



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université 20 août 1955 -SKIKDA

Faculté de Technologie
Département de Pétrochimie

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Filière : Industries Pétrochimiques

Spécialité : Génie Pétrochimique

Thème :

**L'INFLUENCE DES PARAMETRES PRESSION ET TEMPERAURE SUR LE
TRANSPORT DU GAZ NATUREL SUR LA LIGNE ALRAR – ROUD ENOUSS**

Réalisé par:

Encadré par:

- AHMED MBAREK Mohammed
- BENBEGDA Abed Imad Eddine
- LAOUAR Abdelmoumin

S.BOULAHNECHE

Année Universitaire 2023/2024

Résumé :

Ce travail se concentre sur le réseau de transport du gaz naturel dans la région d'In Amenas, en mettant l'accent sur les stations de compression et leur rôle crucial dans le maintien de la pression du gaz. On a présente une description de la région et des gazoducs GR1 et GR2 utilisés pour transporter le gaz. Et une description détaillée de la station de compression TFT, y compris les équipements tels que les turbines à gaz. Les formulations mathématiques utilisées pour analyser le comportement du gaz et prendre en compte les pertes de pression, la distance parcourue et la friction. Enfin, on a discuté les résultats obtenus à partir de cette. Ce travail permet d'appréhender les aspects techniques et opérationnels du transport du gaz naturel dans la région et fournit une base solide pour l'optimisation et l'amélioration continue du réseau de pipelines.

Mots clés : Station de compression, pression, TFT, Gaz naturel, Gazoduc.

ملخص:

يتركز هذا العمل على شبكة نقل الغاز الطبيعي في منطقة ان اميناس، مع التركيز على محطات الضغط ودورها الحاسم في الحد من انخفاض الضغط في انابيب التوصيل، كما تم وصف انابيب النقل GR1/GR2، ومعدات محطة الضغط مثل التوربينات الغازية والضواغط ودراسة المشاكل المتعلقة بفقدان الضغط، ثم مناقشة الصيغ الرياضية المستخدمة لتحليل سلوك TFT ومراعاة المسافة المقطوعة والخسائر الناتجة. وفي الختام تمت مناقشة النتائج المستخلصة من هذه الدراسة.

وفي الختام، تمت مناقشة النتائج المستخلصة من هذه الدراسة. يوفر هذا العمل فهّم لنقل الغاز الطبيعي في المنطقة ويوفر أساساً قوياً للتحسين المستمر لشبكة الجوانب التقنية والتشغيلية للأنابيب.

كلمات مفتاحية: محطة الضغط، الضغط، TFT، الغاز الطبيعي، أنابيب الغاز.

Abstract:

This work focuses on the natural gas transportation network in the In Amenas region, with an emphasis on compression stations and their crucial role in maintaining gas pressure. A description of the region and the GR1 and GR2 gas pipelines used for gas transportation was presented, along with a detailed description of the TFT compression station, including equipment such as gas turbines. The mathematical formulations used to analyze gas behavior and account for pressure losses, distance traveled, and friction were discussed. Finally, the results obtained from this study were discussed. This work provides an understanding of the technical and operational aspects of natural gas transportation in the region and offers a solid foundation for the optimization and continuous improvement of the pipeline network. **Key words:** Compression station, pressure, TFT, natural gas, gas pipeline.

REMERCIEMENT

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mme. S.BOULAHNECHE, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

Nous tenons à exprimer notre gratitude et notre reconnaissance à Monsieur le Directeur Régional B.BELABBAS pour avoir fourni un stage qui a eu un impact significatif sur le développement de nos compétences et l'enrichissement de nos expériences. Cette opportunité a été une pierre angulaire de notre carrière professionnelle, et nous ne pouvons qu'exprimer notre profonde gratitude pour vos efforts généreux.

Nous adressons également nos remerciements sincères à l'ingénieure MANAI pour son suivi constant tout au long de ce stage. Ses conseils et orientations ont été comme une lumière qui a éclairé notre chemin vers le succès et l'excellence. Nous sommes profondément reconnaissants pour tout le soutien et l'encouragement qu'elle nous a apportés.

Nous n'oublions pas non plus de remercier tous les travailleurs du complexe TFT, et nous mentionnons en particulier notre frère Chouaib, qui a déployé des efforts énormes et a été notre aide et notre soutien à chaque étape. Merci à vous tous pour votre dévouement et votre sincérité, et pour tout le temps et les efforts que vous avez consacrés.

Enfin, nous tenons à remercier également celui ou celle qui a été à l'origine de l'obtention de ce stage et de ce poste, malgré les différends qui ont pu surgir. Je vous remercie de tout cœur pour cette opportunité qui a eu un impact positif sur ma carrière.

Notre remerciement s'adresse également à tous nos professeurs pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Je dédie ce mémoire

À la prunelle de mes yeux, mes chers parents **mon père** et **ma mère** pour votre amour Inconditionnel, votre soutien, vos encouragements, pour m'avoir permis d'être qui je suis aujourd'hui. Que ce travail témoigne de votre réussite.

À mon frère **Abdessamad** et ma sœur **Zeyneb** pour votre présence et disponibilité à tout moment ou j'en ai besoin.

À mes grands-parents maternels pour votre soutien moral et vos Doua permanentes, Aussi à mes grands-parents paternels qui nous ont quitté trop tôt mais resteront gravés dans nos cœurs à jamais.

À toute ma famille, oncles, tantes, cousins et cousines

Et plus spécialement.

À l'éminent professeur **Abdallah** pour son aide, ses conseils et ses orientations.

À mes cousins **Oussama** et **Aboubaker**, merci pour vos encouragements.

À mes deux collègues et frères **Mohamed** et **Imad**.

À mes amis de l'université et de la résidence universitaire (Cité 5) sans exception.

À mes amies d'enfances et à toutes celles qui m'ont accompagné et soutenu tout le long de ces années d'études.

MOUMEN

DEDICACE

À ma chère mère et à mon cher père, vous êtes la lumière qui éclaire ma vie et la source première de chaque succès que je réalise. Ce travail est grâce à vous, à votre soutien constant et à votre encouragement sans limite. Je suis ici aujourd'hui grâce à vous et à vos grands sacrifices.

Merci pour votre amour et vos soins.

À mes frères, ILYAS et ABDELMADJID, votre présence dans ma vie la rend plus belle et joyeuse. Merci d'être toujours à mes côtés.

À ma sœur et mon mentor SARAH, les mots de remerciement ne suffiront jamais à exprimer ma gratitude pour ton travail acharné et ton grand effort dans ce projet. Je te remercie du fond du cœur.

À mon oncle A.BOUAB, merci pour tout le soutien et les conseils que tu m'as apportés.

Et à tous ceux qui ont contribué à ce travail, qu'importe la taille de leur contribution, je vous remercie tous pour votre aide qui a rendu cette réalisation possible.

Que Dieu vous bénisse tous et vous récompense pour tout le bien que vous avez fait.

IMAD

Je dédie ce mémoire

Ala prunelle de mes yeux, Je dédie ces notes

Mes chers parents, mon père et ma mère pour votre amour inconditionnel, votre soutien et vos encouragements, pour m'avoir permis d'être qui je suis aujourd'hui. Que ce travail soit témoin de votre réussite.

- *A mes frères aussi, cette réussite c'est grâce à vous.*
- *À mes grands-parents pour votre soutien moral et votre invitation constante, ainsi qu'à mes grands-parents paternels, je vous remercie beaucoup.*
- *A tous les membres de ma famille, oncles, tantes, cousins*
- *À mes collègues et frères moumen et Imad.*
- *A mes amis des universités et résidences universitaires (Ville 5) sans exception.*
- *A mes amis d'enfance et à tous ceux qui m'ont accompagné et soutenu tout au long de ces années scolaires*

Mouhammed

Abréviations :

BP : Base pression.

CNDG : Centre Nationale de Dispatching Gaz.

ESD : Emergency Shut Down.

GG : Générateur du gaz.

GR1/GR2 : Gazoducs Hassi R'Mel

GRA : Gare racleur d'arrivé.

GRD : Gare racleur de départ.

HP: Haut pression.

OHT : Ohanet.

ORG : Ouargla.

PC : Poste de coupure.

PK : Point kilométrique.

PP : Poste de purge.

PS : Poste de sectionnement.

RN : Rhourde Nous.

RTI : Région Transport In Amenas.

SC : Station de compression.

Sonatrach : Société Nationale de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures.

STC : Système de Transport par Canalisation.

TC : Turbo compresseur.

TFT : Tin Fouye Tabankort.

TG : Turbo générateur.

Indice :

Ad : Adiabatique.

adm : Admission.

alt : Altitude.

asp : Aspiration.

atm : Atmosphérique.

Mec : Mécanique.

N : Nominale.

Poly : Poly tropique.

Ref : Refoulement.

S : Standard.

Symboles

- Δ : Densité relative. P : pression [bar]. V : volume [m³].
- ΔZ : La différence des cotes géodésique.
- μ : Viscosité dynamique [Kg/m.s].
- a : Facteur de variation de la température ou coefficient de Choukhov.
- C : vitesse de son [m/s].
- D : Diamètre [m]. e : La rugosité absolue [mm].
- K : Coefficient de transmission de chaleur [J/m².s.°K].
- L : Longueur [m].
- M : Masse molaire [g/mol] ou débit massique [Kg/s].
- PCI : Pouvoir calorifique inférieur du gaz [KJ/N.m³].
- Q : Débit volumique [m³/s].
- r : Concentration molaire.
- R_{air} : Constant d'air [J/Kg. °K].
- S : Section de passage [m²].
- T : Température [°C], [°K].
- λ : Coefficient de perte de charge.
- V_{vent} : Vitesse du vent en [m/h].
- a_s : Coefficient de conductibilité [Kcal/m.h.°K].
- C_p : Chaleur spécifique [KJ/Kg. °K].
- D_j : Coefficient de Joules-Thompson [bar/°K].
- H_{rd} : La fonction des pertes de chaleur au niveau de la surface [m].
- M_g : Masse moléculaire [g/mol].
- R_g : Constante du gaz [J/Kg. °K].
- R_e : Nombre de Reynolds.
- R_{etr} : Nombre de Reynolds transitoire.
- Z_m : Facteur de compressibilité.
- Q : Coefficient tenant compte de l'irrégularité de la vitesse le long de la conduite.
- s : Rugosité relative ou taux de compression.
- λ_s : Coefficient de conductibilité thermique du sol [Kcal.m.h.°K].
- ρ : Masse volumique [Kg/m³].

Sommaire :

INTRODUCTION GENERALE	1
------------------------------------	---

Chapitre I

Présentation de la région de Tin Fouye Tabankort et la station de compression du gaz naturel TFT

<i>I.1. Introduction</i>	5
<i>I.2. Présentation de la Région TFT</i>	5
<i>I.3. Historique du développement du champ de TFT</i>	6
<i>I.4. Présentation du site de Tin Fouye Tabankort (TFT)</i>	7
<i>I.5. Description des gazoducs GR1/GR2</i>	8
I.5.1. Caractéristiques des Gazoducs GR1 / GR2 :.....	8
I.6.1. Contraintes d'exploitation des gazoducs.....	9
I.6.2. Contraintes d'exploitation des stations de compression.....	9
<i>I.7. Dispositifs espacés le long de la conduite</i>	9
I.7.1. Les postes de sectionnement.....	10
I.7.2 Les postes de purge.....	11
I.7.3 Les postes de coupure.....	11
I.7.4 Les stations de compression.....	12
I.8.1. Procédé général de compression.....	12
I.8.2. Les différents équipements de la station.....	14
I.8.2.1. Le gaz de by pass.....	14
I.8.2.2. Skid gaz.....	14
I.8.2.3. La pressurisation de la station avant le démarrage.....	15
I.8.2.4. Les filtres séparateurs.....	16
I.8.2.5. Les turbocompresseurs.....	16
I.8.2.6. Les Aéroréfrigérants.....	18
I.8.2.7. Les silencieux.....	19
I.8.2.8. Le Skid d'air.....	19
I.8.2.9. Turbo alternateur.....	20
<i>I.9. Conclusion</i>	21

Chapitre II

Généralités sur le transport de gaz naturel par canalisation

<i>II.1. Introduction</i>	23
<i>II.2. Origine de gaz naturel</i>	23

<i>II.3. Compositions de gaz naturel.....</i>	<i>23</i>
<i>II.4. Propriétés de gaz naturel</i>	<i>24</i>
<i>II.5. Caractéristiques de gaz naturel.....</i>	<i>25</i>
<i>II.6. Le gaz naturel dans le monde et en Algérie.....</i>	<i>25</i>
II.6.1 Le gaz naturel dans le monde.....	25
II.6.2 Le gaz naturel en Algérie	26
<i>II.7. Transport de gaz naturel par canalisation</i>	<i>26</i>
II.7.1. Définition d'une canalisation.....	26
II.7.2. Les caractéristiques de la canalisation	26
II.7.3. Les types de canalisation.....	26
II.7.4. Les gazoducs	27
<i>II.8. Les problèmes de transport de gaz naturel par canalisation</i>	<i>28</i>
<i>II.9. La relation entre la perte de charge et le transport du gaz par canalisation</i>	<i>29</i>
<i>II.10. Les types des pertes de charges.....</i>	<i>29</i>
II.10.1. Les pertes de charge régulière.....	29
II.10.2. les pertes de charge singulière	29
<i>II.11. Le régime d'écoulement.....</i>	<i>33</i>
<i>II.12. Conclusion.....</i>	<i>37</i>
Chapitre III	
Méthodes et calculs	
<i>III.1. Introduction.....</i>	<i>39</i>
<i>III.2. Calcul des gazoducs.....</i>	<i>39</i>
III.2.1. Calcul des propriétés physico-chimiques du gaz naturel.....	39
III.3. Formule de base.....	41
III.4. Calcul hydraulique du gazoduc	44
III.5. Détermination de la pression finale	45
III.6. Pression moyenne	46
III.7. Calcul du coefficient des pertes de charge λ	46
III.7.1. Nombre de Reynolds	46
III.7.2. Nombre de Reynolds transitoire	46
III.7.3. Formule de Colebrook.....	47
III.7.4. Diagramme de Moody	47
III.8. Répartition de la température.....	48
III.8.1. Facteur de variation de la température	48
III.8.2. Température du sol réduite.....	49

III.8.3. Température moyenne	49
III.8.4. Température finale.....	49
III.8.5. Calcul du coefficient global d'échange de chaleur	49
III.9. Conclusion	51
Chapitre IV	
ANALYSE DES RESULTAS	
IV.1. Introduction.....	53
IV.2. Les données du site	53
IV.3. Calcul des propriétés thermo physiques de gaz naturel dans trois cas différents	55
IV.3.1. Premier cas le 25 février 2023.....	55
IV.3.1.1. Tronçon 1 (ALRAR- OHANET).....	55
IV.3.1.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT).....	56
IV.3.1.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA).....	56
IV.3.1.4. Tronçon 4 (HAMRA – RHOURE NOUSS)	57
IV.3.1.5. Discussion des résultats.....	57
IV.3.1.6. Résumé.....	58
IV.3.2. Deuxième cas le 01 Mai 2023.....	58
IV.3.2.1. Tronçon 1 (ALRAR- OHANET).....	58
IV.3.2.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT).....	59
IV.3.2.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA).....	59
IV.3.2.4. Tronçon 4 (HAMRA – RHOURE NOUSS)	60
IV.3.2.5. Discussion des résultats.....	60
IV.3.2.6. Résumé	61
IV.3.3. Troisième cas le 25 février 2024.....	61
IV.3.3.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT).....	62
IV.3.3.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA).....	62
IV.3.3.4 Tronçon 4 (HAMRA – RHOURE NOUSS)	63
IV.3.3.5. Discussion des résultats.....	63
IV.3.3.6. Résumé	64
IV.4. Comparaison entre les trois cas.....	64
IV.5. Analyse des Variations des Valeurs entre les Stations de ALRAR à ROURE ENOISS ..	65
IV.6. Solutions pour Réduire les Pertes de Charge	67
IV.7. Conclusion	69
CONCLUSION GENERALE	71
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	73²

LISTES DES FIGURES

Figure	Titre	Page
Figure I.1	Position géographique du champ TFT [2].	5
Figure I.2	Organigramme du site de TFT [5].	7
Figure I.3	Situation Géographique du réseau GR1/GR2 [10]	8
Figure I.4	Schéma descriptif du système de transport par canalisation GR1, GR2 et ses expansions GR4, GR6 [13].	10
Figure I.5	Postes de sectionnement [12].	10
Figure I.6	Poste demi-coupure [12].	11
Figure I.7	Vue graphique synoptique de la station de compression TFT [2].	13
Figure I.8	Raccordement à la station de compression [9].	14
Figure I.9	Skid gaz [8].	15
Figure I.10	Les filtres séparateurs [9].	16
Figure I.11	Turbos compresseurs [9].	18
Figure I.12	Les Aéroréfrigérants [9]	18
Figure II.1	Chaîne de transport par gazoduc [17].	28
Figure II.2	Elargissement brusque [18].	30
Figure II.3	Chaîne de transport par gazoduc [17].	31
Figure II.4	Rétrécissement brusque [18].	32
Figure II.5	Ecoulement laminaire dans le conduit cylindrique [20].	34
Figure II.6	Evolution de l'écoulement laminaire dans une conduite cylindrique [18].	34
Figure II.7	Ecoulement turbulent dans le conduit cylindrique [20].	35
Figure II.8	Evolution de l'écoulement turbulent dans une conduite cylindrique [18].	36
Figure II.9	La zone de régime transitoire [20]	36
Figure III.1	Diagramme de Moody [7]	48

LISTES DES TABLEAU

Tableau	Titre	Page
Tableau II.1	Composition du gaz naturel (puits Alrar- Illizi) [7].	24
Tableau II.2	Coefficient de la perte de charge singulière [18].	30
Tableau IV.1	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].	55
Tableau IV.2	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].	56
Tableau IV.3	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].	56
Tableau IV.4	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].	57
Tableau IV.5	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].	58
Tableau IV.6	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].	59
Tableau IV.7	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].	59
Tableau IV.8	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 4 [23].	60
Tableau IV.9	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].	61
Tableau IV.10	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].	62
Tableau IV.11	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].	62
Tableau IV.12	Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 4 [23].	63

INTRODUCTION GENERALE

Le gaz naturel, en tant qu'énergie propre et économiquement avantageuse, a connu une croissance rapide sur le marché mondial. L'Algérie, un des principaux producteurs de gaz naturel, repose sur un vaste réseau de gazoducs pour acheminer ce précieux carburant, tant pour la consommation locale que pour les marchés internationaux. Cependant, le transport du gaz naturel pose plusieurs défis techniques, notamment la diminution progressive de la pression, de la température et du débit, qui peuvent affecter l'efficacité du transport et la qualité de la distribution.

