

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR

ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABDERRAHMANE MIRA BEJAIA

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Par :

LARABI Amine

MEDJOU DJ Ziad

Thème

Détermination de paramètres d'exploitation du Gazoduc GG1 Hassi R'mel – Les Issers

– Sonatrach Bejaia –

Soutenu le 13/06/2023 devant le jury composé de :

Mr. BENSLIMANE Abdelhakim

Président

Mr. SAHI Adel

Rapporteur

Mr. HAMICI Nadjib

Examineur

Année Universitaire 2022-2023

Remerciements

Nous remercions Dieu le tout miséricordieux, qui nous a donné la force et la détermination nécessaires pour mener à bien ce modeste travail

Nous exprimons nos sincères remerciements :

A nos parents pour leur présence, leur soutien indéfectible et leur contribution inestimable à chacun de nos projets

À notre encadrant, Monsieur A. SAHI, dont l'accompagnement, les conseils éclairés et le soutien constant ont été d'une valeur inestimable. Votre expertise et votre dévouement ont joué un rôle essentiel dans la réussite de notre mémoire.

A tous les membre du jury qui font l'honneur de juger notre travail

A l'ensemble des enseignants du département de Génie Mécanique de l'université de Bejaïa

Sans oublier ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À mon père, merci pour ton travail, ta sagesse et ta générosité. Tu m'as guidé avec persévérance et dévouement. Tu m'as enseigné que rien n'est insurmontable avec le meilleur de soi.

À ma mère, ma confidente et mon modèle de résilience, je suis reconnaissant pour ta dévotion inlassable, ta tendresse et ta force inébranlable. Merci pour ton amour inconditionnel et ta foi en moi. Tu as façonné la personne que je suis.

À mes frères, Djahid, Mourad et Aimad, pour leur soutien et leur inspiration constants dans toutes mes entreprises.

À ma sœur, Yasmine symbole de force et d'amour.

A mes petit neveux Aksel, Ales, Masten et à ma nièce Leana

Que dieu le tout puissant vous préserve tous et vous procure
Sagesse et bonheur

Amine

Dédicace

Je dédie ce travail aux deux être les plus proche de mon cœur

Au plus cher des pères

A la plus cher des mères

Qu'ils trouvent ici l'expression d'un grand amour et une gratitude qui, si grande qu'elle puisse être, ne sera jamais à la hauteur de leur patience.

Ziad

Sommaire

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Nomenclature.....	vi
Introduction Générale	1

Chapitre I : Généralité et Description des lignes d'exploitation

I.1.Introduction	4
I.2.Gaz naturel.....	4
I.2.1.Définition	4
I.2.2.Composition	4
I.3.Transport du gaz	5
I.3.1.Différents moyens de transport	5
I.3.2.Comparaison entre les différents moyen de transport.....	5
I.4.Gazoducs en Algérie.....	6
I.4.1.Entreprise Sonatrach	6
I.4.2.Gazoduc GG1	6
a. Description de la ligne.....	6
i.Terminal de départ	6
ii.Terminal d'arrivé	7
b.Ouvrage.....	7
i.Poste de coupure	7
ii.Poste de purge	8
iii.Poste de sectionnement	8
iv.Poste de prelevement	9
v.Poste de protection cathodique	9
vi.Station de compression (SC3)	9

I.4.3.Gazoduc RGG1	10
a.Description	10
b.Ouvrage.....	10
i.Poste de sectionnement.....	10
ii.Poste de purge	10
I.5.Conclusion.....	11

Chapitre II : Analyses théoriques

II.1. Introduction.....	13
II.2. Propriétés des mélanges gazeux.....	13
II.2.1.Gravite du Gaz	13
II.2.2.Viscosité.....	13
II.2.3.Facteur de compressibilité	14
II.2.4.Conductivité thermique.....	14
II.3. Méthodes d'approche	15
II.3.1. Première méthode	15
II.3.2Deuxième méthode	16
II.3.3Troisième méthode.....	17
II.4.Analyse thermique	18
II.5.Station de compression	21
II.5.1. Vitesse de rotation du compresseur	22
II.6. Amélioration/optimisation du transport	23
II.6.1.Looping.....	23
II.6.2.Station de compression	24
II.7.Conclusion.....	25

Chapitre III : Analyse & dimensionnement

III.1.Introduction.....	27
III.2.Analyse des différentes approches.....	27
III.2.1.Donnés de départ	27
a.Teneur molaire	28
b.Les conditions standard de référence.....	28
c.Paramètres du gaz.....	28
III.2.2.Approches.....	28

a.Première approche.....	28
b.Deuxième approche :	29
c.Troisième approche :	30
III.2.3.Comparaison entre les différentes approches	31
III.2.4.Validation de l'approche	32
III.3.Etude de la station de compression.....	32
III.4.Modélisation des lignes	37
III.4.1.Pipe GG1(1981- septembre 2020).....	38
III.4.2.Pipe GG1+RGG1(septembre 2020-jour présent)	39
III.5.Comparaison entre la ligne actuelle et l'ancienne	41
III.5.1.Comparaison théorique.....	41
III.5.2.Comparaison réelle	42
III.5.3.Résultat de la comparaison	43
III.6.Conclusion	44

Chapitre IV : Proposition et amélioration

IV.1.Introduction	46
IV.2.Modélisations et analyse de proposition.....	46
IV.2.1.Première Proposition	47
IV.2.2.Deuxième proposition	49
IV.2.3.Troisième proposition.....	50
IV.4.Conclusion	52
Conclusion generale.....	54
Bibliographie	55
ANNEXE A	56
ANNEXE B	57
ANNEXE C	58
ANNEXE D	59
ANNEXE E	61
ANNEXE F.....	62
ANNEXE G	64

Liste des figures

Figure I.1 : Tracé du gazoduc GG1 & RGG1.	6
Figure I.2 : Terminal Hassi R'mel	7
Figure I.3 : Terminal Borj Menaïel	7
Figure II.1 : Ecoulement sur une canalisation horizontale	16
Figure II.2 : Ecoulement sur une canalisation inclinée.....	17
Figure II.3 : Transfert de chaleur dans une canalisation.....	19
Figure II.4 : Evolution de la température dans la canalisation	20
Figure II.5 : Schéma compresseur en parallèle.....	21
Figure II.6 : Courbes de performances	22
Figure II.7 : Evolution de la pression avec et sans looping.....	24
Figure II.8 : Evolution de la pression avec la station de compression.....	25
Figure III.1 : Evolution de la pression dans la première approche.....	29
Figure III.2 : Evolution de la pression dans la deuxième approche	30
Figure III.3 : Evolution de la pression dans la troisième approche	31
Figure III.4 : La fusion des trois approches.....	31
Figure III.5 : relevés de pression & débit GG1	32
Figure III.6 : Courbe de performance du compresseur C45	33
Figure III.7 : Représentation de la courbe N_5 en fonction de la pression et du débit	34
Figure III.8 : Données de conception du constructeur.....	34
Figure III.9 : Représentation de la courbe N_5 en fonction de la hauteur et du débit.....	35
Figure III.10 : Représentation de la courbe N_5 et la courbe des point similaires	36
Figure III.11 : Courbe de la nouvelle vitesse de rotation.....	37
Figure III.12 : Evolution de la pression en fonction de l'altitude de GG1	39
Figure III.13 : Evolution de la pression en fonction de l'altitude de RGG1	40

Figure III.14 : Relevés de pression au terminal d'arrivé RGG1 & GG1	40
Figure III.15 : Comparaison entre l'ancienne et la nouvelle ligne	41
Figure III.16 : Relevés des pression ligne GG1 en 2021	42
Figure III.17 : Relevés des pression ligne (GG1&RGG1) en 2023.....	43
Figure IV.1 : Comportement du gaz avec un débit de 1,8 million m ³ /h.....	46
Figure IV.2 : Schéma de trois compresseurs en marche.....	47
Figure IV.3 : Schéma station de compression avec boosting.....	48
Figure IV.4 : Comportement du gaz avec boosting.....	49
Figure IV.5 : Emplacement de la future station de compression	49
Figure IV.6 : Comportement du gaz avec la deuxième station de compression	50
Figure IV.7 : Schéma de la nouvelle ligne	50
Figure IV.8 : Comportement du gaz avec le nouveau looping.....	51
Figure IV.9 : Relevés pression & débit GG1 (à changer avec 9000000)	52

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Comparaison entre les différents moyens de transport.....	5
Tableau I.2 : Postes de coupure GG1	8
Tableau I.3 : Postes de purge GG1.....	8
Tableau I.4 : Postes de sectionnement GG1	9
Tableau I.5 : Postes de sectionnement RGG1	10
Tableau I.6 : Postes de purge RGG1	11
Tableau III.1 : Paramètres de la conduite	27
Tableau III.2 : Teneur molaire	28
Tableau III.3 : Conditions standard de référence.....	28
Tableau III.4 : Paramètres du gaz.....	28
Tableau III.5 : Caractéristiques de la conduite GG1	38
Tableau III.6 : Caractéristiques de la conduite RGG1.....	39

Nomenclature

Symboles	Définition	Unité (SI)
ΔH	: Gradient de hauteur	m
A	: Surface de la section	m ²
A_e	: Surface d'échange	m ²
C_p	: Capacité calorifique	-
E	: L'efficacité du pipeline	-
F	: Facteur de frottement	-
g	: Accélération de la pesanteur	m s ⁻²
G	: Gravité du gaz	-
H _d	: Hauteur demandé	m
J _i	: Perte de charge	Pa
K	: Conductivité thermique	W m ⁻¹ K ⁻¹
K'	: Coefficient des lignes iso rendement	-
L	: Longueur du tronçon	km
L _e	: Longueur effective	m
M _i	: Fraction massique	-
m	: Masse	kg
N	: Vitesse de rotation	Pa
P	: Pression	tr/min
P _m	: Pression moyenne	kPa
P _r	: Pression de référence	SkPa
P _B	: Pression en aval	kPa
P _A	: Pression en amont	kPa
Q _v	: Débit volumique	m ³ /s
Q _{v,r}	: Débit volumique de référence	m ³ /jour
Q _{v,s}	: débit similaire	m ³ /s
S	: Paramètre de réglage de l'élévation	-
T	: Température du gaz	K
T _m	: Température moyenne	K
T _r	: Température de référence	K
T _s	: Température du sol	K

V	: Vitesse du gaz	m/s
V_m	: Vitesse moyenne	m/s
V_r	: Vitesse de référence	Sm/s
x_i	: Fraction molaire	-
Z	: Facteur de compressibilité	-
Z_m	: Facteur de compressibilité moyen	-

Symboles grecs

λ	: Coefficient de frottement	Pa/m
U	: Coefficient d'échange global	W/m ² .K
Γ	: Coefficient de diffusion	m ² s ⁻¹
δ	: Coefficient du pouvoir débitant	-
ρ	: Masse volumique	kg m ³
ρ_m	: Masse volumique moyenne	kg/m ³
μ	: Viscosité	Pa.s
θ	: ensemble de variable	-

Abreviation

Abréviation	Désignation
CNDG	: Centre National de Dispatching de Gaz
GRTG	: Société Algérienne de Gestion du réseau de transport de gaz
G.P.L	: Gaz de Pétrole Liquéfié
G.N.L	: Gaz naturels liquéfier
G.R.A	: Gare Racleur Arrivée
G.R.D	: Gare Racleur Départ
P.C	: Poste de Coupure
P.P	: Poste de prélèvement
PK	: Point kilométrique
P.S	: Poste de Sectionnement
S.C	: Station de Compression

Introduction Générale

Introduction générale

Le Gaz naturel est une énergie primaire dont l'utilisation ne cesse de croître. En effet, elle représente la troisième position dans la consommation énergétique mondiale, après le pétrole, et le charbon, bien que sa découverte revienne à l'antiquité, le développement de sa consommation est un phénomène très récent, son utilisation s'est généralisée surtout après la seconde guerre mondiale.

Le transport des fluides compressibles est plus complexe que celui des fluides incompressibles, donc son exploitation a longtemps été un handicap. Dans les mêmes conditions de température et de pression, le volume du gaz est plus important que le volume du pétrole. Le gaz sous pression occupe moins de volume et circule plus vite, pour garantir une vitesse optimale et compenser les pertes de charge, des stations de compression secondaire sont installées

Les pipelines sont conçus pour transporter le gaz naturel sur de longue distance. Une étude de ce dernier a pour but de comprendre la conception du gazoduc, ses paramètres d'exploitation et les défis auxquels il est confronté.

Les normes et les réglementations relatives aux gazoducs sont en constante évolution, ce qui nécessite une surveillance et une adaptation régulières des installations existantes. Par conséquent, une étude approfondie des infrastructures existantes est essentielle pour comprendre leur conception, paramètres d'exploitation et les défis auxquels ils sont confrontés, afin d'identifier les mesures nécessaires pour assurer leur efficacité, leur durabilité.

La demande croissante en gaz nécessite dans la plupart du temps des rénovations complètes de la canalisation avec une augmentation de sa capacité de transport pour satisfaire la demande croissante en gaz naturel. La construction de gazoducs, ainsi que leur conception et leur planification, nécessitent des méthodes de raisonnement et de calcul complexes pour déterminer la meilleure structure de transport répondant à un besoin. La maîtrise de données physiques, techniques et économiques est également essentielle pour déterminer la configuration optimale d'un réseau de transport.

En Algérie, le gaz naturel est transporté par gazoducs pour acheminer le gaz naturel des champs gazier du sud dont le principal champ est celui de Hassi R'mel vers les différents terminaux au nord, en l'occurrence le gazoduc GG1 est principalement utilisé pour approvisionner le marché national.

Ce mémoire présente une analyse complète de l'infrastructure existante et une possibilité d'amélioration en identifiant les problèmes actuels, les défis futurs et les solutions potentielles pour améliorer la capacité du transport, la durabilité et l'efficacité du gazoduc, tout en répondant aux exigences de l'industrie gazière.

Chapitre I

Généralités et description des lignes d'exploitation

Généralités et description des lignes d'exploitation

I.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons examiner l'importance du transport du gaz naturel en Algérie pour son économie. Nous allons explorer l'un des plus importants réseaux de gazoducs en Afrique, en examinant ses différents composants et les défis auxquels il est confronté. Nous allons également passer en revue les politiques et réglementations en place qui régissent ce secteur vital. En somme, ce chapitre offrira une vision complète de l'état actuel du secteur du transport de gaz naturel en Algérie ainsi que de ses perspectives d'avenir.

I.2. Gaz naturel

I.2.1. Définition

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile non renouvelable que l'on trouve naturellement dans des réservoirs souterrains spécifiques. Il est principalement utilisé comme combustible pour la production de l'électricité, le chauffage de bâtiments et des usines, l'alimentation de véhicules à gaz naturel comprimé, ainsi que pour la fabrication de produits chimiques et de fertilisants. Le gaz naturel est considéré comme une alternative plus respectueuse de l'environnement pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux en raison de sa combustion relativement propre par rapport aux autres combustibles fossiles.

I.2.2. Composition

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures gazeux principalement constitué de méthane (CH_4), mais contenant également d'autres composés tels que l'éthane (C_2H_6), le propane (C_3H_8), le butane (C_4H_{10}) et des traces d'autres gaz tels que l'azote (N_2) et le dioxyde de carbone (CO_2).

I.3. Transport du gaz

I.3.1. Différents moyens de transport

Le transport du gaz naturel dans le monde se fait principalement par pipeline et par bateau. Les pipelines sont souvent utilisés pour transporter le gaz sur de longues distances, tandis que les bateaux sont utilisés pour le transport maritime international. Les infrastructures de transport de gaz sont essentielles pour permettre la livraison de gaz naturel à des millions de personnes et d'entreprises dans le monde entier. Les réglementations et les normes de sécurité strictes sont mises en place pour garantir la sécurité et la fiabilité du transport du gaz naturel, ainsi que pour protéger l'environnement et les populations avoisinantes

I.3.2 Comparaison entre les différents moyen de transport

Le Tableau (I.1) met en lumière les caractéristiques spécifiques de chaque méthode de transport, permettant ainsi une analyse objective des différentes options disponibles pour assurer l'acheminement efficace du gaz naturel.

Moyens de transport	Avantages	Inconvénients
Pipeline	Transport efficace à longue distance	Coûts de construction élevés
	Faible coût de transport	Limitations géographiques
	Fiabilité élevée	Difficulté de réparation en cas de fuite
Navires méthaniers	Flexibilité de livraison	Risques d'accidents en mer
	Adapté au transport international	Coûts de transport élevés
	Capacité de transport élevée	Dépendance à la météo et aux conditions maritimes
	Faible coût d'investissement initial	Besoin de terminaux de déchargement
Camions-citernes	Flexibilité de livraison	Capacité de transport limitée
	Faible coût d'investissement initial	Coûts de transport élevés
	Rapidité de livraison	Impact environnemental significatif
	Convient aux régions éloignées	Risques d'accidents routiers

Tableau I.1 : Comparaison entre les différents moyens de transport

I.4. Gazoducs en Algérie

I.4.1. Entreprise Sonatrach

Sonatrach est la compagnie nationale algérienne d'hydrocarbures. Fondée en 1963, elle est aujourd'hui l'une des plus grandes entreprises d'Afrique. Elle est chargée de la production, de la transformation et de la commercialisation des hydrocarbures en Algérie, ce qui en fait un acteur majeur de l'industrie pétrolière. Sonatrach joue un rôle crucial dans le marché mondial de l'énergie, produisant du gaz naturel et du pétrole brut pour l'exportation vers les marchés internationaux.

