



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
People's Democratic republic of Algeria  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministry of Higher Education and Scientific Research  
جامعة عبد الحميد بن باديس – مستغانم  
Abdel Hamid Ibn Badis University – Mostaganem  
كلية العلوم والتكنولوجيا  
Faculty of Sciences and Technology  
قسم هندسة الطرائق  
Department of Process Engineering



**N° d'ordre : M2/...../IP/2023**

## **MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES DE MASTER ACADÉMIQUE**

**Filière : Génie des Procédés**

**Option : Industries Pétrochimiques**

### **Thème**

**Optimisation du Régime de fonctionnement  
d'un gazoduc**

Présenté par :

- 1- DJELLOUL Mohamed Zoubir
- 2- MESKINE Mohamed Bensallah.

Soutenu le 25/06/ 2023 devant le jury composé de :

Président(e) :	MEKHATRIA Djillali	Maître de Conférences	Université de Mostaganem
Examineurs :	MOHAMED SEGHIR Zahira	Maître de Conférences	Université de Mostaganem
Encadrant :	ABSAR Belkacem	Pr	Université de Mostaganem
Co-Encadrant(e) :			

Année universitaire 2022 / 2023

## Dédicaces

*Je dédie ce travail :*

*A mes chers parents qui ont tant fait pour moi,*

*A mon très cher frère,*

*A mes très chères sœurs,*

*A tous mes amis,*

*A tous mes enseignants,*

*A toute l'équipe de la faculté sciences et technologies,*

*Aux familles MESKINE, DJELLOUL, DERRER,*

*A tous ceux que j'aime !!!*

## Remerciements

*Nous remercions avant tout **ALLAH** le tout puissant de nous avoir donné la volonté et le courage de réaliser ce travail.*

*Quelques phrases de remerciement nous semblent bien pauvres pour exprimer notre gratitude à notre encadreur Pr **B .ABSAR** et qui nous accordé leur soutien et leur aide pour arriver à finir ce travail. Merci pour votre aide et votre large patience.*

*Nous tenons à remercier **Dr MOHAMED SEGHIR Zahira** et **Dr MEKHTRIA Djillali**, membres du jury, qui ont accepté d'examiner notre travail.*

*Et enfin, nos remerciements vont en particulier à tous les enseignants et à ceux qui ont contribué de loin ou de près à la réalisation de ce travail.*

# Liste des figures

<b>Figure II-1</b> : Reliefs réels .....	- 19 -
<b>Figure III-1</b> : Caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge Ingersoll-Rand de type CDP-224 .....	- 25 -
<b>Figure III-2</b> : Boite de dialogue "Régression linéaire". .....	- 31 -
<b>Figure III-3</b> : Distributions des erreurs relatives maximales.....	- 39 -
<b>Figure III-4</b> : : 1er ordre d' équation $H(Q)=a_0+a_1Q$ .....	- 39 -
<b>Figure III-5</b> : Modèle 2 de 2eme ordre d'équation $H(Q)=a_0+a_1Q+a_2Q^2$ .....	- 40 -
<b>Figure III-6</b> : Modèle 3 de 3eme ordre d'équation $H(Q)=a_0+a_1Q+a_2Q^2+Q^3$ .....	- 40 -
<b>Figure III-7</b> : Schéma d'un gazoduc. ....	- 43 -
<b>Figure III-8</b> : Boite de dialogue de Solver. ....	- 45 -

# Liste des tableaux

<b>Tableau II-1</b> : Constituants d'un gaz naturel .....	- 5 -
<b>Tableau III-1</b> : Données de l'application I.....	- 28 -
<b>Tableau III-2</b> : Résultats obtenus de l'application I. ....	- 29 -
<b>Tableau III-3</b> : Statistiques de régression .....	- 32 -
<b>Tableau III-4</b> : Résultats d'analyse de variance.....	- 32 -
<b>Tableau III-5</b> : Valeurs des coefficients du modèle les erreurs-type la statistique.....	- 33 -
<b>Tableau III-6</b> : Résultats de calcul des résidus et des erreurs relatives. ....	- 34 -
<b>Tableau III-7</b> : isovitesses.....	- 34 -
<b>Tableau III-8</b> : Résultats obtenus avec l'utilitaire d'analyse .....	- 35 -
<b>Tableau III-9</b> : Caractéristiques du compresseur. ....	- 36 -
<b>Tableau III-10</b> : Résultats obtenus d'utilitaire d'analyse.....	- 37 -
<b>Tableau III-11</b> : Erreur relative maximale de chaque courbe. ....	- 38 -
<b>Tableau III-12</b> : Paramètres du gazoduc.....	- 42 -
<b>Tableau III-13</b> : Paramètres des stations.....	- 43 -
<b>Tableau III-14</b> : Résultats de l'optimisation avec Excel. ....	- 45 -
<b>Tableau III-15</b> : Récapitulatif des fonctions MATLAB pour l'optimisation. ....	- 47 -

# Table des matières

Dédicaces.....	i
Remerciements .....	ii
Liste des figures .....	iii
Liste des tableaux .....	iv
Chapitre I : Introduction Générale .....	- 1 -
Chapitre II : Notions générales sur le système de transport du gaz naturel par canalisation.....	- 4 -
II.1 Introduction.....	- 4 -
II.2 Caractéristiques physico – chimiques des gaz.....	- 5 -
II.2.1 Constituants des gaz naturels.....	- 5 -
II.2.2 Conditions de base s gaz naturels.....	- 6 -
II.2.3 Fraction molaire et fraction massique d’un gaz.....	- 6 -
II.2.4 Masse molaire moyenne d’un gaz et Masse volumique des gaz .....	- 7 -
II.2.5 Expression du facteur de compressibilité .....	- 8 -
II.2.6 Densité du gaz .....	- 10 -
II.2.7 Exposant isentropique .....	- 10 -
II.2.8 Capacité thermique massique des gaz .....	- 11 -
II.2.9 Viscosité du gaz naturel.....	- 11 -

II.2.10	Pouvoir calorifique .....	- 12 -
II.2.11	Point de rosée des hydrocarbures et point de rosé eau d'un gaz et teneur en eau - 13 -	
II.3	Gazoduc .....	- 14 -
II.3.1	Calcul hydraulique d'un gazoduc .....	- 14 -
II.4	Stations de compression et turbines .....	- 21 -
II.4.1	Généralités .....	- 21 -
II.4.2	Compresseurs .....	- 22 -
II.4.3	Turbines à gaz.....	- 23 -
Chapitre III : Application au système de transport par canalisation.....		- 24 -
III.1	Introduction .....	- 24 -
III.2	Caractéristiques du fonctionnement d'un compresseur .....	- 24 -
III.2.1	Recherche du point de fonctionnement d'un compresseur.....	- 25 -
III.2.2	Application 1 .....	- 28 -
III.3	Modélisation des différentes caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge .....	- 30 -
III.3.1	Excel et l'analyse de régression.....	- 30 -
III.3.2	Matlab et l'analyse de régression .....	- 35 -
III.4	Optimisation d'un tronçon du gazoduc Hassi-R'mel- Arzew .....	- 41 -
III.4.1	Optimisation avec Excel (utilisation de solver).....	- 44 -
III.4.2	Optimisation avec Matlab.....	- 46 -
Conclusion Générale .....		- 50 -
Annexe A : Calcul de la consommation du gaz combustible .....		- 51 -

Annexe B : Méthode des moindres carrés .....	- 52 -
Annexe C : Optimization par Matlab .....	- 54 -
Bibliographie .....	- 56 -



# Chapitre I :

## Introduction Générale

Le gaz naturel, considéré comme un combustible << plus propre >> que le charbon et le pétrole vis-à-vis de la pollution acide et des gaz à effet de serre, est de plus en plus largement utilisé en tant que source énergétique. Selon la plupart des estimations, sa consommation globale doit doubler d'ici 2030 ( EIA ,2009). Pour répondre à cette augmentation de la demande de gaz naturel, plusieurs centaines de milliers de kilomètres de canalisation de transport et de distribution ont été construites au cours des dernières années de par le monde.

L'Algérie, un des plus grands producteurs et exportateurs mondiaux de gaz naturel et de GNL, n'est pas restée en reste de ce développement formidable des capacités du transport de gaz naturel à travers le monde. En effet, disposant d'énormes réserves prouvées de gaz naturel, elle s'est lancée dans de nombreux projets de construction de gazoducs qui font d'elle, le pays qui dispose du troisième plus grand réseau de gazoducs au monde après les USA et la Russie.

La gestion d'un réseau de gazoducs est devenue un enjeu économique que technique, devant respecter des contraintes environnementales et législatives. Il apparait donc la nécessité d'optimiser cette gestion afin de maximiser le profit de fonctionnement du réseau tout en respectant les contraintes imposées. Cette tâche est devenue plus du fait de la multiplication des gazoducs à desservir.

Ces réseaux de gazoducs, reliant les gisements de gaz naturel et les consommateurs potentiels, sont tout à fait complexes. En effet, après son extraction, le gaz naturel est comprimé dans des canalisations de grandes distances appelées gazoducs. Ces derniers sont des systèmes étendus en longueur (plusieurs centaines de kilomètres) destinés au transport du gaz naturel par canalisation.

Le long d'un gazoduc, le gaz naturel voit sa pression diminuer du fait de sa viscosité et de la friction entre le gaz et la surface intérieure de la conduite. Pour compenser ces pertes et fournir

l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du gaz dans la conduite, des stations de compression (SC) sont généralement positionnées à intervalles réguliers le long du gazoduc.

L'équipement principal des SC est constitué par un certain nombre de compresseurs assemblés en parallèle ou en série et entraînés le plus souvent par des turbines à gaz de grande puissance. Ces dernières, connues pour leur rendement médiocre, consomment une quantité du gaz transporté d'où l'augmentation des coûts de transports. En plus, elles rejettent des gaz nocifs tels que le CO<sub>2</sub> et les Nox.

L'importance des frais d'exploitation des stations de compression suggère que la réduction des coûts de transport passe donc en grande partie par la minimisation de ce poste important .

La finalité de tout modèle d'optimisation de gazoduc et d'établir le profil de pression le long de la canalisation ainsi que la configurations des turbocompresseurs ( TC) et des SC à mettre en fonctionnement (ou en stand-by) pour atteindre les valeurs extrémales du critère choisi.

De ce fait, en raison de la nature compressible du gaz naturel, le problème de l'optimisation des régimes d'exploitation d'un gazoduc, quel que soit le critère retenu, revient par essence à un problème de programmation non-linéaires en variables mixtes ou la fonction objectif et non-linéaire et non convexe, et ou une grande partie des contraintes est également non-linéaires et non convexe.

La résolution du problème ainsi décrit est assez complexe. En raison du nombre important des variables à considérer, l'optimum étant difficile à trouver, plusieurs options (simplifications) seront nécessaires. En fonctionnement normal, les débits des gazoducs changent lentement, ce qui nous permet de supposer que la conduite fonctionne suivant un régime quasi-stationnaire. Par ailleurs, dans une station de compression les TC sont, dans la plupart des cas, identiques.

La résolution des problèmes des réseaux de transport du gaz naturel passe nécessairement par l'usage des techniques de simulation et l'optimisation.

L'optimisation de la conception d'une canalisation de transport de gaz naturel nécessite la définition de plusieurs variables en particulier :

- Le diamètre de la conduite.
- La pression, la température et la longueur de la ligne.
- La distance entre les stations de compression.

- Les pressions requises au départ et au point de livraison.
- Les débits à livrer.

Chacun de ses paramètres a une influence sur le coût global de la construction et sur les frais d'exploitation. La prise au compte d'un ou plusieurs paramètres décidera de la solution économique à retenir.

Pour la détermination des régimes de fonctionnement des stations de compression, l'opérateur a la responsabilité de prendre deux décisions importantes :

- Augmenter ou diminuer la pression dans les canalisations.
- Démarrer ou arrêter des unités de compression.

Des prises de décisions non suffisamment matures peuvent entraîner l'augmentation de l'autoconsommation des TC ou mécontentement des clients industriels et publics. L'objectif est donc de fournir un outil d'aide à la décision aux opérateurs de réseaux de gazoducs permettant une prise de décision appropriée mais dans le temps qui leur est imparti. Ce dernier point est particulièrement crucial car l'exploitant est tenu en permanence à faire les meilleurs choix quasiment en temps réel.

Un grand nombre de problèmes d'optimisation résulte de modèles qui doivent permettre, pour des applications industrielles, une représentation réelle du système qu'ils décrivent. Par complexité accrue d'où des solutions difficiles à obtenir. Cette complexité des modèles formulés est principalement due à la nature des fonctions et des variables du problème d'optimisation et à la dimension du problème à traiter.

Ces derniers peuvent être non seulement non linéaires, mais aussi non convexes, ce qui est fortement pénalisant dans le cas d'une recherche d'extremum. D'un autre côté, pour les problèmes avec contraintes, la détermination du domaine faisable devient une tâche difficile. En ce qui concerne la nature des variables, la plupart des problèmes rencontrés dans l'industrie considèrent aussi bien des variables continues que des variables discrètes, présentant ainsi des discontinuités dans la fonction objectif et dans l'espace de recherche.