Les stations de compression sont couramment utilisées pour maintenir la pression nécessaire pour surmonter la perte de pression causée par la friction et le kilométrage lors du transport du gaz naturel par pipelines. Les stations de compression jouent un rôle crucial dans le réseau de transport de gazoducs en assurant un flux continu et en facilitant le transport du gaz sur de longues distances. Ils sont stratégiquement placés le long du pipeline pour maintenir la pression du gaz et assurer la continuité. Divers équipements tels que des turbines à gaz et des compresseurs sont employés dans les stations de compression afin d'augmenter la pression du gaz et de compenser la perte de pression causée par la distance et le frottement. Dans la région d'In Amenas, il est également fréquent d'utiliser l'autoconsommation de gaz dans les turbines. Cela consiste à utiliser une partie de la production de gaz pour faire fonctionner les turbines, ce qui permet de réduire les coûts des usines et d'améliorer leur efficacité de production.

Ce projet se concentre sur l'étude et l'analyse des variations de pression et de température dans le réseau de transport du gaz naturel, spécifiquement sur la ligne ALRAR - Roud Enouss. Ces variations jouent un rôle crucial dans la détermination des pertes de charge, qui à leur tour influencent l'efficacité et la sécurité du transport du gaz. En comprenant mieux ces phénomènes, nous visons à proposer des solutions pour optimiser le fonctionnement du réseau et minimiser les pertes énergétiques.

Le premier chapitre présente la région de Tin Fouye Tabankort (TFT) et la station de compression du gaz naturel, fournissant un contexte détaillé sur l'infrastructure et les conditions d'exploitation.

Le deuxième chapitre était consacré aux généralités sur le transport du gaz par canalisation offre une vue d'ensemble des caractéristiques et des propriétés du gaz naturel, ainsi qu'une revue des problèmes rencontrés dans le transport par canalisation.

Le troisième chapitre se penche sur la formulation mathématique nécessaire pour calculer les propriétés physico-chimiques du gaz et les pertes de charge dans les gazoducs.

Enfin, le quatrième chapitre présente les calculs et résultats obtenus pour différentes sections du gazoduc et une analyse profonde de ces résultats, puis propose des solutions pour réduire les pertes de charge.

Cette étude vise non seulement à améliorer l'efficacité du transport de gaz naturel, mais aussi à renforcer la sécurité et la fiabilité du réseau de gazoducs en Algérie. En combinant des analyses théoriques et pratiques, ce projet offre une base solide pour des améliorations futures dans le domaine du transport de gaz naturel.

Chapitre I

*Présentation de la région de Tin Fouye
Tabankort et la station de compression du gaz
naturel TFT*

I.1. Introduction

La Direction Régionale de Tin Fouye Tabankort (TFT) est une unité opérationnelle des activités amont, secteur de production de la société SONATRACH créée en 1976. Elle est responsable de la production pétrolière et gazière du champ TFT et de la gestion de ses divisions.

I.2. Présentation de la Région TFT

La Station de Compression TFT (Tine Fouye Tabenkort) est administrativement située sur le territoire de la commune de Bordj Omar Idriss, wilaya d'Illizi, et dépend organiquement de la Zone de Transport RTI d'In Amenas.

L'activité principale de la station TFT est le gaz naturel comprimé, qui est transporté d'ALRAR à Hassi RMel via les gazoducs GR1 et GR2 d'une longueur de 961 km. Le rôle de la station est d'assurer un approvisionnement continu, régulier et fiable à la gare de Rhourd Nouss. [1] [2].

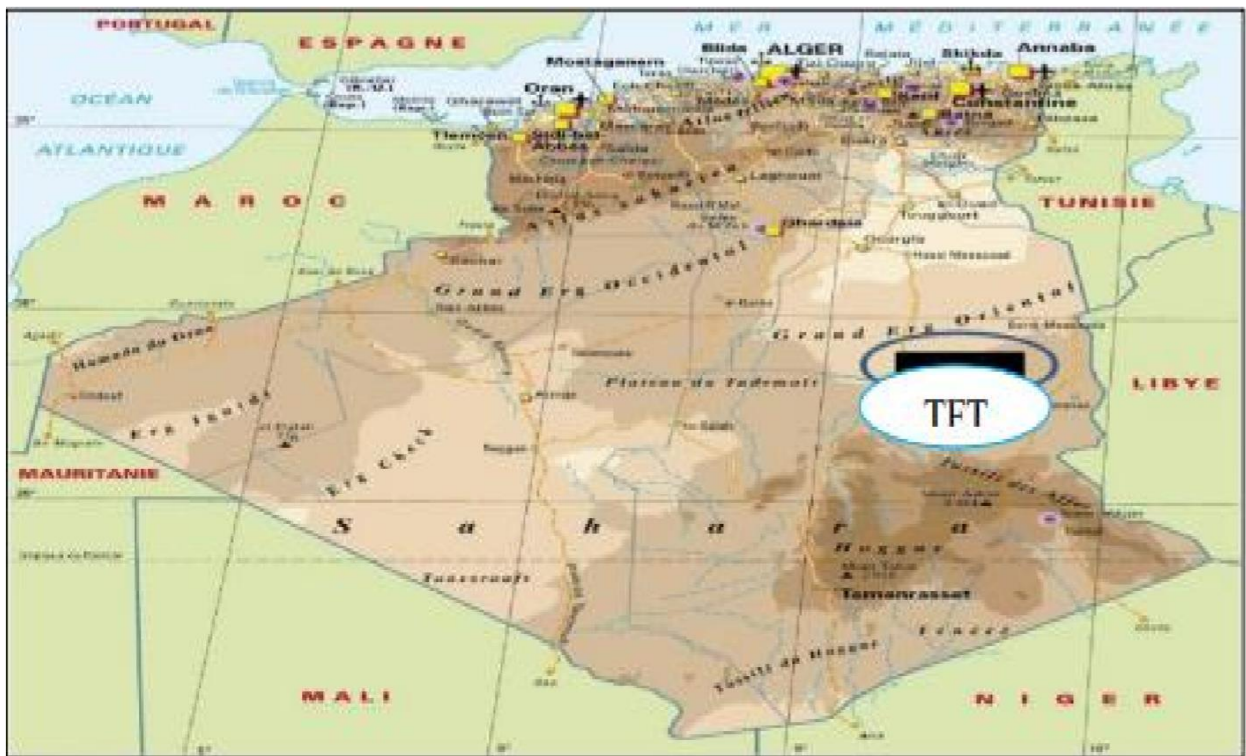


Figure I.1 : Position géographique du champ TFT [2].

I.3. Historique du développement du champ de TFT

La première découverte dans cette zone a commencé au début des années 1960. 51 puits ont été forés, dont 49 puits de production. La zone de forage ne représente que 40% de la superficie de TFT. En 1974, la production pétrolière a atteint 2 634 000 tonnes.

Jusqu'en 1979, la zone TFT ne disposait que d'installations telles que des centres de séparation des hydrocarbures, des réservoirs de stockage et des casernes de pompiers réparties dans deux districts (Nord et Sud), ainsi que d'infrastructures sociales de taille moyenne. Elle a connu un développement rapide entre 1980 et 1987, en raison de la diminution de la pression de gisement conduisant à l'épuisement de l'énergie du réservoir, le projet de maintien de pression est introduit en 1980, les résultats ont commencé à se manifester à partir de 1984 où il a été produit 2.751.651 tonnes, 4.976.886 tonnes en 1991, 4.410.176 tonnes en 1994 et 3.504.200 tonnes en 1998.

Afin d'améliorer la récupération et de récupérer le gaz de torche, un autre projet a été mis en service en 1987 pour construire une usine de traitement du gaz naturel. Actuellement, 400 puits de pétrole ont été forés dans le réservoir du gisement TFT, de sorte qu'une variété de technologies de récupération du pétrole ont été adoptées. . Il a été utilisé dans la récupération primaire du pétrole (puits d'explosion) et la récupération secondaire du pétrole (gas lift, injection d'eau et maintien de la pression de la pompe électrique) dans la zone TFT. Avec la réalisation et la mise en service des installations de maintien de pression à savoir :

- ✚ Deux unités de production d'eau et une station d'injection, en 1995 le maintien de pression fut étendu au champ d'AMASSAK par la réalisation d'une station d'injection implantée au centre de production d'eau TAM/E.

- ✚ Stations FG L composées :

- 2 réseaux (Nord et Sud) constitués chaque d'une station principale et d'un Booster.
- Une unité de traitement et de compression des gaz associés constitués de 2 trains, chaque un deux se constitue en 2 parties (BP et HP), d'une section de traitement et d'une section de déshydratation.

- Une centrale électrique composée de 2 turbos générateurs de 18 MW chacun laquelle a connu une extension par l'ajout d'un 3ème turbo générateur de 18 MW dans le cadre du Projet gaz TFT.
- Au début de 1996, les infrastructures sociales ont commencé à se développer et de nouvelles bases de vie ont été établies, notamment :
 - 600 chambres de différents types : Complexe VIP (2 villas, 16 studios, un restaurant et une cuisine), un Complexe sportif et de loisirs. La longueur totale du réseau routier est de 186,1 kilomètres.
 - L'aéroport dispose d'une piste d'atterrissage, clôturée et gardée, d'environ 1 700 mètres de longueur. Un réseau de télécommunications constitué d'un centre numérique de 500 lignes interconnectées avec un réseau fibre optique [3], [4].

I.4. Présentation du site de Tin Fouye Tabankort (TFT)

La direction régionale de (TFT), fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole des champs de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées [5].



Figure I.2 : Organigramme du site de TFT [5].

I.5. Description des gazoducs GR1/GR2

La station peut recevoir du gaz provenant des gazoducs GR1 et GR2 par le biais des vannes GOV210 et SDVO3011, respectivement. Ensuite, elle peut renvoyer le gaz comprimé à travers les vannes SDVO3012 et SDVO3011. Le gazoduc GR1 a un diamètre de 42’’/48’’ avec une capacité de 17 milliards de mètres cubes par ans, tandis que le gazoduc GR2 a un diamètre similaire et une capacité de 17,3 milliards de mètres cubes par ans [10].

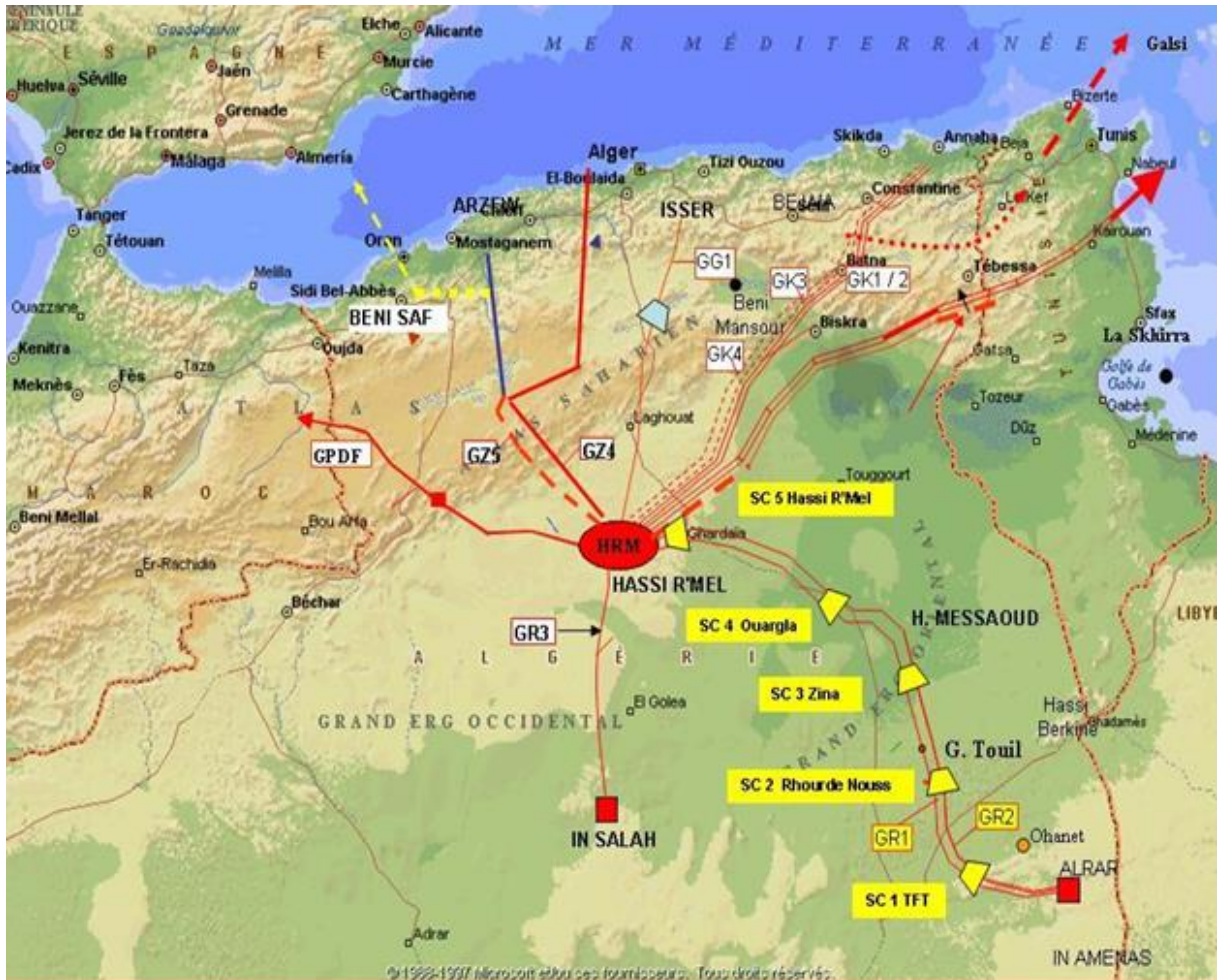


Figure I.3 : Situation Géographique du réseau GR1/GR2 [10]

I.5.1. Caractéristiques des Gazoducs GR1 / GR2 :

Les caractéristiques des Tubes existant sont [11] :

- Nuance de l’acier du tube : **GR1** : API5L X70 / API5L X60 ; **GR2** : API5L X70.
- Longueur : 961 Km Alrar - Hassi R’Mel.
- Diamètre en pouce : 42’’/ 48’’.

- Pression Maximale de Service : 71 Bars abs.
- Rugosité absolue du tube : 0.015 mm (tube revêtu intérieurement).
- Conductivité thermique de l'acier : 27 BTU/h/m/°C.
- Hauteur du recouvrement : 800 mm
- Conductivité thermique du sol : 0,434 kcal/h/m/°C.
- Date de mise en service du GR1 / GR2 : 1986 / 1999.

I.6. Les conditions d'exploitation

I.6.1. Contraintes d'exploitation des gazoducs

- Une pression de départ de 71 bars
- Une température de départ de 50°c
- La pression maximale de service est fixée à 71 bars sur toute la ligne sauf pour le tronçon entre le PK232 et PK388 où la pression maximale est fixée à 69 bars.

I.6.2. Contraintes d'exploitation des stations de compression

- Pression de refoulement stations (bars) : 71 bars
- Pression minimale d'aspiration (bars) : SC1 **TFT** 51 / SC2 **RN** : 45,7 / SC3 **ZINA** : 49,9 SC4 **ORG** : 47 / SC5 **H.Rmel** : 47 .

I.7. Dispositifs espacés le long de la conduite

On entend par dispositifs, tous les éléments placés directement sur la canalisation assurant meilleures conditions d'exploitation et une bonne sécurité. Ces dispositifs sont :

- Pots de purge.
- Postes de coupure.
- Postes de sectionnement.
- Stations de compression.