I.4.2. Gazoduc GG1

Le gazoduc GG1 est un gazoduc algérien qui transporte du gaz naturel à travers le Sahara, de Hassi R'Mel à Arzew jusqu'à Borj Menaïel. Il s'étend sur une longueur de 437 kilomètres et a une capacité de transport d'environ 16 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an. Mis en service en 1981, le gazoduc GG1 est l'un des plus anciens gazoducs algériens.



Figure I.1 : tracer du gazoduc GG1 & RGG1

a. Description de la ligne

i. Terminal de départ

Installé à 800 m d'altitude au PK 0, à proximité des lieux de forage et de traitement de Hassi R'Mel.

Ce terminal se compose :

- D'une gare racleur départ.
- D'une vanne de barrage principale
- De deux groupes électrogènes (alimentés au gasoil) pour l'éclairage en cas de coupure du réseau électrique



Figure I.2: Terminal Hassi R'mel

ii. Terminal d'arrivée

Situé au PK 437 à 84 m d'altitude. Ce terminal comprend :

- Une gare de réception de piston racleur.
- Un banc de filtration pour enlever le condensat et des particules solides
- Un banc de récupération de condensat.
- Un banc de régulation de pression.
- Un banc de comptage.



Figure I.3 : Terminal Borj Menaïel

b. Ouvrage

i. Postes de coupure (PC)

Les postes de coupure dans les gazoducs sont équipés de vannes pour isoler une section du pipeline en cas d'urgence ou de maintenance.

La ligne comporte 05 poste de coupure, qui sont illustré dans le tableau (I.2)

Chaque poste comprend :

- Une chaîne de mesure de pression et de température.

- Une gare racleur arrivée équipée d'une vanne 42" entrée GRA.
- Une gare racleur départ équipée d'une vanne 42" sortie GRD.
- Un système d'alimentation pour les futures stations de compression.
- Un réseau de mise à l'évent.
- Un détecteur racleur entré GRA.
- Un détecteur racleur sortie station,
- By-pass poste (36"), équipé d'une vanne et clapet de non-retour

N° PC	Emplacement	PK (km)
01	Hamhoum	59.5
02	Tassedra	127
03	Moudjebara	181.3
04	Medjedel	252.9
05	Sidi Aissa	325.912

Tableau I.2 : Postes de coupure GG1

ii. Poste de purge

Le poste de purge est une installation située à l'extrémité du gazoduc permettant de purger l'air et autres gaz indésirables pour préparer la conduite pour le transport de gaz naturel

Le tableau (I.3) montre qu'il y a 03 postes de purge existant le long du gazoduc :

N° PP	Emplacement	Pk(km)
01	Oued Djeddi	102
02	Sidi Aissa	319
03	Ain El Hadjar	387

Tableau I.3 : Postes de purge GG1

iii. Postes de sectionnements

Ces postes sont présentés dans le tableau (I.4), leur rôle est de permettre de séparer une section du gazoduc du reste du réseau afin de l'isoler. La ligne en est équipée de 07 postes.

Chaque poste comprend :

- Une vanne de sectionnement avec by-pass en 12",
- Un réseau de mise à l'évent,
- Une chaîne de mesure de pression et de température

N° PS	Emplacement	Pk(km)
01	Ksar El Hirane	94
02	Tastara	217
03	Ouled Ali Ain lahdjel	296
04	Dira	349
05	El Hachimia	375
06	Djebahia	401
07	Bordj-ménaïel	439

Tableau I.4 : Postes de sectionnement GG1

iv. Postes de prélèvement

Un poste de prélèvement est un poste spécifique conçu pour extraire du gaz à des fins de distribution ou d'utilisation locale. Il permet de dériver une partie du flux de gaz du pipeline principal pour alimenter des consommateurs spécifiques.

Au nombre de 31, situés chacun dans une enceinte grillagée, comprend :

- Une vanne de sectionnement
- Une chaîne de mesure de débit, pression et température

v. Postes de protection cathodique

Afin de Protéger la structure métallique de la corrosion par courant électrique., Il existe 20 postes de protection cathodique le long du gazoduc GG1.

vi. Station de compression (SC3)

Situer au PK 181 et a une altitude de 1100 m dans le poste de coupure N°03.Son rôle principal est d'augmenter la pression du gaz naturel qui circule dans le gazoduc pour maintenir le débit constant et surmonter les pertes de pression dues aux frottements et aux changements d'altitude le long du pipeline.

La station comporte :

- 3 filtres multi cyclones.
- 2 filtres séparateurs horizontaux.
- 1 groupe électrogène.
- 2 réservoirs de stockage d'eau.
- 1 groupe de pompes principales pour réseaux anti-incendie.
- 3 turbines à gaz Titan 130.
- 3 compresseurs C 453.
- 1 turbine Centaur 40.

I.4.3 Gazoduc RGG1

a. Description

Le gazoduc RGG1 est raccordé au gazoduc principal qui est le GG1 au PK 232 jusqu'au terminal de Borj Menaiël au PK 437 il a été mis en service en 2021

b. Ouvrage

i. Postes de sectionnement

Un poste de sectionnement permet de fermer sélectivement des sections du pipeline pour la maintenance ou les réparations, assurant la sécurité et la fiabilité du réseau. Il isole les zones concernées sans perturber le reste du système.

Le gazoduc RGG1 comporte 14 postes de sectionnement qui sont énumérés dans le tableau (I.5)

N° PS	Emplacement	Pk (Km)	Pk GG1 (km)
01	M'Sila	20	251
02		42	273
03		63	295
04		78	310
05		102	334
06	Bouira	116	348
07		129	361
08		140	371
09		151	383
10		160	392
11		167	399
12		176	407
13		184	415
14	Boumerdes	196	428

Tableau I.5 : Postes de sectionnement RGG1

ii. Postes de purge

Un poste de purge est un emplacement conçu spécifiquement pour évacuer l'air, les impuretés ou d'autres substances indésirables présentes dans le gaz transporté. Il permet d'assurer un flux de gaz pur et de maintenir les performances et l'intégrité du système de transport de gaz.

Le pipeline possède 05 poste de purge, comme indiqué dans le tableau (I.6)

N° PS	Emplacement	Pk (Km)	Pk GG1 (km)
01	M'Sila	87	319
02	Bouira	135	367
03		172	403
04		182	413
05	Boumerdes	207	439

Tableau I.6 : Postes de purge RGG1

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné en détail le gazoducs GG1 et RGG1. Nous avons constaté que ces réseaux sont des éléments essentiels de l'industrie énergétique du pays, permettant le transport des hydrocarbures vers les zones de consommation et d'exportation. Cependant, malgré son importance, le réseau de gazoducs en Algérie doit faire face à des défis, tels que la maintenance, la sécurité et la gestion de la demande croissante en énergie. Il est donc crucial que l'Algérie investisse continuellement dans la modernisation et la mise à niveau de son infrastructure gazière pour garantir un avenir durable et prospère pour son secteur de l'énergie.

Chapitre II

Analyses théoriques

Analyses théoriques

II.1. Introduction :

Dans le domaine de l'ingénierie, chaque problème est unique et complexe, nécessitant des solutions spécifiques. Bien que la physique soit cruciale, les principes doivent être adaptés à chaque situation pour trouver des solutions efficaces

Dans ce chapitre, nous allons analyser trois approches différentes pour modéliser notre problème et déterminer laquelle est la plus appropriée à appliquer. Ce modèle nous aidera à calculer la pression dans chaque point le long de notre canalisation et à identifier la quantité de pertes par frottement entre le gaz et la paroi.

II.2. Propriétés des mélanges gazeux :

Il existe de multiples caractéristiques d'un gaz qui impact son écoulement dans les pipelines. Parmi ces caractéristiques, on peut citer la densité, la viscosité et la compressibilité, qui varient en fonction de la température et de la pression. Il est important de noter que les gaz ont une compressibilité plus élevée que les liquides. Par conséquent, la compréhension de ces propriétés est une première étape cruciale dans l'analyse hydraulique des gazoducs.

II.2.1. Gravité du Gaz :

La gravité d'un gaz, parfois appelée poids spécifique, mesure la masse d'un gaz par rapport à l'air à une température particulière. Elle peut également être appelée densité relative, exprimée comme le rapport de la densité du gaz à la densité de l'air. Étant donné que le poids spécifique est un rapport, il s'agit d'une quantité sans dimension.

Pour un mélange :

$$G = \frac{\sum x_i M_i}{M_{air}} \quad (\text{II.1})$$

II.2.2. Viscosité :

La viscosité d'un gaz dépend de sa température et de sa pression. Contrairement aux liquides, la viscosité d'un gaz augmente avec l'élévation de la température. Étant donné que la viscosité représente la résistance à l'écoulement, une augmentation de la température du gaz entraîne une diminution de la quantité d'écoulement de gaz à travers un pipeline, ce qui rend possible un débit plus important dans un gazoduc à des températures inférieures. Cette situation contraste nettement avec l'écoulement des liquides, où le débit augmente avec la température en raison de la diminution de la viscosité et vice versa. Il convient de souligner que, à la différence des liquides, la pression affecte également la viscosité d'un gaz. Tout comme la température, la viscosité d'un gaz augmente avec la pression.

Pour un mélange :

$$\mu = \frac{\sum (\mu_i x_i \sqrt{M_i})}{\sum (x_i M_i)} \quad (\text{II.2})$$

II.2.3. Facteur de compressibilité :

Le facteur de compressibilité est une grandeur adimensionnelle utilisée pour décrire le comportement d'un gaz réel par rapport à un gaz idéal conformément à l'équation d'état des gaz parfaits. Il est défini comme le rapport entre le volume réel d'un gaz et le volume qu'il occuperait s'il obéissait à l'équation d'état des gaz parfaits, en fonction de la pression, de la température et de la quantité de matière du gaz. En d'autres termes, le facteur de compressibilité est un indicateur de l'effet de la pression et de la température sur le volume d'un gaz réel.

Alors notre équation des gaz réel devient :

$$Pv = ZRT \quad (\text{II.3})$$

Il y a plusieurs approches pour calculer ce facteur graphiquement et numériquement, dans ce qui suit nous allons utiliser la formule de la Société du Gaz Naturel de Californie (CNGA) :

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P \times 344400 \times 10^{1,785G}}{T} \right) \right]} \quad (\text{II.4})$$

Avec : La pression en [Psig], la température en Rankin[R].

II.2.4. Conductivité thermique :

La conductivité thermique d'un gaz mesure sa capacité à transférer la chaleur par conduction. Elle représente la quantité de chaleur transférée à travers une unité de surface pour une différence de température donnée. La conductivité thermique dépend de la composition chimique de ce dernier.

Pour un mélange :

$$K_g = \sum x_i k_i \quad (\text{II.5})$$

II.3. Méthodes d'approche :

Dans cette partie, nous allons parler des différentes méthodes de calcul des pertes de pression. Il est important de noter qu'il y a deux types de pertes de charge : les pertes de charge linéiques et singulières. En général, dans les gazoducs propres au transport de longue distance, les pertes de charge linéaires sont souvent plus importantes que les pertes de charge singulières en raison de la longueur considérable de la canalisation. Les pertes de charge linéaires peuvent représenter jusqu'à 90% des pertes de charge totales dans un gazoduc [1]. Pour simplifier la comparaison, nous allons donc prendre en compte uniquement les pertes de charge linéiques.

II.3.1. Première méthode :

Soit un fluide qui s'écoule avec une vitesse (V) dans une canalisation de diamètre (D), une longueur (L) et un coefficient de frottement (λ). Le fluide subit une perte de pression tout le long de la canalisation que l'on peut noter (J_i). [1]

Avec :

$$J_i = \lambda \times \rho_m \times L \times \frac{V_m^2}{2D} \quad (\text{II.6})$$

$$\rho_m = \frac{P_m}{R \times T_m} \quad (\text{II.7})$$

$$V_m = V_r \times \frac{P_r}{P_m} \quad (\text{II.8})$$

La relation (II.6) devient :

$$J_i = \left(\lambda \times \frac{1}{R \times T_m} \times P_r \times \frac{V_r^2 \times L}{2D} \right) \frac{1}{P_m} \quad (\text{II.9})$$

Au final :

$$P_B = P_A - J_i \quad (\text{II.10})$$

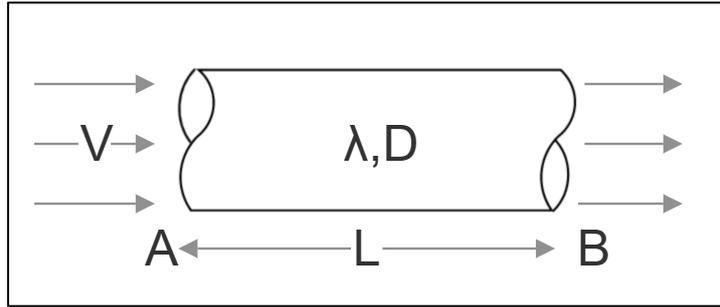


Figure II.1: Ecoulement sur une canalisation horizontale

Dans cette méthode, on remarque qu'on ne dispose pas de certaines quantités de paramètres tels que le facteur de compressibilité et la gravité du gaz. Tout cela sera corrigé dans notre deuxième approche. Nous utiliserons la première approche pour démontrer une autre méthode plus pratique

II.3.2. Deuxième méthode :

Dans cette approche, nous allons essayer d'améliorer la première méthode pour un cas réel. Nous savons que le gaz n'est pas parfait, [1] donc la relation (II.7) devient :

$$\rho_m = \frac{P_m}{Z_m \times R \times T_m} \quad (\text{II.11})$$

Les conditions de référence en température et pression sont (288K,1bar), pour le gaz naturel (G=0.6), nous aurons :

$$Z_r = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P_r \times 344400 \times 10^{1,785G}}{T_r} \right) \right]} \approx 1 \quad (\text{II.12})$$

La première méthode s'écrit alors :

$$P_A - P_B = J_i = \left(\lambda \times \frac{1}{Z_m \times R \times T_m} \times P_r \times \frac{V_r^2 \times L}{2D} \right) \times \frac{1}{P_m} \quad (\text{II.13})$$

On utilise la relation (II.9) pour reformuler notre équation et sachant que :

$$V_r = \frac{Q_{v_r}}{A} \rightarrow A = \frac{\pi \times D^2}{4} \quad (\text{II.14})$$

On obtient :

$$Q_v = 1,1494 \times 10^{-3} \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right) \times \left[\frac{(P_A^2 - P_B^2)}{G \times T_m \times L \times Z_m \times \lambda} \right]^{0,5} \times D^{2,5} \quad (\text{II.15})$$

Cette formule nous permet de calculer la pression dans chaque point en fonction de température et du débit volumique, on peut la formuler comme suit :

$$P_B = \left[P_A^2 - \left(\frac{Q_v}{1,1494 \times 10^{-3} \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right) \times D^{2,5}} \right)^2 \times G \times T_m \times L \times Z_m \times \lambda \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

Le débit volumique en $[\text{m}^3 / \text{jour}]$, les pressions en $[\text{kpa}]$, les températures en $[\text{K}]$, le diamètre en $[\text{mm}]$ et la longueur en $[\text{km}]$.

II.3.3. Troisième méthode :

On admet que la deuxième méthode est une amélioration de la première, mais comme pour chaque problème spécifique, on a besoin d'une approche dédiée. Dans cette partie, nous allons exploiter une formule empirique qui est destinée pour les gazoducs avec un grand débit et un grand diamètre, qui est notre cas. L'équation utilisée est dénommée l'équation de Panhandle B. Elle s'avère précise pour des valeurs de nombre de Reynolds comprises entre 4 et 40 millions. [2]

L'équation ajoute les termes du diamètre, de la gravité de gaz et ajoute l'altitude comme facteur.

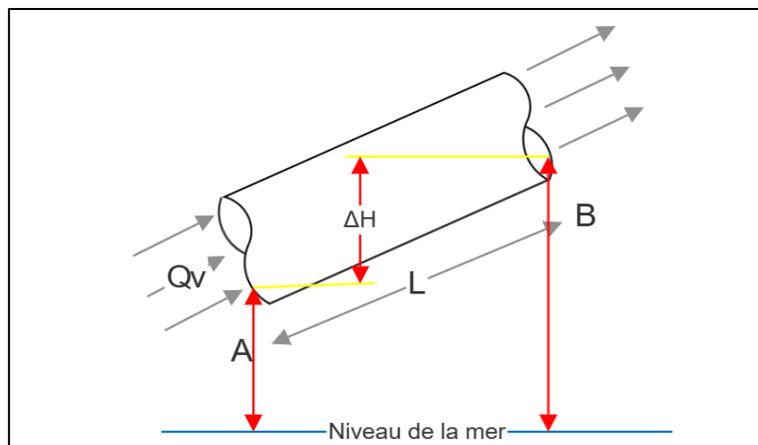


Figure II.2 : Ecoulement sur une canalisation inclinée

$$Q_{vr} = 1,002 \times 10^{-2} \times E \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right)^{1,02} \times \left[\frac{(P_A^2 - e^s \times P_B^2)}{G^{0,961} \times T_m \times L_e \times Z_m} \right]^{0,51} \times D^{2,53} \quad (\text{II.17})$$

Avec :

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad (\text{II.18})$$

La longueur équivalente, (L_e) et le terme (e^s) prennent en compte la différence d'altitude entre l'amont et l'aval du segment de tuyau. Le paramètre (s) dépend de la gravité du gaz, du facteur de compressibilité du gaz, de la température d'écoulement et de la différence d'altitude, il s'exprime comme suit :

$$s = 0,0684 \times G \times \left(\frac{\Delta H}{T_m \times Z_m} \right) \quad (\text{II.19})$$

Nous avons séparé la canalisation en segments d'une longueur de 1 km. La formule (II.20) nous permettra de calculer la pression du segment suivant.

$$P_B = \left[\left[P_A^2 - \frac{Q_{vr}}{1,002 \times 10^{-2} \times E \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right)^{1,02} \times D^{2,53}} \right]^{0,51} \times G^{0,961} \times T_m \times L_e \times Z_m \times \frac{1}{e^s} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.20})$$

II.4. Analyse thermique :

Dans les sections précédentes, nous avons supposé que la température du gaz fût constante (isotherme) le long de la conduite. En supposant un écoulement isotherme, nous avons pu calculer la chute de pression en utilisant des propriétés constantes du gaz telles que le facteur de compressibilité. En réalité, la température du gaz dans une conduite enterrée varie le long de la conduite en raison des échanges thermiques entre le gaz et le sol environnant. Si la température d'entrée du gaz est de 26,7 °C et que le sol environnant est de 15,6°C, la différence de température entraînera une perte de chaleur du gaz vers le sol. De plus, dans une conduite longue distance, la température du sol peut varier le long de la conduite. Cela provoquera une variation de la température du gaz, mais on peut prendre une valeur moyenne sans avoir des problèmes sur la précision des calculs.