# **Chapitre II :**

## **Notions générales sur le système de transport du gaz naturel par canalisation**

### **II.1 Introduction**

Les hydrocarbures sont des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Ils sont inflammables, à l'image du pétrole et du gaz naturel, deux carburants importants. Par ailleurs, ils ne se mélangent pas à l'eau [1].

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. En effet, elle représente la cinquième position dans la consommation énergétique mondiale. En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

Pour transporter des quantités de plus en plus importantes sur des distances toujours plus grande, le système de transport de gaz naturel par canalisation reste le mode le plus utilisé à travers le monde. La compagnie Sonatrach s'intéresse, d'une manière régulière, à réduire les coûts d'investissement et les charges d'exploitation pour le développement et le maintien de leurs réseaux.

Le Transport par Canalisation constitue le maillon intermédiaire entre l'Amont de l'activité pétrolière et gazière et les activités en Aval en matière de transformation, de traitement des hydrocarbures et leur commercialisation. Il est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures.

## II.2 Caractéristiques physico – chimiques des gaz

### II.2.1 Constituants des gaz naturels

Dans le gaz naturel on trouve [2 ,3 ;4]:

- Méthane ; Ethane ; Propane ; Butane ;
- De l'azote et du gaz carbonique en faible quantité ;
- D'hydrogène sulfuré ;
- Des hydrocarbures paraffiniques tels que les hydrocarbures en C<sub>3</sub> et C<sub>4</sub> qui forment les fractions G.P.L.

La fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C<sub>5+</sub>) est appelée gazoline.

Il ne faut jamais oublier d'y rajouter l'eau toujours présente sous forme de vapeur d'eau dans le gaz. La quantité d'eau contenue dans un gaz est exprimée en (mg/m<sup>3</sup>) ou en valeur de pression et de température du point de rosée.

Un exemple de constituants d'un gaz naturel est donné dans le tableau ci-dessous.

**Tableau II-1** : Constituants d'un gaz naturel

Constituants	% Molaire
Methane	87,489
Ethane	7,631
Propane	1,231
Isobuthane	0,078
Nbuthane	0,121
Isopentane	0,018
Npentane	0,015
Hexane	0,019
Helium	0,089
Azote	2,105
CO2	1,204
H2O	0
H2S	0
Vapeur d'eau	0
<b>Somme</b>	<b>100</b>

## II.2.2 Conditions de base s gaz naturels

Dans les comptages commerciaux de gaz, les débits sont généralement exprimés en volume par heure à des conditions de base qui sont :

- **les conditions normales** : symbole (n)

Température = 273.15 K (0°C)

Pression = 101325Pa (1atm)

- **les conditions standards** : symbole (s)

Température = 288.15°K (15°C)

Pression = 101325Pa (1atm)

## II.2.3 Fraction molaire et fraction massique d'un gaz

**a-** La fraction molaire du composant (*i*) est définie par le nombre de moles du constituant (*i*) présent dans le mélange divisé par le nombre total de moles des différents composants du système.

$$Y_i = N_i/N = N_i / \sum N_i \quad \text{Eq. II-1}$$

Où

$Y_i$  : Fraction molaire du composant *i* dans le mélange.

$N_i$  : Nombre de moles du composant *i* dans le mélange.

$N$  : Nombre total de moles des composants du mélange.

**b-** La fraction massique du constituant (*i*) est définie par le rapport de la masse du composant (*i*) présent dans le mélange, à la masse du mélange.

$$W_i = m_i/m = m_i / \sum m_i \quad \text{Eq. II-2}$$

Où

$W_i$  : Fraction massique du composant (*i*)

$m_i$ : La masse du composant (  $i$  ) dans le mélange

$m$ : La masse du mélange.

La conversion de la fraction molaire en fraction massique est donnée par :

$$W_i = Y_i M_i / \sum Y_i M_i \quad \text{Eq. II-3}$$

Où

$M_i$ : La masse molaire du composant  $i$

Pour passer de la fraction massique à la fraction molaire on utilise la relation suivante :

$$Y_i = ((W_i/M_i)) / \sum (W_i/M_i) \quad \text{Eq. II-4}$$

#### II.2.4 Masse molaire moyenne d'un gaz et Masse volumique des gaz

a- La masse molaire moyenne d'un gaz est déterminée à partir de la relation suivante :

$$M_m = \sum Y_i M_i \quad \text{Eq. II-5}$$

Où

$M_i$ : La masse molaire du composant  $i$  présent dans le gaz

$Y_i$ : Fraction molaire du composant  $i$  dans le mélange

La fraction molaire d'un constituant  $i$  est égale à son pourcentage molaire dans le mélange divisé par 100.

b-La masse volumique d'un gaz est par définition le rapport de la masse d'une certaine quantité de gaz au volume qu'il occupe aux conditions de pression et de température dans lesquelles il se trouve.

Le volume  $V$  d'un kilo mole est généralement déterminé à partir d'une équation d'état, pour le gaz parfait son expression est :

$$V = RT/P \quad \text{Eq. II-6}$$

Où

$V$  : Volume molaire en  $\text{m}^3/\text{kmol}$

$T$  : Température absolue en  $\text{k}$

$P$  : Pression absolue en  $\text{Pa}$

$R$  : Constante des gaz parfaits =  $8314.5 \text{ m}^3/\text{kmol.K}$

La masse volumique du gaz parfait exprimée en  $\text{Kg}/\text{m}^3$ ; à pour expression :

$$\rho_{gp} = PM_m/RT \quad \text{Eq. II-7}$$

La masse volumique d'un gaz naturel à pour expression :

$$\rho = \rho_{gp}/Z = PM_m/ZRT \quad \text{Eq. II-8}$$

où  $Z$  est le facteur de compressibilité ;  $\rho_{gp}$ - masse volumique d'un gaz parfait.

### II.2.5 Expression du facteur de compressibilité

Le facteur de compressibilité (sans dimension) est donné par la relation suivante :

$$Z = PM_m/\rho RT \quad \text{Eq. II-9}$$

Où

$T$  : Température absolue en  $^\circ \text{k}$

$P$  : Pression absolue en Pascal

$R$  : Constante des gaz parfaits =  $8314.5 \text{ m}^3/\text{kmol.K}$



$M_m$  : Masse molaire moyenne d'un gaz en Kg

La valeur de  $Z$  est déterminée par calcul en utilisant soit des abaques, soit des corrélations.

La majorité des méthodes proposées nécessite la connaissance de la composition du gaz et ce pour le calcul de deux paramètres qui sont la pression pseudo-réduite et la température pseudo-réduite.

La pression pseudo-critique  $P_{pc}$  est déterminée par la relation :

$$P_{pc} = \sum Y_i P_{ci} \quad \text{Eq. II-10}$$

$P_{ci}$  : Pression critique du composant  $i$  )

La pression pseudo-réduite  $P_r$  est :

$$P_r = P/P_{pc} \quad \text{Eq. II-11}$$

$P$  : pression absolue du gaz

La température pseudo-critique  $T_{pc}$  est déterminée par la relation :

$$T_{pc} = \sum Y_i T_{ci} \quad \text{Eq. II-12}$$

$T_{ci}$  : Température critique du composant  $i$

La température pseudo-réduite est :

$$T_r = T/T_{pc} \quad \text{Eq. II-13}$$

$T$  : Température absolue du gaz

Pour calculer le facteur de compressibilité d'un gaz naturel de type commercial des méthodes empiriques spécifiques ont été développées à l'initiative des compagnies gazières. En particulier on peut citer :

- la norme AGA NX-19 d'origine R.F.A (1982) utilisant comme données d'entrée : densité du gaz, %CO<sub>2</sub>, et %N<sub>2</sub> ;

- la norme GERG mise au point en Europe (1988) utilisant comme données d'entrée : composition molaire ou densité, pouvoir calorifique supérieur (PCS) , %CO<sub>2</sub> et le %N<sub>2</sub>.

### II.2.6 Densité du gaz

La densité d'un gaz est égale au rapport de la masse volumique du gaz à celle de l'air aux conditions de pression et de température. Pour un gaz réel elle a pour expression :

$$S = \rho_{gaz} / \rho_{air} = M_m Z_{air} / M_{air} Z_{gaz} \quad \text{Eq. II-14}$$

$M_m$  : Masse molaire du gaz en Kg

$M_{air}$  : Masse molaire de l'air en Kg

La masse molaire de l'air sec a pour valeur : 28.964 kg/kmol

Aux conditions standards ; la densité d'un gaz réel a pour expression :

$$S = M / 28.964 * Z_{gaz} \quad \text{Eq. II-15}$$

$Z_{airsec}$  (P=101325 Pa, et T =15°C) = 0.99959 ;

$Z_{gaz}$  : Aux conditions standards (P=101325 Pa, et T =15°C)

### II.2.7 Exposant isentropique

Une compression ou une détente de gaz est dite isentropique, s'il n'y a pas :

- Apparition de forces de frottement dans le gaz ;
- Echange de chaleur entre le gaz et le milieu extérieur.

La variation du volume du gaz en fonction de la pression est donnée par la relation suivante :

$$\gamma = C_p / C_v = - [ \partial V / \partial T ]_p / [ \partial P / \partial T ]_v * [ dP / dV ] \quad \text{Eq. II-16}$$

Où

$P$  : Pression absolue du gaz en Pascal ;

$T$  : Température absolue du gaz en K ;

$V$  : Volume massique en m<sup>3</sup> ;

$C_p$ : Capacité thermique massique à pression constante en  $J \cdot Kg^{-1} \cdot K^{-1}$ ;

$C_v$ : Capacité thermique massique à volume constant.

Cette loi de variation du volume est donnée par l'expression :

$$PV^k = \text{constante} \quad \text{Eq. II-17}$$

Où  $k$  : Exposant isentropique du gaz réel.

Pour un gaz parfait l'exposant isentropique  $k$  est égal au rapport des chaleurs massiques  $\gamma$ .

### II.2.8 Capacité thermique massique des gaz

La capacité thermique peut être mesurée à pression constante ( $C_p$ ) ou à volume constant ( $C_v$ ).

On peut écrire aussi ces termes, en utilisant les quantités thermodynamiques de base que sont l'enthalpie moléculaire  $H$  et l'énergie moléculaire interne  $U$ .

En effet à l'aide de ces dernières on obtient les expressions suivantes :

$$C_p = [\partial H / \partial T]_p \quad \text{Eq. II-18}$$

$$C_v = \left[ \frac{\partial U}{\partial T} \right]_v \quad \text{Eq. II-19}$$

### II.2.9 Viscosité du gaz naturel

La viscosité d'un fluide est la propriété qui exprime sa résistance à une force tangentielle. Elle est due principalement à l'interaction entre les molécules du fluide. Les expériences ont montré que la viscosité dépend principalement de la température, de la pression et de la nature du fluide.

En calcul hydraulique, on utilise souvent la viscosité dynamique  $\mu$  et la viscosité cinématique  $\nu$ .

La viscosité dynamique ( $\mu$ ) s'exprime dans le système international SI en Pascal-Seconde (Pa.s).

$1 \text{ Pa}\cdot\text{s} = \text{N}\cdot\text{s}/\text{m}^2 = 1 \text{ Poiseuil (PI)}$

$1 \text{ Pa}\cdot\text{s} = 10 \text{ poise (p)} = 1000 \text{ centipoise (cp)}$

La viscosité cinématique ( $\nu$ ) qui est définie comme le rapport de la viscosité dynamique  $\mu$  à la masse volumique  $\rho$ . Elle s'exprime dans SI en  $\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$

$1 \text{ m}^2\cdot\text{s}^{-1} = 10 \text{ stoke (st)} = 10^6 \text{ centistoke (cst)}$ .

### II.2.10 Pouvoir calorifique

Les transactions commerciales sur le gaz naturel sont généralement basées sur le contenu énergétique du gaz, obtenu en multipliant les volumes mesurés par le pouvoir calorifique supérieur.

Le pouvoir calorifique d'un combustible à T (°C) est la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une quantité unitaire de ce combustible, la combustion étant effectuée à la pression atmosphérique.

Généralement, cette quantité de chaleur est déterminée en considérant que l'air participant à la combustion complète, le gaz et les fumées sont à la pression atmosphérique normale et à la même température.

Lorsque le combustible contient de l'hydrogène ou des produits hydrogénés, il se forme de l'eau.

Le pouvoir calorifique inférieur noté PCI est obtenu en supposant l'eau à l'état vapeur dans les produits de combustion.

Le pouvoir calorifique supérieur noté PCS, par contre, tient compte de la chaleur de condensation de l'eau.

Le pouvoir calorifique d'un gaz est obtenu soit par mesure directe, soit à partir d'un calcul réalisé à partir de la composition du gaz.