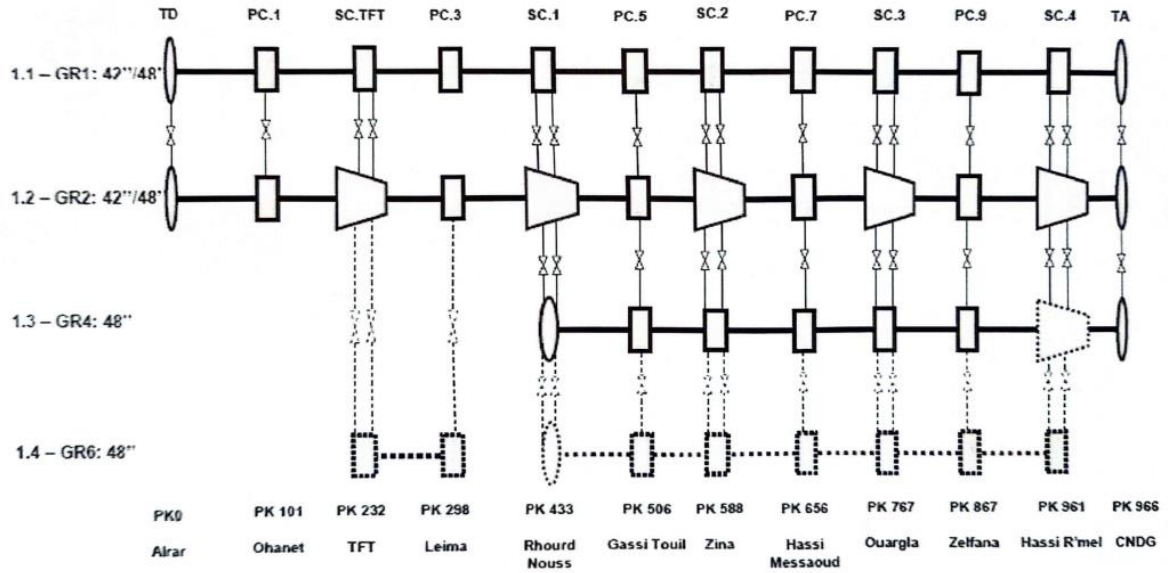


Figure I.4 : Schéma descriptif du système de transport par canalisation GR1, GR2 et ses expansions GR4, GR6 [13].

I.7.1. Les postes de sectionnement

Les stations de sectionnement sont conçues pour isoler les divers segments du pipeline en cas de fuite. Chaque station est principalement équipée d'une vanne à passage intégral, d'un dispositif de dérivation et d'un mécanisme de décharge vers l'atmosphère. Chacun de gazoducs GR1/GR2 est équipé de 41 de ces stations de sectionnement.



Figure I.5: postes de sectionnement [12].

I.7.2 Les postes de purge

Visant à éliminer tout liquide présent dans la ligne. Les pots de purge sont utilisés pour capturer les condensats transportés par le gaz dans la conduite. En général, ils sont disposés aux bas de la ligne et à l'entrée des postes de coupures. Chaque pot est composé d'un réservoir sous pression d'environ 10 m³ qui est placé sous la canalisation. Les stations de purge sont réparties le long du gazoduc et leur nombre est de : 16 postes pour GR1 et 0 pour GR2 .

I.7.3 Les postes de coupure

Ces ouvrages sont disposés sur les conduites de transport tous les 100 à 150 Km, généralement aux mêmes endroits que les stations de compression. Elles sont équipées d'un sas qui permet d'introduire le piston dans le courant gazeux ou de l'extraire sans avoir à décompresser la conduite. Les sas ou gares de pistons racleurs, qui sont fermées par une culasse, sont situés à la fin de la conduite, ce qui permet d'isoler ces derniers par des vannes à passage intégral, permettant ainsi au gaz de passer par une bretelle en dérivation. En raison de l'interruption de la conduite entre les deux culasses, ces postes sont désignés sous le nom de postes de coupure.

Ces installations comprennent également 12 postes de coupure pour les gazoducs GR1 et GR2. Ces postes sont interconnectés entre eux ainsi qu'aux station de compression adjacentes.

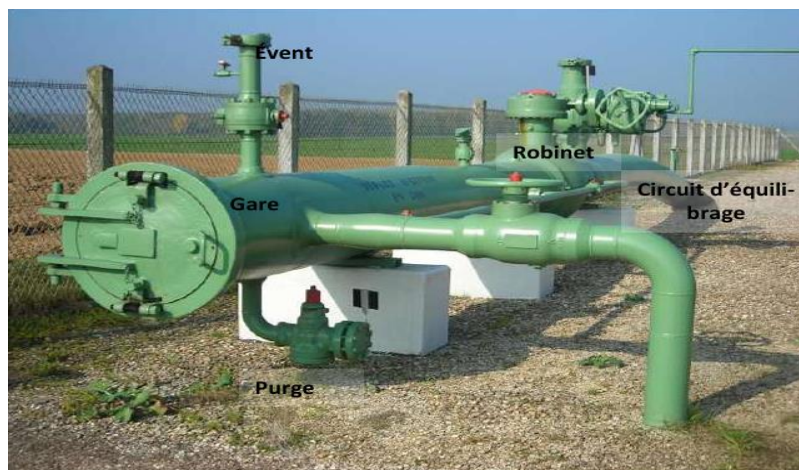


Figure I.6 : poste demi-coupure [12].

I.7.4 Les stations de compression

Une station de compression consiste en une série de compresseurs qui aspirent le fluide à une pression relativement faible et le rejettent à une pression beaucoup plus élevée. Effectivement, pour satisfaire différents besoins, il est nécessaire d'avoir un fluide sous une pression élevée. Par exemple, pour obtenir le plus de gaz ou de pétrole possible d'un gisement, on injecte du gaz ou de l'eau dans le gisement afin de faire sortir le plus de gaz ou de pétrole possible. Afin d'accomplir cela, le gaz ou le liquide à injecter est passé par plusieurs étapes de compression qui le compriment progressivement jusqu'à atteindre la pression souhaitée.

Il y a (05) stations de compression pour les gazoducs GR1/GR2

- SC 0 est à Tin Fouyé au niveau du PK 232.
- SC 1 est à Rhourde Nouss au niveau du PK 432.
- SC 2 est à Zina au niveau du PK 588.
- SC 3 est à Ouargla au niveau du PK 767.
- SC 4 est à Hassi R'Mel au niveau du PK 961 [11].

I.8. Présentation de la station de TFT

La station de compression TFT est chargée d'augmenter la pression de gaz de 51 à 68 bars environ et de le renvoyer depuis les gazoducs GR1 et GR2 vers la station de Rhourde Nouss, située entre l'amont et l'aval de poste de coupure. Le débit quotidien de la station est d'environ vingt-six millions de mètres cube [3].

I.8.1. Procédé général de compression

Dans un premier temps, la station est en by pass, le gaz est écoulé par le poste de coupure, les tuyaux sont en pression et la distribution n'a pas été interrompue. La première étape consiste à pressuriser la ligne de skid gaz, puis à pressuriser le collecteur d'aspiration et le collecteur de sortie, puis à continuer à pressuriser la ligne de TC et à mettre en marche le TC. À la deuxième étape, le gaz traverse les filtres séparateurs qui extraient le condensat ou le

brut à partir du gaz. Il est rare que le gaz contienne de la liquidité, mais cela permet de protéger les turbos compresseurs. Les trois filtres sont placés en parallèle.

Après le gaz passe par les TC, ceux-ci sont montés en parallèle, ils prennent le gaz depuis le collecteur d'alimentation à travers un tuyau de 36'' et envoient le gaz comprimé sur le collecteur de sortie à travers un tuyau de 36''.

Avant que le gaz quitte la station on le refroidit si sa température est élevée, la compression d'un gaz cause échauffement

Des vannes appelées BDV (Bellow down valve) sont présentes dans la station afin de libérer le gaz de la station vers l'atmosphère en cas d'urgence vers un échappement silencieux [3].

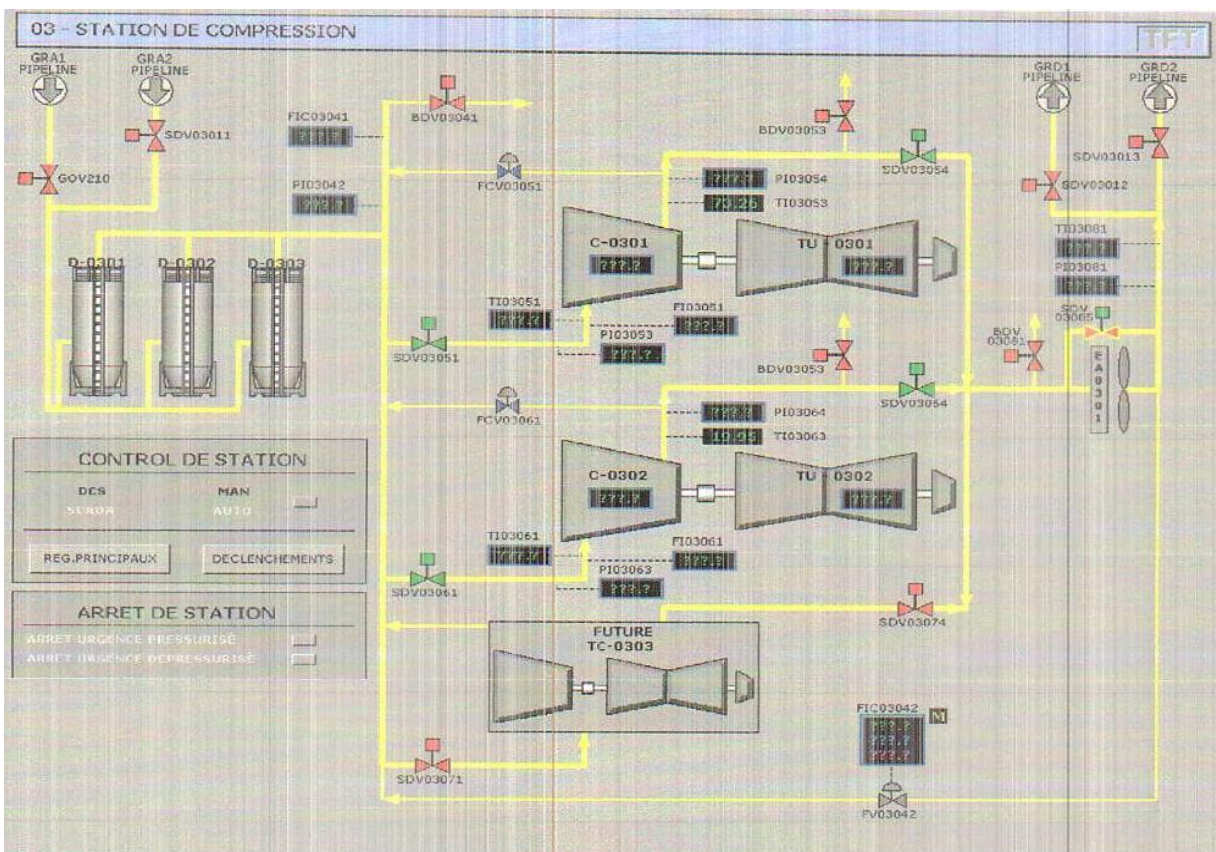


Figure I.7 : Vue graphique synoptique de la station de compression TFT [2].

I.8.2. Les différents équipements de la station

I.8.2.1. Le gaz de by pass

Lorsque la pression du gaz provenant est inférieure à 51 bars, il est déconseillé d'entrer dans la station car sa pression peut entraîner des dangers pour les équipements. La station reste donc isolée et le gaz passe directement dans un by-pass.

La vanne GOV204 assure le by-pass du gaz de GR1, tandis que la vanne MOV307 assure le by-pass du gaz de GR2 [8].

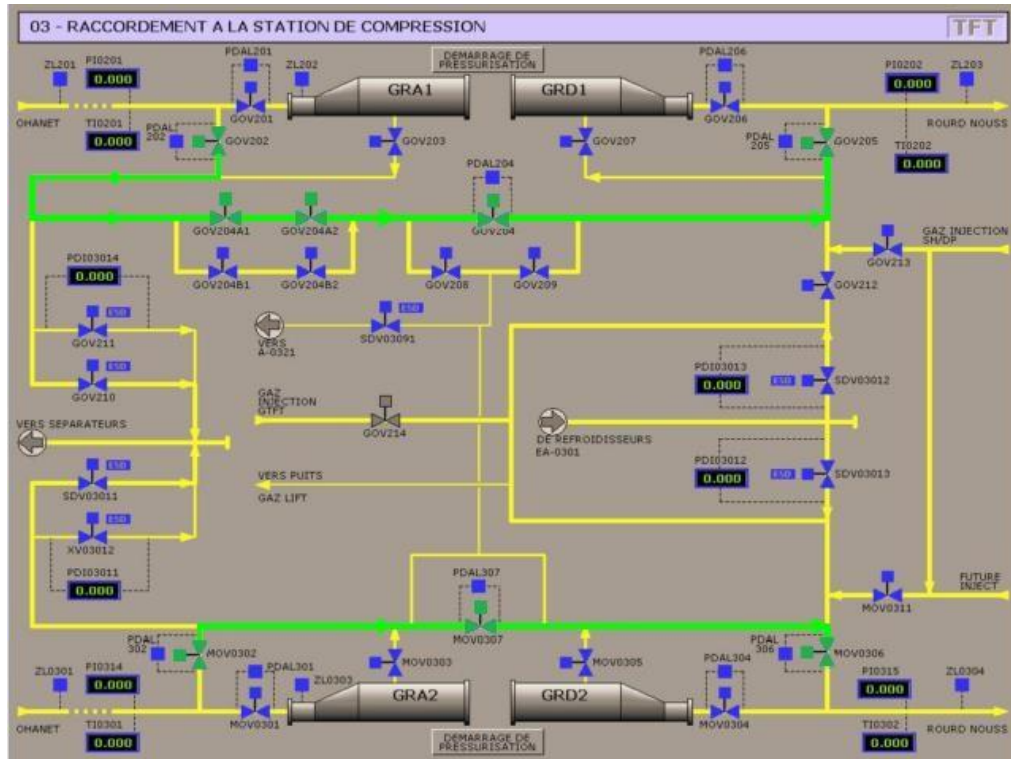


Figure I.8 : Raccordeement à la station de compression [9].

I.8.2.2. Skid gaz

Les turbo alternateurs et les turbocompresseurs nécessitant le gaz de démarrage et le gaz combustible dans la chambre de combustion, pour ça on doit l'extraire depuis les deux by-pass (GR1 et GR2) ainsi que par le gaz chaud de refoulement des turbocompresseurs au moyen d'une pipe de six pouces à partir de la vanne SDV03091 et SDV03081. Le skid gaz principal est équipé par des filtres et des réchauffeurs pour éviter le problème de la condensation du gaz. L'alimentation des turbocompresseurs (TC301, TC302, TC303) et des turbogénérateurs (TG0341, TG0342) par le gaz combustible et le gaz de démarrage est assurée par les vannes SDV03101, SDV03102, SDV03105, SDV03103, SDV03104 Respectivement. Le gaz combustible sera atteint les chambres de combustion des

turbocompresseurs a une pression de 30 bars avant qu'il détende au niveau des roues HP puis les roues BP des deux turbines [8].



Figure I.9 : Skid gaz [8].

Quand peut-on démarrer la station :

La station reste isolée et ne peut démarrer qu'une pression supérieure ou égale à 51 bars à l'entrée de la station, cette pression est convenable et suffisante pour démarrer les turbocompresseurs en toute sécurité.

I.8.2.3. La pressurisation de la station avant le démarrage

Avant le démarrage de la station il faut d'abord la pressuriser, chaque vanne principale (vanne de racine) a une petite vanne secondaire qui est appelée la vanne de pressurisation pour équilibrer la pression entre l'amont et l'aval et pour la protéger.

Note :

- On ne peut ouvrir la vanne de racine qu'une pression différentielle inférieure à 3 bars entre l'amont et l'aval.
- La majorité des vannes de pressurisation sont des vannes manuelles [8].

I.8.2.4. Les filtres séparateurs

Les filtres séparateurs jouent un rôle crucial en évacuant toute infiltration de matières solides ou liquides (comme le condensat, la poussière...), ils sont disposés en parallèle afin de maintenir le débit et la température de gaz constants. Cela assure la protection de la machine (turbocompresseur) et lui permet de fonctionner en toute sécurité. Chaque filtre séparateur comprend :

- Un indicateur de pression différentiel
- Un indicateur du niveau de condensat connecté à une vanne régulatrice
- Un régulateur du niveau de condensat connecté à une vanne tout ou rien [9].