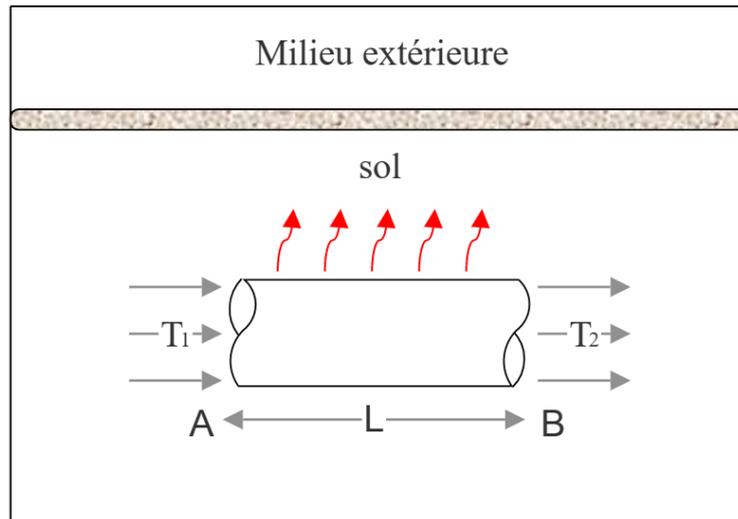


Figure II.3: schéma d'échange de la chaleur dans une canalisation

Considérons une conduite enterrée transportant du gaz de point A à point B. Nous allons analyser un court segment de longueur ΔL de cette conduite, tel qu'illustré à la Figure II.3, et appliquer les principes de transfert de chaleur pour déterminer comment la température du gaz varie le long de la conduite.

L'extrémité amont du segment de la conduite de longueur ΔL est à une température T_1 , et l'extrémité aval à une température T_2 . La température moyenne du gaz dans ce segment est représentée par T . La température extérieure du sol à cet endroit est T_{sol} . Supposons des conditions stationnaires et un débit massique de gaz égal à m . L'écoulement de gaz de l'extrémité amont à l'extrémité aval du segment entraîne une chute de température ΔT .

La chaleur perdue par le gaz est représentée par :

$$\Delta H = -m \times C_p \times \Delta T \quad (\text{II.21})$$

Représentée par le signe négatif dans l'équation (II.21), indique une perte de chaleur de la température amont T_1 à la température aval T_2 .

Ensuite, nous considérons le transfert de chaleur du gaz vers le sol environnant en termes du coefficient global de transfert de chaleur U et de la différence de température entre le gaz et le sol environnant, représentée par $(T - T_{\text{sol}})$. Par conséquent, nous pouvons écrire l'équation suivante pour le transfert de chaleur :

$$\Delta H = U \times A \times (T - T_s) \quad (\text{II.22})$$

En égalant les deux valeurs de débit de transfert de chaleur ΔH de l'équation (II.21) et de l'équation (II.22), nous obtenons :

$$-m \times Cp \times \Delta T = U \times A \times (T - T_s) \quad (\text{II.23})$$

En simplifiant on obtient :

$$\frac{\Delta T}{T - T_s} = - \left(\frac{\pi \times U \times D}{m \times Cp} \right) \times \Delta L \quad (\text{II.24})$$

En réécrivant l'équation (II.24) sous forme différentielle et en l'intégrant, nous obtenons

$$\int_1^2 \frac{dT}{T - T_s} = \int_2^1 - \left(\frac{\pi \times U \times D}{m \times Cp} \right) \times dL = \int_2^1 -(\theta) \times dL \quad (\text{II.25})$$

En intégrant et simplifiant, nous obtenons :

$$\frac{T_2 - T_s}{T_1 - T_s} = e^{-\theta} \quad (\text{II.26})$$

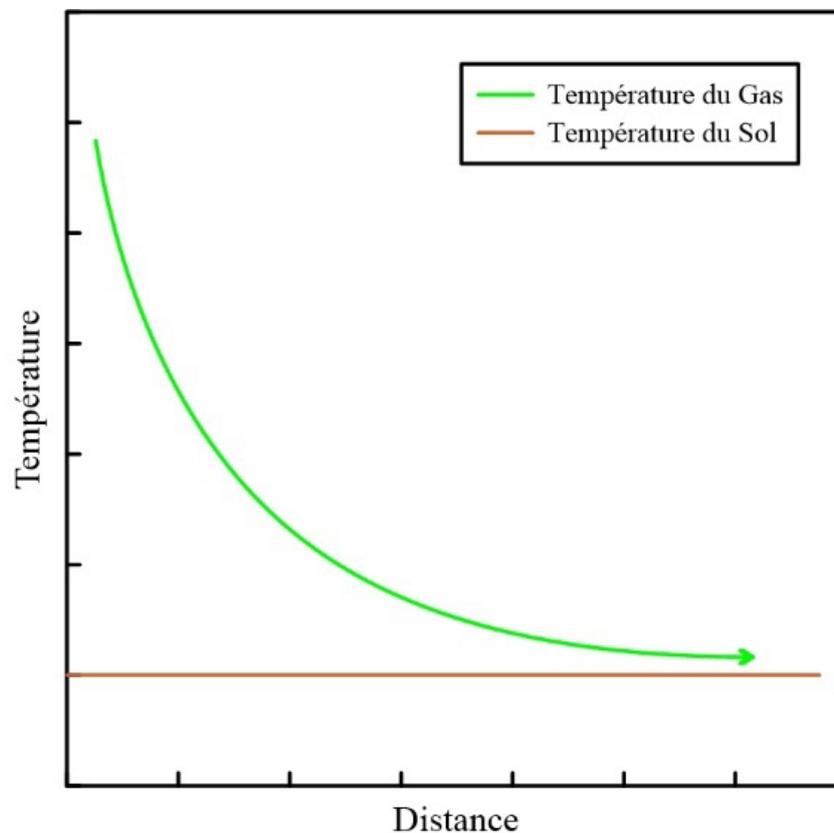


Figure II.4: Evolution de la température dans la canalisation

II.5. Station de compression :

Dans l'industrie des gazoducs, les hautes pressions sont souvent nécessaires. Pour répondre à ce besoin, les compresseurs centrifuges sont généralement privilégiés.

La station de compression utilise une configuration ingénieuse avec des compresseurs en parallèle pour améliorer l'efficacité, augmenter la capacité de compression et assurer une production continue et fiable. Cette configuration permet aux compresseurs de travailler simultanément, offrant une plus grande capacité de compression et une redondance opérationnelle en cas de défaillance.

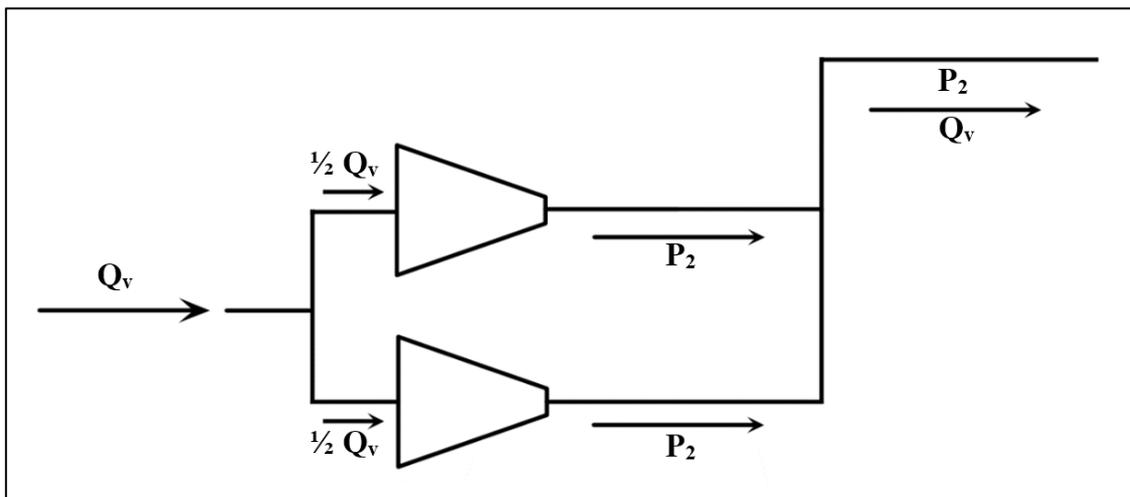


Figure II.5 : Schéma compresseur en parallèle

Pour calculer les sorties des compresseurs, il est nécessaire de disposer des courbes de performance de chaque compresseur. Ces courbes, qui ressemblent à celle présentée ci-dessous, permettent de déterminer les caractéristiques de fonctionnement des compresseurs en fonction des conditions de travail (débit, pression, température, etc.).

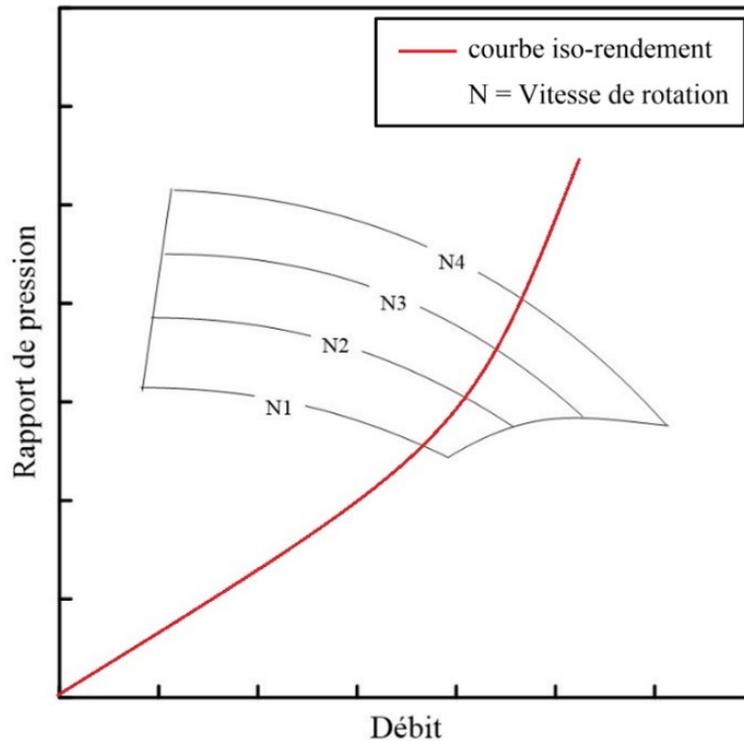


Figure II.6 : Courbes de performances

II.5.1. Vitesse de rotation du compresseur :

- Fonction de la vitesse de rotation du compresseur :

Une fonction polynomiale a été choisie pour représenter le comportement de la hauteur caractéristique du compresseur fournie par le constructeur. Les différents coefficients seront déterminés par la suite à l'aide de la méthode des moindres carrés :

$$H_N = A + (B_1 \times Q_v) + (B_2 \times Q_v^2) + (B_3 \times Q_v^3) + (B_4 \times Q_v^4) \quad (\text{II.27})$$

- Le coefficient K' de la parabole iso rendement :

$$K' = \frac{H_d}{(Q_v)^2} \quad (\text{II.28})$$

- Calcul du débit similaire au débit demandé :

$$H_N = K' \times Q_{VS}^2 \quad (\text{II.29})$$

- Coefficient de débit (pouvoir débitant) δ :

$$\delta = \frac{Q_v}{N \times D^3} \quad (\text{II.30})$$

II.6. Amélioration/optimisation du transport :

Dans le monde de l'industrie, il y a continuellement de nouvelles demandes dans tous les secteurs tels que la production, les services, le transport, etc. Le rôle de l'ingénieur est d'essayer d'optimiser ou d'améliorer le système en question lorsque l'optimisation ne suffit pas.

Dans notre cas, nous disposons de deux solutions possibles : la première consiste à ajouter une station de compression, tandis que la seconde est de mettre en place une boucle de canalisation (ou looping).

II.6.1. Looping

Le but de looping installé dans un segment de pipeline est essentiellement de réduire la quantité de perte de pression dans cette section du tuyau. En agissant ainsi, la perte de pression globale dans le pipeline sera réduite. Cela entraînera à son tour une augmentation du débit du pipeline à la même pression d'entrée. Alternativement, si le débit est maintenu constant, la réduction de la pression totale requise entraînera une réduction de la puissance de pompage. Qui est illustrée dans la figure II.7

Le looping peut être construit avec un tuyau de même diamètre que celui du pipeline principal, ou dans certains cas, il peut être de taille différente. Un tuyau de même diamètre donnera des volumes égaux d'écoulement de gaz dans la conduite principal ainsi que dans le looping. Ainsi, il réduira le débit à la moitié de sa valeur d'origine dans chaque tuyau.

Si le diamètre est plus grand ou plus petit par rapport au pipeline principal, la distribution de volume ne sera pas égale. Cela entraînera environ 64% du débit traversant le tuyau de plus grand diamètre et 36% traversant le tuyau de plus petit diamètre. [2]

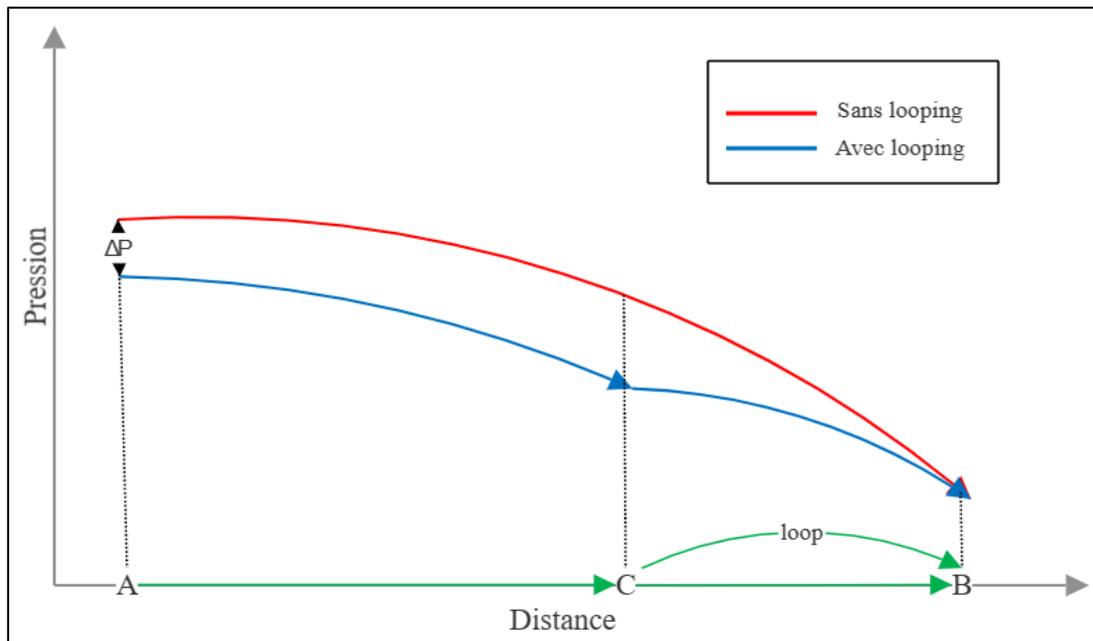


Figure II.7 : Evolution de la pression avec et sans looping.

II.6.2. Station de compression

L'installation d'une station de compression intermédiaires le long d'un pipeline permettra d'augmenter le débit et de réduire également la pression de fonctionnement dans un long gazoduc.