La méthode préconisée par le Gas Processors Association (GPA), consiste à déterminer le pouvoir calorifique à partir des expressions suivantes :

$$(PCS)_m = \sum Y_i (PCS)_i / Z \quad \text{Eq. II-20}$$

$$(PCI)_m = \sum Y_i(PCI)_i / Z \quad \text{Eq. II-21}$$

Où

$(PCS)_i$  et  $(PCI)_i$  : respectivement les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur du constituant  $(i)$  présent dans le gaz.

$Y_i$  : Fraction molaire du constituant  $(i)$  présent dans le gaz.

$Z$  : Facteur de compressibilité du gaz naturel aux conditions standards.

### II.2.11 Point de rosée des hydrocarbures et point de rosé eau d'un gaz et teneur en eau

Le point de rosée des hydrocarbures d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte de liquide constituée d'hydrocarbures.

Tous les constituants présents dans le gaz sont également présents dans la goutte de liquide, mais avec des concentrations plus importantes pour les constituants lourds.

Le point de rosée eau d'un gaz soumis à un refroidissement à pression constante est déterminé par la valeur de la température à laquelle apparaît la première goutte d'eau libre.

Le point de rosée eau d'un gaz est fonction de sa teneur en eau, c'est-à-dire de la quantité d'eau présente sous forme de vapeur de gaz.

Au point de rosée, le gaz est saturé en eau, cela signifie qu'à ces conditions la teneur en eau du gaz est maximum. La teneur en eau à saturation d'un gaz humide à basse pression (valeur inférieur à 3 bars), peut être obtenue par application des lois de Dalton et de Raoult.

Dans ces conditions sa valeur est donnée par l'expression :

$$Ten_{eau} = (18.01510^6 \pi P_{ref}) / (P Z_{ref} R T_{ref}) \quad \text{Eq. II-22}$$

Où

$\pi$  : Tension de vapeur de l'eau à température du gaz en (Pa) ;

$P$  : Pression absolue du gaz humide en (Pa) ;

$R$  : Constante des gaz parfaits,  $R=8314.5$  J/kmol K ;

$P_{ref}$ : Pression absolue de base en (Pa) ;  $T_{ref}$ : Température absolue de base en (K) ;

$Z_{ref}$ : Facteur de compressibilité du gaz aux conditions de base, sans dimension.

## II.3 Gazoduc

### II.3.1 Calcul hydraulique d'un gazoduc

Dans le cas général, le calcul hydraulique des gazoducs se base sur le système d'équations différentielles aux dérivées partielles de type hyperbolique obtenu en supposant que :

- l'écoulement est unidimensionnel et isotherme ;
- les pressions et les vitesses suivant la section sont constantes.

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x} \quad \text{Eq. II-23}$$

$$-\frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \quad \text{Eq. II-24}$$

Où:

$P$  : la pression a la distance  $x$  et à l'instant  $t$ ,

$w$  : la vitesse du gaz,

$H$  : la hauteur géodésique,

$C$  : la vitesse du son dans le gaz,

$Z$  : le coefficient de compressibilité,

$T$  : la température,

$R$  : constante du gaz,

$\rho$  :, densité du gaz,

$\lambda$  : coefficient de friction.

Dans le cas d'un écoulement stationnaire, les paramètres sont invariants par rapport au temps. Ce qui permet de simplifier les deux premières équations du système précédent, qui deviennent :

$$-\frac{dP}{dx} = \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g \frac{dh}{dx} - \frac{d(\rho w)}{dx} \quad \text{Eq. II-25}$$

Ou bien :

$$\frac{dP}{\rho} + g dh + w \cdot dw = -\lambda \frac{w^2}{2D} \cdot dx \quad \text{Eq. II-26}$$

Avec :

$$\lambda = \lambda(\text{Re}, \varepsilon') \quad \text{Eq. II-27}$$

Etant donné que :

$$w = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad \text{Eq. II-28}$$

$$Q = \frac{P_0}{T_0} \cdot \frac{T}{P} \cdot Q_0 \quad \text{Eq. II-29}$$

$$P = P_0 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot \frac{T_0}{T} \quad \text{Eq. II-30}$$

Où  $Q$  et  $Z$  désignent le débit et le facteur de compressibilité du gaz et  $Q_0, P_0, T_0$  désignent respectivement le débit, la pression et la température dans les conditions de référence, on en déduit que :

$$P \cdot w + P_0 \cdot g \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0 \cdot Z_0}{T \cdot Z} \cdot \frac{dh}{dx} + \frac{8}{\pi^2} \cdot P_0 \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot \frac{Z}{Z_0} + \frac{dP}{dx} = 0 \quad \text{Eq. II-31}$$

C'est l'équation principale de mouvement en régime stationnaire.

Avec :

$$\text{Re} = \frac{W \cdot D}{\nu} = \frac{pwD}{\mu} = \frac{4pQ}{\pi\mu D} \quad \text{Eq. II-32}$$

Pour rendre cette équation intégrable on suppose que :

- 1) L'écoulement est isotherme moyenne est  $T_m$ .
- 2) Le coefficient de frottement et le facteur de compressibilité varient peu autour de leur moyenne  $\lambda_m$  et  $Z_m$
- 3) La variation de l'énergie cinétique est négligeable devant le travail de la force de frottement.

**Conduite horizontale :** Compte tenu des hypothèses et avec :

$$\frac{dh}{dx} = 0 \quad \text{Eq. II-33}$$

$$w \cdot \frac{dw}{dx} = 0 \quad \text{Eq. II-34}$$

L'équation de mouvement devient :

$$P \cdot \frac{dp}{dx} = - \frac{8}{\pi^2} \cdot p_0 \cdot P_0 \frac{T_m}{T_0} \cdot \frac{Z_m}{Z_0} \cdot \lambda \cdot m \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \quad \text{Eq. II-35}$$

Soit après intégration de la pression de  $P_1$  à  $P_2$  et  $dx$  de  $0$  à  $L$ , on déduit de pression

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{16 \cdot p_0 \cdot T_m \cdot Z_m \cdot \lambda \cdot m \cdot Q_0^2 \cdot L \cdot P_0}{\pi^2 \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot D^5} \quad \text{Eq. II-36}$$



Cette relation permet de calculer très simplement la pression P2 au bout d'une longueur L conduite, de diamètre D ou la pression P1 assurant un débit de gaz Q0.

Le débit sera donc :

$$Q_0 = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) T_o \cdot Z_o \cdot D^5}{p_o \cdot P_o \cdot T_m \cdot Z_m \cdot \lambda_m \cdot L}} \quad \text{Eq. II-37}$$

Cette relation permet de calculer le débit Q0 en fonction de la chute de pression et des caractéristiques du gaz et de la conduite (pour des conditions standards on prend Z0=1).

**Tm, Zm** et **λm** : désignant les valeurs moyennes de température, du coefficient de compressibilité et du coefficient de friction le long du tronçon.

Pour calculer le débit massique, on effectue les transformations suivantes :

$$M = Q_0 \cdot P_0 \quad \text{Eq. II-38}$$

Donc la formule du débit massique devient :

$$M = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{\lambda_m \cdot R \cdot T_m \cdot Z_m \cdot L}} \quad \text{Eq. II-39}$$

**M** : débit massique en( Kg /s).

**P** : pression en (N/m<sup>2</sup>) ou (Pa).

**D** : diamètre intérieure en (m).

**Tm** : température moyenne dans le tronçon considère en (°k).

**L** : longueur du tronçon considéré en (°k).

**Zm** : coefficient de compressibilité moyen.

**R** : constante du gaz (j/Kg. °k).

**λ** : coefficient de friction qui dépend du régime.

En regroupant les termes contacts et en tenant compte des unités utilisées on tire les relations pratiques suivantes :

$$P_1^2 - P_2^2 = K \cdot \lambda_m \cdot \Delta \cdot Z_m \cdot T_m \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot L \quad \text{Eq. II-40}$$

$$Q_0 = \sqrt{\frac{1}{K} \cdot \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{\lambda \cdot \Delta \cdot Z_m \cdot T_m \cdot L}} \quad \text{Eq. II-41}$$

Q en m3/h a	0°-760mmHg	15°-760mmHg	0°-1 bar	15°-1 bar
P en				
Kg/cm <sup>2</sup> abs	6242	5607	6076	5460
Bar abs	6000	5395	5847	5254

Pour calculer  $Z_m$  et  $\lambda_m$ , il est nécessaire en particulier de disposer de la moyenne  $P_m$  et de la température moyenne  $T_m$ .

**i- Pression moyenne :**

$$P_m = \frac{1}{L} \int_0^L P_{(x)} \cdot dx \quad \text{Eq. II-42}$$

Soit :

$$P_m = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{P_1^2 - \frac{P_1^2 - P_2^2}{L} x} dx \quad \text{Eq. II-43}$$

On arrive a :

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left( \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right) \quad \text{Eq. II-44}$$

**j- Température moyenne** : On utilise soit :

- La moyenne arithmétique :

$$T_m = \frac{T_1 + T_2}{2} \quad \text{Eq. II-45}$$

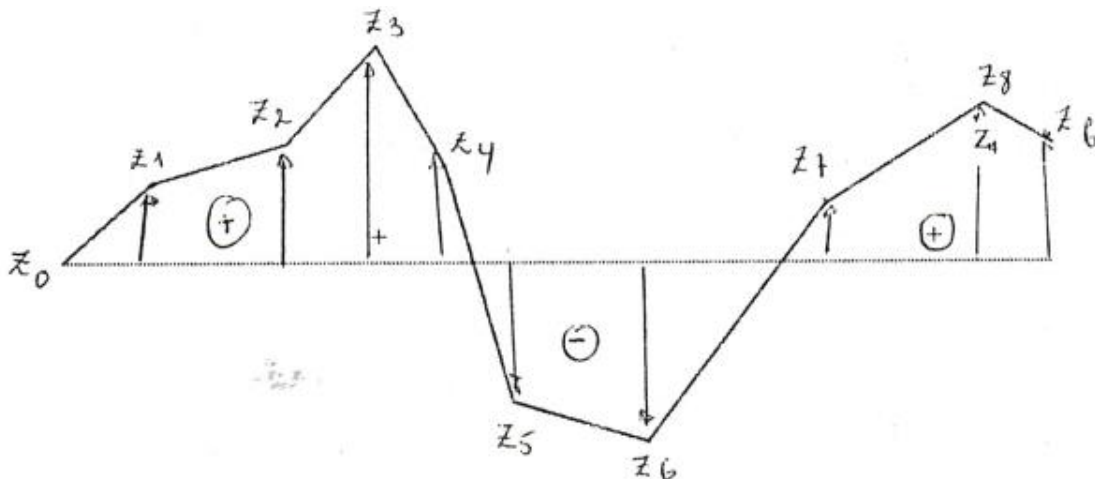
Où T1 et T2 sont respectivement les températures amont et aval.

- La moyenne logarithmique :

$$T_m = \frac{T_1 - T_2}{\text{Ln} \left[ \frac{T_1}{T_2} \right]} \quad \text{Eq. II-46}$$

**k- Calcul des pertes de charge en tenant compte du profil** :

Dans le cas d'un gazoduc avec un relief complexe, pour le calcul de la perte de charge on procède au remplacement du relief réel du gazoduc avec une ligne brisée à k points (sommets) entre des tronçons élémentaires linéaires ( **Figure II-1**).



**Figure II-1** : Reliefs réels.

La formule du débit s'écrit, lorsque  $DZ > 200$  m, comme suit :

$$M = \sqrt{\frac{P_i^2 - P_f^2 \cdot (1 + aZ_f)}{b \cdot L \left[ 1 + \frac{a}{2a} \sum_{i=1}^n (Z_1 + Z_{i-1}) l_i \right]}} \quad \text{Eq. II-47}$$

Où :

$$a = \frac{2g}{Z \cdot R \cdot T} \quad \text{Eq. II-48}$$

$$b = \frac{16 \cdot Z \cdot R \cdot T \cdot \lambda}{\pi^2 \cdot D^5} \quad \text{Eq. II-49}$$

$Z_e$  : cote de point final (m) ;  $l$  : longueur du tronçon (m) ;  $n$  : nombre du tronçons ;  $L = \sum \cdot li$  ;  
 $M$  : débit massique en Kg/s ;  $P_i$  : pression initiale au débit au tronçon en (N/m<sup>2</sup>) ;  $P_f$  : pression finale a la fin du tronçon en (N/m<sup>2</sup>) ;  $R$  : constante du gaz en j/Kg. °k

L'expression  $a \cdot Z_f$  tient compte de l'influence de la hauteur géodésique sur le débit et les pertes de charge. D'après cette expression le débit augmente avec la dimension de  $Z_f$  et inversement.

L'expression  $\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (Z_1 + Z_2) l_1 = F$  représente la somme des surfaces comprises entre le profil et la ligne horizontale.