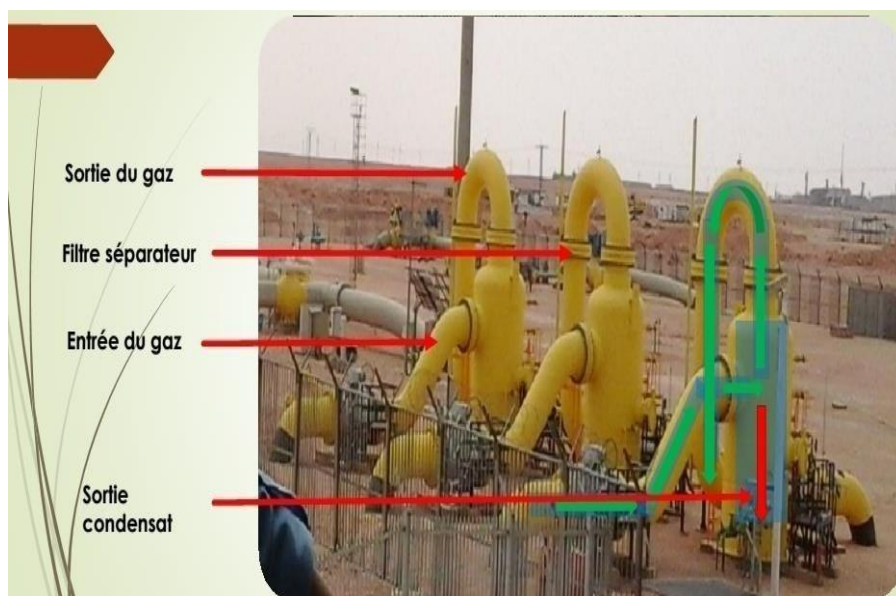


Figure I.10 : Les filtres séparateurs [9].

I.8.2.5. Les turbocompresseurs

Une fois que le gaz a traversé les trois filtres séparateurs où il a été soumis à des opérations d'épuration, il est recueilli dans une tuyauterie de 48 pouces et distribué à chaque compresseur dans une tuyauterie de 36 pouces.

Les turbocompresseurs jouent un rôle crucial dans la station. En général, la pression de gaz est de 51 bars à l'aspiration et de 69 bars au refoulement. Par conséquent, les turbocompresseurs augmentent la pression d'environ 18 bars.

Au refoulement, une pression de 73,5 entraîne l'ouverture de la soupape de sécurité de TC. Chaque compresseur dispose d'une vanne appelée (vanne de recyclage à chaud), qui est toujours ouverte lors du démarrage, mais qui se ferme ensuite de manière prudente. Le gaz de

refoulement des compresseurs est recueilli par ces vannes et renvoyé au collecteur d'aspiration par une pipe de 30 pouces.

Une vanne régulatrice (recyclage à froid FV 03042) est utilisée lors du refoulement de la station afin de réguler efficacement le débit de la station. Elle permet également de procéder à un recyclage partiel des trois turbocompresseurs ou à un recyclage complet d'un seul compresseur.

Le turbocompresseur est composé de deux composants essentiels.

I.8.2.5.1. La turbine

Le compresseur axial de la turbine est de type bi-arbre, avec 12 étages dont les quatre premiers sont flexibles pour ajuster le débit d'air. On procède à la combustion dans une pièce où le gaz combustible est brûlé avec de l'air comprimé. Ces gaz sont utilisés pour entraîner les roues hautes puis basse pression.

La rotation de l'arbre de la turbine résulte de la connexion entre l'arbre de compresseur et un autre arbre, connu sous le nom d'arbre de raccordement.

Le gaz générateur (GG) est toujours lubrifié avec de l'huile synthétique, tandis que le reste est lubrifié avec de l'huile minérale.

I.8.2.5.2. Le compresseur du gaz

Ce type de compresseur est caractérisé par la direction de flux est perpendiculaire que l'arbre, il est tout lubrifié par l'huile minérale au moyen des trois pompes qui sont les suivantes :

- Une pompe principale (pompe mécanique).
- Une pompe alternative lors du démarrage et l'arrêt de la machine [8].

I.8.2.7. Les silencieux

Sur le côté de la station de compression se trouvent les silencieux d'évent, qui sont spécialement conçus pour recevoir l'intégralité du flux de gaz refoulé en cas d'arrêt d'urgence de la station ESD (Emergency Shut Down).

Chaque silencieux a une capacité de dépressurisation de 66 m³/min et reçoit le flux de gaz provenant de sept BDV :



Figure I.13 : Les silencieux [9].

I.8.2.8. Le Skid d'air

Il existe deux compresseurs d'air (A0351A et A0351B), chacun entraîné par un moteur électrique avec une puissance de 64 W. Ils sont utilisés de manière alternée pour comprimer l'air instrument et l'air de service à une pression variant de 8 à 9 bars. Une fois la compression terminée et lorsque la température dépasse 55°C, l'air sera refroidi en utilisant un réfrigérant. L'air de service sera directement utilisé pour assurer l'étanchéité et les diverses opérations de nettoyage, tandis que l'air instrument est un air conditionné qui sera filtré puis réchauffé, avant d'être séché intégralement avant d'être utilisé par les équipements tels que les vannes pneumatiques... etc. [8].



Figure I.14 : Le skid d'air [9].

I.8.2.9. Turbo alternateur

Les turbogénérateurs fournissent l'électricité à la station et à la nouvelle base, comprenant principalement les composants suivants :

La turbine : c'est celle qui tourne avec une vitesse de 14900 tr / min et elle contient un seul arbre (mono arbre), la partie GG est lubrifiée par l'huile synthétique et l'autre par l'huile minérale

Le réducteur de vitesse : c'est celui qui permet de réduire la vitesse d'arbre de la turbine d'une vitesse de 14900 tr / min à une base vitesse estimée d'une valeur de 1500 tr / min correspondante une fréquence de 50 Hz.

$$V = \frac{\text{la fréquence}}{\text{nombre paire de pôles}} \times 60 \longrightarrow V = \frac{50}{2} \times 60 = 1500$$

L'alternateur : c'est l'élément principal qui produit l'électricité dont le rotor comporte un champ magnétique (quatre pôles) tourne autour des bobines placées au stator, cela permet de produire l'énergie électrique. Cette haute tension se convertit à une base tension d'ordre de 380 v au niveau des deux transformateurs [8].

I.9. Conclusion

Ce chapitre présente d'abord la situation géographique du site gazier de TFT, suivi d'une description des systèmes GR1 et GR2, comprenant leur tracé, les données fondamentales de la ligne et les conditions d'exploitation et climatiques. De plus, on présente également les différentes stations de compression, accompagnées d'une description détaillée de la station du TFT et de son équipement.

Chapitre II

*Généralités sur le transport de gaz naturel par
canalisation*

II.1. Introduction

Le gaz naturel est une énergie primaire bien répartie dans le monde, propre et de plus en plus utilisée. Elle dispose de nombreuses qualités abondance relative, souplesse d'utilisation, qualités écologiques, prix compétitifs. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, et la distribution.

II.2. Origine de gaz naturel

Le gaz naturel que nous utilisons aujourd'hui a pris naissance, il y a 600 millions D'années, à partir de restes végétaux et animaux.

L'exploration géologique et l'analyse de la structure du sous-sol permettent de déterminer la position des couches qui pourraient contenir du gaz naturel et/ou du pétrole.

Après des forages d'essai et d'évaluation effectués à l'aide d'un derrick, en vue de déterminer l'importance du gisement et sa qualité, on détermine la méthode de production. Le gaz brut est acheminé par des gazoducs, lorsque cela est nécessaire, vers une usine de traitement [14].

II.3. Compositions de gaz naturel

Le gaz naturel est composé d'hydrocarbures gazeux constitués de méthane CH_4 , d'éthane C_2H_6 , de propane C_3H_8 et de butane C_4H_{10} , il accompagne souvent le pétrole, car il s'est formé dans les mêmes conditions que ce dernier. Le gaz naturel fait partie des combustibles fossiles, il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures à l'état naturel sous forme gazeuse.

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie la plus utilisée dans le monde après le pétrole. Son usage est en développement important partout dans le monde.

Tableau II. 1 : composition du gaz naturel (puits Alrar- Illizi) [7].

Composants	Alrar
C1 %	82.72
C2 %	10.86
C3 %	1.62
iC4 %	0.1
nC4 %	0.16
iC5 %	0.02
nC5 %	0.01
nC6+ %	0
N2 %	0.42
CO2 %	4.09
He %	0
H2O (ppmv)	1

II.4. Propriétés de gaz naturel

- **Plus léger que l'air**

Contrairement au gaz propane, le gaz naturel est plus léger que l'air.

À l'air libre, il s'élève et se dissipe rapidement.

- **Inodore mais parfumé**

Le gaz naturel est inodore, mais on y ajoute un odorant pour des raisons de sécurité.

C'est le mercaptan qui lui donne une forte odeur d'œuf pourri. Cette odeur permet de détecter rapidement la présence de gaz naturel.

- **Ne s'enflamme pas facilement**

Il faut que le gaz naturel atteigne une concentration précise de 5 % à 15 % et qu'une source

d'ignition soit présente pour qu'il puisse s'enflammer. Hors de cette plage d'inflammabilité, le gaz naturel ne s'enflammera pas.

- **Non toxique**

Le gaz naturel est incolore, inodore et sans goût. C'est un gaz stable qui n'est ni toxique, ni corrosif. S'il se trouve en contact avec de l'eau, il ne se mélange pas et ne la contamine pas. Il fait des bulles, remonte à la surface et se dissipe rapidement dans les airs.

Avec de telles propriétés et en respectant les règles de base, le gaz naturel est une énergie très sécuritaire. [15]

II.5. Caractéristiques de gaz naturel

Pour définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans un gaz elle est les conditions déterminées de la température et de la pression.

II.5.1. Densité

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

II.5.2. Pouvoir calorifique

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m³) [15].

II.6. Le gaz naturel dans le monde et en Algérie

II.6.1 Le gaz naturel dans le monde

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (communauté des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de 50% à la production annuelle est très frappante.

Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes liés au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA. Les principaux producteurs sont proches des grands marchés consommateurs : Canada, Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie.

L'offre mondiale croît rapidement pour se situer dans l'intervalle 2520-2890 Gm³/an en 2000, puis dans l'intervalle 2960-3640 Gm³

II.6.2 Le gaz naturel en Algérie

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de HASSIR'MEL, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de AIN-SALAH qui sera

Exploité en l'an 2002.

L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales. L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m³ de Production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur [15].

II.7. Transport de gaz naturel par canalisation

II.7.1. Définition d'une canalisation

Une canalisation ou un pipeline (en anglais) est une conduite destinée à l'acheminement de matières gazeuses, liquides, ou polyphasiques, d'un endroit à un autre.

Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'aciers soudés de bout à bout, revêtus extérieurement voire intérieurement et généralement enfouis dans le sol.

Ces pipelines s'avèrent coûteux et parfois difficiles à mettre en œuvre selon les caractéristiques des terrains traversés (c'est le cas sous l'eau) [16].

II.7.2. Les caractéristiques de la canalisation

Les caractéristiques de la canalisation ainsi définies, diamètre et épaisseur permettant de fixer pression de service et perte de charges, conduisant à la détermination de l'énergie de pression à fournir au fluide par pompage ou par compression, le problème simple pour les fluides incompressibles, pour lesquels la perte de charges est proportionnelle à la distance, devient évidemment plus complexe pour les gaz, pour lesquels la perte de charge dépend de la pression moyenne dans le tronçon de la canalisation, donc l'espacement des points d'injection de puissance, c'est-à-dire des stations de compression [16].

II.7.3. Les types de canalisation

Le nom et le type d'une canalisation dépendent des caractéristiques physiques et des conditions d'acheminement du produit à déplacer.

- Pour le gaz naturel, on parle de **gazoduc**.
- Pour le pétrole, on parle **d'oléoduc**.
- Pour l'eau on parle **d'aqueduc**.
- Pour l'eau salée, on utilise le terme de **saumoduc**.
- Pour l'oxygène, on utilise le terme d'oxygénoduc ou **d'oxydes**.

- Or l'hydrogène, on utilise le terme d'**hydrogénéoduc** [16].

II.7.4. Les gazoducs

Ils sont le moyen de transport du gaz naturel le plus utilisé car ils sont fiables et rentables. Des tubes d'acier sont soudés pour former une canalisation pouvant atteindre plus de 3 000kilomètres de long. Le diamètre de ces tubes varie entre 20 à 48 pouces (1 pouce =2.54cm). Pour des raisons de sécurité et d'environnement, les gazoducs sont le plus souvent enterrés (de 1 à 1.5 mètre).

Cependant, dans les régions désertiques ou lorsque le sol est gelé (ex : pergélisol), le gazoduc est installé à même le sol. Les gazoducs sous-marins sont posés au fond de l'océan.

Chaque gazoduc à sa particularité c'est pour cela qu'il faut affecter à chaque conduite ses

Propres caractéristiques tels que :

- Les tronçons.
- La longueur en kilomètres.
- Le diamètre en pouce.
- Le produit qu'il transporte.
- Le nombre de stations de compression.
- La provenance et la destination.

Il existe deux types de gazoducs :

- **Gazoduc Amont :**

Les lignes amont transportent le gaz produit par les gisements vers les Centres de Dispatching.

- **Gazoduc Aval :**

Les lignes Aval transportent le gaz acheminé par les Gazoducs Amont vers les principales installations gazières nationales au nord ainsi que les clients de SONATRACH (Italie) [17].

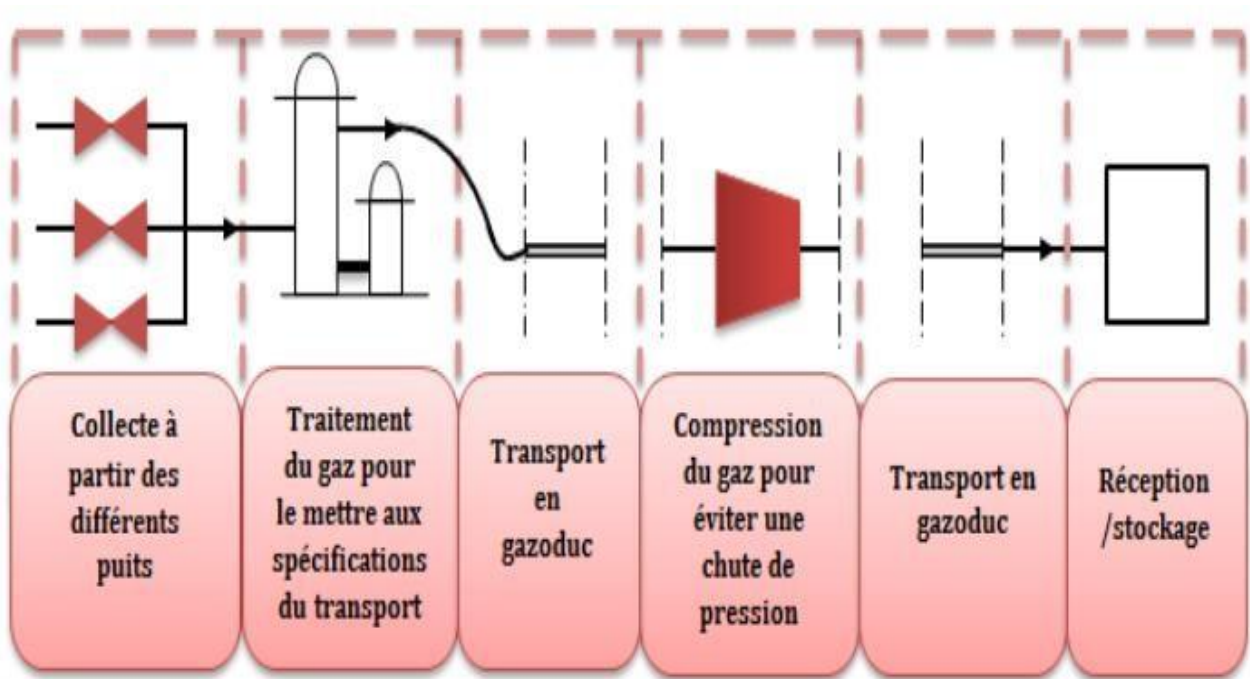


Figure II.1 : Chaîne de transport par gazoduc [17].

II.8. Les problèmes de transport de gaz naturel par canalisation

Les fuites de gaz : peuvent être causées par des problèmes dans les canalisations, des joints défectueux ou des dégâts causés par des tiers (tels que des travaux de construction). Les fuites peuvent engendrer des dangers pour la sécurité, des pertes de gaz et des pollutions environnementales.

La Corrosion : En raison de réactions chimiques avec le sol, l'eau ou d'autres substances présentes dans l'environnement, les canalisations de gaz naturel peuvent se corroder au fil du temps. Les canalisations peuvent être affaiblies par la corrosion, ce qui les rend plus vulnérables aux fuites.

Les limitations de débit : peuvent être causées par des obstructions ou des restrictions dans les canalisations, ce qui peut avoir un impact sur la capacité à satisfaire les demandes des clients.

Pression : Il est essentiel de maintenir une pression adéquate dans les canalisations afin de garantir un transport efficace et sécurisé du gaz naturel. Il est possible que des fluctuations de pression se produisent en raison de divers facteurs tels que la demande fluctuante ou les conditions météorologiques.

II.9. La relation entre la perte de charge et le transport du gaz par canalisation

Dans le transport de gaz naturel par canalisation, la perte de charge désigne la baisse de la pression du gaz le long de la conduite en raison de différents éléments tels que la friction entre le gaz et les parois de la canalisation, les variations d'altitude, les coudes, les vannes, etc. Il est essentiel de prendre en considération cette perte de charge lors de la conception et de l'exploitation des réseaux de distribution de gaz naturel.

II.10. Les types des pertes de charges

On distingue 2 Types de pertes de charges :

II.10.1. Les pertes de charge régulière

Les pertes de charge régulière représentent les pertes de charge par frottements dans les conduites. Elles sont provoquées par la viscosité du fluide.

$$\frac{\Delta E}{L} = \frac{\gamma}{D} * \frac{\rho * V^2}{2}$$

$\frac{\Delta E}{L}$: Perte de charge linéique en Pa/m

γ : Facteur de perte de charge s.u.