L'installation de la station de compression intermédiaire entraînera des problèmes opérationnels et de maintenance supplémentaires par rapport aux loopings. Parfois, une compression supplémentaire est installée pour augmenter le débit, L'installation d'une station de compression intermédiaire pour augmenter le débit est illustrée dans la figure II.8

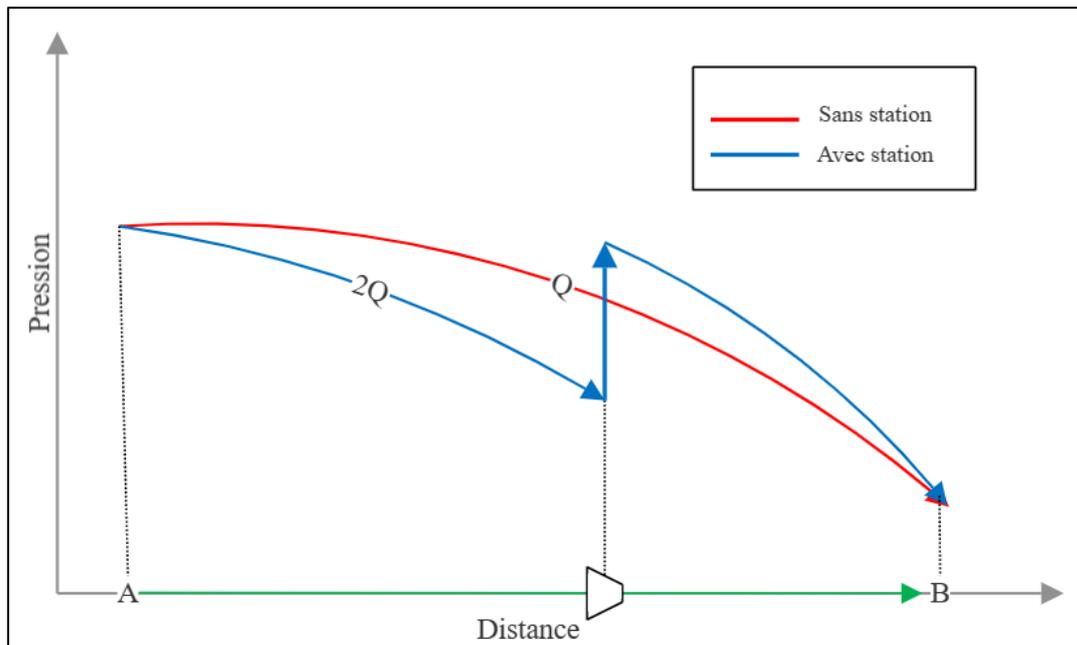


Figure II.8 : Evolution de la pression avec la station de compression

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons pu passer en revue les différentes lois et principes qui vont être utilisés dans le cadre de notre étude. On a constaté que ces lois sont largement utilisées dans l'industrie, notamment dans la conception et l'optimisation des systèmes énergétiques.

Dans le prochain chapitre, nous allons nous intéresser à l'application de ces lois à notre système, en utilisant des outils numériques et des simulations pour analyser les performances de notre système et l'optimiser en conséquence.

Chapitre III

Analyse et dimensionnement

Analyse et dimensionnement

III.1. Introduction

Ce chapitre vise à mettre en pratique les principes du chapitre précédent, Nous allons modéliser les trois approches et comparer leurs résultats afin d'observer le comportement le plus logique et conforme aux résultats communiqués par l'entreprise Sonatrach. Après avoir identifié la meilleure approche, nous essaierons de modéliser les deux lignes : celle avant 2020, la ligne actuelle. Cette étude nous permettra d'approfondir notre compréhension des principes et des méthodes de modélisation et de contribuer à une meilleure compréhension des enjeux liés à la gestion de ces deux lignes de production.

III.2. Analyse des différentes approches

On s'intéresse ici au comportement de la pression du gaz dans le tronçon de la ligne [Pk 0-Pk181]. Pour déterminer l'approche à appliquer, nous observons la valeur du débit massique qui est presque constant, car dans le premier tronçon, il y a peu de points de prélèvement (soutirage), ce qui évite une diminution significative du débit. C'est pourquoi nous considérons que le débit est presque constant. Nous disposons également des données à l'entrée de la station (température, pression) ainsi qu'un débit indiqué. Nous allons représenter le comportement du gaz avec les trois différentes approches, puis nous en concluons quelle est la plus adaptée pour notre étude.

III.2.1. Donnés de départ

Dans notre étude, nous accordons une attention particulière à certains paramètres. La composition chimique, la pression, la température, la géométrie et d'autres facteurs clés sont rigoureusement pris en compte. Ces paramètres initiaux jouent un rôle essentiel dans notre analyse approfondie du gaz et nous permettent d'obtenir des résultats significatifs.

Longueur[km]	Débit[Sm ³ /s]	Pression[bar]	Température[K]	Diamètre[inch]	Epaisseur[mm]	Rugosité
181	383,33	66	318	42'	11,91	0.015

Tableau III.1 : Paramètres de la conduite

a. Teneur molaire :

Les teneurs molaires des gaz indiqués dans le tableau (III.2), fournissent des mesures de la concentration relative des gaz dans un mélange gazeux. Elles sont essentielles pour étudier le comportement et les propriétés des mélanges gazeux

/	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂	He
%	90,84%	5,31%	0,84%	0,29%	0,66%	1,95%	0,11%

Tableau III.2 : Teneur molaire**b. Les conditions standard de référence :**

Les conditions standard de référence du gaz naturel, telles que 15°C et 1 atmosphère, indiquées sur le tableau (III.3), fournissent une base normalisée pour mesurer et comparer les propriétés physiques du gaz, facilitant ainsi les échanges et l'analyse dans l'industrie gazière.

P [Pa]	T[K]	ρ [kg/m ³]	Z	Q _v [Sm ³ /s]	Δ
101324	288	0,740	0,9998306	388,2529	0,6047949

Tableau III.3 : conditions standard de référence**c. Paramètres du gaz :**

Le tableau (III.4) qui représente les paramètres du gaz naturel synthétise les données clés sur sa composition, son pouvoir calorifique, sa densité, sa viscosité, etc. Cela permet une évaluation rapide et une utilisation efficace du gaz naturel dans diverses applications.

R [j/K.mol]	r [j/g.K]	μ	M _g [g/mol]	G	P _{pc} [Pa]	T _{pc} [K]	C _p [j/kg.K]
8,3145	0,4749514	1,20E-5	17,506	0,6036552	4598505	198,13458	2714,0239

Tableau III.4 : Paramètres du gaz**III.2.2. Approches :**

L'application des différentes approches permet d'explorer et d'analyser un problème sous plusieurs angles, offrant ainsi une perspective plus accomplie et approfondie. Dans ce contexte, nous allons mettre en œuvre trois approches distinctes pour étudier notre sujet.

a. Première approche

$$J_i = \left(\lambda \times \frac{1}{R \times T_m} \times P_r \times \frac{V_r^2 \times L}{2D} \right) \times \frac{1}{P_m} \quad (\text{III.1})$$

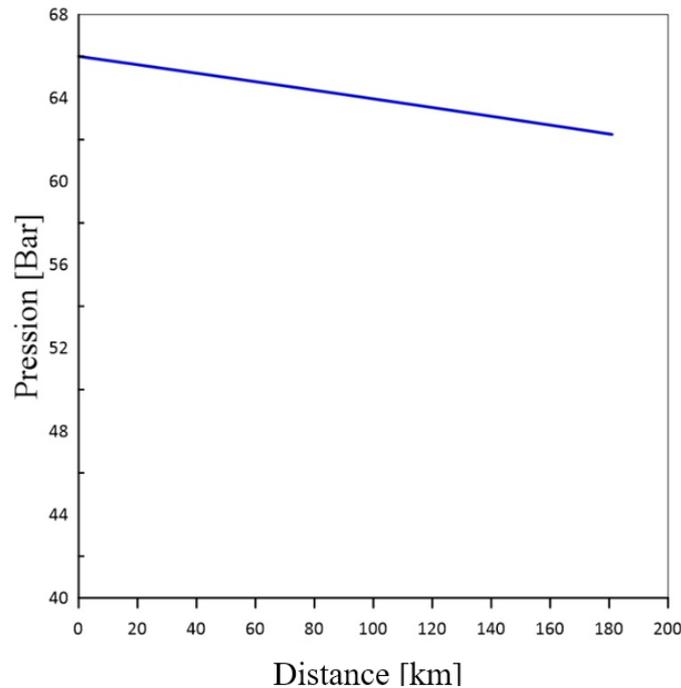


Figure III.1 : Evolution de la pression dans la première approche

Dans cette approche, nous observons une diminution de pression de seulement 4 bars après que le gaz a parcouru une distance de 181 km. Cependant, les résultats obtenus suggèrent que la station de compression n'est pas utile malgré notre hypothèse selon laquelle elle est en marche.

b. Deuxième approche :

$$P_B = \left[P_A^2 - \left(\frac{Q_{Vr}}{1,1494 \times 10^{-3} \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right) \times D^{2,5}} \right)^2 \times G \times T_m \times L \times Z_m \times \lambda \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{III.2})$$

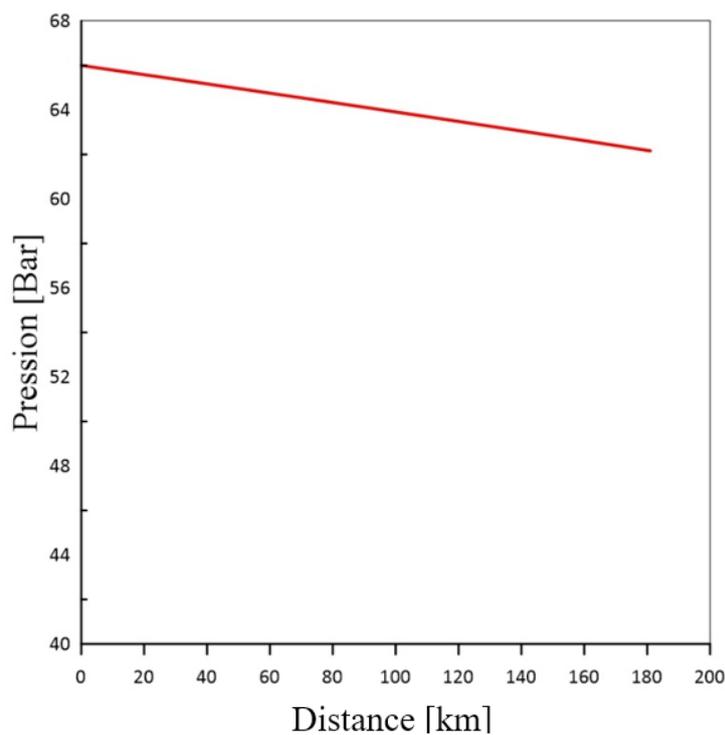


Figure III.2 : Evolution de la pression dans la deuxième approche

La première et la deuxième approche sont quasiment similaires. Comme précédemment cité, cette approche est une forme développée de la première, d'où la similarité des graphes.

c. Troisième approche :

$$J_i = \left(\lambda \times \frac{1}{R \times T_m} \times P_r \times \frac{V_r \times L}{2D} \right) \times \frac{1}{P_m} \quad (\text{III.3})$$

$$P_B = \left[\left[P_A^2 - \frac{Q_{Vr}}{1,002 \times 10^{-2} \times E \times \left(\frac{T_r}{P_r} \right)^{1,02} \times D^{2,53}} \right]^{\frac{1}{0,51}} \times G^{0,961} \times T_m \times L \times Z_m \right] \times \frac{1}{e^s} \quad (\text{III.4})$$

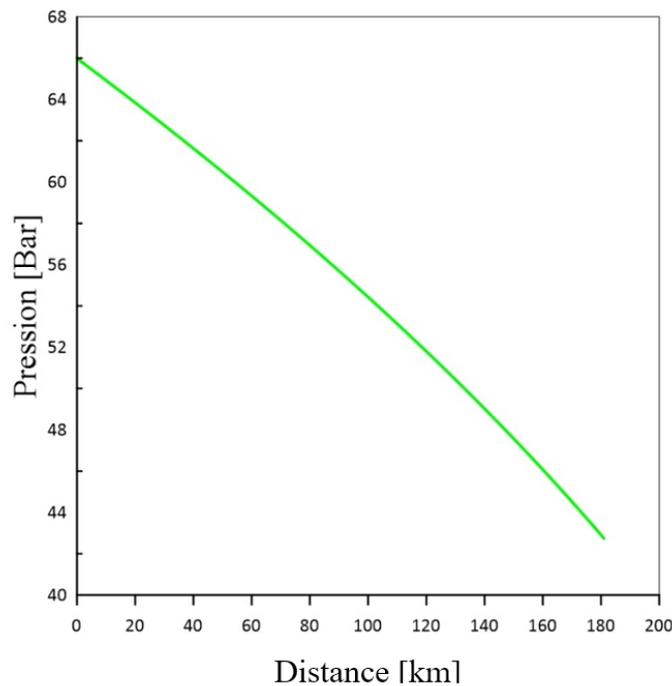


Figure III.3 : Evolution de la pression dans la troisième approche

Pour cette approche, nous constatons que la pression à la fin de la canalisation est de 42,7 bars, ce qui est conforme aux données communiquées par l'entreprise. Ainsi, nous pouvons en conclure que la station de compression est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du système.

III.2.3. Comparaison entre les différentes approches :

En fusionnant les trois graphes, nous obtenons la figure (III.4)

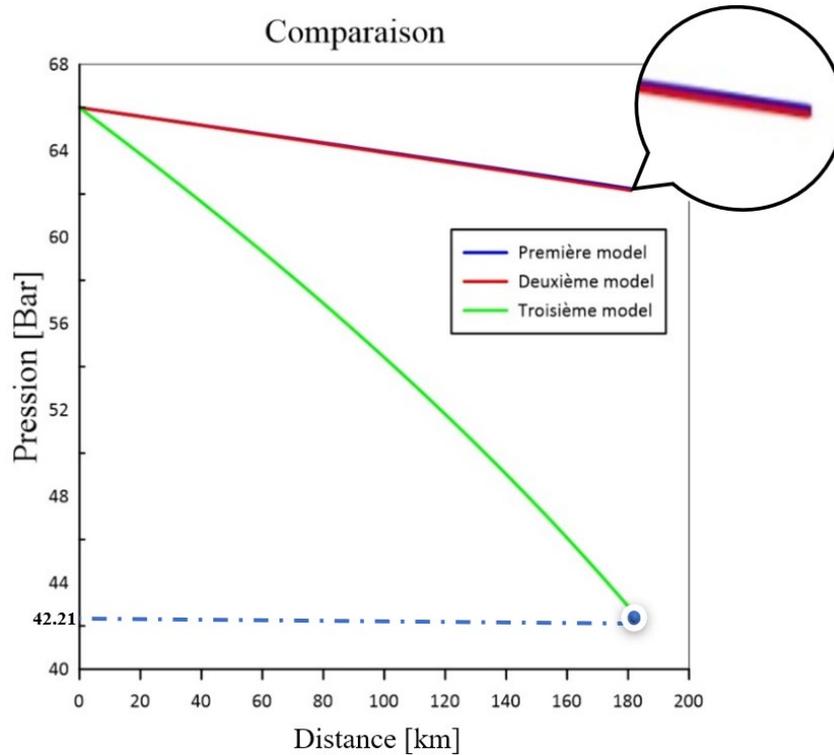


Figure III.4 : Superposition des trois approches

Après avoir analysé le comportement du gaz selon les trois approches, nous constatons que les deux premières approches sont très similaires avec une différence notable dans la troisième approche. Pour savoir laquelle des approches doit être utilisée, nous nous référons aux données réelles fournies par Sonatrach.

III.2.4. Validation de l'approche :

L'entreprise Sonatrach nous a fourni des données journalières listées dans la figure (III.5) afin que nous puissions valider nos calculs.



Figure III.5 : relever pression & débit GG1

Ainsi, il est important de noter que la troisième approche est la plus réaliste car elle prend en compte la station de compression qui est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du système. En effet, la pression à la fin de la canalisation est de 42,21 bars, ce qui est conforme aux données communiquées par l'entreprise.

D'après les données acquises (42.1 [Bar] est très proche de 42.21 [Bar]), nous en concluons que la troisième approche est celle qui est acceptable et la plus précise.

III.3. Etude de la station de compression

Dans cette étude on s'intéresse à l'étude des compresseurs. La station en comporte 3. Par soucis de sécurité les trois compresseurs ne sont pas tous en marche. Le principe est de laisser un compresseur en stand-by lorsque les deux autres sont en marche.

Ces derniers sont montés en parallèle et possède différente plage de vitesse de rotation. Quand il y a deux compresseurs en marche le débit d'aspiration est divisé en deux

Les compresseurs installés dans la station sont identiques de ce fait qu'on va étudier qu'un seul d'entre eux avec la moitié du débit ainsi que la courbe de performance, qui est illustrée sur la Figure (III.6).



Figure III.6 : Courbe de performance du compresseur C45

On s'intéresse à la valeur de la vitesse de rotation du compresseur alors on applique les principes évoqués précédemment afin de les calculer

$$Q_v = \frac{Q_{vT}}{2} = \frac{1380000}{2} = 690000 \text{ [m}^3\text{/h]} \quad (\text{III.5})$$

Dans notre cas la station exige une pression d'entrée de 42 bars
 $P_1 = 4200000 \text{ Pa}$

$$X = \frac{\Delta P}{P_2} \quad (\text{III.6})$$

$$\Delta P = P_2 - P_1 \quad (\text{III.7})$$

$$P_2 = \frac{P_1}{(1-X)} \quad (\text{III.8})$$

En utilisant ces formules, nous allons représenter la figure III.6 en exprimant la pression en fonction du débit $P(Q_v)$.

