concernent :

- Le gaz naturel, transporté par gazoduc ;
- Les hydrocarbures liquides, dont surtout le pétrole, transporté par oléoduc.

Les réseaux de transport par canalisation sont composés de tronçons, de conduites et d'ouvrages connexes remplissant des fonctions précises.

- Les stations d'injection (ou de départ) constituent les points d'entrée du réseau de transport ;

- Les stations de compression (pour le gaz) ou stations de pompage (pour les liquides);
- Les postes de livraison permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux ;
- Les stations d'arrivée marquent l'extrémité d'un réseau de transport ;
- Les postes de détente (ou de régulation) permettant de diminuer la pression du fluide à l'aval ;
- Les postes de sectionnement permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite.

2.2 Définitions :

2.2.1 Définition du gaz naturel :

On appelle un gaz naturel un mélange d'hydrocarbures saturés gazeux (méthane, éthane, propane, butane), contenant aussi des hydrocarbures liquides (pentane, hexane, et homologues supérieures) et d'autres composants tels que l'oxyde de carbone, le dioxyde de carbone, l'azote et l'hydrogène sulfuré. Il peut contenir aussi de l'hydrogène et de l'oxygène mais en faibles quantités, il est produit à partir de couches souterraines poreuses où il est mêlé au pétrole.

En règle générale, le méthane est le principal constituant. Il représente environ 70 à 95% du volume total du mélange, et c'est pourquoi on emploie souvent le mot « méthane » pour désigner le gaz naturel lui-même. Les autres hydrocarbures gazeux sont beaucoup moins abondants ensemble, ils dépassent rarement 15 à 20% du mélange ; lorsque la teneur en éthane est élevée le gaz naturel devient très intéressant comme source d'éthylène pour l'industrie pétrochimique, le propane et les butanes sont couramment extraits du gaz et constituent ce qu'on appelle les « gaz du pétrole liquéfié ». Les hydrocarbures plus lourds, qui se trouvent dans le gaz à l'état de vapeur, mais qui sont liquides aux conditions normales de pression et de température, constituent l'essence naturelle ou « gazoline » qui après traitement, est apte au même usage que l'essence tirée du pétrole.

Les autres constituants sont considérés comme des impuretés, l'azote entre souvent pour une part notable dans la composition du gaz. C'est un composant inerte que l'on n'est pas obligé d'extraire mais qui diminue le pouvoir calorifique. Il n'en est pas de même du dioxyde de carbone et de l'hydrogène sulfuré, dont la présence rend le gaz acide et corrosif.

Avec 23% de l'énergie consommée en 2005, le gaz naturel est la troisième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole (37% en 2005) et le charbon (24% en 2005).

L'usage du gaz naturel (dans l'industrie, les usages domestiques puis la production d'électricité), se développait rapidement depuis l'année 1970 et était sur le point de devancer le charbon. Cependant, avec l'enrichissement observé depuis le début du XXI siècle, les tassements dans la consommation des pays développés, les besoins des pays émergents et les progrès réalisés dans le traitement du charbon, ces derniers tendent à retrouver un certain essor.

2.2.2 Les caractéristiques du gaz naturel :

a- Les composantes du gaz naturel :

Composition		
	Moléculaire %	Masse Molaire
Méthane (CH ₄)	0.862	16.04
Ethane (C ₂ H ₆)	0.093	30.07
Propane (C ₃ H ₈)	0.013	44.09
n-Butane (n-C ₄ H ₁₀)	0.001	58.12
i-Butane (i-C ₄ H ₁₀)	0.001	58.12
n-Pentane (n-C ₅ H ₁₂)	0.000	72.15
i-Pentane (i-C ₅ H ₁₂)	0.000	72.15
n-Hexane (n-C ₆ H ₁₄)	-	86.18
n-C ₇ H ₁₆	-	100.21
Hydrogen sulfur H ₂ S	-	34.08
Gaz carbonique	0.020	44.01
Azote N ₂	0.010	28.01
Helium He	0.000	
Masse Molaire	18.47	

-Tableau 1: Composantes du gaz naturel-

b-Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée dans les conditions normales par la combustion d'un m³ de combustible s'il est gazeux.

On distingue deux types de pouvoir calorifique :

- Pouvoir calorifique supérieur (PCS) : l'eau qui résulte de la combustion des hydrocarbures est supposée ramenée à l'état liquide dans les produits de combustion.
- Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : l'eau qui résulte de la combustion des hydrocarbures est supposée ramenée à l'état vapeur dans les produits de combustion.

Composantes	P C S (KJ/Nm)	PCI (KJ/Nm)
Méthane (CH ₄)	39766	35802
Ethane (C ₂ H ₆)	69661	36713
Propane (C ₃ H ₈)	99135	91207
Butane (C ₄ H ₁₀)	12469	118559
n-Pentane (C ₅ H ₁₂)	157895	146002
n-Hexane (C ₆ H ₁₄)	187306	173429
Azote (N ₂)	/	/
Gaz carbonique (CO ₂)	/	/

-Tableau 2 : Pouvoir calorifique-

2.2.3 Types de gaz naturel :

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. Aux différents types de gaz naturel cités ci après, on pourrait adjoindre le biogaz, un substitut renouvelable.

- **Gaz conventionnel non associé :**

C'est la forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane (C₇H₁₆). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO₂), du dioxyde de soufre (SO₂), du sulfure d'hydrogène appelé aussi « gaz acide » (H₂S), et parfois de l'azote (N₂) et de petites quantités d'hélium (He).

- **Gaz associé :**

Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui constitue un gaspillage de ressources énergétiques non renouvelables et une pollution inutile.

Aujourd'hui, une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole), soit valoriser la destruction en torchère qui représentait 150 Gm³/an en 2007.

- **Gaz biogénique :**

Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. A l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide.

Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faibles profondeurs. Ils représentent environ 20% des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique à moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustible (notamment du CO₂) et ne fournit pas d'hydrocarbure plus lourd que le méthane.

- **Gaz de charbon :**

Le gaz de charbon contient naturellement du méthane et du (CO₂) dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présentait sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom « grisou ». Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux Etats-Unis. L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploiter de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse de plus en plus à l'exploitation de ce gaz naturel.

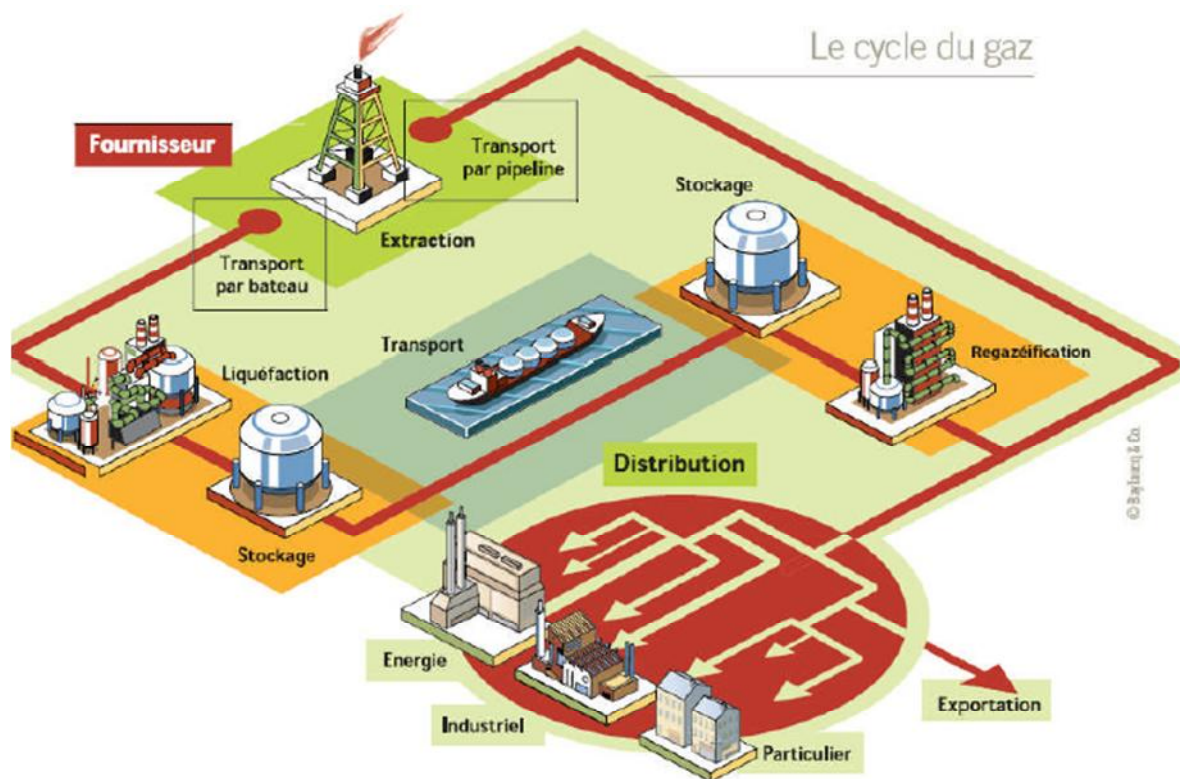
- **Gaz de schiste :**

Certains schistes contiennent aussi du méthane piégé dans leurs fissurations. Ce gaz est formé par la dégradation du kérogène présent dans le schiste, mais comme pour le gaz de charbon, il existe deux grandes différences par rapport aux réserves de gaz conventionnel. La première est que le schiste est à la fois la roche source du gaz et son réservoir, la seconde est que l'accumulation n'est pas discrète (beaucoup de gaz réunis en un point) mais continue (le gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile.

2.2.4 La chaîne gazière :

Le processus de production du gaz naturel est très simple et très proche de celui du pétrole.

Le gaz naturel est tout d'abord extrait du sol ou des océans par forage, puis transporté par gazoducs (sur terre) ou méthaniers (par mer) jusqu'à l'installation de traitement et de transformation pour être ensuite acheminé vers une zone de stockage.



-Figure 1 : Processus de transformation de gaz naturel-

2.2.5 Les gazoducs :

Un gazoduc est une canalisation destinée au transport des matières gazeuses sous pression, la plupart du temps des hydrocarbures, sur de longues distances.

La majorité des gazoducs acheminent le gaz naturel entre les zones d'exploitation et les zones de consommation ou d'exportation. On estime la longueur totale des gazoducs dans le monde à un million de kilomètres, soit plus de 25 fois la circonférence terrestre.

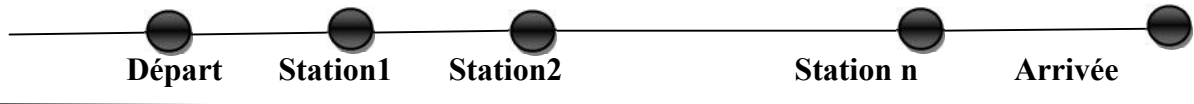
Les gazoducs sont en général terrestres, soit enfouis à un mètre de profondeur dans les zones habitées, soit posés à même le sol dans les zones désertiques, ou en sol dur. Leurs diamètres varient entre 20'' et 48'' pour les plus importants. Toutefois, le tarissement des sources de proximité et l'éloignement croissant des zones d'exploitation ont conduit à l'établissement de gazoduc sous-marin.