Si on ne tient pas compte  $Z_f$  et du terme  $\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (Z_1 + Z_2) l_1 = F$  c'est a dite  $z_f=0$  et la surface  $F=0$ , on retrouve l'expression du débit :

$$M = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_i^2 - P_f^2) D^5}{\lambda_m \cdot R \cdot T_m \cdot Z_m \cdot L}} \quad \text{Eq. II-50}$$

### I- Coefficient de friction :

L'écoulement du gaz dans un gazoduc s'effectue en régime turbulent ; le plus souvent en zone quadratique ; parfois en zone mixte. Le calcul du coefficient de friction peut se faire par l'intermédiaire d'un certain nombre de formules. L'une des plus simples :

$$\lambda_m = 0,067 \cdot \left( \frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot e}{D} \right)^{0,2} \quad \text{Eq. II-51}$$

La formule de *Colebrook*, par un grand nombre d'exploitant comme la plus précise est la suivante :

$$\sqrt{\frac{1}{\lambda}} = 2 \cdot \left[ \log \left( \frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} \right) \right] \quad \text{Eq. II-52}$$

On rencontre également de nombreuses autres relations, Parmi les plus courantes on peut citer la formule de *Renouard* , De *Panhandle* et de *Karman*.

Pour tenir compte des pertes de charge singulières (vannes, coudes,...) et de l'état interne de la canalisation, il est recommandé de :

- Majorer le coefficient de friction de 5%,
- Majorer le coefficient d'efficacité *E*,

## II.4 Stations de compression et turbines

### II.4.1 Généralités

Les stations de compression servent à compenser les pertes de pression dues au déplacement du gaz naturel situées sur des intervalles réguliers sur les gazoducs (tous les 120 à 150 km), En effet, en circulant dans les canalisations, le gaz naturel est ralenti par le frottement sur les parois, entraînant une baisse de pression.

Les stations de compression permettent de redonner de la pression au gaz naturel afin que celui-ci soit transporté sur de grandes distances et dispose d'une pression suffisante pour être livré aux points de cession (réseaux de distribution et industriels). Elles rassemblent plusieurs compresseurs qui aspirent le gaz à basse pression pour le rejeter à une pression importante.

Une station de compression est constitué principalement de :[6]

- Plusieurs turbocompresseurs (un compresseur entraîné par une turbine à gaz) ;
- Des aéroréfrigérateurs.
- Des turbogénérateurs.

- Un bâtiment de contrôle.
- Un bâtiment de service et de logistique.
- Une base de vie.
- Un bac d'eau et une pompe d'incendie.

La pression d'arrivée du gaz naturel à une station de compression est appelée pression d'aspiration, et la pression de gaz sortante d'une station est appelée pression de refoulement. On les notera respectivement Pasp et Pref .

La compression du gaz est un processus destiné à réaliser une augmentation de la pression d'aspiration Pasp à la pression de refoulement Pref .

La variation de température n'est qu'une conséquence d'accroissement de la pression des circonstances dans lesquelles s'effectue la compression.

La compression peut s'effectuer dans des machines fonctionnant suivant des principes divers.

#### **II.4.2 Compresseurs**

Il existe deux types de compresseurs :

- Compresseurs à piston ;
- Compresseurs centrifuges.

Dans notre travail, on n'utilise que les compresseurs centrifuges montés en parallèle.

Les compresseurs centrifuges transforment l'énergie mécanique de rotation en augmentation de pression du gaz. Autrement dit, ils transforment la vitesse en pression et 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 qui varie dans l'intervalle suivant [0.70 - 0.85].

Les paramètres qui permettent le choix des compresseurs sont :

- Le débit du gaz à comprimer ;
- La pression de refoulement ;
- Le taux de compression.

Le compresseur tourne à vitesse élevée dans laquelle une ou plusieurs roues fournissent l'énergie nécessaire au transfert du gaz. Lorsque cette énergie doit être importante, il est

nécessaire de prévoir plusieurs roues conduisant parfois à l'amélioration de ces machines par plusieurs étages de compression.

L'augmentation de pression est assurée par les roues, les diffuseurs et les canaux de retour. La vitesse de rotation de la roue soumet le gaz à une force centrifuge qui se traduit par une augmentation de vitesse, de pression et de température dans la roue. Le diffuseur puis le canal permet de ramener le gaz dans la roue suivante en gagnant encore de la pression par rapport à celle de sortie par ralentissement de la vitesse du gaz.

Les compresseurs centrifuges demandent une pression minimale et une autre maximale.

### **II.4.3 Turbines à gaz**

Une turbine à gaz est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire :

Soit de l'énergie mécanique par l'entraînement en rotation d'un arbre lui-même couplé à une machine industrielle ou à une hélice ;

Ou bien de l'énergie cinétique par détente des gaz en sortie de turbine dans une tuyère.

## Chapitre III :

# Application au système de transport par canalisation

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons prendre le cas réel du transport du gaz naturel de Hassi-R'mel jusqu'à la zone industrielle d'Arzew dans l'ouest d'Algérie.

L'objectif de cette étude est de déterminer les paramètres optimaux qui permettent d'assurer cette opération. Ceci passe par une série de calculs d'optimisation allant de la détermination des points de fonctionnement des compresseurs jusqu'à la détermination de la configuration optimale des régimes de fonctionnement des réseaux de transport de gaz.

Les applications seront faites sur une partie du gazoduc Hassi-Rmel – Arzew. Ce gazoduc est composé de cinq stations de compression.

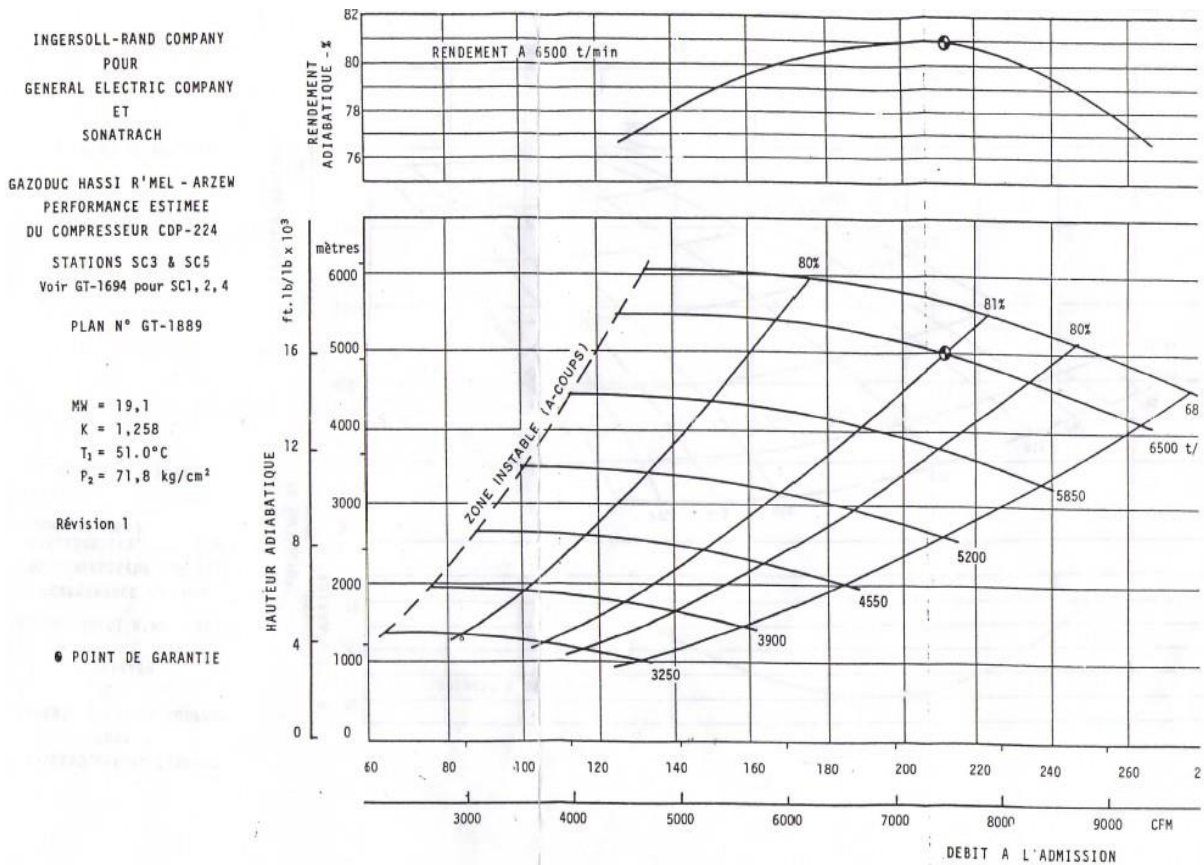
### III.2 Caractéristiques du fonctionnement d'un compresseur

Les caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge Ingersoll-Rand de type CDP-224 sont représentées sur une courbe (**Figure III-1**). Sur cette figure on distingue :

- Les courbes d'isovitesse : tous les points où la vitesse développée par le compresseur est constante ;
- Les courbes d'isorendement ;
- La courbe de gavage : l'examen de la courbe caractéristique à une vitesse donnée montre qu'au-delà d'un certain débit la hauteur diminue de plus en plus vite. Le rendement diminue également.
- La courbe de pompage : le pompage est le résultat d'une réduction du débit à l'aspiration causant l'incapacité du compresseur qui fonctionne à une vitesse donnée à pomper la hauteur de pression demandée. A ce moment une inversion de l'écoulement du refoulement vers l'aspiration se produit. Ce cycle se répète avec une grande



fréquence provoquant des vibrations qui peuvent endommager le compresseur et mettre le personnel en danger. Les compresseurs sont dotés de systèmes de verrouillage pour arrêter le compresseur si ces vibrations atteignent un seuil critique.



**Figure III-1:** Caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge Ingersoll-rand de type CDP-224

### III.2.1 Recherche du point de fonctionnement d'un compresseur

Les principales formules de calcul sont les suivantes [7].

a- Débit volumique aux conditions d'aspiration :

$$q_{asp} = Z_{asp} \frac{T_{asp}}{273 P_{asp}} * q_0 \quad \text{Eq. III-1}$$

où :

- $Z_{asp}$  : coefficient de compressibilité aux conditions d'aspiration ;
- $T_{asp}$  : température du gaz en kelvin à l'aspiration du compresseur ;
- $P_{asp}$  : pression d'aspiration du compresseur en bar ;
- $q_0$  : débit aux conditions normales (0°C et 760mmg) ;

**b- Coefficient de compressibilité Z :**

Ce coefficient dépend des conditions de pression et de température du gaz  $Z = f(P, T)$ . Il peut être déterminé graphiquement par l'intermédiaire des abaques ou calculé par usage d'une des corrélations existantes. Pour le cas des gaz naturels riches en méthane, la formule la plus simple est :

$$Z = 1 - 0,4273 * P_{red}/T_{red}^{3,668} \quad \text{Eq. III-2}$$

Où

- $P_{red}$ , et  $T_{red}$  : pression et température réduites respectivement calculées par les relations suivantes:

$$P_{red} = P/P_{crit} \quad \text{Eq. III-3}$$

$$T_{red} = T/T_{crit} \quad \text{Eq. III-4}$$

- $P_{crit}$ ,  $T_{crit}$  : pression et température critiques du gaz . Pour un gaz très riche en méthane on peut prendre  $P_{crit} = 45,2$  bar et  $T_{crit} = 190,6$  °K.

**c- Hauteur adiabatique**

$$H_{ad} = \frac{29.3Z_m T_{asp}}{\beta * \Delta} (\epsilon^\beta - 1) \quad \text{Eq. III-5}$$

Où

- $Z_m$  : coefficient de compressibilité moyen :

$$Z_m = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2} \quad \text{Eq. III-6}$$

- $Z_{ref}$  coefficient de compressibilité à la pression et à la température de refoulement :

$$Z_{ref} = f(P_{ref}; T_{ref})$$

- $\beta$  exposant adiabatique (pour des gaz riches en méthane on prend  $\beta = 0,25$ ) ;
- $\Delta$  densité relative du gaz (Pour les gaz algériens on choisit  $\Delta$  de 0,6 à 0,65) ;
- $\varepsilon$ : taux de compression :  $\varepsilon = P_{ref}/P_{asp}$

**d- Température au refoulement du compresseur :**

$$T_{ref} = T_{asp} + \frac{T_{asp}(\varepsilon^\beta - 1)}{\eta_{ad}} \quad \text{Eq. III-7}$$

Où  $\eta_{ad}$  : rendement adiabatique.

**e- Puissance de recompression théorique**

$$W_{th} = \frac{\Delta * qO * Had}{Co} \quad \text{Eq. III-8}$$

Où

- $W_{th}$ , puissance théorique en kWatt ;  $\Delta$  : densité relative ;  $Q_o$  : débit en Nm/h ;
- $Had$ : hauteur adiabatique en m ;  $Co$  une constante de dimension (on prend généralement  $Co=283990,7$ ).

**f- Puissance de recompression réelle**

$$W_{réel} = \frac{W_{th}}{\eta_{ad} * \eta_{mec}} \quad \text{Eq. III-9}$$

Où  $\eta_{mec}$ , est le rendement mécanique de compresseur égale à 0,98.