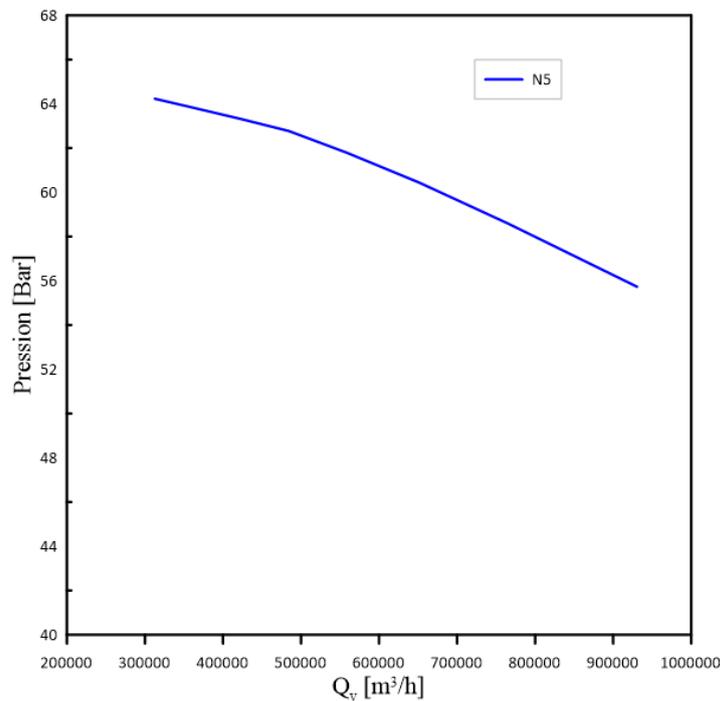


Figure III.7 : Représentation de la courbe N5 en fonction de la pression et du débit

En utilisant la formule (III.9), il est possible de modifier la courbe représentée dans la figure (III.7) ainsi que de calculer le point demandé en hauteur.

$$H = \frac{P}{\rho \times g} \quad (\text{III.9})$$

La masse volumique dépend de la température, de la pression et du facteur de compressibilité. La pression est une donnée connue, tandis que le facteur de compressibilité doit être calculé. Pour chaque point, la température est calculée à l'aide de la relation de Laplace et le rendement isentropique :



Avec la figure (III.8) :

$$\eta_s = 0.856(85.6\%)$$

La relation de Laplace permet également de calculer la température pour le point demandé.

Point demander

$P_d = 6250000 \text{ Pa}$

$Q_{vd} = 690000 \text{ m}^3/\text{h}$

$$H_d = \frac{P_d}{\rho_d \times g} \quad (\text{III.10})$$

Après avoir reformuler la courbe de la figure (III.7) en hauteur en obtient la figure (III.8)

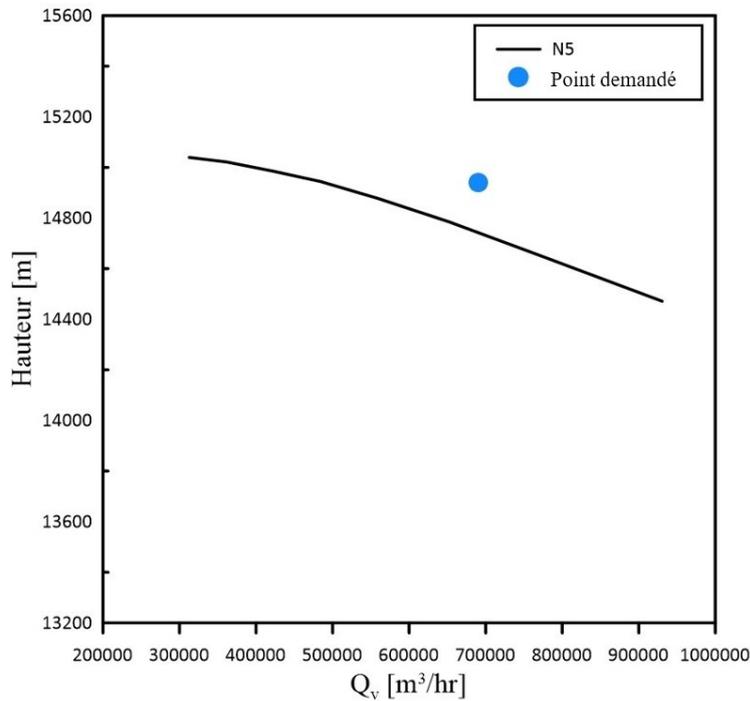


Figure III.9 : Représentation de la courbe N₅ en fonction de la hauteur et du débit

Nous avons pour objectif de déterminer la vitesse de rotation requise, notée N_d. Afin de calculer le point d'adaptation du compresseur on doit utiliser la fonction des points similaires

$$K' = \frac{H_d}{(Q_{v_d})^2} \quad (\text{III.11})$$

$$K' = 3,1376 \times 10^{-8} \quad (\text{III.12})$$

Équation de la hauteur en fonction du débit dans la vitesse N₅

$$H_s = 15151,59342 + \left((-1,37024 \times 10^{-4}) \times Q_v \right) + \left((-6,48444 \times 10^{-10}) \times Q_v^2 \right) \quad (\text{III.13})$$

On applique l'égalité avec la fonction d'iso-rendement et la fonction N₅

$$H_s = K' \times Q_v^2 \quad (\text{III.14})$$

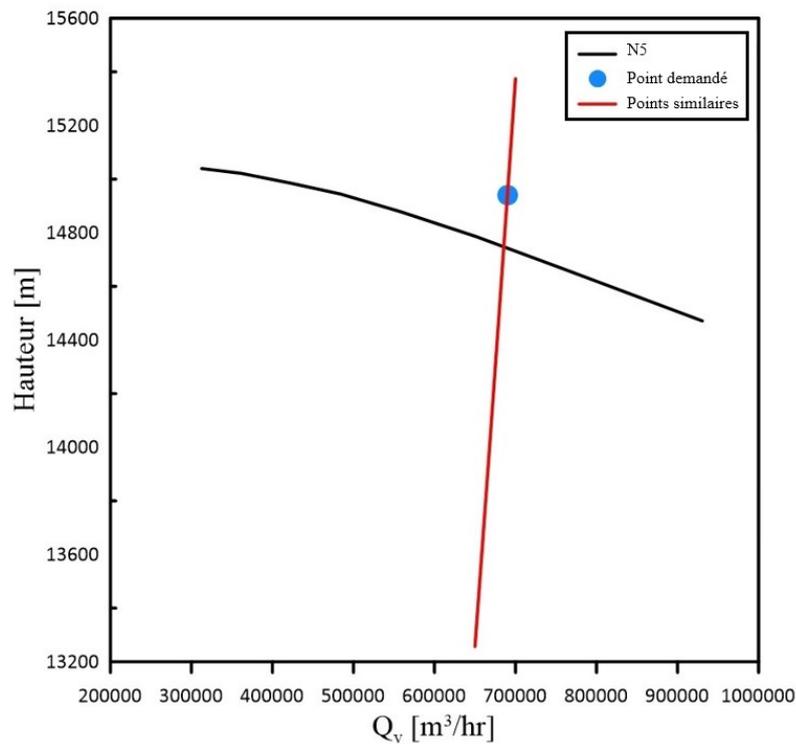


Figure III.10 : Représentation de la courbe N_5 et la courbe des point similaires

On obtient

$$Q_{v_s} = 685695,69 \text{ m}^3 / h$$

On applique le principe du pouvoir débitant en trouve :

$$N_d = N_5 \times \left(\frac{Q_{vd}}{Q_{vs}} \right) = 8856 \times \left(\frac{690000}{685695,69} \right) \quad (\text{III.15})$$

$$N_d = 8911,59 \text{ tr} / \text{min}$$

Si nous souhaitons obtenir la courbe de la nouvelle vitesse de rotation :

$$H_s = H_{new} \times \left(\frac{N_5}{N_d} \right)^2 \quad (\text{III.16})$$

$$Q_{v_s} = Q_{v_{new}} \times \left(\frac{N_5}{N_d} \right) \quad (\text{III.17})$$

On remplace l'équation (III.17) dans la l'équation (III.13)

$$H_{new} \times \left(\frac{N_5}{N_d} \right)^2 = C + \left[B \times Q_{vnew} \times \left(\frac{N_5}{N_d} \right) \right] + \left[A \times Q_{vnew}^2 \times \left(\frac{N_5}{N_d} \right)^2 \right] \quad (III.18)$$

$$H_{new} = C \times \left(\frac{N_d}{N_5} \right)^2 + B \times Q_{vnew} \times \left(\frac{N_d}{N_5} \right) + A \times Q_{vnew}^2 \quad (III.19)$$

$$H_{new} = 15342,4123 + \left((-1,37884 \times 10^{-4}) \times Q_v \right) + \left((-6,48444 \times 10^{-10}) \times Q_v^2 \right) \quad (III.20)$$

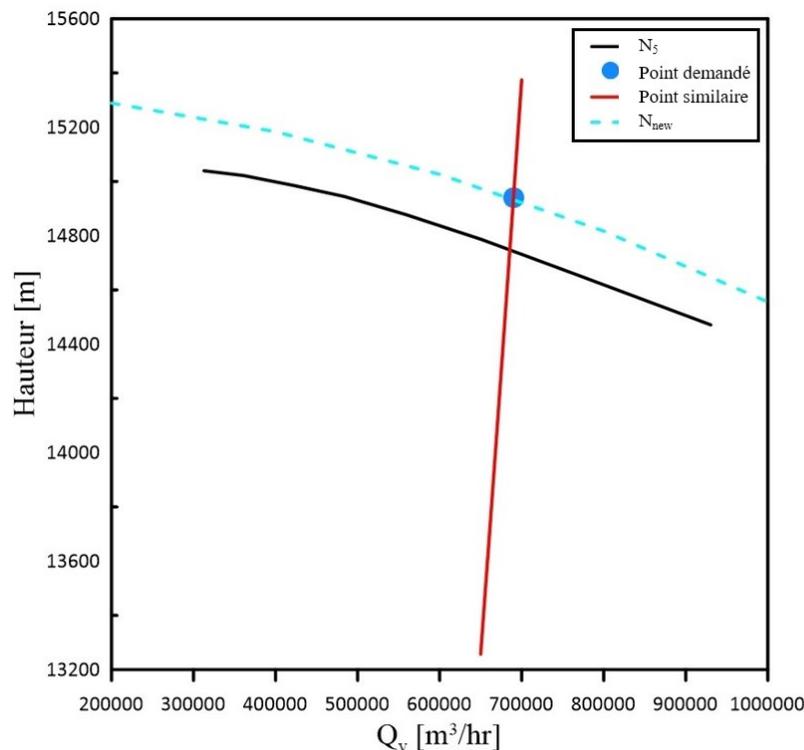


Figure III.11 : courbe de la nouvelle vitesse de rotation

Les résultats obtenus lors de notre étude sur le compresseur présentent une certaine marge d'erreur, principalement en raison du manque de données précises sur les paramètres d'exploitation. Sans les informations exactes fournies par le constructeur, il est difficile d'obtenir une précision absolue dans les calculs. De plus, l'absence de vérification sur site limite la possibilité de confirmer les résultats par des mesures expérimentales. Ces contraintes ont donc contribué à une certaine divergence entre les résultats obtenus et les valeurs réelles.

III.4. Modélisation des lignes :

Dans le titre précédent, il a été observé que le modèle empirique était le meilleur choix pour notre étude. Dans le but d'optimiser la précision de nos recherches, nous avons inclus tous les paramètres susceptibles d'influer sur le comportement du gaz, tels que la variation du débit, la température, la viscosité et la vitesse. Lors de la comparaison, nous avons maintenu ces paramètres constants. L'objectif général était de créer un modèle permettant de valider nos calculs dans le cadre d'une évaluation expérimentale.

III.4.1 Pipe GG1(1981- septembre 2020) :

Les caractéristiques du gazoduc GG1 sont énumérées dans le tableau (III.3).

Longueur (km)	437
Diamètre "en pouce"	42
Epaisseur du Tube (mm)	11,91 du PK 0 au PK307 12,7 du PK 307 au PK 436,955 19,05 pour les point spéciaux
Pression minimale d'aspiration (bars)	42
Pression Maximale de service réelle (bars)	70
Pression Minimale Arrivée Bordj Ménaïel (bars)	45
Débit volumique standard (Sm^3/s)	383,3

Tableau III.5 : caractéristiques de la conduite GG1

L'objectif de l'illustration graphique des variations d'altitude et de pression en fonction de la distance parcourue est de mieux comprendre le processus de transport du gaz. Sur l'axe des abscisses, nous avons la distance parcourue en kilomètres, et sur l'axe des ordonnées, nous représentons les différentes grandeurs mesurées. Les variations d'altitude sont tracées sur l'axe Y1 et les variations de pression sur l'axe Y2.

Le graphique de la figure (III.6) nous permet de visualiser les variations des différentes grandeurs en fonction de la distance parcourue, ce qui nous aide à comprendre leur impact sur le transport du gaz. Cette représentation graphique nous permet ainsi de détecter d'éventuelles anomalies et de prendre des mesures pour optimiser le transport du gaz.

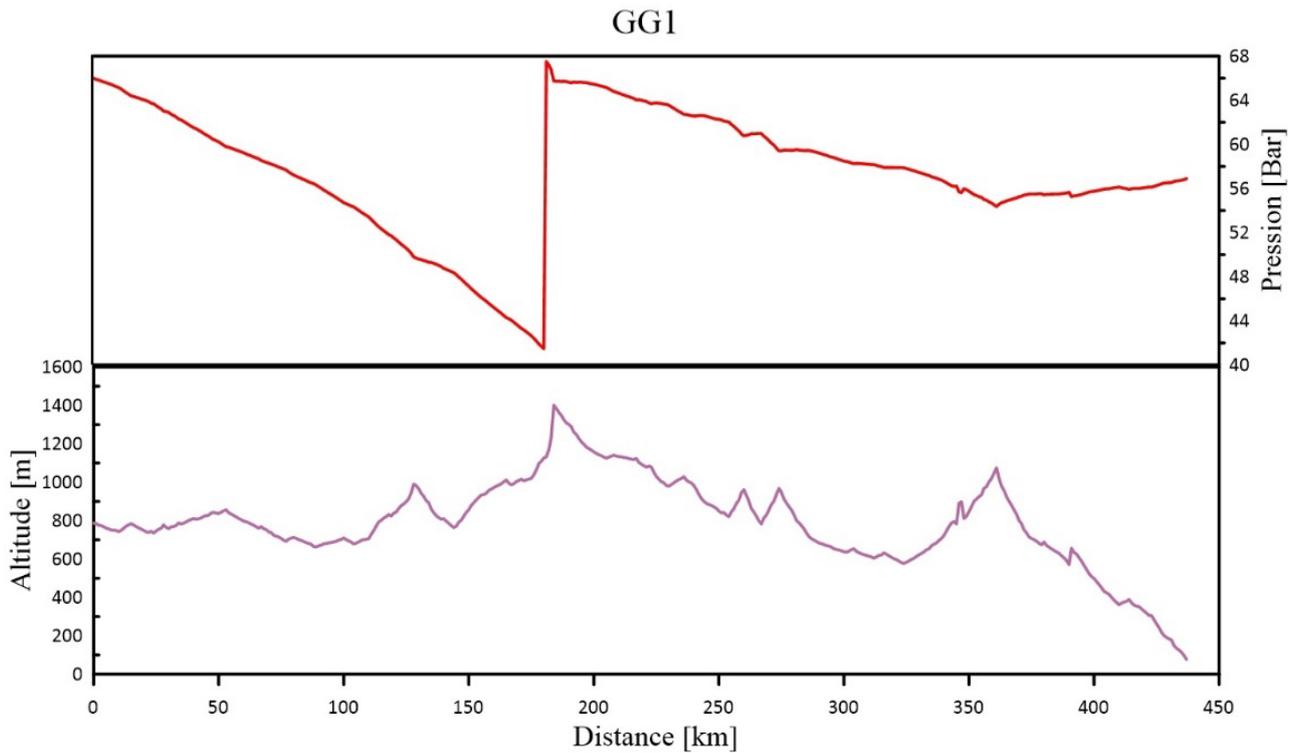


Figure III.12 : Evolution de la pression en fonction de l'altitude de GG1 sans RGG1

III.4.2. Pipe GG1+RGG1(septembre 2020-jour présent)

Suite à la hausse de la demande en gaz naturel, motivée par la nécessité d'accroître le débit de transport, l'entreprise Sonatrach s'est trouvée confrontée à un défi. En effet, la ligne existante n'était pas initialement conçue pour supporter une telle charge. Par conséquent, la décision a été prise de procéder au renouvellement de la canalisation en construisant la ligne RGG1 et de supprimer définitivement la ligne GG1. Cependant, il a été envisagé de concevoir le RGG1 sous la forme d'un looping tout en maintenant le GG1 en service. Cette solution présente l'avantage de réduire les pertes de charge et de permettre une augmentation du débit de transport.

Les caractéristiques de cette ligne est répertoriée dans le tableau (III.2).