Un gazoduc est un système étendu en longueur qui se compose d'un certain nombre de stations de compression dans le but de fournir l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du gaz. Une part non négligeable de la quantité de gaz transportée est prélevée pour la consommation propre du gazoduc.

Chaque gazoduc a sa particularité, c'est pour cela qu'il faut affecter à chaque conduite ses propres caractéristiques telles que :

- Les tronçons ;

- La longueur en km ;
- Le diamètre ;
- Le produit qu'il transporte ;
- Le nombre de stations de compression ;
- La provenance et la destination.



-Schéma d'un gazoduc-

Selon leur nature d'usage, les gazoducs peuvent être classés en trois familles principales :

- **Gazoducs de collecte** : Rarement le gaz sorti des gisements ou des stockages souterrains vers des sites de traitement.
- **Gazoduc de transport ou de transit** : Acheminant sous haute pression le gaz traité (déshydraté, désulfuré,...) aux portes des zones urbaines ou des sites industriels de consommation.
- **Gazoduc de distribution** : Répartissant le gaz à basse pression au plus près des consommateurs domestiques ou des petites industries.

Les gazoducs nous permettent de calculer le coût de transport du gaz naturel qui est de : 0.35 à 0.55\$/MMBTU/1000 km (inversement dépendant du diamètre et de la quantité transportée).



- Figure2 : Les Gazoducs-

2.2.6 Canalisation (pipeline):

Les tubes utilisés actuellement pour la construction des gazoducs transportant du gaz naturel à longue distance, sont exclusivement fabriqués en acier à haute résistance ayant un grade élevé. L'emploi de ces aciers a permis de réduire l'épaisseur des tubes, qui sont obtenus par

cintrage d'une tôle et soudeure le long d'une génératrice, puis soudés entre eux et enfouis à une profondeur d'environ 1,5 m.

Les spécifications auxquelles doivent répondre les tubes d'aciers destinés au transport du pétrole et du gaz naturel sont fixées par la norme API mise au point par l'American Petroleum Institute en collaboration avec American Gas Association. La méthode de détermination des épaisseurs des tubes se fait en fonction de la pression maximale de service et de la nuance de l'acier.

Cependant, l'acier présente l'inconvénient d'être très sensible à la corrosion lorsqu'il est enterré dans le sol, donc son utilisation pour le transport des hydrocarbures, exige l'emploi de moyens efficaces pour le protéger contre l'agressivité des sols due à des phénomènes électrochimiques et bactériologiques liés à la teneur en eau et à la quantité de sels solubles contenus dans les sols.

Les moyens de protection utilisés contre la corrosion, peuvent être classés en deux catégories :

- **Moyens passifs** : peintures spéciales, revêtements isolants.
- **Moyens actifs** : protection cathodique.



-Figure 3 : Une canalisation-

2.2.7 Station de compression :

Une station de compression est située en un point intermédiaire d'un gazoduc et est destinée à élever la pression du gaz dans la canalisation afin qu'il puisse atteindre la destination finale.

Le gaz est comprimé par les compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz considérées comme étant très avantageuses du point de vue entretien.

Chaque groupe de turbocompresseurs possède un panneau de contrôle comportant les séquences et les automatismes qui permettent de démarrer et de surveiller la marche du groupe, soit à partir de la salle de contrôle, soit à partir de dispatching. Ces groupes sont

protégés des intempéries par un auvent en charpente métallique supportant un pont roulant pour l'entretien et le remontage des groupes.

Aussi, chaque station de compression contient des turbogénérateurs et des aéroréfrigérants qui sont des échangeurs de chaleur servant à abaisser la température du gaz à la sortie des compresseurs jusqu'à 60°C afin de prévenir la détérioration et le décollement du revêtement du gazoduc. Il est prévu un nombre de deux aéroréfrigérants par groupe de turbocompresseurs, l'échangeur est du type « tube à ailettes » pour lesquels le fluide réfrigérant est l'air mis en mouvement forcé par des ventilateurs auto-variables.

En résumé, chaque station de compression se compose de :

- Plusieurs groupes turbocompresseurs ;
- D'aéroréfrigérants ;
- De turbogénérateurs ;
- Un bâtiment de contrôle ;
- Un bâtiment de service et de logistique ;
- Une base de vie ;
- Un bac d'eau et une pomperie d'incendie.

Les stations de compression du réseau de transport algérien consomment beaucoup de gaz naturel, plus de 600 millions de m³/an, soit un coût de 130 millions de dollars par an. Une réduction de 1% de cette consommation peut économiser 1,3 millions de dollars par an.



-Figure 4 : Une station de compression-

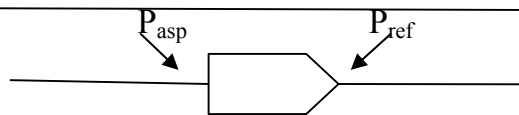
2.2.8 Compresseur centrifuge :

Le compresseur centrifuge est une machine rotative tournant à une vitesse élevée (de 3000 à 7000 tr/min) dans laquelle une ou plusieurs roues fournissent de l'énergie nécessaire au transfert du gaz.

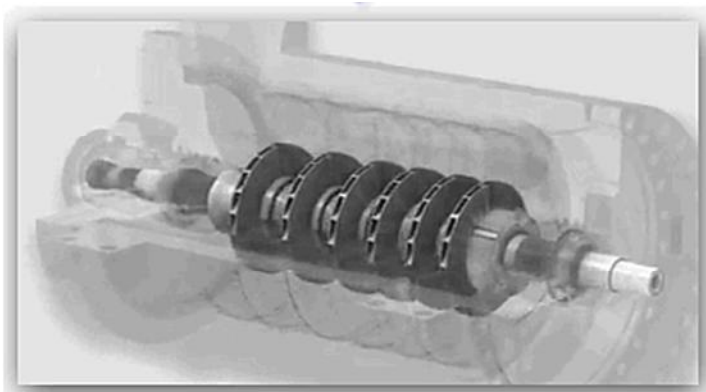
Les compresseurs centrifuges transforment l'énergie mécanique de rotation en augmentation de pression du gaz. Ils comportent des organes fixes directeurs et une ou plusieurs zones à aubage dans lesquelles le gaz est mis en vitesse, éventuellement en pression. La volute et les organes fixes à la sortie des roues, appelés « diffuseurs » redressent le courant fluide et transforment la vitesse en pression.

Les compresseurs centrifuges sont les plus utilisés dans l'industrie des pipelines en raison de leur domaine d'application, de leur prix moins élevé, de leur souplesse d'exploitation et de leur bon rendement [0,75 ; 0,8]. Ceux disponibles sur le marché sont à haut débit et à faible taux de compression. Ils demandent une pression minimale et une autre maximale.

- **Pression d'aspiration (pression minimale):** c'est la pression minimale exigée par les compresseurs pour qu'ils fonctionnent.
- **Pression de refoulement (pression maximale):** c'est la pression maximale avec laquelle les stations refoulent le gaz.



-Pressions d'aspiration et de refoulement-



-Figure 5 : Compresseur centrifuge-

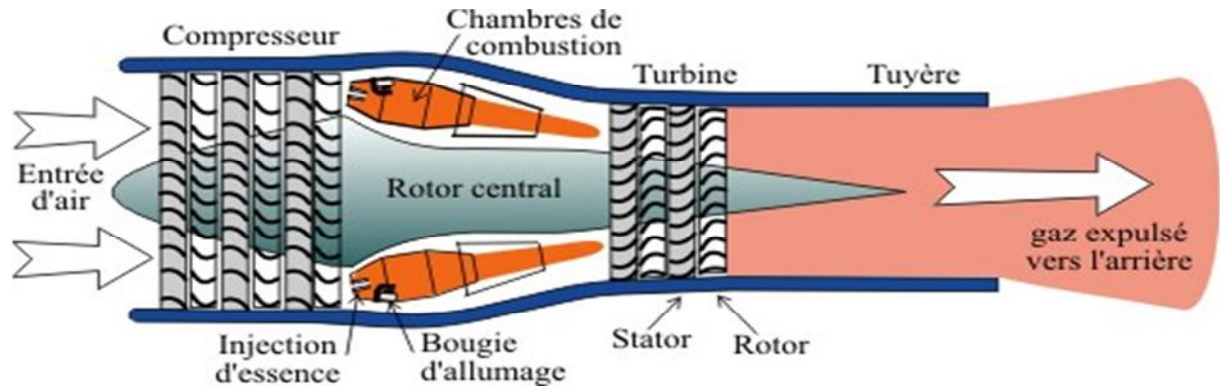
2.2.9 La turbine à gaz :

Ces machines peuvent être des turbines industrielles ou dérivées des turboréacteurs d'aviation. Elles comprennent un compresseur d'air axial quelque fois du type centrifuge ou

radial, une chambre de combustion et une turbine de détente secondaire entraînant le compresseur centrifuge.

Les turbines à gaz se développent de plus en plus, les possibilités de leur utilisation se sont grandement élargies au cours de ces dernières années avec les progrès faits dans l'amélioration du rendement énergétique et dans la fiabilité des équipements.

Les turbines à gaz peuvent être alimentées soit par le gaz naturel comme dans notre cas, soit par le fuel.



-Figure 6 : Turbine à gaz industrielle-

2.3 Formules d'écoulement du gaz :

2.3.1 La formule générale d'écoulement: elle s'écrit comme suit :

$$Q = 5,747 * 10^{-4} F \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left[\frac{P_1^2 - e^S P_2^2}{T_m L_e G Z} \right] D^{2.5}$$

Tel que :

Q : débit du gaz [m^3 /jour].

F : facteur de transmission [sans unité].

T_b : la température de base K [$273 + ^\circ C$].

P_b : la pression de base [Kpas].

Z : facteur de compressibilité [sans unité].

T_m : la température moyenne dans la conduite K [$273 + ^\circ C$].

G : la gravité du gaz [air = 1.00].

D : le diamètre intérieur de la conduite considérée [mm].

e : base de logarithme népérien [$e = 2.718 \dots$].

P_1, P_2 : les pressions à l'amont et à l'aval de la conduite [Kpas].

L_e : la longueur équivalente à la conduite [Km].

S : terme qui prend en considération l'élévation de la conduite [sans unité].

Avec : $F = \frac{2}{\sqrt{f}}$ et $f = 0.0684 \left(\frac{2K^e}{D} \right)^{0.2}$

f : facteur de frottement [sans unité].

$K_e = 0.015$; la rugosité de la canalisation.

b- Facteur de compressibilité :

On dit qu'un gaz est compressible, si pour une quantité massique donnée de gaz occupe un volume V_1 dans les conditions de pression et température (P_1, T_1) et occupe un autre volume V_2 en changeant ces conditions de (P_1, T_1) à (P_2, T_2).

Cette propriété du gaz est représentée par le facteur de compressibilité Z , qui est en fonction de la température, la pression et la composition du gaz.

Il existe plusieurs méthodes pour le calcul du facteur de compressibilité, on cite la méthode "California Naturel Gas Association, qui est la plus simple et rapide en terme de calcul.

$$Z = \frac{1}{1 + \left[\frac{P_m \cdot 344,4 \cdot (10)^{1,785 \cdot d}}{T_m^{3,825}} \right]}$$

$P_m > 6.89$ bar on a :

P_m : pression moyenne [Kpas];

T_m : température moyenne K [273+°C];

d : densité relative du gaz [air=1.00].