D : diamètre intérieur de la canalisation e m

ρ : Masse volumique e kg / m³

V : vitesse débitante en m /s

II.10.2. les pertes de charge singulière

Les pertes de charge singulière sont le résultat des variations de vitesses et des changements de directions du fluide provoqués par les formes et obstacles que rencontre le fluide en traversant un objet : Cônes, coudes, grilles, raccordements, jonctions... [18]

Elles sont données par la formule suivante :

$$\Delta P_c = k \frac{v^2}{2} \quad (\text{II.3})$$

ΔP_c : Perte de charge singulière en [pas].

K : coefficient dépendant de la forme de la singularité sans dimension.

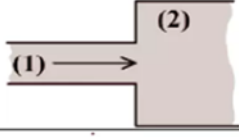
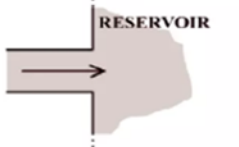
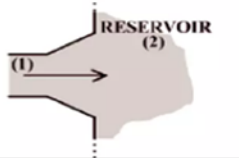
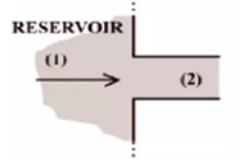
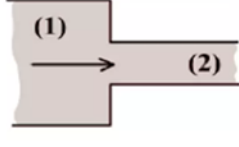
FORME DE L'OBSTACLE	COEFFICIENT DE LA PERTE DE CHARGE SINGULIERE
	$k = \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2$
	$k \approx 1$ en pratique : $1,06 > k > 1,1$
	$k = 0,2 + 2 \cdot \left(\frac{S_1}{S_2}\right)^2$
	$k \approx 0,5$
	$k = \left(\frac{1}{C_c} - 1\right)^2$ avec $C_c \approx 0,59 + 0,41\left(\frac{S_2}{S_1}\right)^3$

Tableau II.2 : Coefficient de la perte de charge singulière [18].

II.10.2.1. Élargissement brusque

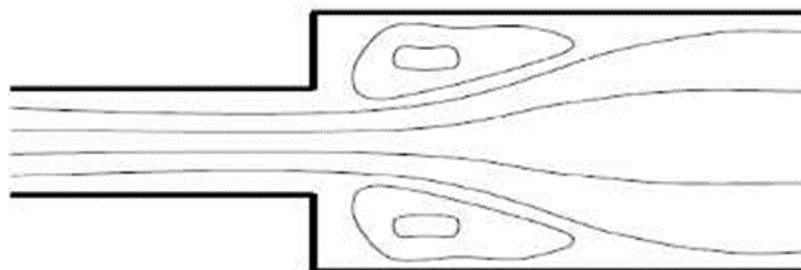


Figure II.2 : Elargissement brusque [18].

Un élargissement brusque est représenté sur la figure (II.3), une théorie élémentaire est basée sur un bilan de quantité de mouvement permet d'obtenir l'expression suivante pour la perte de charge.

$$\Delta P_c = \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2 \rho \frac{v^2}{2} \quad (\text{II.4})$$

Lorsque $S_2 \rightarrow \infty$ c'est-à-dire lorsqu'un conduit de section S_1 débouche dans un réservoir de très grande section, la perte de charge est :

$$\Delta = \rho \frac{v^2}{2} \quad (\text{II.5})$$

Cette perte de charge correspond à la dissipation complète de l'énergie cinétique du fluide par les forces visqueuses.

II.10.2.2. Diffuseur :

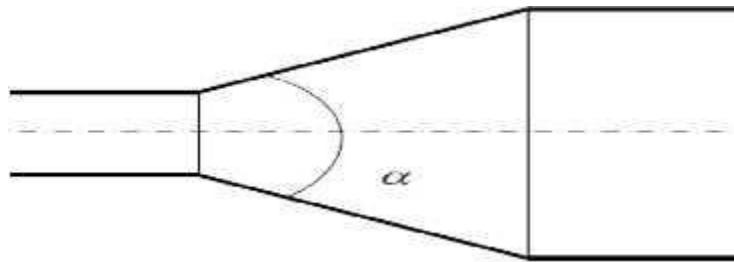


Figure II.3 : Diffuseur conique [18].

Si l'élargissement est graduel, l'élément est appelé diffuseur et la perte de charge associée est généralement plus faible, elle peut se mettre sous la forme :

$$\Delta P_c + \Delta P_f = G \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2 \rho \frac{v^2}{2} \quad (\text{II.6})$$

ΔP_f Perte de charge associée au frottement.

Le coefficient G dépend à la fois de l'angle α du diffuseur et du rapport S_1/S_2 .

G est au voisinage de 0.15 pour des faibles valeurs de α de l'ordre de ou inférieur à 7° . Pour des angles α plus importants G augmente rapidement.

II.10.2.3. Rétrécissement brusque

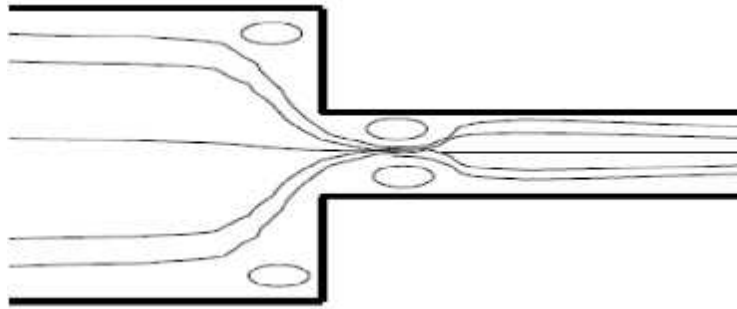


Figure II.4 : Rétrécissement brusque [18].

Les pertes de charge sont surtout associées dans ce cas à l'écoulement en aval de la contraction. Le coefficient k associé à ce type d'élément est donné ci-dessous pour quelques valeurs du rapport $S1/ S2$.

$\frac{S1}{S2}$	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
K	0.37	0.35	0.32	0.27	0.22	0.17	0.10	0.06	0.02	0

II.10.2.4. Les coudes

Pour un coude à 90°, arrondis à section circulaire, carré ou rectangulaire à grand coté perpendiculaire au rayon de courbure

Pour un coude à 90°, arrondis à section rectangulaire à grand coté suivant le rayon de courbure Pour un coude à 90°, brusque :

- Avec arrondi extérieur $k=1$

Rd	0.5	0.75	1	1.5	2
K	1.5	0.7	0.45	0.3	0.3

- Sans arrondi extérieur $k= 1.5$

En réalité ces 2 types de pertes de charges ne sont pas toujours séparés, ainsi dans un coude Arrondi il y a une part de perte de charge singulière due au changement de direction et une part de perte de charge régulière due aux frottements sur la longueur de conduite formée par le coude. Une addition des 2 pertes de charges peut être nécessaire si les surfaces de frottements sont

importantes (un serpentín constitué de coudes par exemple) mais en général, les pertes de charge régulières sont négligées pour les éléments singuliers. [19].

II.11. Le régime d'écoulement

La nature du régime d'écoulement se détermine par le « nombre de Reynolds » qui a

Pour expression :

$$\text{Re} = \frac{\rho \cdot U \cdot D}{\mu} = \frac{U \cdot D}{\nu} \quad (\text{II.7})$$

Où :

ρ : est la masse volumique du fluide, (kg/m³)

μ : sa viscosité dynamique (kg/m.s)

ν : sa viscosité cinématique, (m²/s)

D : le diamètre du tube. (m)

U : la vitesse d'écoulement du fluide (m/s)

Lorsque le nombre de Reynolds est faible, les lignes de courant sont stationnaires et l'écoulement est dit laminaire. Au contraire lorsque le nombre de Reynolds est grand, les lignes de courant deviennent in stationnaires et l'écoulement est dit turbulent.

A ces deux types d'écoulement fondamentalement différents correspondent des pertes de charge différentes. [19]

II.11.1. Le régime laminaire

Considérons un tube cylindrique horizontal de rayon R et de longueur L dans lequel on étudie l'écoulement d'un fluide en régime laminaire, Lorsque le fluide pénètre dans le tube, sa vitesse augmente pour atteindre une valeur stationnaire au bout d'une certaine distance appelée "longueur d'entrée" L_E . [20]

L_E : est la longueur de la conduite nécessaire à l'établissement du régime stationnaire pour lequel la pression diminue linéairement avec la distance.

L'établissement du régime permanent dans une conduite correspond à l'épaississement continu des couches limites. Avec le développement progressif de la couche limite la vitesse de la partie centrale croît pour assurer la conservation du débit ce qui entraîne un gradient longitudinal de la pression.

Le profil de la vitesse prend une forme parabolique,

$$U(r) = U_m \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad (\text{II.8})$$

Avec $U_m = 2e$ (II.9)

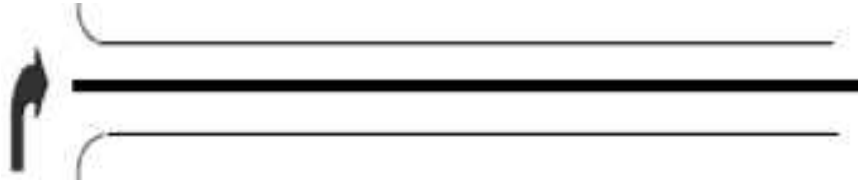


Figure II.5 : Ecoulement laminaire dans le conduit cylindrique [20].

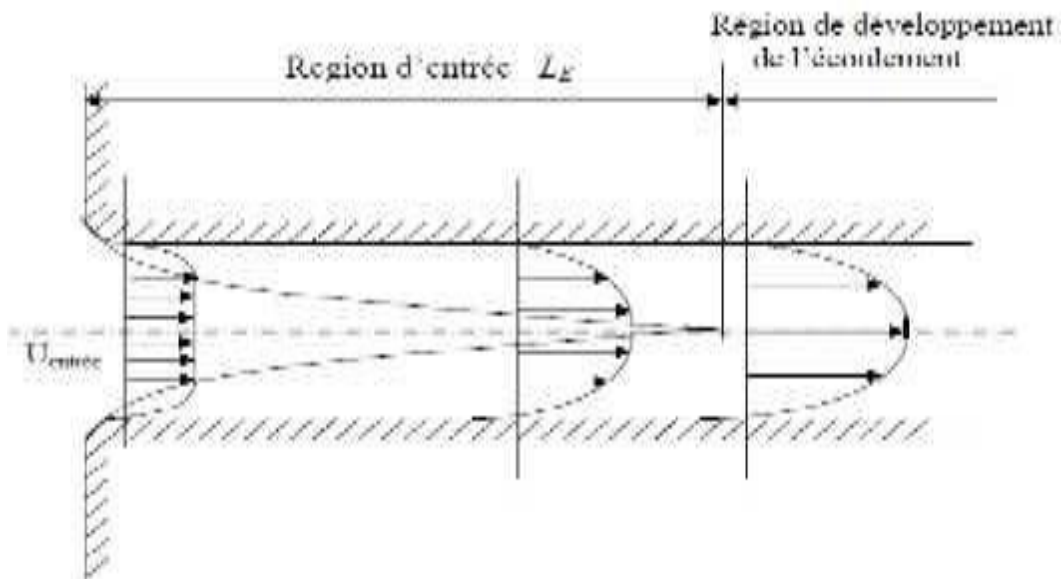


Figure II.6 : Evolution de l'écoulement laminaire dans une conduite cylindrique [18].

II.11.2. Le régime turbulent

On dit qu'un écoulement est turbulent lorsque le mouvement des particules fluides se fait d'une façon irrégulière et que les fluctuations aléatoires de vitesse se superposent au mouvement moyen du fluide, on peut observer ce type d'écoulement par exemple dans le cas d'un filet d'eau s'échappant d'un simple robinet, pour un débit plus important et à vitesse plus élevée on constate que les filets d'eau oscillent autour d'une position moyenne et l'écoulement prend un aspect

irrégulier et turbulent.

Pour le cas d'un écoulement turbulent dans une conduite cylindrique, La vitesse du fluide est telle que la couche limite ne peut pas envahir toute la section de la conduite. De plus, il y a développement d'une couche limite turbulente après une longueur L_T puis établissement de celle-ci lorsque son épaisseur atteint une valeur proche de $0,2D$ (D est le diamètre de la conduite), après une longueur d'entrée L_E . La région centrale présente alors un profil presque plat (voir figure (II.4)). [19]

Le profil de vitesse peut être approximativement représenté par une loi de puissance décrit par la fonction :

$$U(r) = U_m \left(\frac{r}{R} \right)^n \quad (\text{II.10})$$

Avec $6 \leq n \leq 10$ et dépend du nombre de Reynolds et $U_m = 1,2U_e$



Figure II.7 : Ecoulement turbulent dans le conduit cylindrique [20].

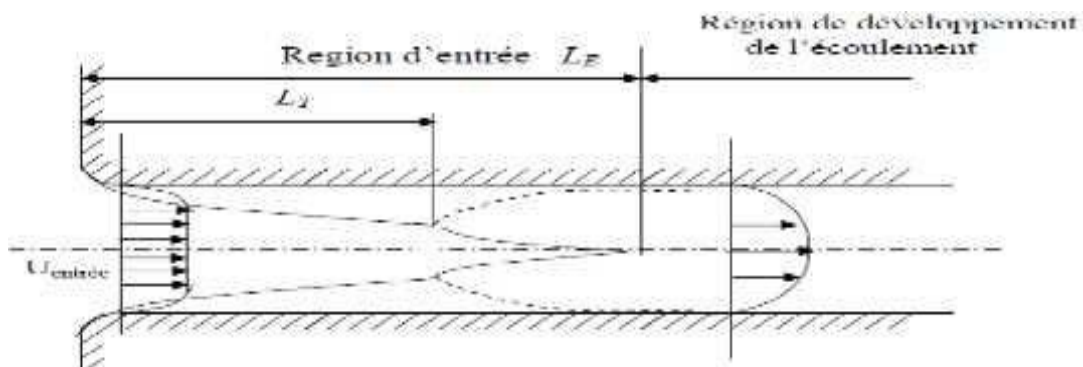
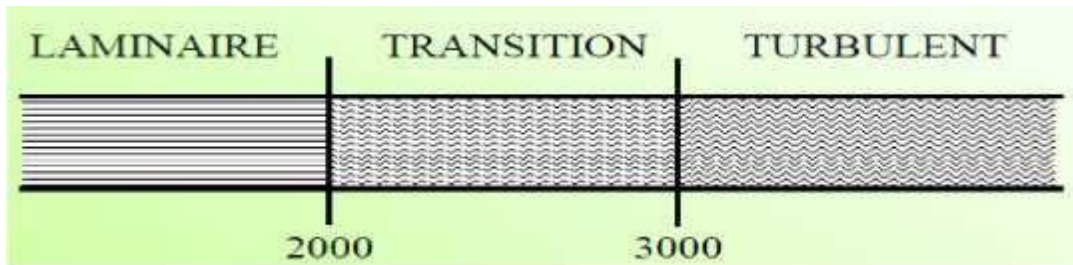


Figure II.8 : Evolution de l'écoulement turbulent dans une conduite cylindrique [18].

II.11.3. Le régime de transition

Ce régime se situe entre le régime laminaire et turbulent ; et dans lequel l'écoulement est incertain ou instable pouvant être soit laminaire, soit turbulent soit passé d'un régime à l'autre :

$$2000 < Re < 3000$$



FigureII.9 : La zone de régime transitoire [20]

Le caractère incertain du régime de transition nous le fera assimiler dans nos calculs de pertes de charge au régime turbulent. [20]

II.12. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons discuté de la définition du gaz naturel, de ses caractéristiques, de ses composants et de son importance dans le monde et en Algérie en particulier. Nous avons étudié le processus de transport du gaz naturel à travers le réseau de gazoducs. En étudiant les problèmes qui y sont liés, nous avons abordé le problème de la perte de pression, qui fait partie des problèmes les plus importants auxquels sont confrontées les entreprises dans ce domaine.

Chapitre III

Méthodes et calculs

III.1. Introduction

Lors du transport de gaz naturel sur la ligne ALRAR - Hassi R'MEL, plusieurs facteurs entraînent une diminution progressive de la pression, de la température et du débit du gaz. Cela peut affecter l'efficacité du transport, des interruptions de service, une baisse de la qualité de la distribution, et augmenter les risques de fuites et de ruptures du pipeline. Le calcul et l'analyse de ces phénomènes permet d'identifier ces problèmes.

III.2. Calcul des gazoducs [22]

III.2.1. Calcul des propriétés physico-chimiques du gaz naturel

III.2.1.1. Masse moléculaire

La masse moléculaire peut être déterminée, sur la base de la composition du gaz, par l'expression suivante :

$$M_g = \sum_{i=1}^n M_i \cdot r_i \quad (\text{III.1})$$

Où :

M_i : Masse moléculaire d'un composant.

r_i : Concentration molaire de ce composant.

n : Nombre de composants du gaz .

III.2.1.2. Constante du gaz

$$R_j = \frac{R}{M_g} \quad (\text{III.2})$$

R : Constante universelle des gaz ($R = 8314 \text{ J/mol } ^\circ\text{C}$).

M_g : Masse moléculaire du gaz.