Longueur [km]	205
Diamètre "en pouce"	42
Epaisseur du Tube [mm]	14,27 du PK 232 au PK 437 20,62 pour les points spéciaux
Débit volumique standard [Sm^3/s]	411,1

Tableau III.6 : Caractéristiques de la conduite RGG1

Après avoir modéliser notre canalisation, nous avons obtenu la représentation graphique illustrée dans la figure (III.13)

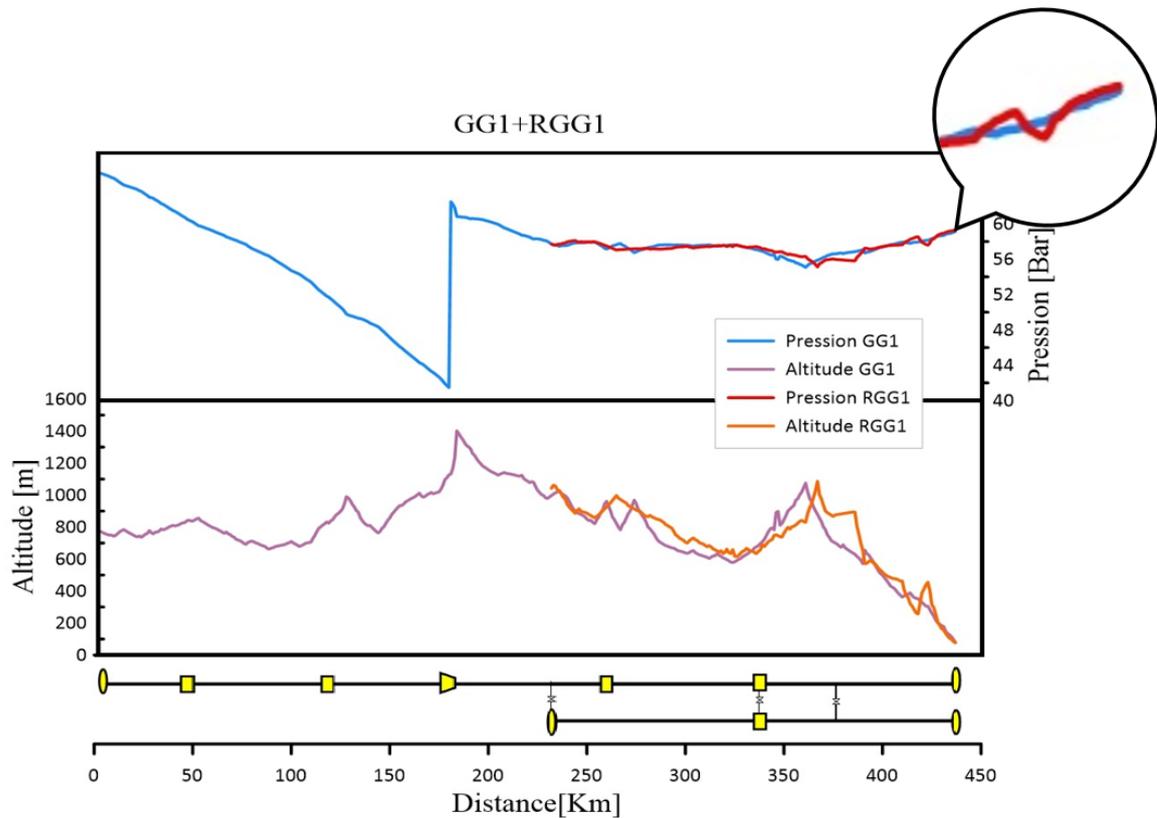


Figure III.13 : Evolution de la pression en fonction de l'altitude de GG1 avec RGG1

La différence d'altitudes entre les deux ligne GG1 et RGG1 s'explique par la différence du parcours emprunté. Il peut donc y avoir une différence de pression dans certaines parties, néanmoins les pressions d'arrivée sont presque les mêmes. Il possible de confirmer nos résultats en nous basant sur la figure (III.14).

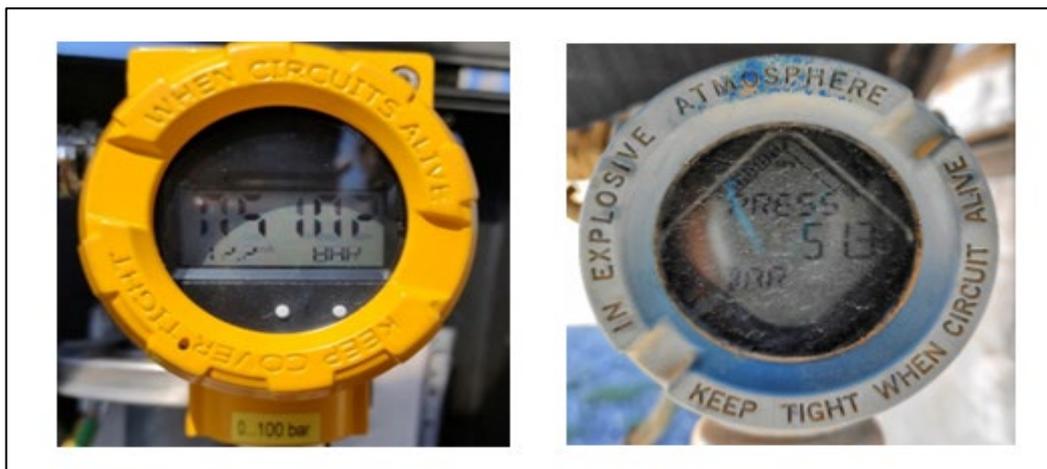


Figure III.14 : Relevé de pression au terminal d'arrivée RGG1 & GG1

En étudiant les installations déjà existantes, notre objectif est de vérifier la précision de notre modélisation.

III.5. Comparaison entre la ligne actuelle et l'ancienne :

Pour comparer nos résultats avec ceux de l'entreprise, nous avons besoin des données de soutirage de chaque point de prélèvement (PP). Malheureusement, en raison d'un manque de coordination entre Sonatrach et Sonelgaz, nous ne pouvons pas obtenir des résultats précis pour effectuer cette comparaison. Les quantités exactes du gaz prélevées aux points de prélèvement au moment où nous avons mesuré les pressions ne sont pas disponibles.

Afin de pallier cette lacune, nous allons plutôt comparer le comportement du gaz. En analysant les variations de pression, de débit et d'autres paramètres, nous pourrions alors évaluer la cohérence de notre modélisation et déterminer si elle reflète fidèlement le fonctionnement réel du système. Bien que nous ne puissions pas effectuer une comparaison chiffrée, cette approche nous permettra de tirer des conclusions qualitatives sur la précision de notre modèle.

III.5.1. Comparaison théorique :

La comparaison théorique permet d'évaluer la correspondance entre les résultats prédits à partir de principes, de lois ou de modèles théoriques, et les valeurs idéales ou hypothétiques. Elle vise à vérifier la validité des modèles et à mesurer leur concordance avec les attentes conceptuelles.

En combinant les graphiques des deux lignes, nous obtenons la figure (III.15).

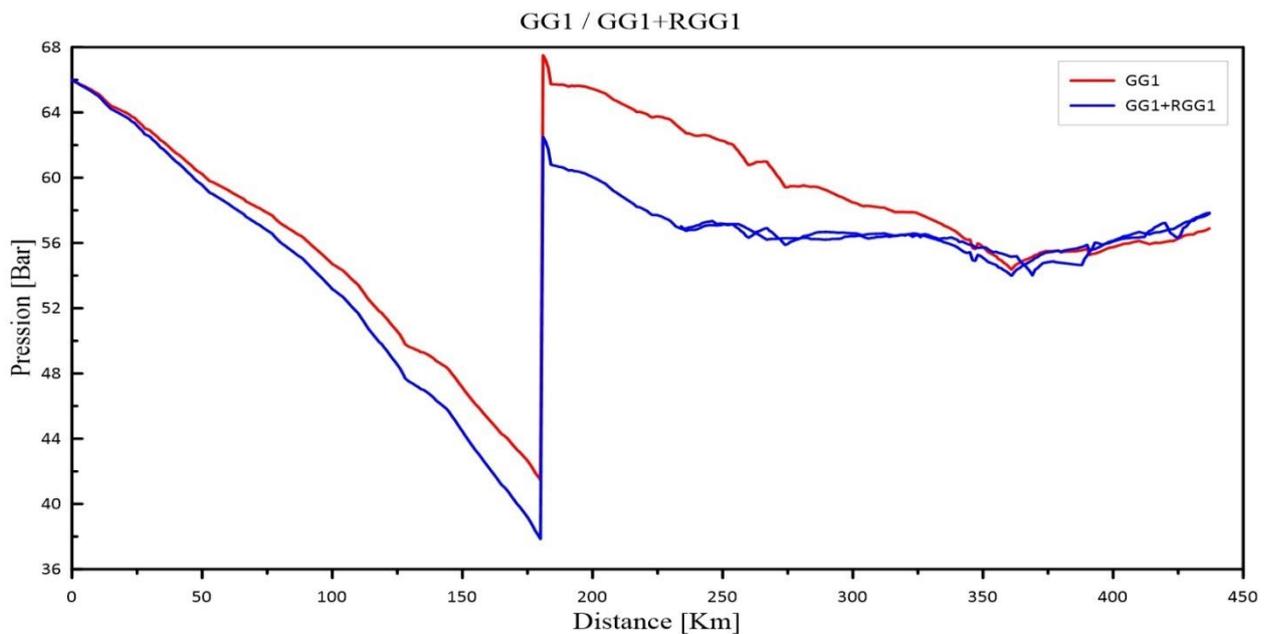


Figure III.15 : comparaison entre l'ancienne et la nouvelle ligne

Suite à la mise en service du tronçon RGG1, le débit a augmenté de manière significative. Comme il est bien connu, lorsque le débit d'un fluide augmente, les pertes de charge augmentent également. C'est pourquoi nous observons une différence de pression à l'entrée de la station de compression entre les deux conduites.

Il est observé que la pression de refoulement au niveau de la station de compression diffère entre l'ancien ouvrage (GG1) avec 67 bars et le nouvel ouvrage avec seulement 63 bars. Cependant, il est intéressant de noter que les pressions à l'arrivée au terminal sont quasiment identiques pour les deux ouvrages.

III.5.2. Comparaison réelle :

La comparaison réelle confronte les résultats observés aux valeurs attendues. Son but est d'évaluer la correspondance entre les données réelles et théoriques, et d'identifier les écarts éventuels. Les figures (III.16) et (III.17) montrent les données collectées en janvier 2021 et février 2023 pour les lignes GG1 et GG1 & RGG1.



Figure III.16 : Relever des pression ligne GG1 en 2021



Figure III.17 : Relever des pression ligne (GG1&RGG1) en 2023

En examinant ces deux figures, on constate une augmentation du débit après la mise en service du RGG1. Le débit passe de 1,38 à 1,48 million de m³/h, ce qui confirme l'efficacité de la nouvelle ligne en termes de capacité de transport. En ce qui concerne les pressions, la pression d'aspiration de la station de compression diminue de 42,10 à 40,60 bars. De plus, la pression de refoulement chute de 67,60 à 62,90 bars. Il est important de noter que les pressions au terminal d'arrivée demeurent inchangées.

III.5.3 Résultat de la comparaison

Il est clair que la mise en service du RGG1 a eu un impact significatif sur les performances du système. La première comparaison, basée sur des données réelles, montre une augmentation du débit et une diminution des pressions à la station de compression, ce qui confirme l'efficacité et la capacité de transport accrue de la nouvelle ligne. La deuxième comparaison, basée sur une analyse théorique, souligne également une augmentation du débit et met en évidence la différence de pression à l'entrée de la station de compression entre les deux conduites. En dépit de cette différence, les pressions au terminal d'arrivée demeurent pratiquement identiques pour les deux ouvrages.

Ces résultats globaux suggèrent que le RGG1 offre une meilleure performance en termes de débit et de capacité de transport, tout en maintenant des pressions stables au terminal. Cette

conclusion indique que le RGG1 constitue une amélioration significative par rapport à l'ancien ouvrage (GG1), tant sur le plan pratique que théorique.

III.6 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons concrétisé les principes abordés précédemment en réalisant une modélisation approfondie des gazoducs GG1 et RGG1. Cette étude approfondie nous a permis de mettre en évidence les avantages considérables offerts par la nouvelle ligne de gazoduc, le RGG1.

En résumé, la construction du looping RGG1 tout en maintenant la partie GG1 s'est révélée être une solution prometteuse pour répondre à l'augmentation de la consommation du gaz naturel. Cette approche permet d'améliorer la capacité de transport du gaz tout en réduisant les pertes de pression. De plus, les vérifications effectuées ont confirmé l'exactitude de nos calculs.

Dans le prochain chapitre, nous présenterons des propositions pour renforcer l'efficacité de la ligne étudiée. Notre objectif principal est d'optimiser les performances, la fiabilité et la durabilité du système, tout en répondant à la demande énergétique croissante de la région.

Chapitre IV

Propositions & amélioration

Perspectives & améliorations

IV.1. Introduction :

Le gazoduc GG1 est un maillon vital de la chaîne d'approvisionnement du gaz en Algérie, mais celui-ci présente des défis opérationnels, de sécurité. Ce chapitre présente des propositions d'amélioration pour ce dernier, basées sur une analyse approfondie de son comportement dans les chapitres précédents. Les recommandations visent à renforcer son efficacité, sa fiabilité et à optimiser son fonctionnement.

IV.2. Modélisations et analyse de proposition :

Dans le cadre de nos analyses prospectives, nous avons identifié un scénario futur qui soulève la nécessité d'augmenter considérablement le débit à 1,8 million [m³/h]. Ce chiffre impressionnant témoigne des défis auxquels l'industrie sera confrontée dans un avenir proche. Pour mieux comprendre l'impact de cette augmentation, la figure (IV.1) présente le comportement du gaz correspondant à ce débit spécifique. Cette visualisation nous offre un aperçu clair et concret des conséquences attendues et des ajustements potentiels à prendre en compte pour une meilleure adaptation des installations.

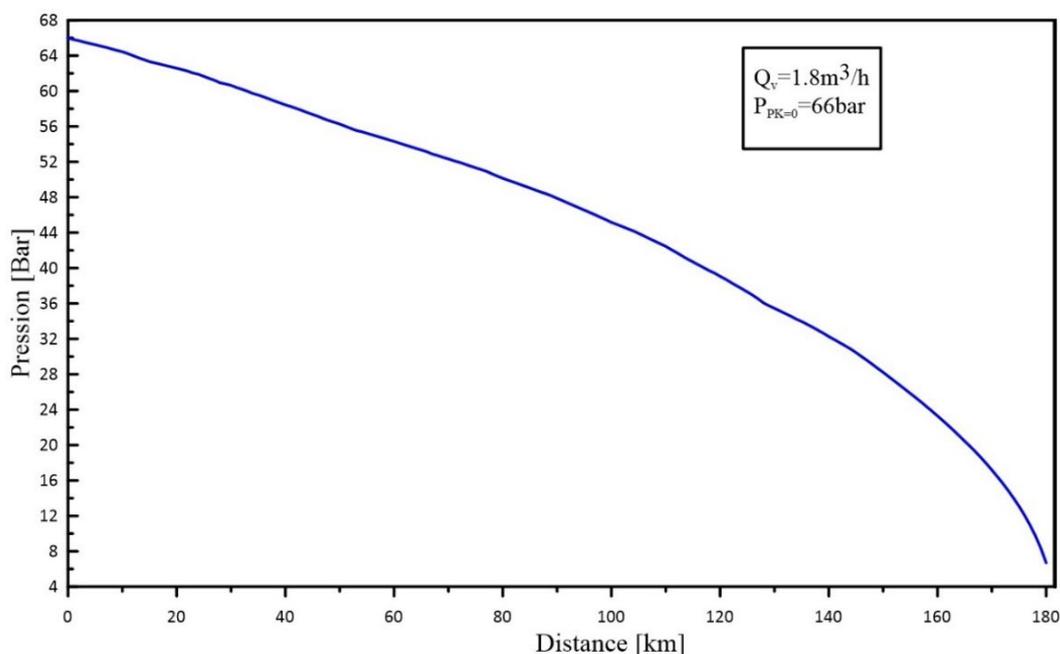


Figure IV.1 : comportement du gaz pour un débit de 1,8 million m³/h

La figure IV.1 met en évidence l'impact significatif de l'augmentation du débit sur la pression, en particulier sur les pertes de charge. À ce débit spécifique, la pression à l'entrée de la station est de 6,7 bars, ce qui est extrêmement préoccupant.

Dans le cadre de notre démarche, nous allons examiner et analyser différentes propositions théoriques afin de trouver des solutions efficaces pour remédier à cette problématique. Notre objectif est de développer une compréhension approfondie des diverses approches théoriques et d'évaluer leur pertinence et leur applicabilité dans le contexte

IV.2.1. Première Proposition :

Cette proposition consiste à ajouter un troisième compresseur en marche à la station de compression du gazoduc GG1. Cela améliorerait les performances opérationnelles en augmentant la capacité de compression, le débit du gaz et en réduisant les pertes de pression.