La pression moyenne est donnée par :

$$P_m = \frac{2}{3} \sqrt{\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2}}$$

Avec :

P_1, P_2 : les pressions aux extrémités amont et aval de la conduite (tronçon) [Kpas].

La température moyenne est donnée par :

$$T_m = T_s + (T_1 - T_2) e^{-\left(\frac{9,61 \cdot D \cdot L}{Q}\right)}$$

Avec :

T_1 : la température à l'amont du tronçon K [273+°C] ;

T_2 : la température à l'aval du tronçon K [272+°C] ;

T_s : la température du sol K [273+°C] ;

e : base de logarithme népérien [$e=2.718 \dots$] ;

D : le diamètre intérieur du tronçon [mm] ;

L : la longueur du tronçon [Km] ;

Q : le débit traversant le tronçon [m^3 /jours].

c- La formule de perte de charge :

Tout fluide circulant dans une conduite perd de sa pression initiale (de sa charge), cette perte est due aux frottements contre les parois de la conduite et aux variations d'altitudes.

A partir de l'équation générale d'écoulement, on déduit l'équation de perte de charge qui tient en compte les variations d'altitudes. Elle s'écrit comme suit :

$$P_1^2 - e^S P_2^2 = \frac{Q^2 \cdot G \cdot T_m \cdot L_e \cdot Z}{A \cdot B \cdot F^2 \cdot D^5}$$

Avec :

$$A = 10^{-8} \cdot 5.747^2$$

$$B = \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^2$$

Dans la station de compression, on tient compte des pertes de charge à l'amont et à l'aval des compresseurs:

$$P_{asp} = P_1 + \Delta P_1$$

$$P_{ref} = P_2 + \Delta P_2$$

d- La pression d'aspiration et de refoulement du compresseur :

Une perte de pression a eu lieu, entre l'aspiration et le refoulement au niveau d'une station de compression, cette perte est due au passage du gaz par les filtres et les systèmes de tuyauterie à l'entrée et à la sortie de la station.

- La perte de pression à l'aspiration du compresseur est :

$$P_{aspC} = P_{aspS} - \Delta P_{asp}$$

ΔP_{asp} : perte de pression entre l'entrée de la station et l'aspiration du compresseur. En général, on prend $\Delta P_{asp} = 0,5$ bar.

- La pression de refoulement du compresseur est la somme de la pression de refoulement de la station et les pertes de charge de refoulement. Elle est donnée comme suit :

$$P_{refC} = P_{refS} + \Delta P_{ref}$$

P_{refS} : pression de refoulement en aval de la station.

ΔP_{ref} : pertes de charge au refoulement, elles ont comme valeur 0,5 bar sans refroidissement et 1,5 bar avec refroidissement.

e- La puissance de compression :

La formule de calcul de la puissance d'un compresseur est la suivante :

$$W_{asp}C = 0,095 * Q * \log_{10} \left(\frac{P_{ref}C}{P_{asp}C} \right)$$

Avec :

$W_{asp}C$: la puissance d'un compresseur nécessaire pour comprimer une quantité Q de gaz à l'aspiration [KW] ;

Q : le débit du gaz comprimé par un compresseur [m³/jours] ;

$P_{ref}C$: pression de refoulement d'un seul compresseur [bar] ;

$P_{asp}C$: pression d'aspiration d'un seul compresseur [bar].

La puissance maximale d'une station de compression est la somme des puissances de ses compresseurs.

Soit :

$$W_{jmax} = \sum_{i=1}^n W_{iC}$$

Avec :

W_{jmax} : la puissance maximale de la station j ;

W_{iC} : la puissance du compresseur i.

f- Calcul de la puissance de compression d'une station :

La formule de calcul de la puissance nécessaire pour la compression d'un débit de gaz d'une station est la suivante :

$$P = q_m * H_{ad} / \eta_a$$

Avec:

P : la puissance nécessaire pour comprimer un débit de gaz aspiré par la station ;

η_a : Rendement adiabatique ;

q_m : débit massique du gaz aspiré par la station ;

H_{ad} : Hauteur adiabatique.

g- Hauteur adiabatique :

On définit la hauteur adiabatique du compresseur (H_{ad}) par l'énergie qui resterait emmagasinée dans le fluide par suite d'un procédé de compression adiabatique réversible et donc isentropique qui a lieu entre la pression d'aspiration du compresseur et sa pression de refoulement (la pression fournie au gaz convertie en mètre).

$$H_{ad} = \frac{Z_s \cdot R \cdot T_s}{\delta M_w} \left(\left(\frac{P_{ref}}{P_{asp}} \right)^\delta - 1 \right)$$

Avec:

P_{ref} : pression de refoulement du compresseur [bar] ;

P_{asp} : pression d'aspiration du compresseur [bar] ;

Z_S : coefficient de compression aux conditions d'aspiration ;

Z_S est calculé par : $Z_S = 1.006 - (P/474)$ avec $0 \leq P \leq 100$;

T_{asp} : température d'aspiration K [273+°C] ;

M_w : poids moléculaire [$M_w = 18,47$] ;

R : constante de gaz [$R = 8314,34/M_w$] ;

δ est défini comme suit :

$\delta = (k_a - 1)/k_a$ ou k_a est le rapport des chaleurs spécifiques [$k_a = 1.32$].

h- Le rendement adiabatique :

Le rendement adiabatique est déterminé à partir de la courbe caractéristique du compresseur.

$$\eta_a = a_0 + a_1\left(\frac{Q}{S}\right) + a_2\left(\frac{Q^2}{S^2}\right) + a_3\left(\frac{Q^3}{S^3}\right)$$

Avec :

a_i : Les coefficients de régression ;

S : La vitesse de rotation ;

Q : Le débit.

i- Hauteur adiabatique d'un compresseur :

La hauteur adiabatique d'un compresseur est déterminée à partir de sa courbe caractéristique et cela en utilisant le modèle analytique suivant :

$$\frac{H}{S^2} = a_0 + a_1\left(\frac{Q}{S}\right) + a_2\left(\frac{Q^2}{S^2}\right) + a_3\left(\frac{Q^3}{S^3}\right)$$

Avec :

a_i : Les coefficients de régression du modèle.

j- Débit consommé par la turbine à gaz :

Il est nécessaire de connaître le débit consommé par la turbine à gaz pour pouvoir calculer les frais de consommation de celle-ci :

$$m = \frac{P_{réel}}{PCI \ n_d \ n_t \ n_a}$$

Avec :

$P_{réel}$: puissance réelle de la turbine ;

$n_t = 0.35$; (Rendement mécanique de la turbine) ;

$n_a = 0.86$; (Rendement adiabatique du compresseur) ;

$n_d = 0.98$; (Rendement mécanique du compresseur « Gearbox »).

k- Répartition de la pression le long de la ligne :

Généralement on pose des loopings pour augmenter le débit d'un gazoduc, pour une looping dont la longueur est égale à x compte tenu de l'équation de Bernoulli on peut écrire :

$$P_1^2 \cdot e^{-b} - P_2^2 = \frac{1-e^{-b}}{b} \cdot \frac{\lambda_m \cdot Z_m \cdot R \cdot T_m}{S^2 \cdot D} \cdot x \left[\frac{Q}{2} \right]^2 + \frac{1-e^{-b}}{b} \cdot \frac{\lambda_m \cdot Z_m \cdot R \cdot T_m}{S^2 \cdot D} (L-x) Q^2$$

2.3.2 Exemple d'application :

Résultat de calcul hydro thermique chaque tronçon pour un débit standard de 1600000 m³:

Débit m ³ /h	1 600 000						
PPG	CNDG	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	TA
Débit 10 ⁶ m ³ /j	38,40						
Débit massique	346,7						
Cumul débit	346,7	346,7	346,7	346,7	346,7	346,7	346,7
Pression du gaz	70,0	64,0	64,0	61,0	62,0	64,0	46,0
Température °K	333,2	325,7	318,7	311,6	305,5	299,2	293,3
Température °C	60,0	52,7	45,7	38,6	32,5	26,2	20,3
Pression Aspiration bar		55,7	49,0	48,1	45,9	45,1	46,0
Nombre de machine							
Hauteur polytropique kgf-m/kgm		18,6	35,0	30,1	37,1	41,9	
Facteur Z Aspiration	0,897	0,895	0,886	0,880	0,869	0,853	0,884
Facteur Z Refoulement							
MASSE VOLUMIQUE	52,75	49,42	51,06	50,07	52,60	56,46	39,98
n		1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
n/(n-1)		4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
Rendement polytropique		0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Débit actuel m3/h	9 144	8 566	8 850	8 678	9 118	9 787	mpe
Puissance absorbée par l'impeller (MW)	-	8	15	13	16	18	-
TM		329,43	322,20	315,17	308,60	302,38	296,23
ZM		0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,87
PM		63,11	56,82	56,42	53,81	53,98	55,51

Conclusion :

Dans ce chapitre on a exposé les différentes généralités et définitions par suite donné un exemple de calcul qu'on utilise pour la minimisation de la consommation d'énergie.

Chapitre 3:

Modélisation des Caractéristiques d'Exploitation

Introduction

La mise au point des modèles mathématique de processus de production dans le but d'améliorer leurs performances technico-économiques est actuellement l'une des bases essentielles de l'organisation rationnelle des systèmes industriels.

Tout processus technologique est soumis à l'influence de perturbations incontrôlables. Par perturbation on entend ici les facteurs aléatoires agissant sur le processus et que l'on ne peut mesurer quantitativement. Ainsi l'état technique d'un gazoduc évolue dans le temps sous l'action de nombreux facteurs :

- Rigoriste interne ;
- Accumulation de boues et de condensat dans les points bas ;
- Facteurs atmosphériques, etc...

Ainsi, des travaux expérimentaux ont montrés que l'erreur sur le coefficient de friction, calculé par une des relations analytique classique, pouvait atteindre 100%. De plus, le coefficient de conductibilité thermique du sol, pouvait augmenter de plus de 300% dans le cas de sol mouillés (dans l'intervalle d'une période pluvieuse par exemple). En conséquence, à la lumière des erreurs élevées susceptibles d'apparaître dans la prise en compte de certains paramètres important, il est légitime de se demander ce que vaudraient les résultats d'un modèle n'intégrant pas ces particularités dans sa formulation

Les gazoducs sont constitués d'un certain nombre de station de compression destinées à fournir l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du gaz dans la conduite. Chaque station de compression est équipée de turbocompresseurs disposés généralement en parallèle. Chaque turbocompresseur est constitué d'une turbine à gaz et d'un compresseur centrifuge. L'exploitation optimale des stations de compression équipées turbocompresseur nécessite la modélisation des courbes caractéristiques d'exploitation du compresseur.

Le modèle mathématique est une abstraction du processus réel dans laquelle les relations entre les paramètres du système, données dans le cas des turbines et des compresseurs sous forme graphique, sont remplacées par des relations mathématique.

Modélisation sur la base de l'analyse de régression :

Le premier pas de l'analyse de régression consiste à établir quelle classe de fonction appartient l'objet de modélisation, autrement dit le type de relation liant les paramètres d'entrée à la variable de sortie.