III.2.1.3. Densité relative

Densité d'un gaz par rapport à l'air et rapport entre la masse d'un certain volume de gaz et la masse du même volume d'air dans les mêmes conditions de température et de pression.

On a : $P.V = M.R.T$ pour les gaz réels.

$$\text{Pour le gaz naturel : } \frac{P}{\rho_g} = Z . R_g . T = Z . \frac{R}{M_g} . T \quad (\text{III.3})$$

$$\text{Pour l'air : } \frac{P}{\rho_{air}} = Z . R_{air} . T = Z . \frac{R}{M_{air}} . T \quad (\text{III.4})$$

$$\text{D'où : } \frac{(2-3)}{(2-4)} = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{M_g}{M_{air}} = \frac{R_{air}}{R_g} \quad (\text{III.5})$$

Donc :

La densité relative du gaz est donnée par la formule :

$$\Delta = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{M_g}{M_{air}} = \frac{R_{air}}{R_g} \quad (\text{III.6})$$

III.2.1.4. Chaleur spécifique

Pour le gaz naturel la chaleur spécifique peut être déterminée à partir de la température et la pression moyenne par la formule suivante :

Avec :

$$C_p = \left(48,13 + 4,58 \cdot 10^{11} \cdot \frac{P_m}{T_m^5} \right) \cdot T_m^{0.665} \left(\frac{kJ}{Kg \cdot ^\circ K} \right) \quad (\text{III.7})$$

P_m : Pression moyenne en bar.

T_m : Température moyenne en °K.

III.2.1.5. Pouvoir calorifique inférieur du gaz

On peut calculer le pouvoir calorifique inférieur d'un gaz par la méthode suivante :

$$PCI = \sum_{i=0}^n PCI_i \cdot r_i \quad (\text{III.8})$$

Où :

PCI : Pouvoir calorifique inférieur d'un composant.

r_i : Concentration molaire de ce composant.

n : Nombre de composants du gaz

III.2.1.6. Viscosité dynamique

$$\mu = (0,316 T_m + 0,0175 \cdot P_m + 1,63) 10^{-6} \quad (\text{III.9})$$

μ : Viscosité dynamique [Kg/m.s]

T_m : Température moyenne [°K]

P_m : Pression moyenne [bars].

III.2.1.7. Facteur de compressibilité moyen

Le facteur de compressibilité moyen est exprimé par la formule empirique suivante :

$$Z_m = 1 - 2 \cdot 10^6 \cdot \Delta^{1,5} \cdot \frac{P_m}{T_m^{3,5}} \quad (\text{III.10})$$

Où :

P_m, T_m : Respectivement la pression et la température moyennes en (bar) et (°K).

Δ : Densité relative du gaz.

III.2.1.8. Coefficient de Joules –Thompson

Le coefficient Joule-Thompson permet de réduire la température du gaz dans la canalisation. A partir de la pression et de la température moyennes, nous pouvons déterminer le coefficient Joule-Thompson :

$$D_j = \frac{5650}{T_m^{2,13}} \cdot \sqrt{224 - P_m} \quad (\text{III.11})$$

T_m : Température moyenne en °K.

P_m : Pression moyenne en bar.

III.3. Formule de base

L'équation principale de l'écoulement non permanent des gaz dans les gazoducs.

$$\frac{\partial[(1+\beta)\rho \cdot w^2]}{\partial x} + \frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial t} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{P g \cdot dz}{dx} - \frac{\gamma w^2}{2D} \quad (\text{III.12})$$

L'écoulement du gaz dans une conduite s'écrit à l'aide des équations de mouvement (3-12) et de continuité (3-13).

$$\frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial t} = - \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{(III.13)}$$

Où $1 + \beta$ - coefficient tenant compte de l'irrégularité de la vitesse le long de la conduite ; pour le régime turbulent $\beta = 0,02 - 0,03$ peut être négligé.

D : diamètre intérieur, constant, ne dépend pas de x.

S : section de passage.

C : vitesse de son.

Les signes (-) montrent :

- 1) Que la force de pression diminue le long du parcours.
- 2) Que les forces de pesanteur et de frottement agissent négativement le long du parcours.

Dans l'équation (3-13), la partie gauche représente la différence entre la quantité de gaz Q passant par les sections transversales $igh+digh$ et igh par unité de temps ;

La partie droite de la formule (3-13) représente l'accumulation de gaz dans le volume de base $S \cdot dhaut$,

En plus des équations de mouvement et de continuité, on peut également écrire l'équation d'état d'un gaz réel :

$$F(p, \rho, T) = 0 \quad \text{Ou bien} \quad \rho = \frac{P}{ZRT} \quad \text{(III.13 a)}$$

Pour l'écoulement permanent

En s'appuyant sur l'équation (3-12) on peut déduire le théorème généralisé de Bernoulli qui est valable pour l'écoulement permanent des gaz.

$$Z_2 - Z_1 + \int_{P_1}^{P_2} \frac{dp}{\rho \cdot g} + \frac{\alpha_2 \cdot w_2^2 - \alpha_1 \cdot w_1^2}{2g} + \gamma \cdot \frac{L \cdot w^2}{2g \cdot D} = 0 \quad \text{(III.13b)}$$

La relation (3-13 b) est appelée équation de l'énergie sous la forme mécanique ou équation généralisée de Bernoulli. On peut transformer sous la forme :

$$g \cdot (Z_1 - Z_2) + \frac{\alpha_1 \cdot w_1^2 - \alpha_2 \cdot w_2^2}{2} = \int_{P_1}^{P_2} V \cdot dp + \gamma \cdot \frac{L \cdot w^2}{2 \cdot D} \quad \text{(III.13c)}$$

Cette relation exprime le bilan de l'énergie mécanique

Cas particuliers : Si on néglige l'influence de ΔZ et si le diamètre est constant, $\alpha_1 = \alpha_2$ l'équation peut se mettre sous la forme :

$$\frac{dp}{\rho} + d\left(\frac{w^2}{2}\right) + \gamma \cdot \frac{dx}{D} \cdot \frac{w^2}{2} = 0 \quad (\text{III.14})$$

De cette relation, nous remarquons que la chute de pression dans une canalisation est due à l'augmentation du frottement, de la gravité et de la vitesse d'écoulement.

En introduisant l'équation de Continuité et en considérant l'équation d'état, nous pouvons l'exprimer

Sous la forme suivante :

$$-p dp = \frac{M^2 \cdot Z \cdot R \cdot T}{2 S^2} \left(\gamma \cdot \frac{dx}{D} - 2 \frac{dp}{\rho} \right) \quad (\text{III.14a})$$

On considère que la température est une valeur constante. En intégrant de P_1 à P_2 et de 0 à L obtient :

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{Z \cdot R \cdot T \cdot M^2}{S^2} \left(\gamma \cdot \frac{L}{D} + 2 \ln \frac{P_1}{P_2} \right) \quad (\text{III.14b})$$

Où L - longueur du tronçon considéré ; P_1 et P_2 - pression initiale et finale.

L'expression $2 \ln P_1/P_2$ tient compte de l'augmentation de l'énergie cinétique le long de la conduite.

L'expérience montre qu'on peut la négliger en comparaison avec $\lambda \cdot L/D$. On obtient :

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{16 \cdot Z \cdot R \cdot T \cdot \gamma \cdot L \cdot M^2}{\pi^2 \cdot D^5} \quad (\text{III.15})$$

$$\text{Où : } \frac{\pi D^2}{4} = S$$

Et finalement :

$$M = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{Z \cdot T \cdot L \cdot \gamma}} \quad (\text{III.16})$$

M : débit massique (kg/s).

T : température moyenne (°K).

P : pression (N/m).

L : long du tronçon (m).

D : diamètre extérieur (m).

R : constante du gaz (J/kg °k).

III.4. Calcul hydraulique du gazoduc

L'objectif du calcul hydraulique d'un segment de gazoduc entre deux points kilométriques est de déterminer la pression et la température finale. En d'autres termes, en connaissant le diamètre de la conduite et le débit à transporter, il est possible de calculer la variation de pression et de température le long du tronçon considéré.

La réalisation du calcul hydraulique d'un segment de gazoduc nécessite la disponibilité des données suivantes :

- Débit volumique ou massique du gaz.
- Composition du gaz.
- Densité du gaz.
- Longueur du segment.
- Diamètre de la conduite.
- Épaisseur de la paroi de la conduite.
- Rugosité équivalente ou moyenne de la paroi interne de la conduite.
- Chaleur spécifique.
- Viscosité cinématique ou dynamique.
- Coefficient de conductibilité thermique du sol et du revêtement.

Pour obtenir la pression d'aspiration exacte (pression finale), il est nécessaire de connaître les valeurs de la température moyenne et du coefficient de compressibilité moyen du gaz. En utilisant la méthode des approximations successives, des valeurs approximatives du coefficient de compressibilité moyen, de la température moyenne et du coefficient de Joule-Thompson doivent être introduites. Ensuite, les calculs sont répétés jusqu'à ce que la condition suivante soit satisfaite : [condition spécifique à préciser].

$$|Z_{mc} - Z_m| \leq 10^{-3}$$

Z_{mc} : Coefficient de compressibilité calculé.

Z_m : Coefficient de compressibilité estimé.

III.5. Détermination de la pression finale

Dans le cas où ($\Delta Z < 200$ m)

$$P_f = \sqrt{P_i^2 - \frac{M^2 \cdot Z_m \cdot R \cdot T_m \cdot L}{S^2 \cdot D^2}} \quad (\text{III.17})$$

Avec :

P_f : Pression sortie du tronçon (pascal).

P_i : Pression entrée du tronçon (pascal).

λ : Coefficient de perte de charge du tronçon.

R : Constante du gaz (J/Kg °K)

Z_m : Coefficient de compressibilité moyenne du tronçon.

T_m : Température moyenne (°K).

L : Longueur de tronçon (m).

M : Débit massique (Kg/s).

D : Diamètre intérieur de la conduite (m).

Dans le cas où ($\Delta Z > 200$ m)

$$P_f = \sqrt{P_i^2 \cdot e^{(-a \cdot i \cdot L)} - \frac{b \cdot M \cdot i^2}{a \cdot i}} (1 - e^{(-a \cdot i \cdot L)}) \quad (\text{III.18})$$

Avec :

$$a = \frac{2 \cdot g}{Z_m \cdot T_m} \quad (\text{III.19})$$

$$i = \frac{\Delta Z}{L} \quad (\text{III.20})$$

$$b = \frac{16 \cdot \gamma_m \cdot Z_m \cdot T_m \cdot R}{n^2 \cdot D^5} \quad (\text{III.21})$$

P_i : Pression entrée (de refoulement).

P_f : Pression sortie (pression d'arrivée).

ΔZ : La différence des cotes géodésiques.

L : Longueur du tronçon.

Z_m : Coefficient de compressibilité.

λ_m : Coefficient de perte de charge.

R : Constante du gaz.

T_m : Température moyenne.

D : Diamètre intérieur du conduit.

M_i : Débit circulant dans la ligne au point (i).

III.6. Pression moyenne

$$P_m = \frac{1}{L} \int_0^L P_x \cdot dx \quad (\text{III.22})$$

$$P_m = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{P_i^2 - (P_i^2 - P_f^2) \frac{x}{L}} \cdot dx \quad (\text{III.23})$$

Après intégration on aura :

$$P_m = \left(P_i + \frac{P_f^2}{P_i + P_f} \right) \quad (\text{III.24})$$

III.7. Calcul du coefficient des pertes de charge λ

III.7.1. Nombre de Reynolds

$$R_e = \frac{\rho \cdot U \cdot D}{\mu} = \frac{U \cdot D}{\nu} \quad (\text{III.25})$$

III.7.2. Nombre de Reynolds transitoire

$$R_{etr} = 11 \left(\frac{D_{int}}{2.e} \right)^{1,5} \quad (\text{III.26})$$

Le passage du régime de frottement mixte vers le régime quadratique à lieu quand R_e dépasse R_e transitoire. Si $Re < R_{etr}$ alors le régime est frottement mixte.

- Frottement mixte :

$$\gamma = \left(\frac{158}{Re} + \frac{2e}{D_{int}} \right)^{0,2} \quad (\text{III.27})$$

Régime quadratique :

$$\lambda = 0.067 \cdot \left(\frac{2e}{D_{int}} \right)^{0.2} \quad (\text{III.28})$$

Où

e : La rugosité absolue (mm).

η : La viscosité dynamique (kg /m.s).

$$\frac{2e}{D_{int}} : \text{Rugosité relative.} \quad (\text{III.29})$$

III.7.3. Formule de Colebrook

$$\frac{1}{\sqrt{\gamma}} = -2 \left(\frac{2,51}{R \cdot \sqrt{\gamma}} + \frac{e}{3,71 \cdot D} \right) \quad (\text{III-30})$$

Dans cette expression, le coefficient λ n'est pas déterminé de manière explicite, comme mentionné précédemment. Au lieu de cela, il est obtenu par le biais d'itérations successives, impliquant la rugosité relative e/D .

III.7.4. Diagramme de Moody

Le diagramme de Moody est un outil graphique qui permet de déterminer le coefficient de perte de charge en fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité relative de la conduite. Il se présente comme suit :

- **Axe horizontal** : Nombre de Reynolds (Re).
- **Axe vertical** : Coefficient de perte de charge (f).
- **Courbes** : Représentent différentes valeurs de la rugosité relative ($\frac{\epsilon}{D}$)

III.7.4.1. Utilisation du Diagramme de Moody

Calculer le nombre de Reynolds : Utiliser la formule du nombre de Reynolds avec les caractéristiques du fluide et de la conduite.

Déterminer la rugosité relative : La rugosité relative est le rapport entre la rugosité absolue (ϵ) de la paroi intérieure de la conduite et le diamètre de la conduite (D).

III.7.4.2. Lire le coefficient de perte de charge : Sur le diagramme de Moody, localiser le nombre de Reynolds sur l'axe horizontal et la rugosité relative sur les courbes. La valeur de f est lue sur l'axe vertical

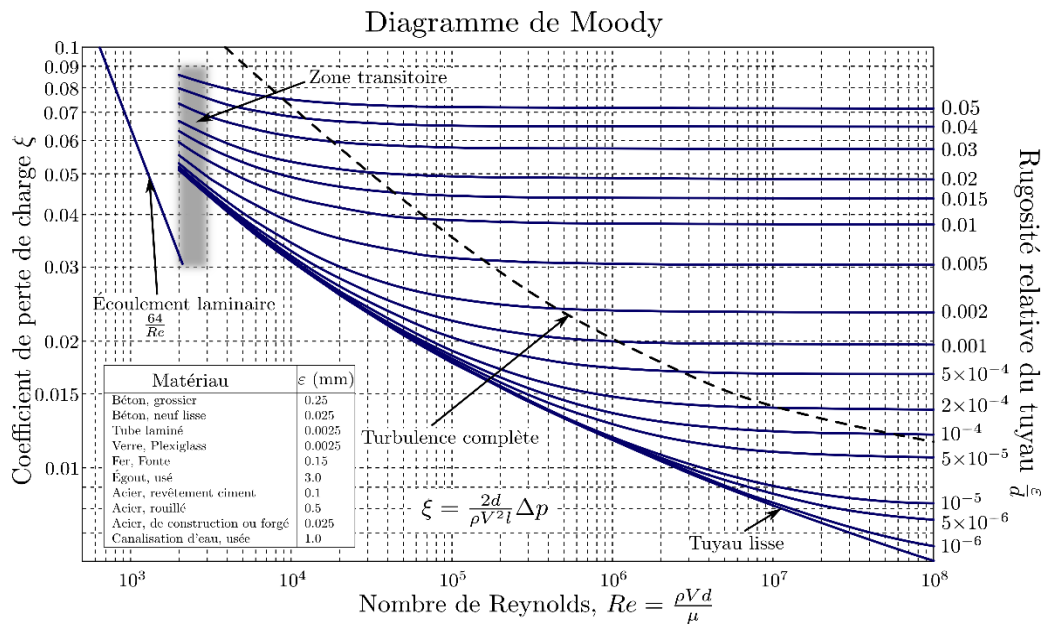


Figure III.1 Diagramme de Moody [7]

III.8. Répartition de la température

III.8.1. Facteur de variation de la température

Le facteur de variation de la température le long du tronçon du gazoduc est calculé comme suit :

(On l'appelle coefficient de Choukhov).

$$a = \frac{K \cdot \pi \cdot D_{ext} \cdot L}{M \cdot C_p} \tag{III.31}$$

Où :

K : Coefficient de transmission de chaleur [$J/m^2 \cdot s \cdot ^\circ K$].

Q : Débit volumique [m^3/s].

D_{ext} : Diamètre extérieur [m].

L : Longueur du tronçon [m].

C_p : Chaleur spécifique à pression constante du gaz [$J/Kg \cdot ^\circ K$].

M : Débit massique du gaz [Kg/s] ($M = \rho \cdot Q$ Où :

ρ : Masse volumique du gaz [Kg/m³])

III.8.2. Température du sol réduite

Elle est calculée par la formule :

$$T_{sr} = T_s - D_j \frac{P_i^2 - P_f^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_m} \quad (\text{III.32})$$

Avec :

D_j : Coefficient de Joule - Thompson (°k/bar).

P_m : La pression moyenne.

T_s : Température du sol en °K.

a : Coefficient de Choukhov.