**g- Consommation du gaz combustible**

Dans le cas le plus fréquent en Algérie où l'entraînement du compresseur est effectué par des turbines à gaz, la consommation de gaz combustible peut être estimée par la relation simplifiée suivante :

$$G_{tag} = G_{nom} \left[ 0,75 \frac{W_{réel}}{W_{nom}} + 0,25 \frac{P_{atm}}{1,033} \sqrt{\frac{T_{air}}{273}} \right] \quad \text{Eq. III-10}$$

Où

- $P_{atm}$  : pression atmosphérique du lieu en bar ;  $T_{air}$  : température ambiante du lieu en °K ;
- $G_{nom}$  : consommation en gaz combustible à la puissance nominale de la turbine à gaz :

$$G_{nom} = \frac{3600W_{tag}}{\eta_{tag} \cdot PCI} \quad \text{Eq. III-11}$$

- $W_{tag}$  : puissance nominale de la turbine en kWatt ;  $\eta_{tag}$  : rendement nominale de la turbine à gaz (0.27 à 0.34) ; PCI : pouvoir calorifique inférieur du gaz naturel.

### III.2.2 Application 1

Cette application consiste à déterminer la consommation de gaz combustible d'une station de compression de gazoduc équipée de 3 compresseurs centrifuges Ingersoll-Rand de type CDP-224 installées en parallèle et localiser sur la figure le point de fonctionnement des compresseurs pour les conditions données dans le **Tableau III-1** .

**Tableau III-1:** Données de l'application I

Paramètre	Symbole	Valeur	Unités
Débit de gazoduc	q	1 500 000	Nm <sup>3</sup> /h
Nombre de compresseur	n	3	
Pression à l'aspiration de compresseurs	$P_{asp}$	52	bar
Pression critique	$P_{crit}$	42,5	bar
Pression de refoulement	$P_{ref}$	71	bar
Coefficient d'état	K	1,34	
Température à l'aspiration	$T_{asp}$	313	K
Rendement adiabatique	$\eta_{ad}$	0,8	
Température critique	$T_{cr}$	190,6	K
Densité relative du gaz	$\Delta$	0,65	
Constante de dimension	$C_o$	283990,7	
Pouvoir calorifique inférieur	PCI	39644	kJoule/ m <sup>3</sup>

Pression atmosphérique	Patm	1,02	bar
Température de l'air	Tair	300	K
Puissance nominale	Wnom	8000	kWatt
Rendement mécanique	$\eta_{mec}$	0,98	
Rendement adiabatique	$\eta_{ad}$	0,85	

Il est à noter que :

- Une fois ces courbes tracées il est possible, connaissant deux paramètres de fonctionnement, d'en déduire les autres en portant le point de fonctionnement sur le diagramme ;
- En particulier, connaissant le débit à l'aspiration et la hauteur adiabatique, on peut déterminer directement : La vitesse de rotation du compresseur, le rendement adiabatique et la puissance livrée par la machine.
- Tous les points de fonctionnement dans le plan (Q/H) ne sont pas réalisables. En effet les caractéristiques d'un compresseur sont limités par :
  - h-** A gauche, la limite de pompage ;
  - i-** En haut, par la vitesse maximale de rotation de compresseur ;
  - j-** A droite par la limite de gavage ;
  - k-** En bas par la vitesse maximale de rotation.

Un programme Matlab a été rédigé en langage conversationnel pour calculer la consommation du gaz combustible (Annexe 1).

L'exécution de ce programme a donné les résultats représentés sur le tableau N°III.2.

**Localisation du point de fonctionnement** : pour un débit d'aspiration  $q_{asp} = 169 \text{ m}^3 / \text{min}$  et une hauteur adiabatique  $H_{ad} = 4216$  on choisit une vitesse de rotation = 5800 tr.min et un rendement = 80,5% sur le diagramme (**Figure III-1**).

**Tableau III-2** : Résultats obtenus de l'application I.

Paramètre	Symbole	Valeur	Unités
Débit par compresseur	Q	500 000	Nm <sup>3</sup> / h
Coefficient de compressibilité aux conditions d'aspiration	Zasp	0,920	

Débit par compresseur	Qasp	169	m <sup>3</sup> / min
Température du gaz au refoulement	Tref	345	K
Coefficient de compressibilité aux conditions d'aspiration	Zref	0,924	
Coefficient de compressibilité moyen	Zm	0,922	
Hauteur adiabatique	Had	4216	m
Puissance théorique de recompression	Wth	4824,8	Kw
Puissance réelle de recompression	Wr	6115,8	Kw

### III.3 Modélisation des différentes caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge

Les points de fonctionnement d'un compresseur peuvent être représentés sur un graphe dont l'ordonnée est la hauteur adiabatique (ou le taux de compression ou le rendement) et l'abscisse le débit. C'est une fonction à deux variables :

- a-  $H = f(\text{débit}, \text{vitesse})$
- b- Rendement =  $f(Q, \text{vitesse})$ .

Pour la détermination des modèles mathématiques des caractéristiques de fonctionnement les logiciels Excel et Matlab sont utilisés.

#### III.3.1 Excel et l'analyse de régression

##### III.3.1.1 Généralités

Le tableur Excel peut être utilisé pour trouver une relation mathématique entre les variables. Excel peut prendre en compte jusqu'à 16 variables indépendantes. En effet le tableur dispose d'un module "*utilitaire d'analyse*" pour réaliser une régression linéaire. Ce module doit être installé. Pour ce faire, ouvrir "*Excel*" et cliquer sur "*outils*" dans la barre des menus: si la mention "*utilitaire d'analyse*" apparaît (en général en bas du menu déroulant), vous n'avez aucune manipulation à effectuer car le module est installé. Dans le cas contraire, cliquer sur "*outils*" dans la barre des menus, puis sur "*macros complémentaires*". Ensuite cocher la case "*utilitaire*

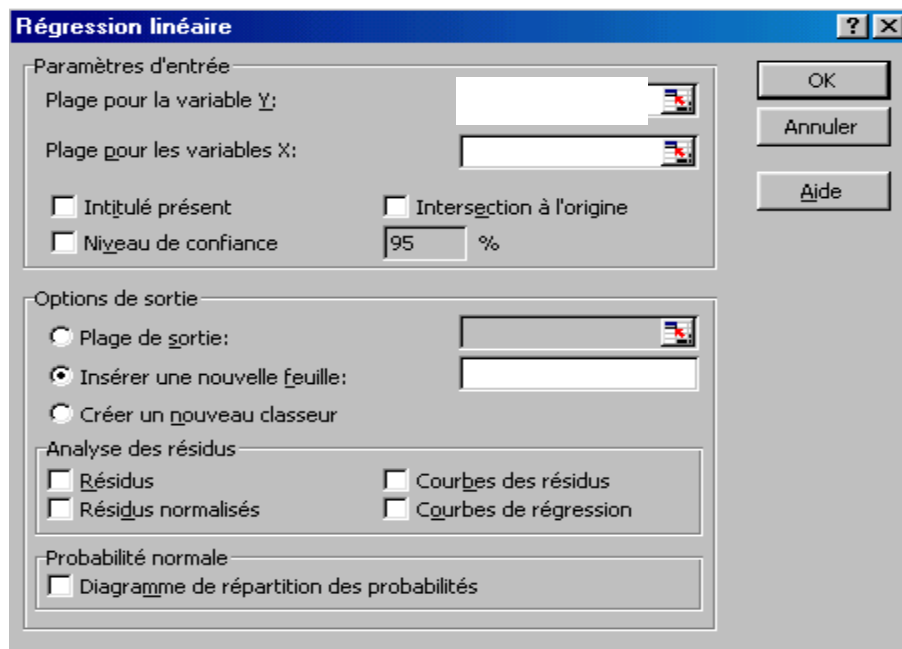
*d'analyse*" et cliquer sur "OK". La mention "*utilitaire d'analyse*" doit maintenant apparaître dans le menu "*outils*".

On utilise les étapes suivantes sont nécessaires :

1ere étape : Aller vers données → Utilitaire d'analyse → régression linéaire;

2<sup>ème</sup> étape : Cocher "*régression linéaire*" → OK

La boite de dialogue suivante apparaîtra :



**Figure III-2:** Boite de dialogue "Régression linéaire".

- Indiquez les données pour la variable Y, et pour la variable X ;
- Cochez les cases : Intitulé présent, Résidus, Courbes des résidus et Courbes de régression ;
- et cliquer sur OK.

**Un rapport détaillé** est affiché dans une portion de la feuille des résultats. Ce rapport comporte les résultats suivants :

**NB :** les résultats mentionnés ce qui suit correspondent au modèle suivant :

$$H(Q, S) = a_0 + a_1Q + a_2Q^2 + Q^3 \text{ pour une vitesse égale } 3250.$$

**A/ Statistiques de la régression.**

**Tableau III-3** : Statistiques de régression

Coefficient de détermination multiple	0,997202413
Coefficient de détermination R <sup>2</sup>	0,994412653
Coefficient de détermination R <sup>2</sup> ajusté	0,988825306
Erreur-type	13,40675605
Observations	7

- **le coefficient de détermination multiple** : C'est le coefficient de corrélation R
- **le coefficient de détermination R<sup>2</sup>** : il donne une idée du % de variabilité de la variable à modéliser, et plus le coefficient R<sup>2</sup> est proche de 1, plus il y a une corrélation et meilleur est le modèle. Dans notre exemple, 99.56 % de la variabilité de Y est expliquée X.
- le 3<sup>eme</sup> coefficient de détermination R<sup>2</sup> n'est autre que **coefficient de détermination ajusté** ;
- **Erreur type** correspond à S<sub>y/x</sub> (écart type des résidus) :

$$S_{y/x} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - y_c)^2}{(n - 2)}} = \sqrt{SS_R / (n - 2)}$$

- **Observations** correspond au nombre de données (n= 6 dans notre exemple).

**B Analyse de variance**

**Tableau III-4** : Résultats d'analyse de variance

	Degré de liberté	Somme des carrés	Moyenne des carrés	F	Valeur critique de F
Régression	m=2	95838,0515	47919,0258	286,132863	4,8181E-05
Résidus	n=4	669,884966	167,471241		
Total	6	96507,9365			



Dans le **Tableau III-4** :

- $m$  représente le nombre de variables ;
- $n$  nombre d'expériences ;
- la valeur critique de F : la valeur indiquée ici correspond aux calculs des sommes des carrés (décomposition de la variation dans les observations) ;

On peut obtenir la valeur critique de F au niveau de signification 5% à l'aide de la fonction suivante :

$$= \text{inverse.loi.F}(\text{probabilités ;degré de liberté1}(m) ;\text{degré de liberté2}(n-m-1)).$$

Dans le **Tableau III-5**, sont affichés les valeurs des coefficients du modèle les erreurs-type la statistique t .

La colonne "*probabilités*" correspond à la probabilité pour un seuil de confiance (en anglais p-value). Cette probabilité est calculée par Excel par la syntaxe suivante :

**LOI.STUDENT(x;degrés\_liberté;uni/bilatéral)**

Où  $x$  représente la valeur de  $t_i = b_i / S_{b_i}$  ; **degrés\_liberté** =  $n-m-1$  et **uni/bilatéral**=2

**NB : Si  $t_i$  on doit le remplacer par sa valeur absolue**

La valeur de la p-value peut être utilisée pour vérifier la signification des coefficients du modèle. Généralement si cette valeur est  $< 0,02$  on admet que la variable X est significative.

**Tableau III-5** : Valeurs des coefficients du modèle les erreurs-type la statistique

	<i>Coefficients</i>	<i>Erreur-type</i>	<i>Statistique t</i>	<i>Probabilité</i>
Constante	$b_0$	$S_{b_0}$	$b_0 / S_{b_0}$	$p_1$
Variable X 1	$b_1$	$S_{b_1}$	$b_1 / S_{b_1}$	$p_2$
Variable X 2	$b_2$	$S_{b_2}$	$b_2 / S_{b_2}$	$p_3$
Variable X 3	$b_3$	$S_{b_3}$	$b_3 / S_{b_3}$	$p_4$

**C. Analyse des résidus**

Dans le **Tableau III-6**, la 1<sup>ère</sup> colonne correspond au numéro de l'expérience ; la 2<sup>ème</sup> aux valeurs calculées d'après le modèle obtenu c'est-à-dire  $y_c(i)$  ; la 3<sup>ème</sup> c'est la différence entre  $y(i)$  et  $y_c(i)$  c'est-à-dire  $r(i)$ .

NB : la dernière colonne « erreur relative » n'est pas donnée par Excel.

**Tableau III-6** : Résultats de calcul des résidus et des erreurs relatives.

<b>Observation</b>	<b>Prévisions pour Y</b>	<b>Résidus</b>	<b>erreur relative %</b>
1	1335,90	-2,57	0,19
2	1333,95	-0,62	0,05
3	1318,05	15,28	1,16
4	1282,25	-15,58	1,22
5	1201,37	-1,37	0,11
6	1126,31	7,02	0,62
7	1002,17	-2,17	0,22

**III.3.1.2 Applications au compresseur Ingersoll-rand de type CDP-224**

Dans le **Tableau III-7**, sont représentées les données obtenues expérimentalement pour les différentes vitesses. Ces résultats ont été obtenus à partir de la **Figure III-1**.