Pour le choix du système de fonction, on se base sur le modèle analytique de l'objet si ce dernier est connu. Dans le cas contraire, on a recours au principe dit de la « boîte noire » qui

consiste à établir la classe des fonctions par intuition puis de vérifier l'adéquation (la justesse) du modèle ainsi obtenu.

Il existe plusieurs méthodes d'estimation des coefficients de régression parmi lesquelles on peut citer : la méthode de maximum de vraisemblance, la méthode des moments, la méthode des moindres carrés, qui connaît une large utilisation.

L'équation de régression linéaire prend la forme :

$$y = \sum_{i=1}^n a_i x_i \quad (1)$$

L'équation (1) est linéaire par rapport aux coefficients $\{a_i\}$. Le paramètre de sortie Y étant bruité on peut écrire :

$$Y_l = Y + e_y$$

Les paramètres d'entrée $\{x_i\}$ étant sous contrôle, si l'on dispose de m expériences ($m \geq 2n+1$), on peut écrire la relation matricielle suivante :

$$Y = AX^t + E$$

Ou t est symbole de transposition.

La matrice X de dimension ($m \times 2n$) est appelée matrice de régression. Si e_y est un bruit blanc l'estimateur des moindres carrés est un estimateur efficace.

Le principe de cet estimateur consiste à minimiser la grandeur e_y par rapport aux coefficients $\{a_i\}$

$$\text{Min}\{E^t \cdot E = (Y - A \cdot Y)^t \cdot (Y - A \cdot Y)\}$$

Dont la solution est :

$$A = (X^t \cdot X)^{-1} \cdot (X^t \cdot Y)$$

L'adéquation des modèles obtenus peut être évaluée par les résidus. On utilise plus souvent dans ce but le coefficient multiple. Plus ce coefficient est proche de l'unité plus on estime que le modèle est adéquat.

3.1 Modélisation des stations de compressions :

Les gazoducs sont constitués d'un certain nombre de station de compression destinée à fournir l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du gaz dans la conduite.

Chaque station de compression est équipée de turbocompresseurs disposés généralement en parallèles, les turbocompresseurs sont composés d'une turbine à gaz entraînant un compresseur centrifuge.

L'exploitation optimale des stations de compression nécessite la modération des courbes caractéristiques de l'exploitation des compresseurs et des turbines à gaz et principalement :

- La dépendance de la hauteur poly tropique du débit du gaz d'aspiration ;
- Les limites de pompage et de gavage ;
- Les courbes iso vitesses ;
- Le rendement en fonction du pourcentage de la vitesse de rotation.

3.1.1 Modélisation des courbes caractéristiques :

La mise en point des modèles mathématique du processus de production dans le but d'améliorer leurs performances technico-économiques est actuellement l'une des bases essentielles de l'organisation rationnelle des systèmes industriels.

Les gazoducs sont des systèmes complexes gros consommateurs d'énergie, près de 8% de la quantité transitée, sont utilisés pour l'autoconsommation de ces gazoducs. Ce chiffre justifie la nécessité d'élaborer les modules de modélisation et des algorithmes d'optimisation en vue de réduire les couts de consommation.

Un gazoduc est constitué d'un certain nombre de stations dont le but est de fournir l'énergie de recompression nécessaire à l'écoulement du gaz, la SC est équipée de compresseurs centrifuges installés en parallèle entraînés par des turbines à gaz.

La modélisation permet une représentation mathématique des caractéristiques de ces équipements et principalement des compresseurs centrifuges et des turbines à gaz.

Ces caractéristiques vont nous aider à définir :

- Les points de fonctionnement ;
- Le nombre de turbocompresseurs en service ;
- La vitesse de rotation des machines ;
- Les rendements correspondant aux points de fonctionnement ;
- La consommation du gaz combustible.

3.1.2 Généralité :

➤ Diagramme de fonctionnement d'un compresseur centrifuge :

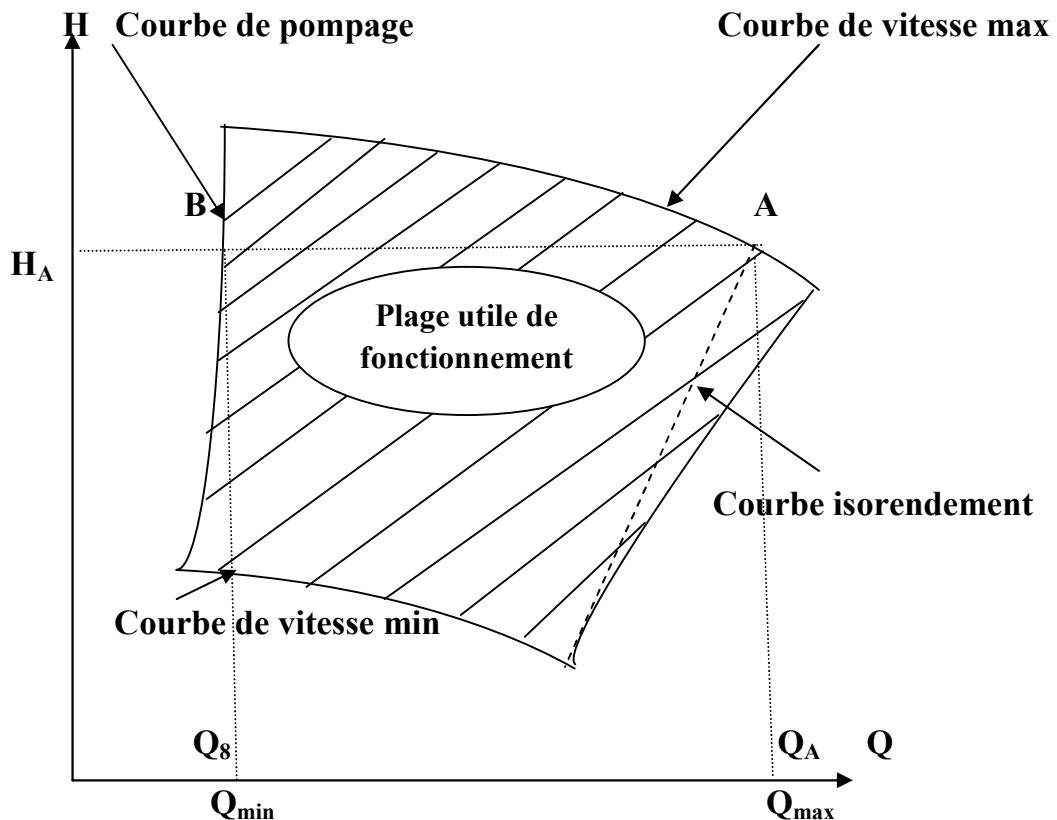
Il est possible de représenter tous les points de fonctionnement d'un compresseur sur un diagramme qui porte en abscisse le débit et en ordonnée la hauteur polytropique ou bien le taux de compression, la pression, la température et la densité d'aspiration.

- Tous les points où la vitesse développée par le compresseur est constante sont appelés : courbes des iso-vitesse.
- Tous les points où le rendement du compresseur est constant sont appelés : courbes des iso-rendement.

- Tous les points ou la puissance du compresseur est constante sont appelés : courbes des iso-puissance.

Ces courbes sont utilisées pour le choix, l'étude et l'exploitation du compresseur. En plus de ces courbes on trouve les courbes de pompage et de gavage. Une fois ces réseaux de courbes tracés, on connaissant deux paramètres de fonctionnement du compresseur permet de déduire les autres en reportant le point de fonctionnement sur le diagramme

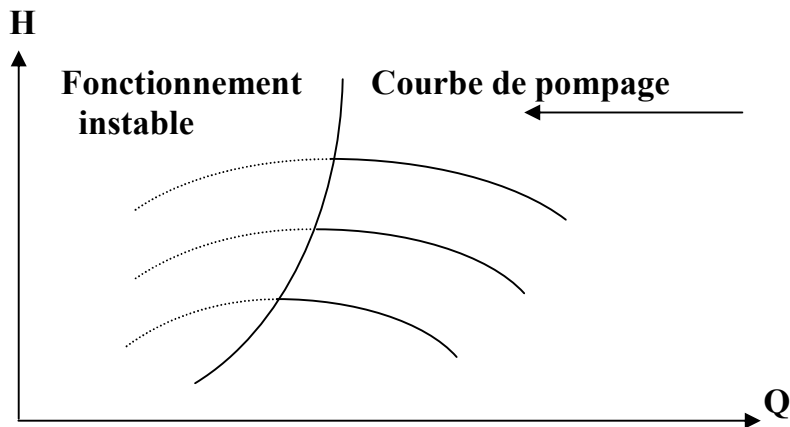
3.1.3 Plage utile de fonctionnement d'un compresseur centrifuge :



Limite de pompage :

Le pompage est le résultat d'une réduction de débit causant l'incapacité du compresseur qui marche à une vitesse donnée, à pomper contre la hauteur de pression demandée.

A ce moment, une inversion du sens de l'écoulement se produit, ainsi qu'une chute de la hauteur de pression. Le cycle se répète ainsi provoquant des vibrations et des tonnaisons puissantes pouvant détruire l'ensemble du compresseur et des tuyauteries associées et mettre le personnel en danger.



Limite de gavage :

L'examen d'une courbe caractéristique à vitesse donnée montre qu'au-delà d'un certain débit volume la hauteur utile diminue de plus en plus vite, vers les hauts débits. Le rendement diminue également très vite. Toute augmentation de puissance ne permet qu'une très faible augmentation de débit. On dit qu'on est entré dans la zone de gavage du compresseur qui correspond aux débits limites réalisables par le compresseur. Rien n'interdit de travailler à droite de cette courbe mais les taux de compression y resteront très faibles et les rendements très mauvais.

La vitesse maximale :

Vers le haut, le diagramme est limité par la courbe de la vitesse maximale, on trouve aussi la courbe qui représente la puissance maximale que peut développer une turbine.

La vitesse minimale :

Vers les faibles vitesses il n'y a généralement pas de limitation, sauf si éventuellement il existait dans cette zone une fréquence critique dangereuse.

3.2 Modélisation des performances du compresseur :

L'aspect de cette modélisation est de trouver les modèles mathématiques pour les limites engendrant la zone de bon fonctionnement de la courbe caractéristique du compresseur à savoir :

- La limite de pompage.
- La limite de gavage.
- La limite de la vitesse nominale.
- La limite de la vitesse minimale.

Pour commencer la modélisation il faudrait construire des tableaux donnant les valeurs de la hauteur adiabatique, le débit d'aspiration du compresseur, le rendement ainsi que la vitesse de rotation.

3.2.1 Modèle proposé pour la limite de pompage et de gavage :

$$H = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2$$

Avec :

a_i : coefficient de régression du modèle.

3.2.2 Modèle proposé pour la limite de vitesse maximale et de la vitesse minimale :

$$H = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2$$

Avec :

a_i : coefficient de régression du modèle.

3.2.3 Modélisation des isovitesse :

Le modèle qui nous permettra de calculer la vitesse de rotation du compresseur on prend :

$$S = a_0 + a_1 H + a_2 Q + a_3 \left(\frac{H}{Q}\right) + a_4 \left(\frac{H}{Q}\right)^2$$

Avec:

a_i : coefficient de régression du modèle.