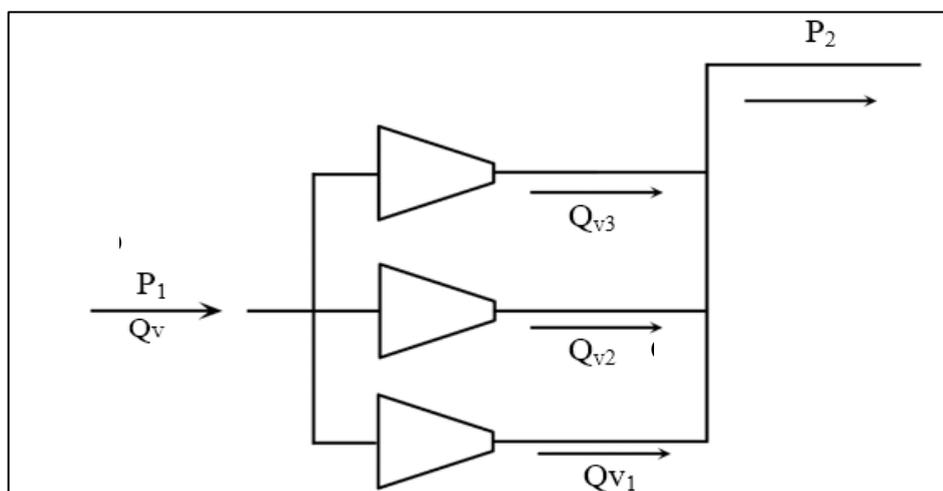


Figure IV.2 : schéma de trois compresseurs en marche

L'augmentation du débit de gaz entraîne une hausse des pertes de charge sur la même distance, comme confirmé dans la comparaison entre GG1 et RGG1. Malgré une spécification théorique d'entrée de 42 bars, les données de Sonatrach indiquent une pression réelle pouvant atteindre 38 bars. Bien que la limite inférieure ne soit pas notre principale préoccupation, une pression minimale doit être respectée.

Par conséquent, les deux contraintes limitantes de notre installation actuelle sont la pression minimale requise à l'entrée de la station qui est de 42 bars. Ainsi, bien que la canalisation puisse potentiellement supporter des pressions plus élevées, nous sommes contraints de respecter une pression maximale de sécurité. Ces critères garantissent le bon fonctionnement et la sécurité de notre système.

Afin de remédier à ce déséquilibre de pression à l'entrée de la station, il serait nécessaire d'ajouter un compresseur (appeler booster) ou des compresseurs qui fonction dans les bases pression dont le but est d'augmenter la pression afin de satisfaire les conditions d'entrée requises pour les compresseurs. Le choix du nombre de compresseurs et de la pression nécessaire dépendent à la fois des caractéristiques du compresseur utilisé, ainsi que du débit d'arrivée à la station.

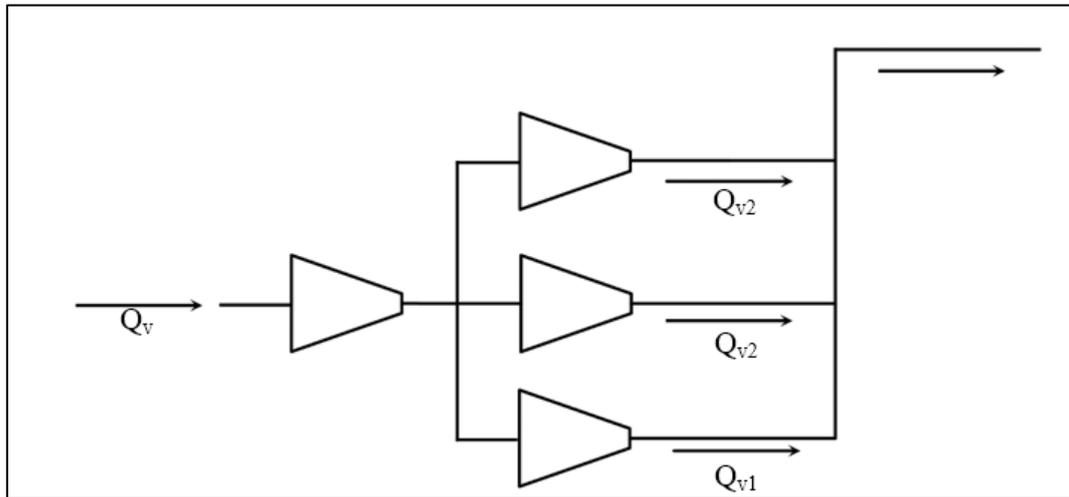


Figure IV.3 : Schéma station de compression avec booster

La figure (IV.4) illustre le comportement du gaz avec le booster. Elle offre une représentation graphique détaillée des variations observées, permettant de mieux comprendre les effets de l'application du booster sur le gaz.

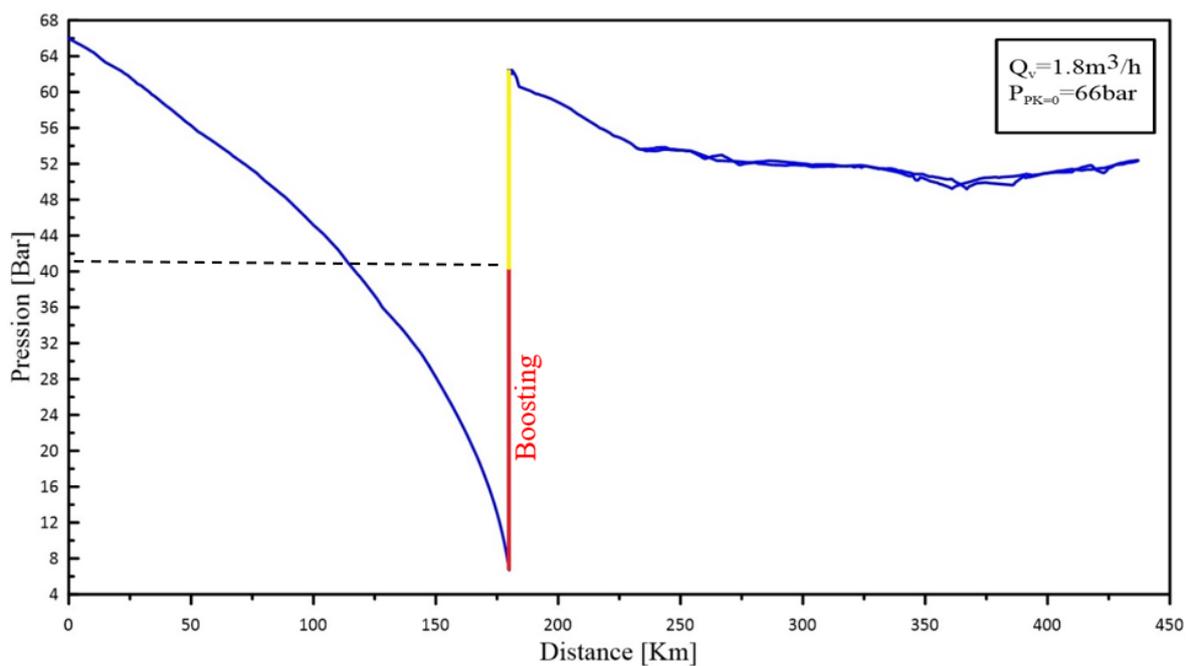


Figure IV.4 : Comportement du gaz avec Booster

IV.2.2. Deuxième proposition :

Les ingénieurs qui ont conçu cet ouvrage en 1981 en prévu des emplacements spécifiques pour d'éventuelle station de compression. En effet, tous les postes de coupure existants sur la ligne peuvent accueillir une station de compression.

D'après la figure (IV.1), on constate qu'au PK 127 la pression atteint sa valeur critique. Il semble judicieux d'ajouter une station de compression à cet endroit, comme le montre la figure (IV.5) marquée en rouge, afin de palier a cette problématique.



Figure IV.5 : Emplacement de la future station de compression

La figure (IV.6) illustre le comportement du gaz après l'ajout de la station de compression au PC2.

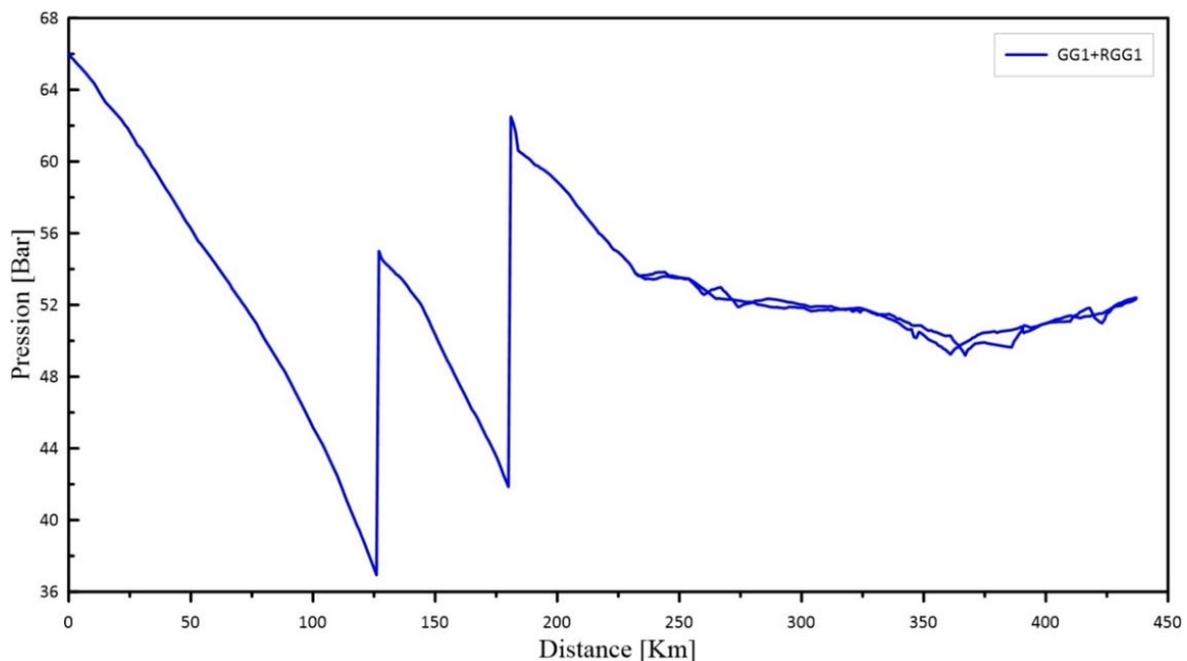


Figure IV.6 : Comportement du gaz avec la deuxième station de compression.

IV.2.3. Troisième proposition :

La proposition consiste à créer un nouveau Looping, que nous pouvons appeler NRGG1, qui commencera à partir du PK 01 et se terminera au PK 232. Ainsi le montre la figure (IV.7).



Figure IV.7 : schéma de la nouvelle ligne

D'après la figure (IV.7), la looping sera reliée au GG1 via une canalisation robuste à même de supporter le débit de transport. En envisageant l'avenir avec une demande croissante et une augmentation du débit, l'utilisation de la station de compression pourrait s'avérer nécessaire pour assurer la capacité de transport.

L'étude de notre proposition sera fondée sur ces paramètres

- $Q_v=500$ [m³/s]
- $P_{PK=0}= 66$ [Bar]
- Station de compression hors service

Le comportement du gaz va être illustré sur la figure (IV.8)

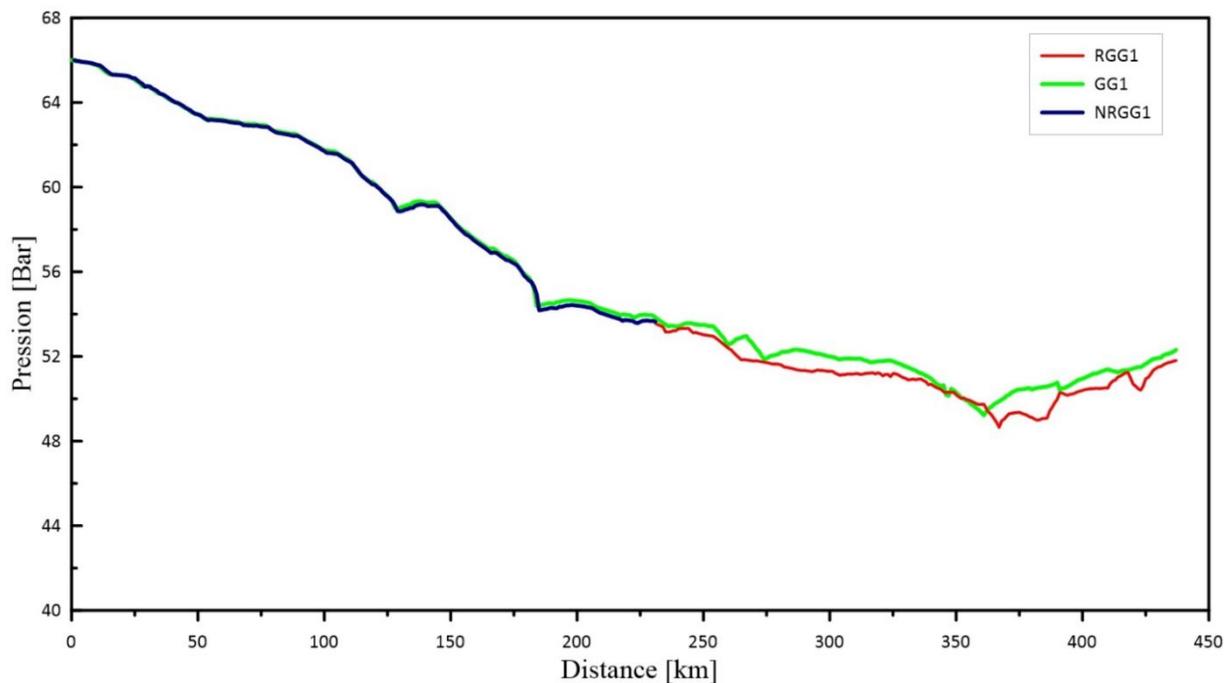


Figure IV.8 : Comportement du gaz avec le nouveau looping

On remarque dans la première partie avant le RGG1 les valeurs de la pression du NRGG1 et GG1 sont identiques car ils sont à la même altitude.

Comme on peut le constater, avec ce débit dans cette modélisation, il n'est pas nécessaire d'utiliser la station de compression. C'est comme si nous transportions la moitié de la quantité (1800000/2) dans l'ancienne canalisation GG1 seule, ce qui entraîne moins de perte de pression. Pour prouver que notre système fonctionne dans les normes, nous présenterons une journée où le débit est de 900000 m³/h. comme convenu avec Sonatrach, afin de vérifier si la pression atteint les exigences du contrat (>45 [Bar]). D'après la figure (IV.9) fournie par Sonatrach, nous constatons que notre proposition est validée.



Figure IV.9 : Relevé pression & débit GG1

IV.3. Conclusion :

Ce chapitre à explorer trois solutions prometteuses pour améliorer le gazoduc afin de faciliter le transport de 1,8 million de [m³/h]. Chacune de ces proportions offre des avantages spécifiques en termes d'efficacité et de sécurité. Le choix final dépendra des contraintes technique, des aspects économiques ainsi que des considérations environnementales. En envisageant ces solutions, il est possible de garantir un transport efficace et fiable du gaz tout en répondant à la demande croissante.

Conclusion Générale

Notre étude s'est concentrée sur la détermination des paramètres opérationnels du gazoduc GG1 ainsi que du nouveau tronçon RGG1, dans le but de formuler des propositions d'amélioration pour l'avenir.

Notre étude approfondie des paramètres d'exploitation des deux gazoducs GG1 et RGG1 nous a permis d'identifier leurs caractéristiques ainsi que les aspects à prendre en compte pour optimiser leurs exploitations. On peut émettre des propositions afin d'améliorer leurs performances après avoir identifié les défis et les opportunités associés au système.

Dans le cadre de cette étude, plusieurs domaines ont été identifiés où des améliorations peuvent être apportées. Tout d'abord, il est essentiel d'évaluer la capacité actuelle des gazoducs GG1 et RGG1 afin de répondre à la demande croissante en gaz.

Notre étude approfondie des paramètres d'exploitation des gazoducs GG1 et RGG1 a permis de formuler des propositions d'amélioration pour l'avenir. En tenant compte des défis spécifiques à chaque gazoduc, il est possible de mettre en place des mesures visant à optimiser leur capacité, leur efficacité opérationnelle, leur sécurité et leur impact environnemental. En mettant en œuvre ces recommandations, il sera possible d'assurer un fonctionnement optimal des gazoducs et de garantir un approvisionnement en gaz fiable et durable pour les années à venir.

Références Bibliographiques

[1] J.Ligen & M. Guay, LE BOUSSICAUD « Pertes de charge », 2007.

[2] E.Shashi Menon, gaz pipeline Hydraulics 2005.