**Tableau III-7** : isovitesse.

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
3250	1333	62,5
	1333	72
	1333	80
	1267	90
	1200	105
	1133	116
	1000	132

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
3900	1933	75
	1867	100
	1733	125
	1600	140
	1467	158

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
4550	2600	90
	2533	118
	2400	148
	2267	165
	1933	185

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
----------------	----------	----------

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
----------------	----------	----------

<b>VITESSE</b>	<b>H</b>	<b>Q</b>
----------------	----------	----------

5200	3400	212	5850	4333	113	6500	5333	125
	3333	186		4233	150		5267	165
	3167	170		3933	190		4867	212
	2867	135		3667	210		4533	235
	2533	100		3200	235		3933	265

Pour un modèle de type  $H(Q,S) = a_0 + a_1Q/S + a_2Q^2/S^2 + Q^3/S^3$  l'application de l'utilitaire d'analyse a donné les résultats suivants (**Tableau III-8**).

**Tableau III-8** : Résultats obtenus avec l'utilitaire d'analyse

Vitesses	R <sup>2</sup>	Coefficients du modèle		
		A <sub>0</sub>	A <sub>1</sub>	A <sub>2</sub>
3250	0,99305876	1119,06337	7,56972813	-0,06428771
3900	0,99685316	1812,86562	5,1628911	-0,04684804
4550	0,98616537	1662,23963	18,4365664	-0,09104444
5200	0,99295609	1023,3809	18,2757766	-0,03287128
5850	0,99845456	3054,86692	21,0004736	-0,08650622
6500	0,99977175	3701,79636	23,8303848	-0,08653793
6825	0,99902242	4835,04094	19,6306288	-0,07732701

### III.3.2 Matlab et l'analyse de régression

Pour l'obtention des modèles mathématiques  $H = f(Q)$  correspondants aux différentes courbes (**Figure III-1**: Caractéristiques de fonctionnement d'un compresseur centrifuge Ingersoll-Rand de type CDP-224) et l'identification des coefficients de chaque modèle un programme Matlab en langage conversationnel a été réalisé ( annexe 2).

Trois modèles peuvent être choisis :

Modèle 1 : 1er ordre d'équation  $H(Q) = a_0 + a_1Q$

Modèle 2 : 2eme ordre d'équation  $H(Q) = a_0 + a_1Q + a_2Q^2$

Modèle 3 : 3eme ordre d'équation  $H(Q) = a_0 + a_1Q + a_2Q^2 + Q^3$

**Tableau III-9** : Caractéristiques du compresseur.

Cour be	Donnés															
	Q	60	70	80	90	10	11	12	13							
Pomp age	H	12	16	21	27	34	42	49	58							
		70	70	50	50	00	00	00	00							
Cour be 1	Q	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	H	11	14	16	18	20	24	26	30	33	36	40	44	47		
		50	00	00	00	70	00	70	00	50	70	00	00	50		
Cour be 2	Q	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
	H	13	15	18	21	24	27	31	35	39	42	48	52			
		50	50	00	50	00	50	50	50	50	50	00	00			
Cour be3	Q	80	90	10	11	12	13	14	15	16	17					
				0	0	0	0	0	0	0	0					
	H	12	15	18	22	27	32	36	42	48	54					
		00	50	00	70	50	00	70	70	00	00					
Gava ge	Q	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	H	10	11	13	14	16	18	20	23	25	28	29	33	36	39	42
		00	50	00	00	70	00	50	50	50	00	50	50	00	00	00

L'exécution du programme a donné les résultats suivants (**Tableau III-10**).

**Tableau III-10** : Résultats obtenus d'utilitaire d'analyse.

Courbe	Modèle	R <sup>2</sup>	Coefficients du modèle			
			A0	A1	A2	A3
Pompage	1 <sup>er</sup> ordre	0.9867	-2.9143	0.0651		
	2 <sup>ème</sup> ordre	0.9996	252.9762	-5.7262	0.3726	
	3 <sup>ème</sup> ordre	0.9997	1.6909	-0.0546	0.0009	-0.0000
Courbe 2	1 <sup>er</sup> ordre	0.9909	-2.7865	0.0355		
	2 <sup>ème</sup> ordre	.9991	-36.2637	0.6618	0.1056	
	3 <sup>ème</sup> ordre	0.9992	2.0018	-0.0385	0.0003	-0.0000
Courbe 3	1 <sup>er</sup> ordre	0.9922	-2.6474	0.0302		
	2 <sup>ème</sup> ordre	0.9996	-220.93	2.0255	0.0783	
	3 <sup>ème</sup> ordre	0.9997	1.5354	-0.0289	0.0003	-0.0000
Courbe 4	1 <sup>er</sup> ordre	0.9906	-2.7840	0.0470		
	2 <sup>ème</sup> ordre	0.9994	-199.606	3.3447	0.1746	
	3 <sup>ème</sup> ordre	0.9995	1.2960	-0.0350	0.0005	-0.0000
GAVAGE	1 <sup>er</sup> ordre	0.9873	-2.2053	0.0231		
	2 <sup>ème</sup> ordre	0.9985	232.5378	-2.5221	0.0639	
	3 <sup>ème</sup> ordre	0.9986	1.3430	-0.0202	0.0002	-0.0000

Dans le **Tableau III-11** sont représentées les erreurs relatives maximales entre les valeurs expérimentales et les valeurs calculées d'après les différents modèles.

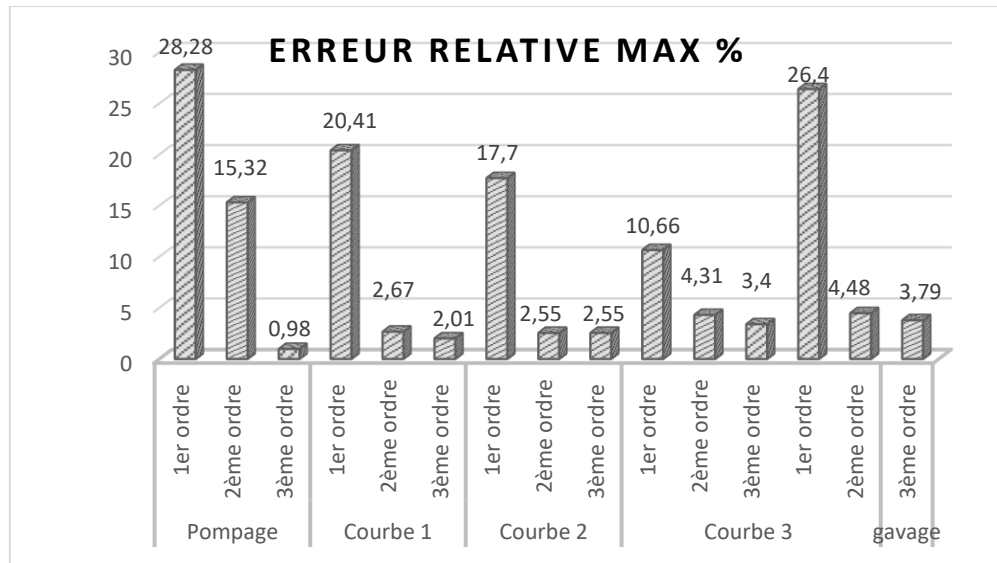
Il est noté que malgré que le coefficient de détermination R<sup>2</sup> obtenu pour un modèle de 1<sup>er</sup> ordre est très proches de 1, l'erreur relative est importante.

Les coefficients A3 pour toutes les courbes sont nuls.

**Tableau III-11** : Erreur relative maximale de chaque courbe.

Courbe	Modèle	Erreur relative maximale [%]
Pompage	1 <sup>er</sup> ordre	28,28
	2 <sup>ème</sup> ordre	15,32
	3 <sup>ème</sup> ordre	0,98
Courbe 1	1 <sup>er</sup> ordre	20,41
	2 <sup>ème</sup> ordre	2,67
	3 <sup>ème</sup> ordre	2,01
Courbe 2	1 <sup>er</sup> ordre	17,70
	2 <sup>ème</sup> ordre	2,55
	3 <sup>ème</sup> ordre	2,55
Courbe 3	1 <sup>er</sup> ordre	10,66
	2 <sup>ème</sup> ordre	4,31
	3 <sup>ème</sup> ordre	3,40
Gavage	1 <sup>er</sup> ordre	26,40
	2 <sup>ème</sup> ordre	4,48
	3 <sup>ème</sup> ordre	3,79

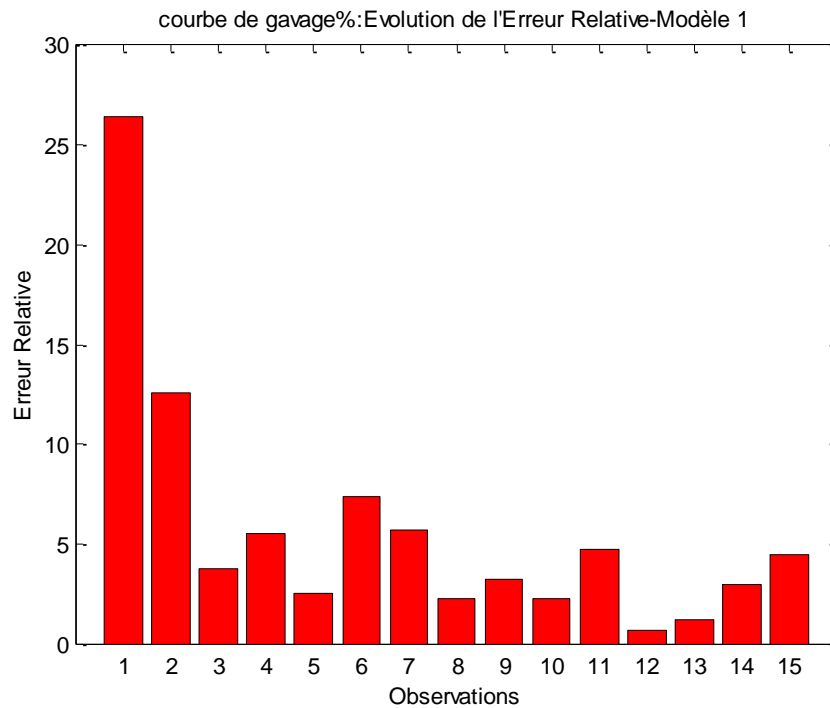
Sur la **Figure III-3** sont représentées les distributions des erreurs maximales.



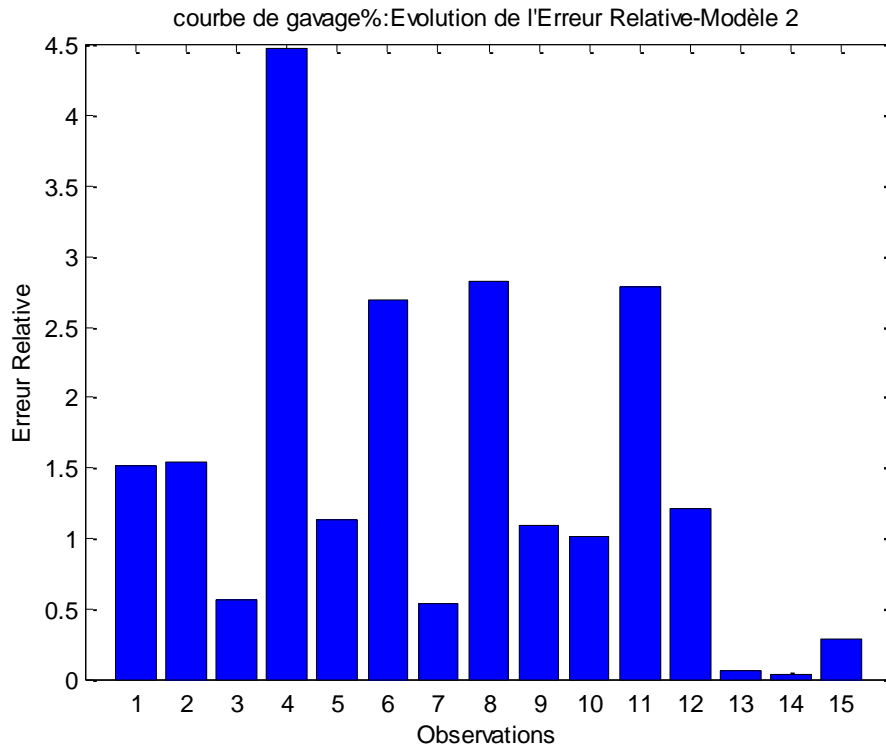
**Figure III-3:** Distributions des erreurs relatives maximales.

Sur les **Figure III-4**, **Figure III-5**, **Figure III-6** sont représentées les erreurs relatives correspondant à la courbe de gavage.