Pour les valeurs de débit et de la hauteur données cette équation nous permet de déterminer la vitesse S , les valeurs des constantes a_1 , a_2 et a_3 sont calculées de façon à réduire l'écart entre les erreurs de la vitesse S calculées et celle prélevées des courbes. L'efficacité du modèle est vérifiée par la méthode de moindre carrées.

3.2.4 Modélisation des isorendement :

Le modèle proposé pour la modélisation du rendement polytropique est :

$$\eta_{pol} = a_0 + a_1 \left(\frac{Q}{S}\right) + a_2 \left(\frac{Q}{S}\right)^2 + a_3 \left(\frac{S^2}{H}\right) + a_4 \left(\frac{QS}{H}\right)$$

Avec:

a_i : coefficient de régression du modèle.

Les courbes donnant les caractéristiques du compresseur sont données pour une pression donnée, une température et pour une composition chimique spécifiques, il suffit qu'une de ses caractéristiques change pour que ces courbes ne soient plus utilisables.

Donc on procède à des corrections du débit, de la hauteur et de la vitesse :

$$Q_c = f(Q_{asp}, a_{ref}, a_d)$$

$$H_{pc} = f(H_p, a_{ref}, a_a)$$

$$S_c = f(S_c, a_{ref}, a_a)$$

Avec:

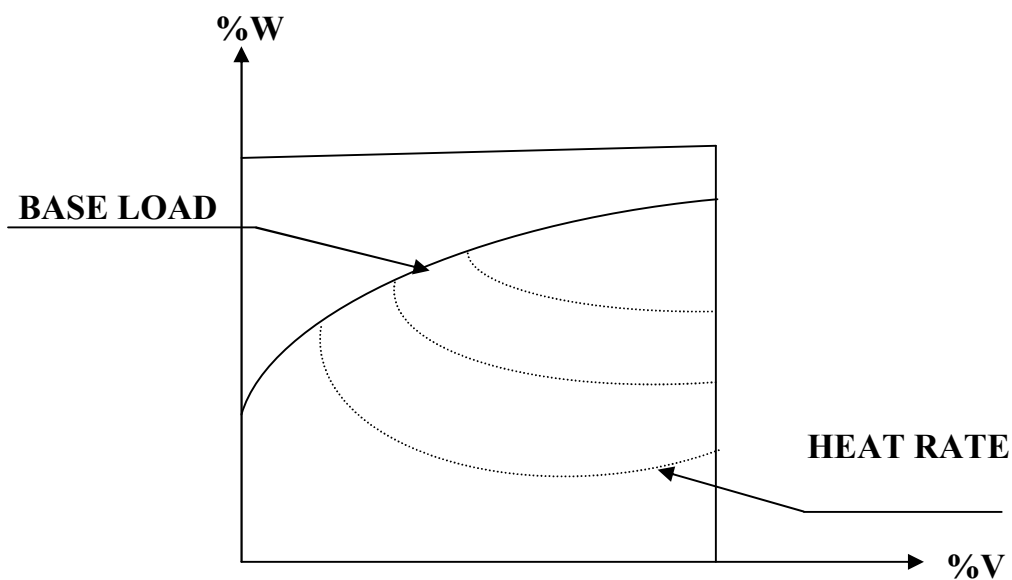
a_{ref} : La vitesse du son dans les conditions de références ;

a_a : La vitesse du son dans les conditions d'exploitation.

$$a_0 = (32,2 \left(\frac{1545}{MW}\right) T_{asp} K Z_{asp})^{1/2}$$

$$a_{ref} = (32,2 \left(\frac{1545}{MW}\right) T_{ref} K Z_{ref})^{1/2}$$

3.3 Modération des courbes caractéristiques de la turbine à gaz :



-Courbe caractéristique d'une turbine à gaz-

La modélisation des courbes caractéristiques de la turbine à gaz sert à déterminer le facteur de consommation afin de pouvoir calculer la consommation du gaz combustible, le modèle proposé est le suivant :

$$Ps = (1 \ n \ n^2) \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ Ta \\ Ta^2 \end{pmatrix}$$

$$Cs = A_1 + A_2 * Ps + A_3 * Ps$$

Avec :

Ps : Performances de la turbine ;

S : Vitesse de rotation de la turbine ;

Ta : Température ambiante ;

$C_1 \dots C_9$: Coefficients.

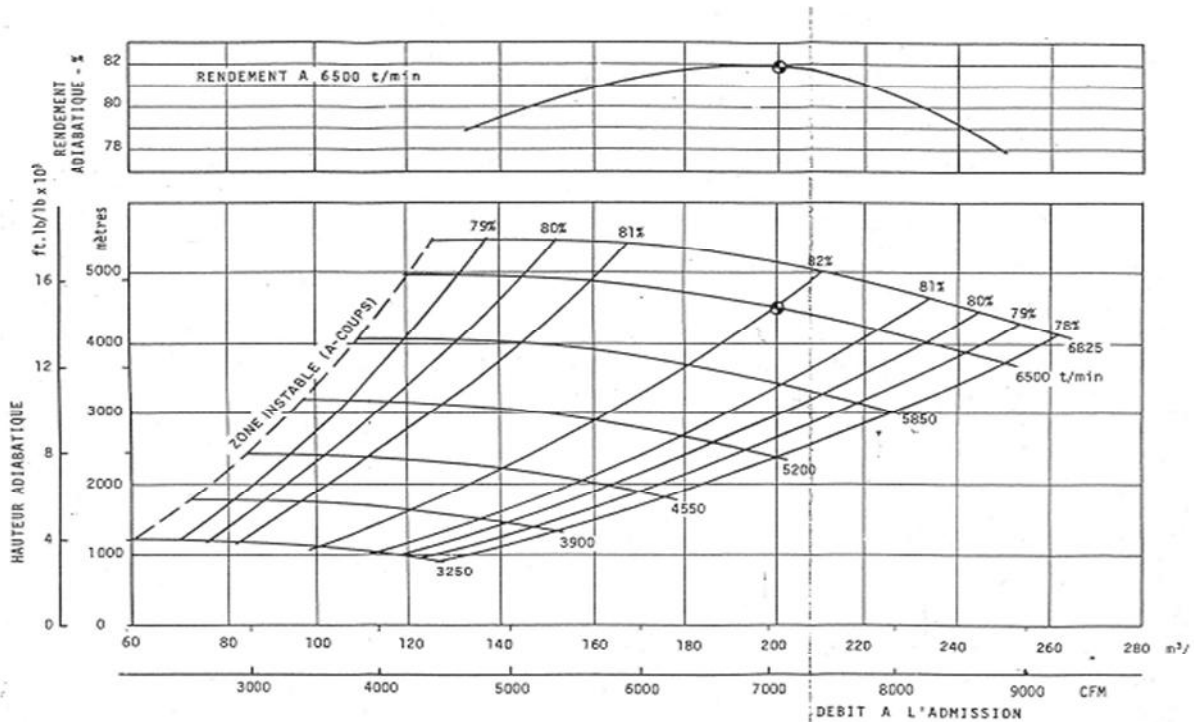
Une fois le facteur de consommation trouvé la consommation se calcul comme suit :

$$Q_{gc} = \left[\frac{\eta_{th} W_c C_s K_1 K_2}{PCI} \right]$$

K_1 : Facteur de correction du heat rate pour les pertes de charges à l'aspiration ;

K_2 : Facteur de correction du heat rate pour les pertes de charges au refoulement.

3.4 Exemple d'application :



- Courbe caractéristique du compresseur -

Les quantités reliées aux compresseurs sont le débit volumique Q , la vitesse S , la hauteur adiabatique H et le rendement adiabatique η .

Les relations entre ces quantités sont exprimées par les équations suivantes :

$$H_{ad} = \frac{Z_s R T_s}{\delta M_w} \left[\left(\frac{P_{ref}}{P_{asp}} \right)^\delta - 1 \right] \text{ en [mètre]}$$

$$\delta = \frac{1 - K_a}{K_a}, K_a : \text{rapport des chaleurs spécifiques } [K_a = 1.32]$$

$$\frac{H}{S^2} = a_0 + a_1 \left(\frac{Q}{S} \right) + a_2 \left(\frac{Q^2}{S^2} \right) + a_3 \left(\frac{Q^3}{S^3} \right)$$

Ou: a_0, a_1, a_2 et a_3 sont les constantes qui dépendent du compresseur.

Il est possible de représenter les caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge sur un diagramme en fonction du débit comprimé Q et la hauteur adiabatique H_{ad} ; cela nous permet de déduire à partir du graphe :

- La vitesse de rotation du compresseur ;
- Le rendement adiabatique ;
- La puissance livrée par la machine ;
- La réserve de la puissance.

Tous les points de fonctionnement sur le plan (Q, H_{ad}) ne sont pas réalisables, d'où les caractéristiques du compresseur sont limitées :

- **Sur la gauche du diagramme** : limitation par la zone de pompage (débit trop faible par rapport au taux de compression, pour y remédier il va falloir recycler du gaz pour augmenter artificiellement le débit dans le compresseur).
- **Sur la droite du diagramme** : limitation par la zone de gavage (débit trop important, saturation du compresseur ce qui provoque la chute très rapide du rendement adiabatique et le taux de compression décroît provoquant la fuite de l'huile dans le compresseur).
- **En haut du diagramme** : limitation par la vitesse maximale admissible et par la puissance maximale que peut délivrer la turbine.
- **En bas du diagramme** : limitation par la vitesse minimale que peut développer la turbine.

3.4.1 La méthode de résolution :

Le lissage sert principalement à :

- Déterminer les paramètres d'une fonction passant par (ou entre) des points expérimentaux.
- Améliorer le tracé d'une courbe en éliminant les oscillations rapides indésirables.
- Remplacer une fonction compliquée, ou non connue de façon analytique (par exemple connue en un certain nombre de points), par une fonction plus simple (par exemple un polynôme ou une exponentielle) afin de simplifier les calculs suivants (qui peuvent dans certains cas devenir analytiques).

On cherchera, autant que possible, à appliquer la techniques des moindres carrés sur des modèles linéaires ou linéarisés (on effectue pour cela un changement de variables) afin d'avoir des calculs plus simples et plus rapides.

En cas de linéarisation, l'erreur pourra être réduite en utilisant la technique des moindres carrés pondérés.

Une manière générale, on remplace un nuage de NP points $\{x_i, y_i\}$ par une fonction $g(a, x)$ où a désigne un ensemble de paramètres déterminés de façon à rendre minimale la somme des écarts quadratiques absolus S_a ou relatifs S_r :

$$S_a = \sum_{i=1}^{NP} (y_i - g(a, x_i))^2 ; S_r = \sum_{i=1}^{NP} \left(\frac{y_i - g(a, x_i)}{y_i} \right)^2$$

Remarque : il est souvent préférable de considérer les écarts quadratiques moyens S_a ou S_r

au lieu de S_a ou S_r : $S_a = \sqrt{\frac{1}{NP} S_a}$

3.4.2 Forme développée en puissances de x :

Cas général :

On désire faire passer entre NP points le polynôme S de degré D tel que la somme des carrés des NP distances D_i entre les points expérimentaux et le polynôme $S = \sum_{i=1}^{NP} D_i^2$, soit la plus petite possible.