III.8.3. Température moyenne

$$T_m = T_{sr} + \frac{T_i - T_f}{a \cdot L} \quad (\text{III.33})$$

Où :

T_{sr} : Température du sol réduite (°K).

, T_f : Température initiale et finale du gaz (°K).

III.8.4. Température finale

La formule de calcul de la température finale du gaz dans une conduite de longueur L est la suivante :

$$T_f = T_{sr} + (T_i - T_{sr}) \cdot e^{(-a \cdot L)} \quad (\text{III.34})$$

Donc :

$$T_f = T_s - D_j \frac{P_i^2 - P_f^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_m} + (T_i - T_s + D_j \frac{P_i^2 - P_f^2}{2 \cdot a \cdot L \cdot P_m}) \cdot e^{(-a \cdot L)} \quad (\text{III.35})$$

III.8.5. Calcul du coefficient global d'échange de chaleur

Le gaz émis par les stations de compression atteint des températures élevées afin d'augmenter sa pression dans le gazoduc. Cependant, la température du gaz diminue progressivement le long du pipeline en raison de deux principaux facteurs :

-L'effet de Joules -Thompson.

-Échange thermique avec le sol : Cet effet est caractérisé par un paramètre connu sous le nom de coefficient global d'échange de chaleur, noté K.

Le coefficient K dépend de plusieurs paramètres, notamment :

- Le régime d'écoulement.
- La nature du sol et ses propriétés physiques.
- L'humidité du sol.
- La profondeur à laquelle la conduite est posée.
- Le diamètre de la conduite et le type d'acier utilisé.
- Le type de revêtement.
- Les propriétés du gaz transporté.

La détermination du coefficient K peut être réalisée à l'aide de la relation suivante : [formule à spécifier].

$$K = \frac{\gamma_s}{\alpha_s} \cdot \left[0,8 + \left(\frac{D_{ext}}{\alpha_s} \right)^2 \right] \quad [K \text{ Cal} / m^2 \cdot h \cdot ^\circ C] \quad (\text{III.36})$$

On a: $H_{rd} = H_0 + \frac{\gamma_s}{\alpha_s} \quad [m] \quad (\text{III.37})$

Et: $\alpha_s = 5,3 + 3,6 \cdot V_{vent} \quad [Kcal / m \cdot h \cdot ^\circ K] \quad (\text{III.38})$

Avec :

H_{rd} : La fonction des pertes de chaleur au niveau de la surface du sol en [m] ; (S'il Ya du vent, il y'a une augmentation des pertes de chaleur).

λ_s : Coefficient de conductibilité thermique du sol en [Kcal/ m.h.°K] ; ($\lambda_s = 0,373$ Kcal/m.h.°K).

H_0 : La profondeur jusqu'au premier contact avec la conduite en [m] ; (dépend de la zone sur laquelle se trouve la canalisation ; elle est identique quel que soit la nature de terrain)

- Pour le nord $H_0 = 1$ m.
- Pour le sud $H_0 = 0,8$ m.

α_s : Coefficient de conductibilité thermique de la surface du sol vers l'air par convection en [Kcal/m. h.°K].

En générale : $\alpha_s = 10 \div 15$ [Kcal/m.h.°K].

V_{vent} : Vitesse du vent en [m/h].

III.9. Conclusion

Le calcul des propriétés thermo-physiques du gaz naturel, l'inclusion des pertes de charge dans les conduites représentent des éléments essentiels pour la conception et l'optimisation des systèmes de transport et de distribution du gaz naturel. Ces paramètres cruciaux permettent une analyse approfondie des performances des systèmes, garantissant une planification efficace et une utilisation optimale des ressources dans le cadre du transport et de la distribution du gaz naturel.

Chapitre IV

ANALYSE DES RESULTAS

IV.1. Introduction

Le transport de gaz naturel sur la ligne ALRAR - ROURD ENOUSS rencontre des défis liés à la baisse de pression, de température et de débit. Ces variations sont influencées par plusieurs facteurs, L'étude et l'analyse de ces phénomènes peut identifier les zones critiques et proposer des solutions d'optimisation

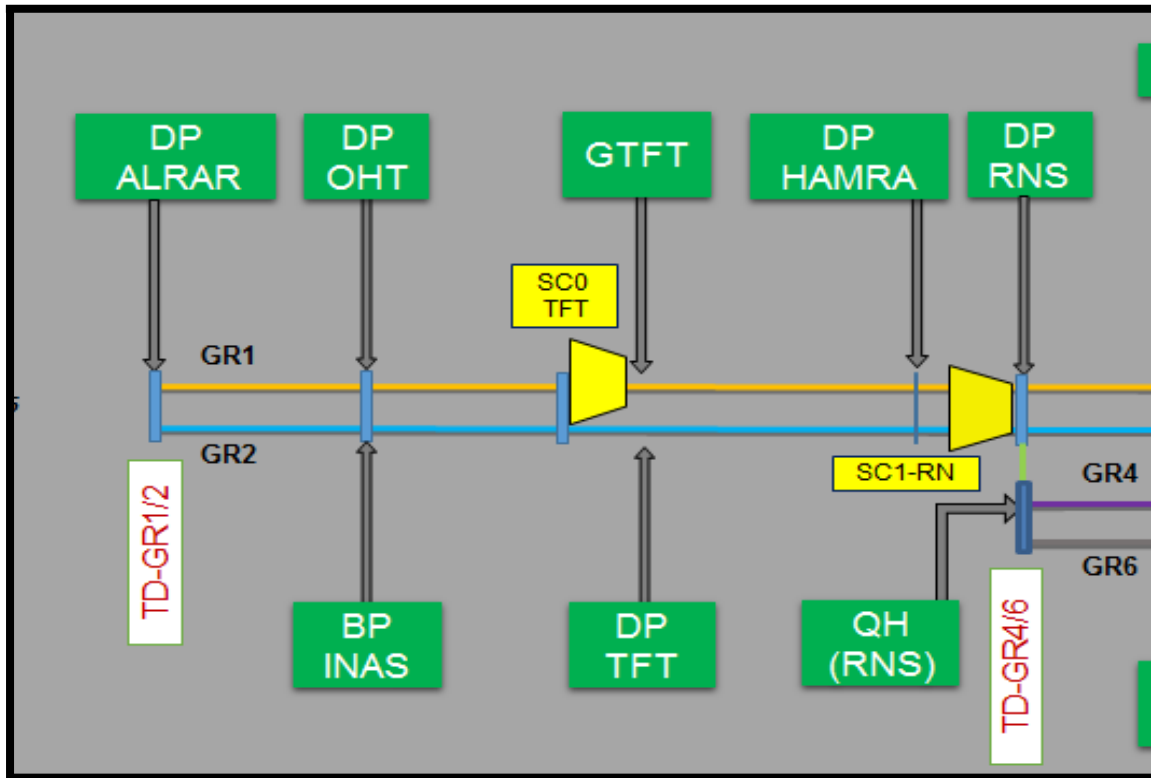


Figure IV.1 : Synoptique STC GR1 et GR2 [23].

IV.2. Les données du site

Les variations des valeurs entre la station ALRAR et la station de compression ROURD ENOUSS en Algérie ont été étudiées sur trois dates différentes, en utilisant des données calculées à partir de quatre stations distinctes le long du pipeline.

- Longueur du pipe $L = 432,72 \text{ Km}$ (LALARAR-TFT =232 ,38 Km \LTFT- RN =200,34Km)
- Débit nominale du gaz transporté $Q = 33.360830. 10^6 \text{Nm}^3/\text{h}$
- Diamètre extérieur de la conduite (GR1, GR2) $D_{ext} = 42 \text{ ''}$
- Epaisseur du pipe $\delta = 11,91 \text{ mm}$
- Diamètre intérieur de la conduite (GR1, GR2) $D_{int} = 1,04298 \text{ m}$
- La masse moléculaire du gaz $M_g = 18,5 \text{ (g/mole)}$

- Viscosité dynamique $\mu = 12,4 \cdot 10^{-6} \text{ (Kg/m. s)}$
- Rugosité équivalent $K_e = 0,015 \text{ mm}$
- Coefficient de transfert de chaleur $K = 1,8 \text{ (J/m}^2 \cdot \text{s. k)}$
- Chaleur spécifique à pression constante $c_p = 2550 \text{ (J/Kg. k)}$
- Coefficient de Joule Thomson $D_j = 0,35 \text{ (k/bar)}$
- Coefficient d'efficacité $\lambda = 90\%$
- Pouvoir calorifique inférieur $PCI = 40000 \text{ (KJ/N. m}^3)$
- Coefficient de compressibilité initiale $Z_{m0} = 0,9$
- Constante du gaz $R = 8.314 \text{ (J/Kg } ^\circ\text{K)}$
- Gravité $g = 9,81 \text{ m/s}^2$
- masse molaire de l'air $M_{air} = 28.965$.

Ces stations ont été sélectionnées en raison de leur emplacement stratégique le long du pipeline, permettant une évaluation complète des variations des valeurs entre les différentes étapes du processus de transport du pétrole.

Les calculs ont été effectués à partir de quatre tronçons différents :

- 4 De la première station de pompage à ALRAR à la poste de copure OHANT,
- 5 De la poste de copure OHANT à la station de compression TFT.
- 6 De la station de compression TFT à la poste de copure HAMRA,
- 7 De la poste de copure HAMRA à la station de compression de Roud Enouss.

IV.3. Calcul des propriétés thermo physiques de gaz naturel dans trois cas différents

A partir des données précédentes et les formules mentionnées dans le chapitre précédent, on trouve les résultats suivants :

- **Masse moléculaire**

D'après la formule (III.1) :

$$M_g = 18,5 \text{ (g/mole)}$$

- **Constante du gaz**

D'après la formule (III.2) :

$$R_g = \frac{8341 \times 10^{-3}}{18,5 \times 10^{-3}} = 449,4054 \text{ (J/Kg. K)}$$

- **Densité relative**

D'après la formule (III.6) :

$$\Delta = \frac{M_a}{M_{air}} = \frac{18,5}{28,9645} = 0,6385$$

IV.3.1. Premier cas le 25 février 2023

IV.3.1.1. Tronçon 1 (ALRAR- OHANET)

Tableau IV.1 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
0	101 000,00	42,00	11,91	1,04	8,00	72,45	18,50	100,00	64,21
101	101 000,00	42,00	11,91	1,04	8,00	72,45	18,50	100,00	64,21
ZGR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
709	42,00	60,00	0,90	0,0000126	6 997 876,92	0,0093	64,26	64,23	0,87
560	42,00	64,23	0,87	0,0000127	6 957 086,07	0,0093	64,35	64,28	0,87

IV.3.1.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT)

Tableau IV.2 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
101	131 380,00	42,00	11,91	1,04	22,04	199,58	18,50	100,00	64,35
232,38	131 380,00	42,00	11,91	1,04	22,04	199,58	18,50	100,00	64,35
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
560	42,00	60,00	0,90	0,0000126	19 277 401,44	0,0087	58,54	61,49	0,88
470	42,00	61,49	0,88	0,0000127	19 237 731,93	0,0087	58,73	61,58	0,88

IV.3.1.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA)

Tableau IV.3 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
232,38	165 220,00	48,00	12,70	1,19	27,02	244,69	18,50	100,00	58,73
397,6	165 220,00	48,00	12,70	1,19	27,02	244,69	18,50	100,00	58,73
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
470	28,65	60,00	0,90	0,0000122	21 361 974,97	0,0085	53,49	56,15	0,89
280	28,65	56,15	0,89	0,0000121	21 480 476,21	0,0085	53,53	56,17	0,89

IV.3.1.4. Tronçon 4 (HAMRA – RHOUD NOUSS)

Tableau IV.4 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 4 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
	397,6	35 120,00	48,00	12,70	1,19	33,64	304,61	18,50	100,00
432,72	35 120,00	48,00	12,70	1,19	33,64	304,61	18,50	100,00	53,53
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
280	28,65	60,00	0,90	0,0000122	26 592 673,46	0,0084	51,52	52,53	0,89
255	28,65	52,53	0,89	0,0000121	26 880 119,73	0,0084	51,52	52,53	0,89

IV.3.1.5. Discussion des résultats

La station de pompage ALRAR fonctionne à une température très élevée de 55°C et une pression de 64,21 bars. Ces conditions suggèrent un environnement de pompage intensif, probablement pour maintenir un débit élevé ou pour déplacer des fluides à haute viscosité.

À OHANET, la température et la pression sont légèrement inférieures à celles d'ALARAR. Le coefficient de perte de pression de 0,0093 indique une perte de charge modérée dans cette section, ce qui pourrait être dû à la friction interne des fluides ou aux caractéristiques des conduites utilisées.

À TFT, la température chute de manière significative à 26,7°C, et la pression est également réduite à 58,7 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0087 est légèrement inférieur à celui d'OHANET, ce qui suggère une meilleure efficacité ou des conditions de flux plus favorables dans cette section.

La température à HAMRA est de 28,65°C, semblable à celle de RHOUD NOUSS. Cependant, la pression mentionnée de 53.53 bars. Le coefficient de perte de pression est de 0,0085, ce qui est légèrement inférieur à celui de TFT, indiquant une perte de charge encore moindre.

La deuxième station de compression à RHOUD NOUSS fonctionne à une température de 28,65°C et une pression de 51,52 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0084 est le plus bas parmi les valeurs fournies, ce qui suggère une très bonne efficacité de compression et de transport dans cette section.

IV.3.1.6. Résumé

Les données montrent une variation de température et de pression à travers les différents points et stations. Les températures les plus élevées sont observées à ALRAR et OHANET, tandis que les pressions varient avec une mention notablement élevée à HAMRA qui pourrait nécessiter une vérification. Les coefficients de perte de pression diminuent progressivement, indiquant une amélioration de l'efficacité du flux à travers les différents points de mesure.

IV.3.2. Deuxième cas le 01 Mai 2023

IV.3.2.1. Tronçon 1 (ALRAR- OHANET)

Tableau IV.5 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].

PK-GR	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
1									
0	101 000,00	42,00	11,91	1,04	8,95	81,05	18,50	100,00	65,01
101	101 000,00	42,00	11,91	1,04	8,95	81,05	18,50	100,00	65,01
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
709	39,40	60,00	0,90	0,0000126	7 880 100,56	0,0092	64,92	64,97	0,87
560	39,40	64,97	0,87	0,0000126	7 825 915,13	0,0092	65,03	65,02	0,87

IV.3.2.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT)

Tableau IV.6 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
101	131 380,00	42,00	11,91	1,04	23,45	212,37	18,50	100,00	65,03
232,38	131 380,00	42,00	11,91	1,04	23,45	212,37	18,50	100,00	65,03
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
560	39,40	60,00	0,90	0,0000126	20 646 743,93	0,0087	58,52	61,83	0,88
470	39,40	61,83	0,88	0,0000126	20 594 158,67	0,0087	58,73	61,94	0,88

IV.3.2.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA)

Tableau IV.7 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
232,38	165 220,00	48,00	12,70	1,19	27,06	245,04	18,50	100,00	58,73
397,6	165 220,00	48,00	12,70	1,19	27,06	245,04	18,50	100,00	58,73
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
470	29,70	60,00	0,90	0,0000123	21 334 325,36	0,0085	53,45	56,14	0,89
280	29,70	56,14	0,89	0,0000122	21 452 759,33	0,0085	53,50	56,16	0,89

IV.3.2.4. Tronçon 4 (HAMRA – RHOUD NOUSS)

Tableau IV.8 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 4 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (bara)
397,6	35 120,00	48,00	12,70	1,19	28,06	254,10	18,50	100,00	53,50
432,72	35 120,00	48,00	12,70	1,19	28,06	254,10	18,50	100,00	53,50
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	λ	P2 (bara)	Pm (bara)	Zm
280	29,70	60,00	0,90	0,0000123	22 122 797,38	0,0085	52,13	52,82	0,89
255	29,70	52,82	0,89	0,0000121	22 352 216,10	0,0085	52,12	52,81	0,89

IV.3.2.5. Discussion des résultats

La station de pompage ALRAR opère à une température élevée de 50°C et à une pression de 65,01 bars. Ces conditions indiquent une activité de pompage soutenue, essentielle pour maintenir le débit requis dans le système de pipeline.

À OHANET, la température est plus basse à 39,40°C, mais la pression reste stable à 65,03 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0092 indique une perte de charge modérée, ce qui pourrait être attribué à la friction interne et à la conception du pipeline.

À TFT, la température chute encore plus à 28,8°C et la pression baisse à 58,73 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0087, légèrement inférieur à celui d'OHANET, suggère une meilleure efficacité de flux ou des caractéristiques plus favorables du pipeline dans cette section.

À HAMRA, la température est de 29,70°C et la pression est de 53,50 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0085 est légèrement inférieur à celui de TFT, indiquant une perte de charge encore moindre et une efficacité légèrement meilleure dans cette section.

La station de compression RHOUD NOUSS présente une température de 29,70°C et

une pression de 52,52 bars. Le coefficient de perte de pression est identique à celui de HAMRA à 0,0085, ce qui indique une continuité dans l'efficacité du transport et de la compression des fluides à travers cette section.

IV.3.2.6. Résumé

Les nouvelles données montrent des variations de température et de pression à travers les différentes stations et points d'injection. Les températures et pressions les plus élevées sont observées à ALRAR et OHANET, tandis que les températures baissent progressivement aux stations de compression TFT et RHOUD NOUSS. Les coefficients de perte de pression diminuent également progressivement, suggérant une amélioration continue de l'efficacité du flux à travers le système. Les températures plus basses aux stations de compression indiquent une gestion efficace de la chaleur, ce qui est crucial pour maintenir l'intégrité et la performance du pipeline.