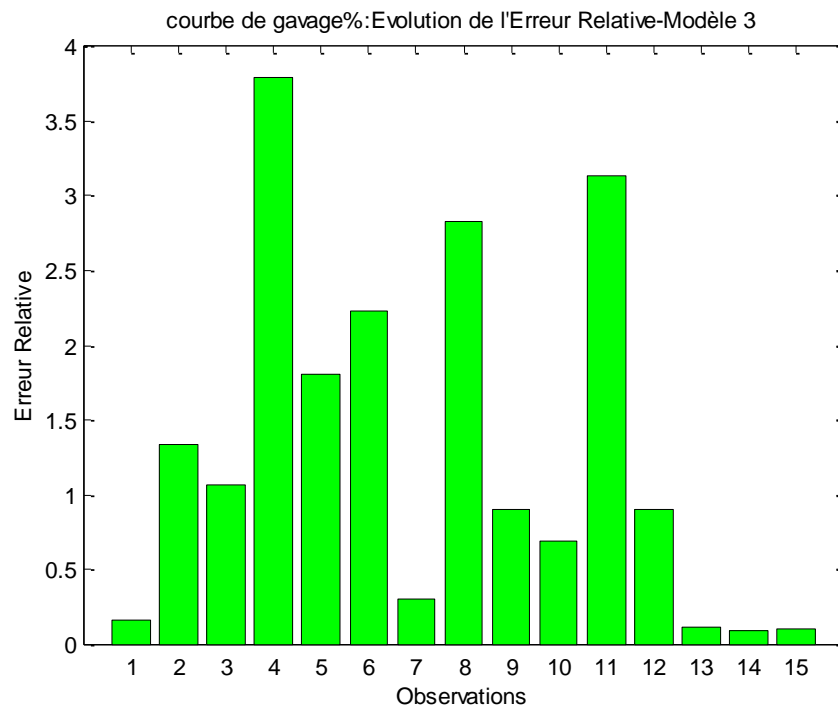
Ces courbes ont été obtenues lors de l'exécution du programme Matlab ( annexe 2).



**Figure III-4 :** 1er ordre d' équation  $H(Q)=a0+a1Q$



**Figure III-5** : Modèle 2 de 2eme ordre d'équation  $H(Q)=a_0+a_1Q+a_2Q^2$



**Figure III-6** : Modèle 3 de 3eme ordre d'équation  $H(Q)=a_0+a_1Q+a_2Q^2+Q^3$



### III.4 Optimisation d'un tronçon du gazoduc Hassi-R'mel- Arzew

Un réseau de transport de gaz naturel est composé de conduites et de stations de compression. Cela nécessite la détermination d'une configuration optimale des régimes de fonctionnement.

Comme critères on peut choisir [8]:

- la minimisation de la consommation de carburant sur le réseau ;
- la maximisation du débit transporté ;
- la maximisation de la disponibilité de l'ouvrage ;
- la minimisation d'émission d'anhydride carbonique.

Ces critères peuvent être considérés aussi bien comme contraintes ou fonction objectif du problème d'optimisation. Dans ce qui suit, nous présentons quelques problèmes d'optimisation qui sont particulièrement intéressants pour le transport du gaz par canalisation et qui peuvent appartenir aux deux classes d'optimisation citées plus haut.

#### **a- Minimisation de consommation de gaz carburant :**

La recherche bibliographique montre bien que les frais d'exploitation globaux d'un réseau de transport de gaz, sont fortement dépendants des frais d'exploitation des stations de compression dans le réseau. Les frais de ces stations sont en grande partie représentés par le carburant consommé dans la station.

L'importance de ces chiffres suggère que la réduction des coûts de transport passe donc en grande partie par la minimisation de ce poste important des frais d'exploitation.

La réduction de la consommation d'énergie aura non seulement un impact économique, mais aussi environnemental. En effet, moins on consomme de carburant moins on rejette de CO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> dans l'atmosphère.

La fonction d'objectif de ce problème est représentée par la somme des consommations en carburant de toutes de stations de compression de réseau.

Nous considérons dans ce travail uniquement l'optimisation d'un cas stationnaire. Les contraintes d'inégalité ou d'égalité qui régissent le problème du transport par canalisation sont les suivantes [8]:

- conservation de la masse au niveau de chaque nœud du réseau ;

- équation dynamique du gaz dans chaque tronçon du gazoduc ;
- pression maximale limite à ne pas dépasser (PMS) ;
- vitesse de gaz limite dans les tronçons pour limiter les risques d'érosion ;
- point de fonctionnement de compresseur à l'intérieur du domaine de bon fonctionnement du compresseur ;
- satisfaction des clients en ce qui concerne aussi bien le débit que les pressions de livraison.

La majorité des équations du problème sont non linéaires.

**b- Maximisation du débit de gaz à transporter**

Dans ce cas, on recherche à déterminer la quantité maximale de gaz qui peut être transportée par un réseau tout en tenant compte de la satisfaction de toutes les contraintes du problème.

Dans ce travail on a choisi comme fonction objectif la minimisation de la consommation d'énergie.

Comme exemple on a considéré 3 stations de compression du gazoduc GZ1 qui permet le transport du gaz de Hassi-Rmel à Arzew [9].

Les caractéristiques du gazoduc GZ1 sont données dans les **Tableau III-12 : Paramètres** du gazoduc. **Tableau III-13 : Paramètres** des stations..

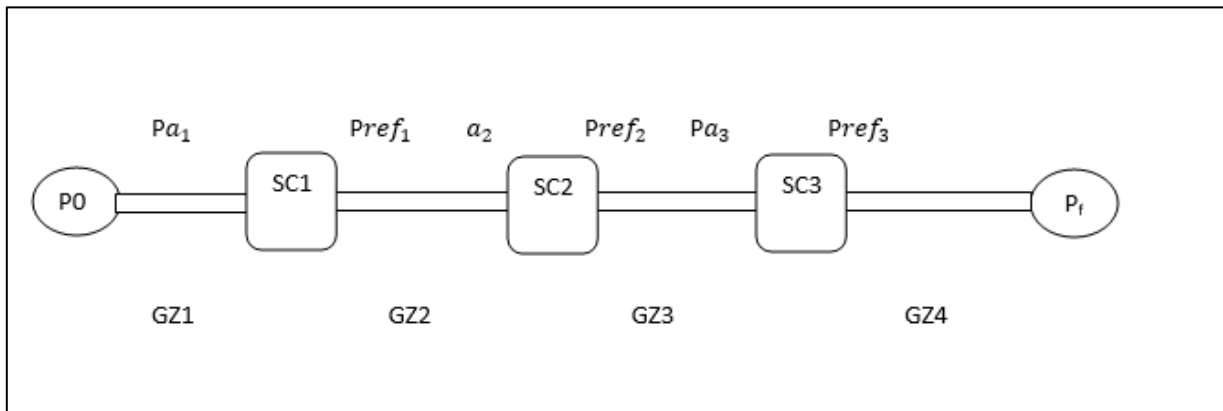
**Tableau III-12 : Paramètres** du gazoduc.

<b>Données</b>	<b>Valeurs</b>
Longueur (km)	507
Diamètre "en pouce"	40
Nuance d'acier	X60
Épaisseur du tube (mm)	11.9
Rugosité du tube (mm)	0.015
Nombre de station de compression	(05) $Sc_1, Sc_2, Sc_3, Sc_4, Sc_5$
Nombre de turbocompresseurs (par station)	04 (3+1)
Mode d'assemblage des compresseurs	Parallèle
Pression maximale du service design (bars)	70

Capacité maximale réelle (109Sm <sup>3</sup> /ans)	13.679
Débit maximum de gazoduc	(36.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /h)

**Tableau III-13** : Paramètres des stations.

Lieu	PK ( km )	Altitude ( m )
Terminal départ	0.000	749
Station 1	75	840
Station 2	149	1045
Station 3	226	970



**Figure III-7** : Schéma d'un gazoduc.

Notre objectif est de minimiser la quantité du gaz consommée par toutes les stations de compression du gazoduc. Cette quantité va être donc égale à la somme des quantités du gaz consommées par chaque station de compression.

Le problème d'optimisation est formulé de la façon suivante :

- **Variables de décisions** : il s'agit de déterminer les pressions  $P_i$  à installer dans les stations de compression ;
- **Contraintes** : deux types de contraintes ont été considérées :

- 1- Contraintes relatives aux tronçons : Pour un tronçon il existe des règles de conservation en perte de charge à respecter. Ces contraintes sont données par la relation suivante :

$$\Delta P_i = P_{i-1}^2 - P_i^2 - C(i)q^2 \text{ avec } i = 0 \text{ à } 3$$

- 2- Contraintes sur la station : La pression de refoulement  $P_j$  d'une station de compression (i, j) est supérieure ou égale à la pression d'aspiration  $P_i$  de cette station. La pression au point i doit être inférieure à la pression maximale de service  $PMS_{max}$ , ce qui est exprimé à l'aide de la double contrainte suivante :

$$EPS_{max}(i) = \frac{P_{ref}(i)}{P_{asp}(i+1) - \epsilon_{max}}$$

- **Fonction objectif** : minimisation de la consommation d'énergie :  $\text{Min } \mathcal{E}(sc1+sc2+sc3)$   
Avec  $SCi = K_{sc}(i)Q[\left(\frac{P_{ri}}{P_{asi}}\right)^{0,21} - 1]$  avec  $K_{sc}(i)$  coefficient dépendant de la station de compression ;
- **Conditions de fonctionnement du système** :  $\epsilon_{max}=1,4$  ;  $\epsilon_{min}=1,1$  ;  $PMS = 71,5$  bar ;  $P_{in} = 70$  bar,  $P_{finmax} = 46$  bar;  $P_{finmin} = 42$  bar.

**NB** :  $C(i)$  et  $K_{sc}(i)$  sont des constantes liées aux caractéristiques du tronçon et de la station de compression.

Ce problème a été résolu en utilisant les deux logiciels Excel et Matlab.

### III.4.1 Optimisation avec Excel (utilisation de solver)

Le solver d'EXCEL est un outil puissant d'optimisation. Il permet de déterminer comment utiliser au mieux des ressources limitées pour maximiser les objectifs souhaités (telle la réalisation de bénéfices) et minimiser une perte donnée (tel un coût de production). En résumé, il permet de trouver le minimum, le maximum ou la valeur au plus près d'une donnée tout en respectant les contraintes qu'on lui soumet.

La solution d'un problème passe par les étapes suivantes:

1ere étape : Aller vers données → Solver;

2ème étape : La boîte de dialogue suivante apparaîtra,

3eme étape : remplir la boîte de dialogue.



Figure III-8 : Boite de dialogue de Solver.

### III.4.1.1 Application au tronçon G

L'application du Solver au tronçon GZ1 ( Figure III-7) a donné les résultats suivants représentés dans le **Tableau III-14**.

**Tableau III-14** : Résultats de l'optimisation avec Excel.

Optimisation du gazoduc Hassi_Rmel_Arzew ( trois stations )				
Introduction des données	valeur	unités		
Q	1,2	MM3/h		
Variables de décision				
P0	70,00	bar	SC1	7 956
PA1	56,91	bar	SC2	6 747
PR1	71,50	bar	SC3	3 202
PA2	58,11	bar		
PR2	70,10	bar	<b>FONCT</b>	<b>17 905</b>
PA3	56,82	bar		
PR3	62,50	bar		
PF	42,00	bar	<b>Contraintes</b>	
Conditions de fonctionnement de système			dP1	0
Eps max	1,4		dP2	0
Epsmin	1,1		dP3	2,1216E-07

PMS	71,5	bar	dP4	0
Pin	70	bar	Epsmax1	-0,1435
Pfinmax	46	bar	Epsmax2	-0,1937
Pfinmin	42	bar	Epsmax3	-0,3
			Epsmin 1	0,1564
			Epsmin 2	0,1062
			Epsmin 3	-2,9688E-10
			PMS1	0
			PMS2	-1,40367901
			PMS3	-8,99624011
			Pin	0
			Pfinmax	-4
			Pfinmin	0

## III.4.2 Optimisation avec Matlab

### III.4.2.1 Présentation générale

Plusieurs fonctions spécifiques existent dans MATLAB pour résoudre des problèmes d'optimisation. Certaines fonctions sont disponibles dans la version de base du logiciel (polyfit/polyval, fminsearch et fminbnd) alors que les autres ne sont accessibles que par l'intermédiaire de l'*optimization toolbox*.

Dans une grande majorité des cas, la fonction objectif doit être exprimée dans une fonction MATLAB externe ou anonyme. Selon la nature du problème d'optimisation à traiter, il est nécessaire de choisir la bonne fonction MATLAB apte à résoudre un tel problème.

Le **Tableau III-15** donne un état récapitulatif des fonctions MATLAB pour l'optimisation selon le problème à traiter et la méthode numérique programmée. La dernière colonne indique les fonctions accessibles via l'**optimization toolbox**.