Le polynôme à déterminer s'écrit :

$$g(x) = a_1 + a_2x + \dots + a_Nx^D \text{ avec } N=D+1$$

En écrivant que les dérivées de S par rapport aux N coefficients a_k doivent s'annuler au minimum de S ainsi, on peut obtenir le système linéaire suivant :

$$\begin{bmatrix} \sum x_i^0 & \dots & \sum x_i^{(N-1)} \\ \sum x_i^{(N-1)} & \dots & \sum x_i^{2(N-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ \dots \\ a_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum x_i^0 y_i \\ \dots \\ \sum x_i^{(N-1)} y_i \end{bmatrix}$$

(Avec : $\sum_{i=1}^{NP}$)

Ce système est de la forme $AX = Y$. le terme général de la matrice A est :

$$A(I, m) = x_i^{(N+m-2)}, (I, m=1 \text{ à } N) \text{ tandis que } Y(I) = y_i x_i^{(I-1)}$$

Pour résoudre ce système ($AX = Y$), on peut utiliser la méthode de Gauss avec maximisation des pivots ou une méthode tenant compte du fait que la matrice est symétrique. Tandis que si on a un grand nombre de systèmes avec la même matrice et des seconds membres différents, il sera plus intéressant d'utiliser l'inversion par Gauss-Jordan.

3.4.3 Moindres carrés relatifs :

Au lieu de chercher à rendre minimale la somme des carrés des distances absolues, on cherchera à minimiser la somme des distances relatives : $S_{\square} = \sum_{I=1}^{NP} \left(\frac{D_I}{Y_I} \right)^2$. Cette technique est utilisée lorsque l'on a un grand intervalle de variation de la fonction et une incertitude

relative constant. Ceci revient à donner un poids plus grand aux points où la fonction est faible de façon à conserver les erreurs relatives. On aboutit ainsi au système linéaire ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} \sum \frac{x_I^0}{y_I^2} & \dots & \frac{x_I^{(N-1)}}{y_I^2} \\ \sum \frac{x_I^{(N-1)}}{y_I^2} & & \frac{x_I^{2(N-1)}}{y_I^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ \vdots \\ a_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{x_I^0}{y_I} \\ \vdots \\ \frac{x_I^{(N-1)}}{y_I} \end{bmatrix}$$

De la forme $AX = Y$

On a donc :

$$\begin{cases} A(I, m) = \sum x_I^{(I+m-2)/y_I^2} \\ Y_I = \sum x_I^{(I-1)}/Y_I \end{cases}$$

Le graphe précédent nous a donné le tableau ci-dessous :

Chapitre 3 : Modelisation des Caractéristiques d'Exploitation

Données de la courbe du compresseur				Calcul des coefficients par les moindres carrés			
Vitesse	Débit	Hauteur	Rendement	Hauteur	Ecart	Rendement	Ecart
S	Q	Hre	Rre	Hth	$(Hth-Hre)^2$	Rth	$(Rth-Rre)^2$
3 250	61	1 246	0,78	1 310	4 190	0,78	0,00
3 250	71	1 228	0,79	1 257	820	0,80	0,00
3 250	77	1 228	0,80	1 227	2	0,81	0,00
3 250	83	1 193	0,81	1 191	3	0,81	0,00
3 250	99	1 123	0,82	1 104	351	0,82	0,00
3 250	113	1 018	0,81	1 032	206	0,80	0,00
3 250	118	982	0,80	1 002	369	0,80	0,00
3 250	123	965	0,79	980	222	0,79	0,00
3 250	126	842	0,78	960	13 821	0,78	0,00
3 900	73	1 807	0,78	1 891	7 039	0,78	0,00
3 900	82	1 789	0,79	1 831	1 689	0,79	0,00
3 900	89	1 807	0,80	1 786	429	0,80	0,00
3 900	97	1 772	0,81	1 736	1 290	0,81	0,00
3 900	120	1 649	0,82	1 583	4 372	0,82	0,00
3 900	135	1 509	0,81	1 490	340	0,81	0,00
3 900	141	1 456	0,80	1 452	17	0,80	0,00
3 900	147	1 386	0,79	1 414	773	0,79	0,00
3 900	151	1 316	0,78	1 386	4 867	0,78	0,00
4 550	85	2 491	0,78	2 568	5 935	0,78	0,00
4 550	94	2 474	0,79	2 505	975	0,79	0,00
4 550	102	2 456	0,80	2 444	150	0,80	0,00
4 550	111	2 421	0,81	2 378	1 840	0,81	0,00
4 550	140	2 246	0,82	2 160	7 375	0,82	0,00
4 550	157	2 070	0,81	2 033	1 394	0,81	0,00
4 550	163	1 982	0,80	1 986	11	0,80	0,00
4 550	169	1 895	0,79	1 936	1 740	0,79	0,00
4 550	175	1 807	0,78	1 896	8 002	0,78	0,00
5 200	98	3 281	0,78	3 352	5 054	0,78	0,00
5 200	109	3 246	0,79	3 253	48	0,79	0,00
5 200	115	3 246	0,80	3 202	1 937	0,80	0,00
5 200	127	3 211	0,81	3 102	11 705	0,81	0,00
5 200	160	2 947	0,82	2 818	16 785	0,82	0,00
5 200	178	2 702	0,81	2 659	1 798	0,81	0,00
5 200	185	2 614	0,80	2 603	123	0,80	0,00
5 200	192	2 491	0,79	2 544	2 766	0,79	0,00
5 200	198	2 386	0,78	2 487	10 287	0,78	0,00
5 850	109	4 158	0,78	4 249	8 214	0,78	0,00
5 850	119	4 158	0,79	4 152	35	0,79	0,00
5 850	131	4 123	0,80	4 043	6 313	0,80	0,00
5 850	144	4 088	0,81	3 914	30 329	0,81	0,00
5 850	180	3 737	0,82	3 569	28 066	0,82	0,00
5 850	200	3 439	0,81	3 373	4 313	0,81	0,00
5 850	208	3 298	0,80	3 291	48	0,80	0,00
5 850	216	3 175	0,79	3 216	1 625	0,79	0,00
5 850	223	3 035	0,78	3 146	12 348	0,78	0,00
6 500	120	5 070	0,78	5 261	36 596	0,78	0,00

6 500	130	5 053	0,79	5 151	9 649	0,79	0,00
6 500	144	5 018	0,80	5 003	202	0,80	0,00
6 500	159	4 982	0,81	4 846	18 695	0,81	0,00
6 500	199	4 579	0,82	4 413	27 572	0,82	0,00
6 500	220	4 246	0,81	4 185	3 721	0,81	0,00
6 500	231	4 053	0,80	4 067	209	0,80	0,00
6 500	240	3 895	0,79	3 976	6 669	0,79	0,00
6 500	248	3 737	0,78	3 886	22 160	0,78	0,00
6 825	125	5 579	0,78	5 812	54 332	0,77	0,00
6 825	137	5 596	0,79	5 682	7 280	0,79	0,00
6 825	151	5 596	0,80	5 520	5 869	0,80	0,00
6 825	167	5 509	0,81	5 344	27 209	0,81	0,00
6 825	208	5 088	0,82	4 875	45 136	0,82	0,00
6 825	232	4 702	0,81	4 611	8 255	0,81	0,00
6 825	243	4 491	0,80	4 484	53	0,80	0,00
6 825	251	4 298	0,79	4 392	8 841	0,79	0,00
6 825	259	4 158	0,78	4 297	19 361	0,79	0,00

a) L'estimation de la hauteur adiabatique :

Elle est donnée par la formule suivante :

$$\frac{H}{S^2} = A + B\left(\frac{Q}{S}\right) + C\left(\frac{Q}{S}\right)^2 + D\left(\frac{Q}{S}\right)^3$$

Le coefficient de corrélation (r) et les paramètres A, B, C et D pour la hauteur adiabatique, après le calcul avec les moindres carrés sont :

A	B	C	D
0,000156	-0,001690	0,000658	0,000039

Et r = 0,99

b) L'estimation du rendement :

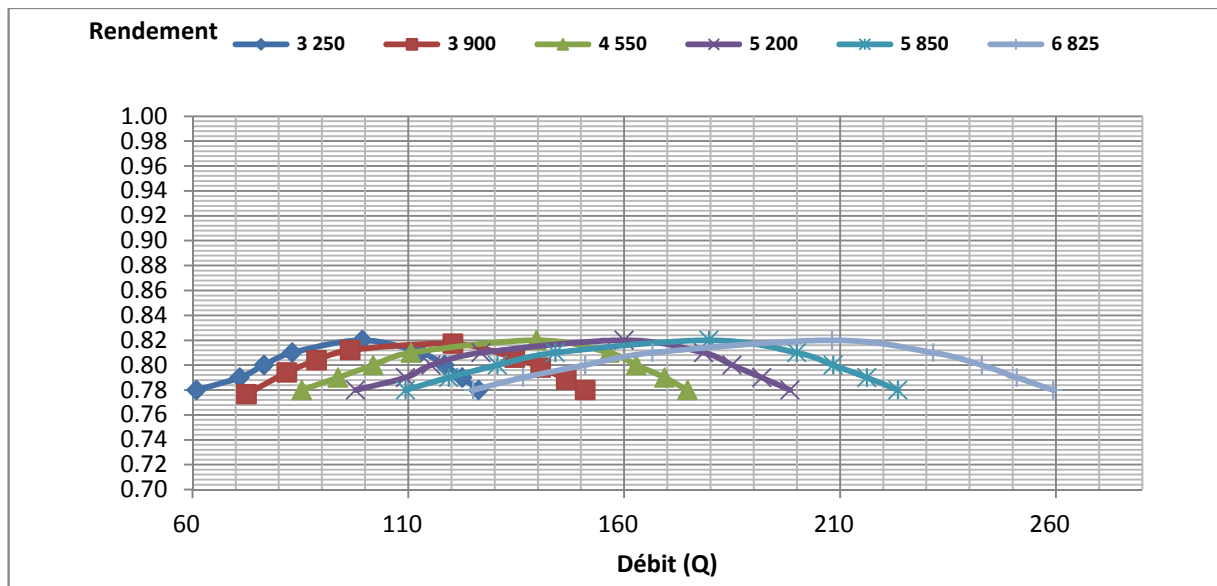
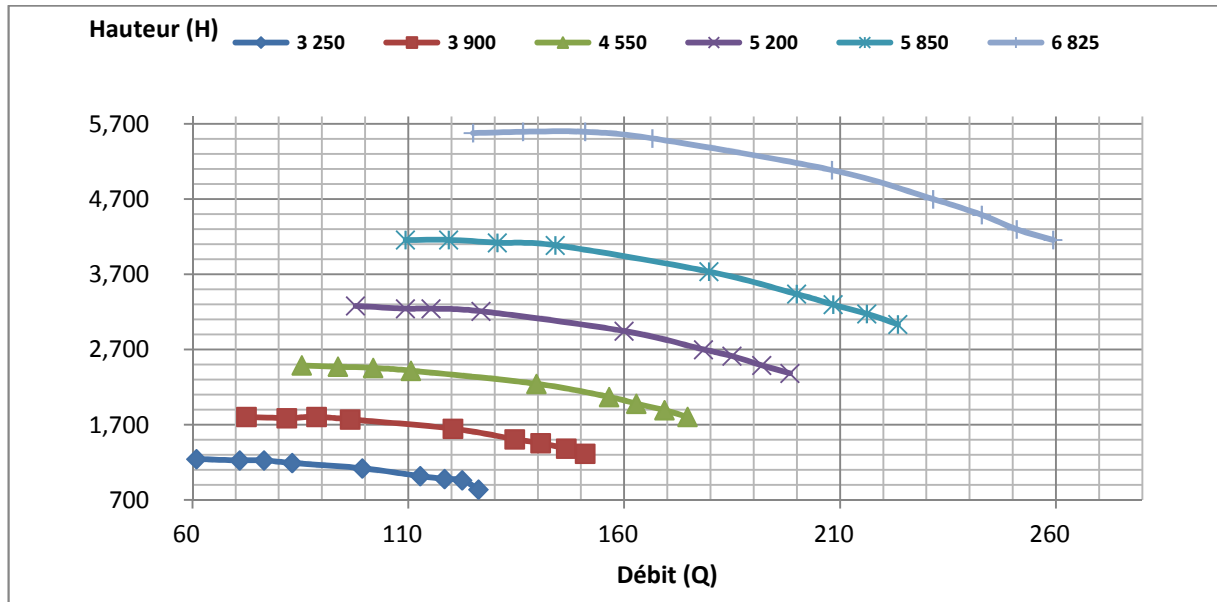
Le rendement est donné par la formule ci-dessous :

$$\eta = A + B\left(\frac{Q}{S}\right) + C\left(\frac{Q}{S}\right)^2 + D\left(\frac{Q}{S}\right)^3$$