IV.3.3. Troisième cas le 25 février 2024

IV.3.3.1. Tronçon 1 (ALARAR- OHANET)4

Tableau IV.9 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 1 [23].

PK-GR	L (m)	Dext (")	Epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (Kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (Bara)
1									
0	101 000,00	42,00	11,91	1,04	9,20	83,32	18,50	100,00	62,01
101	101 000,00	42,00	11,91	1,04	9,20	83,32	18,50	100,00	62,01
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	Λ	P2 (Bar a)	Pm (bara)	Zm
709	46,45	60,00	0,90	0,0000128	7 959 005,69	0,0092	61,80	61,91	0,88
560	46,45	61,91	0,88	0,0000128	7 938 262,53	0,0092	61,87	61,94	0,88

IV.3.3.2. Tronçon 2 (OHANET – TFT)

Tableau IV.10 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 2 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	Epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (Kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (Bara)
101	131 380,00	42,00	11,91	1,04	23,58	213,51	18,50	100,00	61,87
232,38	131 380,00	42,00	11,91	1,04	23,58	213,51	18,50	100,00	61,87
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	Λ	P2 (Bara)	Pm (bara)	Zm
560	46,45	60,00	0,90	0,0000128	20 395 817,19	0,0087	54,68	58,35	0,88
470	46,45	58,35	0,88	0,0000128	20 442 138,43	0,0087	54,82	58,42	0,88

IV.3.3.3. Tronçon 3(TFT - HAMRA)

Tableau IV.11 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 3 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	Epais (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (Kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (Bara)
232,38	165 220,00	48,00	12,70	1,19	24,34	220,39	18,50	100,00	54,82
397,6	165 220,00	48,00	12,70	1,19	24,34	220,39	18,50	100,00	54,82
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	Λ	P2 (Bara)	Pm (bara)	Zm
470	39,15	60,00	0,90	0,0000125	18 731 278,60	0,0085	50,15	52,52	0,89
280	39,15	52,52	0,89	0,0000124	18 928 688,36	0,0085	50,08	52,49	0,90

IV.3.3.4 Tronçon 4 (HAMRA – RHOUD NOUSS)

Tableau IV.12 : Propriétés thermo physiques du gaz naturel et pertes de charge du tronçon 4 [23].

PK-GR 1	L (m)	Dext (")	Epais s (mm)	Dint (m)	Q (MMSD)	M (Kg/s)	Mg (g/mol)	%λ	P1 (Bara)
	397,6	35 120,00	48,00	12,70	1,19	25,34	229,44	18,50	100,00
432,72	35 120,00	48,00	12,70	1,19	25,34	229,44	18,50	100,00	50,08
Z-GR1	Tm (C°)	Pm0 (bara)	Zm0	μ (Kg/m.s)	Re	Λ	P2 (Bara)	Pm (bara)	Zm
280	39,15	60,00	0,90	0,0000125	19 500 987,40	0,0085	48,85	49,47	0,90
255	39,15	49,47	0,90	0,0000124	19 791 667,22	0,0085	48,83	49,46	0,90

IV.3.3.5. Discussion des résultats

La station de pompage ALRAR fonctionne à une température très élevée de 60°C et une pression de 62,01 bars. Cette température élevée pourrait être due à l'énergie thermique générée par le pompage ou aux caractéristiques du fluide pompé.

À OHANET, la température est de 46,45°C et la pression est de 61,60 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0092 indique une perte de charge modérée dans cette section, probablement en raison de la friction et des caractéristiques du pipeline.

À TFT, la température reste la même qu'à OHANET à 46,45°C, mais la pression baisse à 54,68 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0087 est légèrement inférieur à celui d'OHANET, ce qui suggère une meilleure efficacité ou des conditions de flux plus favorables dans cette section.

À HAMRA, la température baisse à 39,15°C et la pression diminue à 50,15 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0085, inférieur à celui de TFT, indique une perte de charge encore moindre, ce qui peut refléter une bonne conception du pipeline et des conditions de flux optimales.

La station de compression RHOURE NOUSS présente une température de 39,15°C et une pression de 48,85 bars. Le coefficient de perte de pression de 0,0085, identique à celui de HAMRA, indique une continuité dans l'efficacité de la compression et du transport des fluides à travers cette section.

IV.3.3.6. Résumé

Les données montrent des variations de température et de pression à travers les différentes stations et points d'injection. Les températures les plus élevées sont observées à ALRAR et OHANET, tandis que les températures baissent aux points d'injection HAMRA et RHOURE NOUSS. Les pressions diminuent également de manière progressive à travers les stations, indiquant une baisse régulière de la pression à mesure que le fluide se déplace dans le pipeline. Les coefficients de perte de pression diminuent légèrement, reflétant une amélioration continue de l'efficacité du flux à travers le système.

IV.4. Comparaison entre les trois cas

Température et Pression : Dans les trois cas, la température commence à des niveaux élevés à ALRAR (entre 50°C et 60°C) et diminue progressivement à travers les différentes stations.

Les pressions initiales à ALRAR varient légèrement mais restent dans une gamme proche (entre 62,01 bars et 65,01 bars).

Coefficients de perte de pression : Les coefficients de perte de pression restent constants à travers les trois cas :

- 0,0092 à OHANET
- 0,0087 à TFT
- 0,0085 à HAMRA et RHOURE NOUSS

Remarque :

- Malgré les variations de température entre les cas, les coefficients de perte de pression restent stables, ce qui indique que la conception du système gère efficacement les changements de température.

-La pression diminue de manière constante à travers les trois cas, indiquant une perte d'énergie naturelle due à la friction et à la résistance dans les pipelines.

IV.5. Analyse des Variations des Valeurs entre les Stations de ALRAR à ROURD ENOUSS

Les variations de température et de pression tout au long du transport du gaz entre les stations jouent un rôle crucial dans la détermination de la perte de charge.

Effet de la pression : Une diminution de la pression tout au long du parcours, comme observé dans les données fournies, peut augmenter la perte de charge. Cela est dû au fait que la résistance au frottement est directement proportionnelle à la vitesse du gaz, qui elle-même dépend de la pression.

Effet de la température : Les variations de température influencent la viscosité du gaz et donc sa capacité à se déplacer à travers les tuyaux. Des températures plus élevées peuvent réduire la viscosité et potentiellement augmenter la perte de charge en augmentant la vitesse du gaz.

En d'autres termes, plus la constante de perte de charge est élevée, plus la résistance à l'écoulement du gaz à travers les conduites est grande. Cela se produit à mesure que la pression augmente ou que la température varie, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse d'écoulement du gaz et, par conséquent, une plus grande perte de pression due à la friction.

Ces constantes jouent un rôle crucial dans la conception des systèmes de transport de gaz, car elles permettent d'estimer et de calculer précisément les pertes de pression attendues en fonction des conditions opérationnelles spécifiques telles que la pression de départ, les variations de température et la longueur des conduites.

Ces variations temporelles peuvent être expliquées par plusieurs facteurs :

- **Friction et Rugosité des Parois du Pipeline**

Rugosité Interne du Pipeline : La rugosité des parois internes du pipeline affecte directement la résistance au fluide en mouvement, augmentant ainsi la perte de charge. Les

sections de pipeline plus anciennes ou plus usées peuvent présenter une rugosité accrue, entraînant des pertes de charge plus élevées.

- **Débit du Fluide Transporté**

Variations de débit : Les changements dans le débit du fluide transporté peuvent influencer les valeurs de perte de charge. Un débit plus élevé augmente la vitesse du fluide, entraînant une augmentation des pertes de charge dues à la friction. À l'inverse, un débit plus faible réduit les pertes de charge mais peut affecter la pression disponible aux stations de pompage.

- **Variations de Pression**

Différences de Pression : Les variations de pression le long du pipeline influencent directement les valeurs de perte de charge. Des pressions plus élevées à certaines stations peuvent indiquer une résistance accrue au flux, augmentant ainsi les pertes de charge.

- **Température du Fluide**

Impact de la température : Les variations de température du fluide transporté influencent sa viscosité et sa densité. Une augmentation de la température diminue la viscosité du fluide, réduisant ainsi les pertes de charge en raison d'une friction moindre. À l'inverse, une diminution de la température augmente la viscosité et peut augmenter les pertes de charge.

- **Modifications Géométriques du Pipeline**

Coudes, Vannes et Autres Obstacles : Les modifications géométriques telles que les coudes, les vannes et les changements de diamètre dans le pipeline introduisent des perturbations dans le flux du fluide. Cela peut augmenter la turbulence et par conséquent les pertes de charge.

- **Conditions Environnementales et Climatiques**

Conditions Climatiques : Les variations saisonnières et les conditions météorologiques locales affectent la température du sol et, par extension, la température du fluide dans le

pipeline. Ces variations influencent directement la viscosité du fluide et peuvent entraîner des fluctuations dans les valeurs de perte de charge.

- **Entretien et État du Pipeline**

État du Pipeline : L'âge, l'usure et l'entretien du pipeline jouent un rôle crucial dans la réduction ou l'augmentation des pertes de charge. Un pipeline bien entretenu avec une rugosité minimale des parois internes réduira les pertes de charge par rapport à un pipeline plus ancien ou mal entretenu.

IV.6. Solutions pour Réduire les Pertes de Charge

- **Amélioration de la Maintenance et de l'Entretien**

Maintenance Régulière : Assurer une maintenance périodique pour garantir que les parois internes du pipeline restent lisses et propres, réduisant ainsi la friction et par conséquent les pertes de charge.

- **Optimisation des Conditions Opérationnelles**

Régulation de la Pression et du Débit : Ajuster les opérations pour maintenir une pression et un débit stables en tout temps, minimisant les fluctuations qui peuvent causer des pertes de charge.

- **Amélioration du Design du Pipeline et de l'Infrastructure**

Réduction des Coudes et des Obstacles : Minimiser le nombre de coudes et d'obstacles dans le tracé du pipeline pour réduire les perturbations et les pertes de charge associées.

- **Utilisation de Technologies d'Écoulement Optimales**

Matériaux Anti-Corrosion : Utiliser des matériaux de pipeline résistants à la corrosion pour maintenir la fluidité et l'efficacité à long terme.

- **Adoption de Nouvelles Technologies et Innovations**

Systèmes de Contrôle Avancés : Mettre en œuvre des systèmes de contrôle automatisés et avancés pour surveiller et détecter les restrictions dans le pipeline, réduisant ainsi les pertes de charge.

- **Recherche de Solutions Innovantes**

Technologies de Surveillance Avancées : Explorer des technologies telles que les robots d'inspection et l'imagerie par satellite pour une surveillance précise des pipelines et la détection précoce des problèmes potentiels.

- **Formation et Sensibilisation**

Renforcement des Compétences : Former et sensibiliser le personnel sur l'importance de la maintenance régulière et du suivi des conditions opérationnelles pour réduire les pertes de charge.

- **Collaboration et Partenariat**

Coopération avec les Parties Concernées : Collaborer avec des entreprises spécialisées et des organismes gouvernementaux pour échanger des connaissances et des expériences afin d'améliorer l'efficacité des pipelines et de réduire les pertes d'énergie.

L'implémentation de ces solutions nécessite une planification minutieuse et une coordination efficace entre les différentes divisions et entreprises impliquées, mais elles contribueront à améliorer l'efficacité du système de pipeline et à réduire les pertes de charge de manière significative.

IV.7. Conclusion

Ce chapitre dédié aux résultats des propriétés thermo physiques du gaz naturel et aux pertes de charge dans la conduite GR1 d'ALRAR à RHOUD NOUSS à travers trois scénarios différents nous a permis d'identifier des solutions pour minimiser les pertes de charge et améliorer le réseau de transport de gaz par canalisation.

Conclusion générale

Ce mémoire sur le calcul des stations de compression met en évidence l'importance d'une analyse approfondie et précise des divers aspects des systèmes de compression dans les infrastructures gazières. La station de compression joue un rôle crucial dans le transport efficace et sécurisé du gaz naturel sur de longues distances.

L'étude a examiné plusieurs aspects clés du calcul des stations de compression, notamment la modélisation du comportement des fluides, l'évaluation des pertes de charge et l'analyse de l'efficacité énergétique.

Le dimensionnement des équipements de compression, tels que les compresseurs, est essentiel pour garantir une pression adéquate et un débit suffisant dans le système de gazoducs. Les calculs ont permis de déterminer les spécifications nécessaires en termes de capacité, de puissance requise et de configuration optimale des compresseurs.

La modélisation du comportement des fluides, prenant en compte les propriétés thermo physiques du gaz naturel, a permis d'évaluer les variations de pression, de température et de densité dans le système de compression. Cela a permis de prévoir les performances du système dans différentes conditions de fonctionnement et de garantir une exploitation sûre et efficace.

L'évaluation des pertes de charge dans les conduites a permis de quantifier les pertes d'énergie dues aux frottements et aux changements de section. Ces calculs ont permis de déterminer les pressions nécessaires pour maintenir un débit de gaz spécifié et garantir un transport optimal à travers les gazoducs.

L'analyse de l'efficacité énergétique a permis d'évaluer la consommation d'énergie de la station de compression et d'identifier des moyens d'optimiser cette consommation. Des stratégies telles que l'utilisation de technologies avancées, la récupération de chaleur et l'optimisation des processus ont été étudiées pour réduire l'impact environnemental et améliorer l'efficacité globale de la station de compression.

En conclusion, ce mémoire a permis d'approfondir les connaissances sur le calcul des stations de compression et ses différents aspects. Les résultats obtenus fournissent des informations précieuses pour la conception, l'exploitation et l'optimisation des infrastructures gazières, en favorisant une utilisation plus efficace des ressources, une meilleure performance énergétique et une exploitation sûre des systèmes de compression.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] A.Dourouni, A.Daghma, A.Guechef. Vérification de dimensionnement du ballon de séparation D104B au niveau de l'UTGA, Département Génie de Raffinage, Mémoire Master, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued. 2022
- [2] M.Zarour, K.Boumachaal. Etude d'une station de compression de gaz naturel par le système numérique de commande et de contrôle (DCS), Département électronique, Mémoire Master, Université de Jijel. 2017
- [3] Document de la société TFT/ SONATRACH.
- [4] Etude et Amélioration des Performances de la turbine a gaz MS5002C, Mémoire Master, Université Mouloud Maameri Tizi-Ouzou.
- [5] S.Chaterbache. Analyse et maîtrise des risque liés au traitement de gaz associes, Département Génie de procédés industriels, Mémoire Master, Université M'Hamed Bouguerra Boumerdès. 2019.
- [6] M28-Installation, dépannage-instrumentation industrielle GE-ESA Cours manuel opérateur (SC TFT et extension SC gazoduc GR1/GR2).
- [7] Document de la société RTI/ SONATRACH
- [8] Bensaid Housseem Eddine. Rapport de stage TFT. 2018
- [9] Askri Mohamed. Rapport de stage Station de compression du gaz naturel TFT. 2016.
- [10] Présentation de l'activité transport par canalisation TRC. Rapport interne SONATRACH, 2007.
- [11] : Rapports internes divers « Caractéristiques techniques GR4, Données GR1/GR2, Prix de revient Gaz 2009, Données gaz, Rapport optimisation Gaz... ». Activité transport par canalisation TRC-SONATRACH, 2009.
- [12] Étude de dangers d'un ouvrage de transport de gaz naturel Rév : 2016 – décembre 2017 ;site GRTGaz : https://www.normandie.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/1-p7-1-edd_partie_generique.pdf
- [13] SH RTI rapports de stage station de compression Rhourde Nous (imad)
- [14] L. CHEBLI, Y. ABBASSI ; « Rapport de stage de centre de formation » ; Hassi R'mel ; Mars 2012.
- [15] CHEBLI Laid et ABBASSI Youcef ; calcul des paramètres de fonctionnement du dépropaniseur (unité (38) ; traitement de GPL) “ module III à HASSI R'MEL “ université MOHAMED KHIDER BISKRA ; Juin 2012.
- [16] A. ROJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS ; « Le gaz naturel : Production, traitement, transport » ; Editions Technip-Paris ; 1994.

- [17] :SONATRACH, PetroGasConsult, Calcul thermohydraulique des gazoducs.
- [18] I.E. Idel'cik, Mémento des pertes de charges : Coefficients de pertes de charge singulières et de pertes de charge par frottement, Eyrolles, novembre 1986, 3e éd., 504 p. (ISBN 2-212-05900-0)
- [19] SEMM (Service Enseignement et Multimédia) Université de Lille - Sciences et Technologies ; juillet 2015
- [20] Stéphane CHAUSSEMENT ; Statique et dynamique des fluides ; université d'Angers ; Janvier 2011.
- [21] Mémoire sur le calcul hydraulique d'un gazoduc : Analyse des caractéristiques du fluide, de la géométrie du tuyau et des exigences de débit.
- [22] OUGHLANE SABRA , DIDI OUM KALTOUM : Etude de l'effet des pertes de charges des tronçons ALRAR- OHT/OHT-TFT aux différentes périodes sur l'autoconsommation de la station de compression du GN -TFT- ; Mémoire Master, Université Frères Mentouri Constantine -1 2023