**Tableau III-15** : Récapitulatif des fonctions MATLAB pour l'optimisation.

Problème	Méthode	Syntaxe
Problème monodimensionnel sans contraintes	Méthode de la recherche dorée	Fminbnd
Problème multidimensionnel sans contraintes	Méthode de Nedler et Mead	Fminsearch
Problème multidimensionnel sans contraintes	Méthode de quasi-Newton	Fminunc
Problème multidimensionnel sans contraintes-identification paramétrique	Méthode de gauss-Newton	Isqnonlin
Identification paramétrique- cas d'un plynome	Méthode des moindres carrés	Polyfit / polyval
Problème linéaire multidimensionnel avec contraintes	Méthode de simplexe(cf. cours de recherche opérationnelle)	Linprog
Problème non-linéaire multidimensionnel avec contraintes	Méthode sequential quadratic programming	Fmincon

On peut citer quelques fonctions :

a- **Fonction fminsearch (matlab) :**

La fonction `fminsearch` code la méthode de Nedler et Mead et permet de résoudre un problème multidimensionnel sans contrainte. C'est une méthode d'ordre 0, qui n'utilise aucune information concernant les gradients de la fonction objectif. La syntaxe générale de cette fonction peut faire appel à une fonction externe (premier cas) ou à une fonction anonyme (second cas) :

```
1 [x,fval,exitflag,output] = fminsearch('fun',x0,options)
```

Où

```
1 [x,fval,exitflag,output] = fminsearch(@(x) fun(x),x0,options)
```

Arguments d'entrée :

`fun` : dans le premier cas, `fun` est une fonction externe où est exprimée la fonction objectif qu'on cherche à minimiser. Dans le second cas, `fun` est une fonction anonyme où est exprimée la fonction objectif qu'on cherche à minimiser.

Entête de la fonction externe `fun` : `function f = fun(x) ;`

`x0` : vecteur des valeurs initiales pour démarrer la méthode. La dimension de `x0` est égale au nombre de variables du problème ;

`options` (pas obligatoire) ; voir ci-dessous.

Arguments de sortie :

`x` : valeur finale des variables, ce sont les solutions si la méthode a convergé ;

`fval` : valeur finale de la fonction à minimiser ;

`exitflag` (pas obligatoire) : indicateur de fin d'exécution : 1 arrêt car solution trouvée, 0 car nombre d'itérations maximal atteint ;

`output` (pas obligatoire) : nombres d'itérations et d'évaluations de fonction réalisés.

**b- Fonction `fminbnd` (matlab) :**

La fonction `fminbnd` code une méthode partiellement basée sur la méthode de la recherche dorée (optimisation monodimensionnelle sans contrainte). La syntaxe générale de cette fonction peut faire appel à une fonction externe (premier cas) ou à une fonction anonyme (second cas):

```
1 x,fval,exitflag,output] = fminbnd('fun',x1,x2,options)
```

Où

```
1 [x,fval,exitflag,output] = fminbnd(@(x) fun(x),x1,x2,options)
```



Arguments d'entrée :

`fun` : dans le premier cas, `fun` est une fonction externe où est exprimée la fonction objectif qu'on cherche à minimiser. Dans le second cas, `fun` est une fonction anonyme où est exprimée la fonction objectif qu'on cherche à minimiser. Entête de la fonction `fun : fonction f = fun(x)`

`x1` et `x2` : bornes inférieure et supérieure du domaine dans lequel la solution est recherchée.

`options` (pas obligatoire) ; voir ci-dessous.

Arguments de sortie : voir les arguments de sortie de `fminsearch`.

### III.4.2.2 Application

L'exécution du programme Matlab (annexe C) a donné les valeurs optimales suivantes :

P0	70,0000	bar
PA1	56,9055	bar
PR1	71,5000	bar
PA2	58,1124	bar
PR2	70,00963	bar
PA3	56,8216	bar
PR3	62,5038	bar
PF	42,0000	bar

La valeur de la fonction objectif est de : 1.7905e+04

On remarque c'est les mêmes résultats obtenus avec le Solver Excel.

## Conclusion Générale

Ce projet de fin d'études nous a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine du transport du gaz naturel par gazoduc.

L'utilisation de l'utilitaire d'analyse Excel nous a permis d'estimer les coefficients des différents modèles des caractéristiques du compresseur type Ingersoll-Rand de type CDP-224. Ces modèles obtenus pourraient être utilisés comme fonction objectif ou comme contraintes.

Les programmes réalisés sous environnement Matlab avec langage conversationnel peuvent constituer un outil d'aide à la prise de décision rapide et efficace. En effet, cet outil aidera les opérateurs dans les stations de compression à choisir les paramètres optimaux en un temps très bref.

Les mêmes résultats pour la minimisation de la consommation dans les stations de compression ont été obtenus en utilisant le solveur d'Excel et les fonctions d'optimisation de Matlab. Le solveur d'Excel permet de donner des résultats sans avoir recours à la programmation. L'interface du solveur est à la fois simple et efficace en n'affichant que les principaux paramètres à utiliser pour avoir un résultat avec une précision très satisfaisante. Par contre, l'utilisation des fonctions prédéfinies de Matlab nécessitent des connaissances en matière de programmation. Ces fonctions offrent plus de possibilités pour des résultats plus précis.

Le travail réalisé pourrait constituer un travail pratique en modélisation, simulation et optimisation des procédés industriels.

## Annexe A :

### Calcul de la consommation du gaz combustible

```

%Débit ;
Qsc = 1500000
% nombre de compresseur ;
n = 3
% pression d'aspiration ;
Pasp = 52
%pression critique ;
Pcrit = 45.2
%température à l'aspiration ;
Tasp = 40+273
% pression de roufelemrnt ;
Pref = 71
k = 1.34
% rendement adiabatique ;
rad = 0.8
% rendement nominale de la turbine
rtag= 0.3
%température critique ;
Tcrit = 190.6
%densité relative du gaz ;
D = 0.65
Co = 283990.7
Pci = 39644
Patm = 1.02
Tair = 300
Wnom = 8000
q = Qsc/n
Pred = Pasp/Pcrit
Tred = ( 40+273)/ 190.6
Zasp = 1-0.4273*Pred/Tred^3.668
qasp =Zasp*Tasp/(273*Pasp)*q
qasp = qasp/ 60
epsilon = Pref/Pasp
beta = (k-1)/k
Tref = Tasp+(Tasp*(epsilon^beta-1)/rad)
Pred = Pref/Pcrit
Tred = Tref/Tcrit
Zref = 1-(0.4273*Pred/Tred^3.668)
Zm = (Zasp+Zref)/2
Had = 29.3*Zm*Tasp/(beta*D)*(epsilon^beta-1)
Tref=Tasp+(Tasp*(epsilon^beta-1))/rad
Wth=(D*q0*Had)/Co
Wreel=Wth/(rad*rmech)
Gnom= 3600Wtag/(rtag.PCI)
Gtag=Gnom[0,75 (Wreel/Wnom)+0.25 (Patm/1.033) sqrt (Tair/273) ]

```

## Annexe B :

### Méthode des moindres carrés

```

% Calcul des paramètres d'une regression à plusieurs variables
Q = [ 60 70 80 90 100 110 120 130 ]';%Valeurs des Débits
H = [ 1270 1670 2150 2750 3400 4200 4900 5800]'; %Valeurs des Hauteurs
%Lecture des Valeurs par claviers
% Q = input('Entrer les valeurs des débits : ')
% H = input('Entrer les valeurs des Hauteurs : ')
n = length(Q);
% Initialisation de la Matrice X(Nombre d'observations,paramètres du
modèle)
vect_one=ones(1,n)';
%Modèle 1 : 2 paramètres-----
fprintf('Paramètres Modele y = A + BX %n')
X=[vect_one Q];
%Calcul des Paramètres
A =inv((X'*X))*X'*H;
A1=A
%Calcul des Hauteurs théoriques
Hmod1 = X*A;
%Calcul des écarts sur H
Diff_H1 = abs(H-Hmod1);
SSR1 = sum(Diff_H1.^2);
SST = sum((H-mean(H)).^2);
R2_Mod1 = 1-(SSR1/SST)
Diff_R1 = 100*Diff_H1./Hmod1;
figure(1);
bar(Diff_R1,'r')
title('courbe de pompage:Evolution de l''Erreur Relative-Modèle 1')
xlabel('Observations'),ylabel('Erreur Relative')
% pause()
%-----
%Modèle 2 : 3 paramètres-----
fprintf('Paramètres Modele y = A+BX+CX^2 %n')
X=[vect_one Q Q.^2];
%Calcul des Paramètres
A =inv((X'*X))*X'*H ;
A2=A
%Calcul des écarts sur H
Hmod2 = X*A;
%Calcul des Hauteurs théoriques
Diff_H2 = abs(H-Hmod2);
SSR2 = sum(Diff_H2.^2);
Diff_R2 = 100* Diff_H2./Hmod2;
figure(2);
bar(Diff_R2,'b')

```

## Annexe B

---

```
title('courbe de pompage:Evolution de l''Erreur Relative-Modèle 2')
xlabel('Observations'),ylabel('Erreur Relative')

R2_Mod2 = 1-(SSR2/SST)
%-----
%Modèle 3 : 4 paramètres-----
fprintf('Paramètres Modele y = A+BX+CX2+DX %n')
X=[vect_one Q Q.^2 Q.^3];
%Calcul des Paramètres
A =inv((X'*X))*X'*H ;
A3=A
%Calcul des écarts sur H
Hmod3 = X*A;
%Calcul des Hauteurs théoriques
Diff_H3 = abs(H-Hmod3);
Diff_R3 = 100*Diff_H3./Hmod3;
SSR3 = sum(Diff_H3.^2);
figure(3);
bar(Diff_R3,'g')
title(' courbe de pompage:Evolution de l''Erreur Relative-Modèle 3')
xlabel('Observations'),ylabel('Erreur Relative')
R2_Mod3 = 1-(SSR3/SST)
%-----
```

# Annexe C :

## Optimization par Matlab

### Programme Principale :

```
global Q EPSmax EPSmin PMS Pin Pfinmax Pfinmin
Q = 1.2;
EPSmax = 1.4;
EPSmin = 1.1;
PMS = 71.5;
Pin = 70;
Pfinmax = 46;
Pfinmin = 42;
x0 = [1,1, 1, 1 , 1, 1, 7, 1]; % Make a starting guess at the solution
options = optimoptions(@fmincon,'Algorithm','sqp');
[x,fval] = fmincon(@objfun1,x0,[],[],[],[],[],[],@confun1,options);
x,fval
end
```

### Fonction 1 : Définition des contraintes

```
function [c, ceq] = confun1(x)
global Q EPSmax EPSmin PMS Pin Pfinmax Pfinmin
% Nonlinear inequality constraints
c = [x(3)/x(2) - EPSmax;
     x(5)/x(4) - EPSmax;
     x(7)/x(6) - EPSmax;
     x(3) - PMS;
     x(5) - PMS;
     x(7) - PMS;
     x(8) - Pfinmax;
     -x(3)/x(2) + EPSmin;
     -x(5)/x(4) + EPSmin;
     -x(7)/x(6) + EPSmin;
     -x(8) + Pfinmin];
% Nonlinear equality constraints
ceq = [x(1)^2-x(2)^2-(1154*Q^2);
       x(3)^2-x(4)^2-(1205*Q^2);
       x(5)^2-x(6)^2-(1170*Q^2);
       x(7)^2-x(8)^2-(1488*Q^2);
       x(1) - Pin];
```

## Fonction 2 : Définition de la fonction objectif

```
function f = objfun1(x)
global Q
SC1 = 135000*Q*((x(3)/x(2))^0.21-1);
SC2 = 140000*Q*((x(5)/x(4))^0.21-1);
SC3 = 132000*Q*((x(7)/x(6))^0.21-1);

f = SC1 + SC2 + SC3;
```

## Bibliographie

1. G. Lefebvre, chimie des hydrocarbures, Editions Technip ; Paris ; 1994.
2. A.ROJEY, B.DURAND, C.JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS : Le gaz naturel : production, traitement, transport; Editions Technip ; Paris ; 1994.
3. CHEBOUBA A. Propriétés physicochimiques des hydrocarbures ; polycopie post-graduation spécialisée en comptage des hydrocarbures ; Mostaganem 2008
4. ERIH A : Qualité et gaz comptage transactionnel ; mémoire post-graduation spécialisée en comptage des hydrocarbures ; 2009
5. SMATI A : Transport du gaz naturel par canalisation ; polycopie post-graduation spécialisée en comptage des hydrocarbures ; Mostaganem 2006
6. Perry: Chemical Engineer's Handbook, transport and storage of fluids, McGraw-Hill , 2008
7. SMATI.A : qualité gaz et comptage transactionnel, diplôme de post-graduation spécialisée en comptage des hydrocarbures ; Mostaganem 2009
8. Chebouba A, Approches d'optimisation des régimes d'exploitation de réseaux complexes de gazoducs, thèse de Doctorat ; Boumerdès 2010
9. KERBOUA B. Elaboration des pipes pour le transport du pétrole et du gaz. Editions universitaires européennes ; 2021