A	B	C	D
0,4861	23,0336	-397,7400	-34,5575

Et r = 0,97

Les résultats obtenus avant, nous donnent les courbes suivantes :



-Courbes caractéristique d'un compresseur-

Conclusion :

Dans ce chapitre on a traité les caractéristiques du système d'exploitation avec un exemple d'application 'les courbes du compresseur' ou on applique la méthode des moindres carrés par l'utilisation du solveur EXCEL pour la résolution.

Chapitre 4:

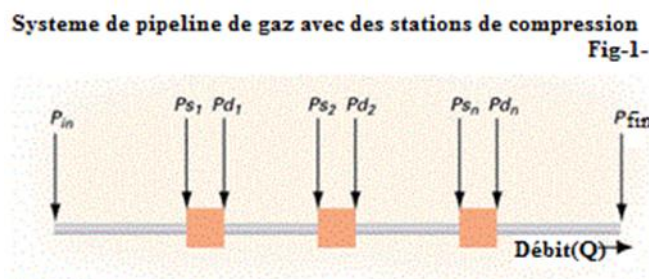
Modèle de Planification de Fonction d'un Gazoduc

Introduction :

La compressibilité du gaz naturel permet l'utilisation de l'emballage de ligne pour compenser les fluctuations de la demande de gaz. Sur la base de la consommation de prévision, un modèle programmation linéaire peut produire un plan de débit optimal d'un pipeline de gaz.

Ce modèle permet de fluctuation de la demande d'être satisfait avec un minimum de consommation d'énergie. En utilisant ce modèle nécessite la définition de la capacité maximale de stockage ainsi que d'un algorithme de contrôle permanent de son évolution au fil du temps.

4.1 La configuration du système



Transport de gaz naturel par gazoduc à partir de champs de production à des clients nécessite un certain nombre de stations de compression (SC) pour maintenir la pression nécessaire à l'écoulement de gaz (Fig. 1).

Les stations de compression peuvent consister en un seul turbocompresseur (TC) ou un ensemble de turbocompresseurs identiques ou différents disposés en parallèle ou en série. Les coûts élevés d'exploitation de pipelines de transport, par rapport aux systèmes de distribution, motive cette étude de systèmes de transmission. La vitesse d'écoulement à l'extrémité de la canalisation varie en fonction de la demande.

Une quantité considérable de gaz transporté est consommée en tant que combustible pour le gazoduc. En fonction du nombre de stations de compression, la consommation de carburant représente entre 5% et 10% du débit transporté. Réduire le coût de transport, une préoccupation majeure des opérateurs, consiste essentiellement en diminuant la consommation de carburant.

A cet effet, le modèle de programmation linéaire décrite ici a été utilisé pour générer une approche pour une planification optimale du système d'exploitation d'un gazoduc dans chaque tronçon.

Une simulation du modèle traite le gazoduc algérien GZ1 de Hassi R'mel a Arzwe (tableau 1).

4.2 Modèle mathématique

Calcul de pertes de charge requiert les hypothèses suivantes:

- 1- Le flux est l'état d'équilibre et isotherme.
- 2- Le coefficient de frottement et le facteur de compressibilité varient peu par rapport aux valeurs moyennes.
- 3- La variation de l'énergie cinétique est négligeable par rapport à des forces de frottement.

Par conséquent,

L'équation 1 : (voir encadré ci-joint) donne pertes de charge d'un tronçon :

$$P_1^2 - P_2^2 = K \frac{T_a L F Z}{d^5} Q^2$$

Avec :

Q : Débit de gaz ;

P_1 : Pression en amont ;

P_2 : Pression aval ;

d : Diamètre interne ;

T_a : Température de la ligne moyenne ;

L : Longueur de la ligne ;

Z : Facteur de compressibilité moyenne ;

K : Facteur de conversion ;

f : Facteur de friction.

L'équation 2 : donne le calcul du profil de température le long du tronçon

$$T_2 = T_S + (T_1 - T_S)e^{(-x)}$$

Avec :

T_2 : Température en aval ;

T_1 : Température en amont ;

T_S : Ajusté la température du sol ;

x : Transfert thermique exposant ;

$exp ()$: Fonction exponentielle naturelle.

L'équation 3 : définit la puissance réelle requise.

$$W = \frac{M_f \cdot H_p}{\eta_p \cdot \eta_m}$$

Avec :

M_f : Débit massique ;

η_p : Efficacité Polytropique ;

η_m : Efficacité mécanique ;

H_p : Tête Polytropique.

Les données de performance de turbines à gaz sont basés sur Organisation internationale de normalisation (ISO) des conditions qui sont opération de niveau de la mer à une température ambiante de 15 ° C et 0 entrée psi et de pression d'échappement gouttes.

La performance de turbine à gaz est généralement indiqué à l'opération de charge de base (fonctionnement continu pour 7.600 h / an ou plus) et comprend la puissance nominale, le taux de la chaleur, et de la consommation spécifique de carburant sur la base du pouvoir calorifique inférieur du combustible, le débit d'air, la vitesse de conception de la turbine, taux de compression, et entrée de la turbine, et les températures d'échappement.

Les cotes de rendement exprimées dans les conditions ISO servent comme point de conception initiale. Obtention de la performance sur un site d'exploitation spécifique nécessite la correction de la note de l'ISO pour les conditions du site.

Nous avons d'abord déterminé la puissance corrigée.

L'équation 4 : Trois coefficients tiennent compte de l'altitude de la station, la température ambiante, et les pertes de charge à l'aspiration et de refoulement.

$$W_r = \frac{W}{C_1 \cdot C_2 \cdot C_3}$$

L'équation 5 : exprime la consommation de gaz combustible.

$$q_g = \frac{\eta_{hr} \cdot W_r \cdot C_s \cdot K_1}{LHV}$$

Avec :

K_1 : Correction chaleur taux ;

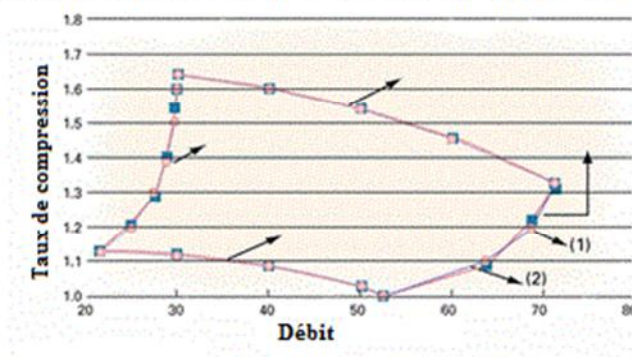
C_s : Facteur de consommation ;

η_{hr} : Taux de chaleur ;

LHV : Gaz à faible valeur calorifique.

4.3 Les limites de capacité

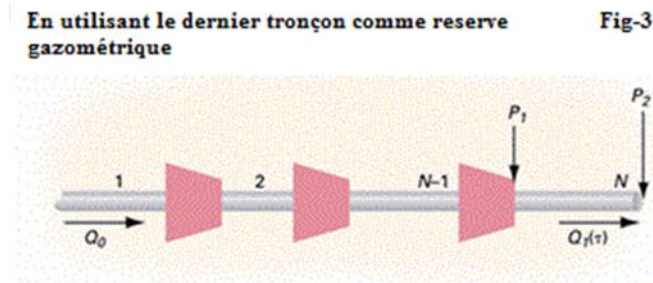
Enveloppe de phase de compresseur centrifuge typique Fig-2-



Il ya des limites distinctes sur la plage de la stabilité d'un compresseur centrifuge. Limitation de la capacité minimale d'un compresseur centrifuge donné est un phénomène appelé «surge», qui se produit normalement à environ 50% de la capacité d'entrée de la conception à la vitesse de conception (Fig. 2).

La limite supérieure de la capacité est déterminée par le phénomène de "mur de pierre», ce qui se produit lorsque la vitesse du gaz se rapproche de sa vitesse sonique quelque part dans le compresseur, le plus souvent à l'entrée de la turbine.

Modèle de planification: débits



Le principe général consiste à choisir parmi tous les débits possibles sur le plan technique, ceux répondant à la demande à la fin de la canalisation, avec une consommation d'énergie minimale. Ce choix ne sera possible que si nous exploitons le caractère compressible du gaz et la possibilité d'utiliser le gazoduc (surtout le dernier tronçon) comme une réserve gazométrique, la réserve gazométrique jouant le rôle de contrainte.

L'équation 6 : donne la fonction objective

$$\text{Min } W = \sum_{i=1}^n C_i q_i \tau_i$$

Les contraintes relatives au modèle :

Sont présentées dans les équations 7, 8, 9, 10 et 11. Equation 8 exprime la limite de temps d'utilisation de la durée de planification.

$$\sum_{i=1}^n q_i \tau_i = Q_m T$$

$$\sum_{i=1}^n \tau_i = T$$

$$\sum_{i=1}^n q_i \tau_i \leq H_{max}$$

$$\sum_{i=1}^n q_i \tau_i \quad H_{min}$$
$$\tau_i \quad 0$$

Le problème posé de cette façon peut être résolu par une procédure programmation linéaire en utilisant un algorithme simplex

L'exécution de ce programme doit surmonter deux difficultés essentielles:

- Le nombre très élevé des débits d'exploitation techniquement réalisable.
- La définition et le calcul de la capacité de stockage en conduite.

Contourner la première difficulté on utilise le principe suivant:

Pour un débit donné, il existe une seule configuration optimale des stations de compression correspondant à une valeur de consommation de carburant minimale. Une discrétisation appropriée permet un retour de l'espace de phase à une dimension raisonnable (moins de taux douzaine de flux, ou variables).

Le tableau 1 résume les résultats obtenus pour différents débits.

4. 4 Réserves gazométrique :

Parce que la chute de pression dans les conduites de transport de gaz naturel pendant les périodes hors pointe est moins que durant les périodes de pointe, la pression moyenne le long de la ligne sera plus grande. La ligne dessert donc une fonction secondaire importante, celle de stockage.

Weymouth définit la capacité de stockage d'un pipeline de gaz naturel comme la différence entre les teneurs en gaz du gazoduc dans des conditions comprimés et décomprimés.

Un pipeline est dit être "emballé" lorsque le retrait de celle-ci est au minimum et quand, par conséquent, pour un approvisionnement constant de gaz, la pression de refoulement est un maximum. Un pipeline est "décomprimé" lorsque des retraits sont au maximum et la pression est au minimum pour un approvisionnement constant de gaz à la ligne.

Avec cette définition de capacité de stockage est donnée par :

$$V_{p=} = \left(\frac{273,15}{1,0125} \right) \left(\frac{P_m \cdot v_p}{Z_m \cdot T_m} \right)$$

Avec :

V_p : Volume de gaz dans la canalisation ;

P_m ; Pression moyenne ;

T_m : Température moyenne ;

Z_m ; Le facteur d'aspiration;

Tel que $V_{p=} = \frac{\pi}{4} D^2 L$

Avec :

D : Diamètre de la canalisation ;

L : Longueur de la canalisation.

4.5 Les capacités de stockage d'un gazoduc :

Une des méthodes pour répondre à la fluctuation de la demande à la fin d'un gazoduc consiste à utiliser le dernier tronçon comme réserve gazométrique. Dans ce cas, les conditions de travail du dernier tronçon sont évidemment différentes de celles des autres tronçons.

Les (N-1) premiers tronçons sont caractérisés par un débit constant Q_0 , l'état d'équilibre correspondant au débit moyen (Fig. 3). Pour le N^{iem} tronçon, le débit à l'entrée et à la sortie peut être différent: $Q_0 \neq Q_l$.

Lorsque la demande est inférieure à la vitesse d'écoulement en régime permanent, le gaz accumule dans le dernier tronçon, ce qui conduit à une augmentation de la pression moyenne. Dans le cas contraire ($Q_l > Q_0$), un montant complémentaire de gaz est tiré du stockage et de la pression diminue en moyenne.

Le principal problème avec l'utilisation de le dernier tronçon comme un bloc de ligne est d'assurer que la distribution de pression le long de la canalisation ne dépasse pas les limites techniques de la résistance de tuyau et les pressions maximum et minimum au début et à la fin du tuyau.

Il est évident que l'écoulement dans le dernier tronçon est instable (dynamique). Ce type d'écoulement est décrit par un système d'équations aux dérivées partielles de type de hyperbolique.

La solution de ce système peut être obtenue à l'aide de deux façons:

- Analytiquement, de procéder à la linéarisation.
- Numériquement, avec différences finies scheme.

Calcul des pressions en amont et en aval assume un régime permanent. Dans l'état d'équilibre, le débit massique est exprimé par l'équation 13. En supposant que l'équation 14 conduit à des équations 15 et 16.

La pression moyenne est exprimée par l'équation 17. Divisant l'équation 17 par l'équation 13 donne l'équation 18.

$$M_r = A \sqrt{P_1^2 - P_2^2} \quad [13]$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \varepsilon \quad [14]$$

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{M_f^2}{A^2}} \quad [15]$$

$$P_1 = \sqrt{P_2^2 + \frac{M_f^2}{A^2}} \quad [16]$$

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2} \right) \quad [17]$$

$$\frac{3}{2} \frac{A}{M_f} P_{avg} = \frac{\varepsilon^2 + \varepsilon + 1}{(\varepsilon + 1) \sqrt{\varepsilon^2 + 1}} \quad [18]$$

Connaissant la pression moyenne permet la détermination de e et, par conséquent, également P_1 et P_2 .

Détermination de ceux-ci est possible grâce à deux méthodes: résolution graphique et la résolution numérique.

Pour calculer la pression moyenne, nous utilisons l'équation de gaz de l'État, l'équation 19 :

$$\frac{P}{\rho} = ZRT_s$$

. Or, la densité du gaz est exprimée par l'équation 20 :

$$= \frac{M}{FL}$$

Avec :

R : Constante de gaz ;

M : Masse de gaz ;

ρ : Densité.

Si l'équation 20 est substituée dans l'équation 19, l'expression de la pression moyenne devient l'équation 21 :

$$P_{avg} = \frac{MZRT_a}{FL}$$

La masse de gaz est calculée avec l'équation 22 :

$$M = M_{in} + M_{acc}$$

Avec :

M_{in} : Masse de gaz correspondant au début de l'accumulation processus ;

M_{acc} : Masse de gaz accumulé.

Si Q_1 est une fonction du temps, discrétisation rendements équation 23 :

$$M_{acc} = Q_0T - \sum_1^T Q_1(\Delta T) \cdot \Delta T$$

Avec :

ΔT : Pas de temps ;

T : Temps.

Et, par conséquent, la définition de la valeur maximale du la réserve gazométrique..

En termes d'exemple prenant cinq débits donné pour la résolution du modèle mathématique.

Utilisant les équations précédentes on trouve :

Q_i	C_i	$Q_i C_i$
800000	0	0
1000000	24927	2.4927×10^7
1200000	26844	3.22128×10^7
1400000	40267	5.63738×10^7
1600000	77572	1.241152×10^8

-Tableau 1-

La réserve gazométrique d'écrit par H :

$H_{\max} = 27\ 084\ 030\ \text{m}^3$ (la pression max du débit max nous donne la réserve maximale)

$H_{\min} = 17\ 411\ 162\ \text{m}^3$ (la pression min du débit max nous donne la réserve minimale)

Le débit moyen :

$Q_m = 1\ 200\ 000\ \text{m}^3$ (la somme des cinq débits diviser par le nombre de débit donner)

Pour un modèle de planification et dans le but de trouver pour les différentes τ_i de transport le débit optimal minimisant la consommation d'énergie on introduit les données dans notre modèle :

$$\text{Min } W = 24927q_2 \tau_2 + 26844q_3 \tau_3 + 40267q_4 \tau_4 + 77572q_5 \tau_5$$

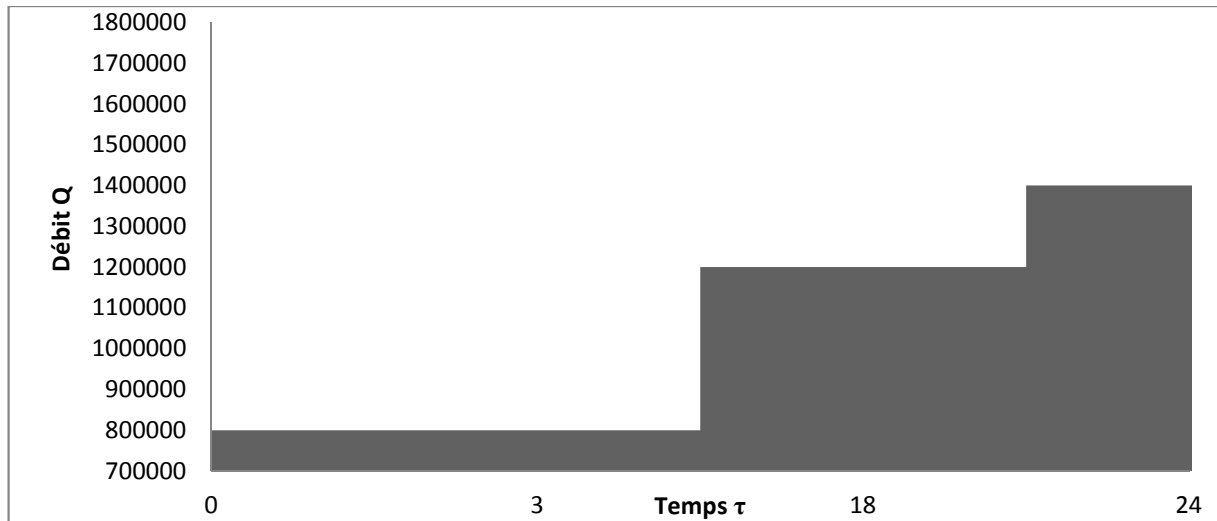
Sc

$$\left\{ \begin{array}{l} 800\ 000\tau_1 + 1\ 000\ 000\tau_2 + 1\ 200\ 000\tau_3 + 1\ 400\ 000\tau_4 + 1\ 600\ 000\tau_5 = 28\ 800\ 000 \\ \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 + \tau_5 = 24 \\ 800\ 000\tau_1 + 1\ 000\ 000\tau_2 + 1\ 200\ 000\tau_3 + 1\ 400\ 000\tau_4 + 1\ 600\ 000\tau_5 \leq 29\ 797\ 925 \\ 800\ 000\tau_1 + 1\ 000\ 000\tau_2 + 1\ 200\ 000\tau_3 + 1\ 400\ 000\tau_4 + 1\ 600\ 000\tau_5 \leq 19\ 155\ 809 \\ \tau_i \geq 0 \quad i=1 \dots 5 \end{array} \right.$$

La résolution avec le solveur nous donne la solution réalisable suivante :

$$(\tau_1, \tau_2, \tau_3, \tau_4, \tau_5) = (3, 0, 15, 6, 0)$$

Le graphe suivant résume les résultats :



- Graphe : planification de fonctionnement d'un STC-

Conclusion :

La résolution de ce modèle nous donne la solution optimal avec une valeur optimale de la fonction objective $W = 811915^{\circ}11 \text{ m}^3/\text{h}$ cette planification nous permet d'obtenir un gain maximal de $102\,519 \text{ m}^3/\text{h}$

Conclusion générale

Arrivées au terme de ce mémoire nous allons présenter une conclusion générale de ce travail.

La thématique de mon thème est ‘ Modèles adaptatifs d’optimisation des Régimes de Fonctionnement d’un Gazoduc’ notre travail consiste en la conception d’un modèle mathématique du problème recherché de conditions optimales du fonctionnement d’un gazoduc. Il s’agit d’un modèle de planification qui doit répondre à la demande avec un minimum de consommation d’énergie dans une période donnée, la résolution de ce modèle se fait avec une méthode de programmation linéaire.

La résolution de ce problème peut se faire avec des méthodes complexes on divise le système de transport par canalisation en deux sous systèmes, le premier composé de $N-1$ SC où le régime est stationnaire, le deuxième composé de la $N^{\text{ième}}$ SC est non stationnaire.

Ce travail que nous venons d’effectuer n’est qu’une parcelle de ce qui pourra être fait dans l’avenir dans ce domaine de transport par canalisation des hydrocarbures.

Nous souhaitons qu’il fasse l’objet de critiques et d’améliorations pour les futures recherches dans ce domaine.

Bibliographie

[01] **Site de SONATRACH** : www.Sonatrach.com;

[02] **ALILECH Kenza, TEBAH Sabrina** : « Optimisation de l'exploitation d'une canalisation de transport des hydrocarbures » projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Recherche Opérationnelle, Faculté de Mathématique UMMTO 2011/2012 ;

[03] **TAYLOR & FRANCIS** group LLC: Gas pipeline hydraulics;

[04] **AINOUCH** Oil & Gas journal: Lp uses line pack to optimize gas pipeline operation;

- Manuel pour le transport et la distribution du gaz : principe fondamental ;
- Manuel pour le transport et la distribution : station de compression.