[3] Paul C. Hanlon, COMPRESSOR HANDBOOK

ANNEXES

Annexe A : Paramètres des soutirage GG1



Annexe B : Paramètres d'exploitation GG1

PK	P	T	ρ	Z	Q _v	V	Re	H	S	Le
0	6600000	313	49.5824	0.89541	5.80229	6.790608	2.93E+07	787	/	/
21	6396769	293	52.6627	0.87285	5.46283	6.393323	2.93E+07	742	-0.00113	999.4351
31	6273062	293	51.5153	0.87504	5.57768	6.527734	2.93E+07	768	0.001611	1000.806
95	5544543	293	44.8617	0.88812	6.3878	7.47584	2.92E+07	686	0.0003174	1000.159
110	5341052	293	43.0347	0.89185	6.65609	7.789836	2.92E+07	706	0.0004742	1000.237
139	4889776	293	39.0321	0.90022	7.23414	8.466349	2.87E+07	808	-0.001096	999.4522
175	4263433	293	33.5889	0.91211	8.39713	9.82743	2.87E+07	1020	0.0006182	1000.309
181	6700000	330.905	46.7176	0.91252	6.03735	7.065702	2.87E+07	1132	0.0009247	1000.462
192	6516942	293	53.7821	0.87074	4.99601	5.846988	2.74E+07	1260	-0.004693	997.6573
200	6495717	293	53.584	0.87111	5.01201	5.865718	2.73E+07	1158	-0.001456	999.2723
216	6364834	293	52.366	0.87342	5.10356	5.972861	2.72E+07	1118	-0.000323	999.8386
223	6317981	293	51.9314	0.87424	5.13959	6.015021	2.72E+07	1079	-0.000806	999.5971
232	6273572	293	51.5201	0.87503	5.18062	6.06304	2.72E+07	997	0.0014498	1000.725
254	6146593	293	50.3477	0.87728	5.16616	6.046115	2.65E+07	821	-0.001285	999.3577
287	5879766	293	47.9015	0.88205	5.34498	6.255404	2.61E+07	706	-0.001758	999.1217
301	5783012	293	47.0203	0.8838	3.46939	4.060341	1.66E+07	636	-0.000319	999.8406
312	5753640	293	46.7534	0.88433	3.22977	3.791385	1.54E+07	604	-0.001115	999.4425
326	5710713	293	46.3639	0.8851	3.24985	3.814955	1.54E+07	590	0.0011147	1000.558
336	5636127	293	45.6885	0.88646	3.24604	3.810485	1.51E+07	677	0.001272	1000.636
349	5525731	293	44.6923	0.88847	3.30768	3.882841	1.51E+07	823	0.0019037	1000.952
361	5374243	293	43.3318	0.89124	3.36255	3.947248	1.49E+07	1075	0.0044287	1002.218
367	5436753	293	43.8923	0.89009	3.27445	3.843831	1.47E+07	880	-0.003324	998.3396
375	5484771	293	44.3237	0.88921	3.17546	3.727622	1.44E+07	707	-0.001268	999.3664
386	5483503	293	44.3123	0.88924	2.79244	3.278	1.26E+07	630	-0.001109	999.4455
390	5499192	293	44.4534	0.88895	2.77572	3.258376	1.26E+07	571	-0.003329	998.3376
391	5459834	293	44.0995	0.88967	2.76959	3.251182	1.25E+07	656	0.0134747	1006.768
396	5486316	293	44.3376	0.88919	2.68275	3.149239	1.21E+07	567	-0.003486	998.259
406	5529245	293	44.7239	0.8884	2.65266	3.113917	1.21E+07	416	-0.001269	999.3658
410	5543939	293	44.8563	0.88813	2.5879	3.037899	1.19E+07	362	-0.001904	999.0486
418	5531071	293	44.7404	0.88837	2.43769	2.86157	1.11E+07	352	-0.000476	999.7621
423	5542065	293	44.8394	0.88817	2.42595	2.84779	1.11E+07	305	-0.000159	999.9207
431	5582869	293	45.2074	0.88742	2.39949	2.816722	1.11E+07	178	-0.000953	999.5238
437	5618346	293	45.5278	0.88678	0.03666	0.043037	1.70E+05	77	-0.003178	998.4128

Annexe C : Paramètres des soutirage GG1 & RGG1

Paramètres des soutirage



Annexe D : Paramètres d'exploitation GG1 & RGG1**GG1 :**

PK	P	T	ρ	Z	Q_v	V	Re	H	S	Le
0	6600000	313	49.5824	0.89541	6.14022993	7.186106	3.10E+07	787	/	/
21	6368926	293	52.404	0.87334	5.8095317	6.799079	3.10E+07	742	-0.00113	999.4354
31	6231300	293	51.1292	0.87578	5.9471145	6.960097	3.10E+07	768	0.0016097	1000.805
95	5394356	293	43.512	0.89087	6.96952288	8.156654	3.09E+07	686	0.0003165	1000.158
110	5160197	293	41.4225	0.89519	7.317908	8.56438	3.09E+07	706	0.0004724	1000.236
139	4639377	293	36.8404	0.90494	8.11091884	9.492466	3.04E+07	808	-0.00109	999.455
175	3904204	293	30.5258	0.91907	9.7778764	11.44336	3.04E+07	1020	0.0006136	1000.307
181	6250000	333.032	42.958	0.91982	6.94812688	8.131613	3.04E+07	1132	0.0009174	1000.459
192	6046469	293	49.427	0.87907	5.75283596	6.732726	2.90E+07	1260	-0.004649	997.6792
200	6004237	293	49.0396	0.87982	5.79542833	6.782574	2.89E+07	1158	-0.001442	999.2795
216	5836803	293	47.5098	0.88283	5.9528479	6.966807	2.88E+07	1118	-0.000319	999.8404
223	5772248	293	46.9224	0.88399	6.01952593	7.044842	2.88E+07	1079	-0.000797	999.6015
232	5702838	293	46.2925	0.88525	6.10144357	7.140713	2.88E+07	997	0.0014332	1000.717
254	5714876	293	46.4016	0.88503	2.96598255	3.471183	1.40E+07	821	-0.001274	999.3634
287	5668360	293	45.9801	0.88587	2.94631928	3.448171	1.38E+07	706	-0.00175	999.1256
301	5661466	293	45.9177	0.886	1.87980733	2.199998	8.79E+06	636	-0.000318	999.841
312	5662927	293	45.9309	0.88597	1.7395414	2.042023	8.16E+06	604	-0.001113	999.4435
326	5654833	293	45.8577	0.88612	1.73854467	2.040853	8.14E+06	590	0.0011133	1000.557
336	5605653	293	45.4131	0.88701	1.72796596	2.028434	8.01E+06	677	0.0012711	1000.636
349	5527928	293	44.7121	0.88843	1.74938971	2.053583	7.99E+06	823	0.0019037	1000.952
361	5406539	293	43.6212	0.89065	1.76739127	2.074715	7.87E+06	1075	0.0044315	1002.219
367	5484647	293	44.3225	0.88922	1.71576066	2.014107	7.77E+06	880	-0.003327	998.3381
375	5552724	293	44.9355	0.88797	1.65732365	1.945508	7.61E+06	707	-0.00127	999.3655
386	5576902	293	45.1535	0.88753	1.45000753	1.702143	6.69E+06	630	-0.001111	999.4445
390	5600266	293	45.3644	0.88711	1.43919462	1.68945	6.67E+06	571	-0.003335	998.3342
391	5561898	293	45.0182	0.88781	1.43554318	1.685164	6.60E+06	656	0.0135027	1006.782
396	5597915	293	45.3432	0.88715	1.38801558	1.629372	6.43E+06	567	-0.003494	998.255
406	5658996	293	45.8954	0.88604	1.36775147	1.605584	6.41E+06	416	-0.001272	999.3641
410	5680820	293	46.093	0.88564	1.332574	1.564289	6.27E+06	362	-0.001909	999.046
418	5680513	293	46.0902	0.88565	1.25205879	1.469774	5.89E+06	352	-0.000477	999.7614
423	5699099	293	46.2586	0.88531	1.24424152	1.460597	5.88E+06	305	-0.000159	999.9204
431	5752752	293	46.7453	0.88434	1.22784693	1.441352	5.86E+06	178	-0.000956	999.5221
437	5796611	293	47.1439	0.88355	0.03746732	0.043982	1.80E+05	77	-0.003189	998.407

RGG1 :

PK	P	T	ρ	Z	Q _v	V	Re	H	S	Le
232	5702838	293	46.2925	0.88525	6.576611	7.14071	2.88E+07	1042	/	/
254	5717378	293	46.4243	0.88498	2.964533	3.5011	1.41E+07	858	-0.00096	999.522
287	5622557	293	45.5658	0.8867	2.97311	3.51123	1.39E+07	845	-0.00048	999.762
301	5647474	293	45.7911	0.88625	1.885005	2.22618	8.87E+06	701	-0.00064	999.682
312	5641860	293	45.7403	0.88635	1.74679	2.06295	8.21E+06	684	0.00111	1000.56
326	5658234	293	45.8885	0.88605	1.737379	2.05184	8.19E+06	615	-0.00048	999.761
336	5639291	293	45.7171	0.8864	1.716475	2.02715	8.06E+06	634	-0.00095	999.523
349	5579688	293	45.1787	0.88748	1.731322	2.04469	8.04E+06	738	-0.00032	999.841
361	5526870	293	44.7025	0.88844	1.724639	2.03679	7.92E+06	830	-0.00063	999.683
367	5409934	293	43.6516	0.89058	1.742131	2.05745	7.81E+06	1086	0.00918	1004.61
375	5496698	293	44.4309	0.889	1.676144	1.97952	7.65E+06	867	-0.00111	999.445
386	5475255	293	44.2381	0.88939	1.480013	1.74789	6.73E+06	893	-0.00016	999.921
390	5577080	293	45.1551	0.88753	1.445865	1.70756	6.71E+06	654	-0.00698	996.516
391	5613267	293	45.4819	0.88687	1.420908	1.67809	6.64E+06	571	-0.01318	993.44
396	5609441	293	45.4473	0.88694	1.384836	1.63549	6.47E+06	572	-0.00111	999.444
406	5645371	293	45.7721	0.88629	1.371435	1.61966	6.45E+06	477	-0.00032	999.841
410	5649529	293	45.8097	0.88621	1.340814	1.5835	6.31E+06	462	-0.00016	999.92
418	5737541	293	46.6072	0.88462	1.238169	1.46227	5.93E+06	257	-0.00112	999.443
423	5645101	293	45.7697	0.88629	1.257533	1.48514	5.91E+06	455	0.00254	1001.27
431	5776228	293	46.9586	0.88392	1.22227	1.4435	5.90E+06	157	-0.00128	999.363
437	5810529	293	47.2706	0.8833	0.037367	0.04413	1.81E+05	77	-0.00112	999.442

Annexe E : Paramètres des soutirage GG1 & NRGG1 & RGG1

Paramètres du soutirage



Annexe F : Paramètres d'exploitation GG1 & NRGG1 & RGG1**GG1 :**

PK	P	T	ρ	Z	Q _v	V	Re	H	S	Le
0	6600000	313	49.5824	0.89541	7.4698661	4.371111	1.89E+07	787	/	/
21	6527994	293	53.8853	0.87055	6.87327123	4.022004	1.89E+07	742	-0.001133	999.4336
31	6468648	293	53.3317	0.87159	6.93614322	4.058794	1.88E+07	768	0.0016172	1000.809
95	6208600	293	50.9195	0.87618	7.24529452	4.239699	1.88E+07	686	0.0003217	1000.161
110	6126552	293	50.1631	0.87764	7.35135367	4.301761	1.88E+07	706	0.0004818	1000.241
139	5931751	293	48.3762	0.88112	7.51434535	4.397138	1.85E+07	808	-0.00112	999.4404
175	5653167	293	45.8426	0.88615	7.92082476	4.634996	1.85E+07	1020	0.0006362	1000.318
181	5572079	293	45.11	0.88762	8.04946305	4.710271	1.85E+07	1132	0.0009527	1000.477
192	5457292	293	44.0767	0.88972	7.84811144	4.592447	1.76E+07	1260	-0.004593	997.7072
200	5462574	293	44.1241	0.88962	7.83582143	4.585255	1.76E+07	1158	-0.001426	999.2875
216	5401775	293	43.5785	0.89073	7.89521322	4.620009	1.75E+07	1118	-0.000316	999.8418
223	5384321	293	43.4221	0.89105	7.91335242	4.630624	1.75E+07	1079	-0.000791	999.6047
232	5375543	293	43.3434	0.89121	7.92770743	4.639024	1.75E+07	997	0.0014234	1000.712
254	5342225	293	43.0452	0.89183	3.88959853	4.552121	1.70E+07	821	-0.001264	999.3682
287	5231903	293	42.0604	0.89386	3.91836033	4.585781	1.68E+07	706	-0.001734	999.1334
301	5198321	293	41.7615	0.89448	2.51446774	2.942761	1.07E+07	636	-0.000315	999.8425
312	5190326	293	41.6904	0.89463	2.33148582	2.728612	9.90E+06	604	-0.001103	999.4489
326	5172548	293	41.5323	0.89496	2.33528825	2.733062	9.88E+06	590	0.0011023	1000.551
336	5120558	293	41.0706	0.89592	2.32441235	2.720333	9.72E+06	677	0.0012585	1000.629
349	5040663	293	40.3629	0.8974	2.3575278	2.75909	9.69E+06	823	0.0018846	1000.943
361	4922122	293	39.3168	0.89962	2.3855061	2.791833	9.55E+06	1075	0.0043872	1002.197
367	4988060	293	39.8981	0.89838	2.31876749	2.713727	9.42E+06	880	-0.003294	998.355
375	5043616	293	40.389	0.89735	2.24316629	2.625249	9.22E+06	707	-0.001256	999.3721
386	5057960	293	40.516	0.89708	1.96591217	2.300769	8.11E+06	630	-0.0011	999.4504
390	5076799	293	40.6827	0.89673	1.95232875	2.284872	8.09E+06	571	-0.0033	998.352
391	5041874	293	40.3736	0.89738	1.94730876	2.278997	8.00E+06	656	0.0133578	1006.709
396	5071594	293	40.6366	0.89683	1.88415601	2.205088	7.80E+06	567	-0.003456	998.2738
406	5121413	293	41.0782	0.8959	1.85905733	2.175714	7.78E+06	416	-0.001258	999.3711
410	5139025	293	41.2345	0.89558	1.81214712	2.120813	7.61E+06	362	-0.001888	999.0566
418	5135080	293	41.1995	0.89565	1.7039998	1.994245	7.15E+06	352	-0.000472	999.764
423	5149638	293	41.3287	0.89538	1.69423254	1.982814	7.13E+06	305	-0.000157	999.9213
431	5194305	293	41.7257	0.89455	1.67342614	1.958464	7.11E+06	178	-0.000945	999.5276
437	5231233	293	42.0545	0.89387	0.78183206	0.915003	3.35E+06	77	-0.003153	998.4254

NRGG1 & RGG1 :

PK	P	T	ρ	Z	Q _v	V	Re	H	S	Le
0	6600000	313	49.5824	0.89541	7.469866	4.37111	1.89E+07	787	/	/
21	6525796	293	53.8648	0.87059	6.875891	4.02354	1.89E+07	742	-0.00113	999.434
31	6465395	293	53.3014	0.87165	6.940089	4.0611	1.88E+07	768	0.00162	1000.81
95	6198046	293	50.8221	0.87637	7.259184	4.24783	1.88E+07	686	0.00032	1000.16
110	6114223	293	50.0496	0.87786	7.36802	4.31151	1.88E+07	706	0.00048	1000.24
139	5915850	293	48.2309	0.8814	7.536984	4.41039	1.85E+07	808	-0.00112	999.441
175	5632849	293	45.6589	0.88652	7.952706	4.65365	1.85E+07	1020	0.00064	1000.32
181	5551125	293	44.9211	0.888	8.083321	4.73008	1.85E+07	1132	0.00095	1000.48
192	5434984	293	43.8764	0.89012	7.883941	4.61341	1.76E+07	1260	-0.00459	997.708
200	5438991	293	43.9123	0.89005	7.873616	4.60737	1.76E+07	1158	-0.00143	999.288
216	5375925	293	43.3469	0.89121	7.937403	4.6447	1.75E+07	1118	-0.00032	999.842
223	5357414	293	43.1811	0.89155	7.957506	4.65646	1.75E+07	1079	-0.00079	999.605
232	5350572	293	43.1199	0.89167	7.968804	4.66307	1.75E+07	989	0.00016	1000.08
254	5294710	293	42.6206	0.8927	3.928351	4.59747	1.70E+07	858	-0.00095	999.527
287	5136614	293	41.2131	0.89562	3.998922	4.68007	1.68E+07	845	-0.00047	999.764
301	5129808	293	41.1527	0.89575	2.551665	2.98629	1.07E+07	701	-0.00063	999.685
312	5114833	293	41.0198	0.89603	2.369597	2.77321	9.90E+06	684	0.0011	1000.55
326	5118446	293	41.0519	0.89596	2.362617	2.76505	9.88E+06	615	-0.00047	999.764
336	5093588	293	40.8315	0.89642	2.338026	2.73627	9.72E+06	634	-0.00094	999.529
349	5030255	293	40.2709	0.8976	2.362916	2.7654	9.69E+06	738	-0.00031	999.843
361	4973757	293	39.7719	0.89865	2.358209	2.75989	9.55E+06	830	-0.00063	999.686
367	4865082	293	38.8151	0.90068	2.383467	2.78945	9.42E+06	1086	0.00908	1004.55
375	4936115	293	39.44	0.89935	2.297141	2.68842	9.22E+06	867	-0.0011	999.452
386	4909115	293	39.2023	0.89986	2.03179	2.37787	8.11E+06	893	-0.00125	999.374
390	4997043	293	39.9774	0.89822	1.986774	2.32518	8.09E+06	654	-0.0069	996.557
391	5028516	293	40.2555	0.89763	1.953023	2.28568	8.00E+06	571	-0.01302	993.517
396	5022366	293	40.2011	0.89775	1.904568	2.22898	7.80E+06	572	-0.0011	999.451
406	5048951	293	40.4362	0.89725	1.888572	2.21026	7.78E+06	477	-0.00031	999.843
410	5050582	293	40.4507	0.89722	1.847262	2.16191	7.61E+06	462	-0.00016	999.921
418	5124395	293	41.1047	0.89585	1.707931	1.99885	7.15E+06	257	-0.0011	999.45
423	5040688	293	40.3631	0.8974	1.734763	2.03025	7.13E+06	455	0.00251	1001.26
431	5152814	293	41.3569	0.89532	1.688349	1.97593	7.11E+06	157	-0.00126	999.371
437	5180688	293	41.6046	0.89481	0.790285	0.9249	3.35E+06	77	-0.0011	999.449

Annexe G : Paramètres du gaz



Résumé

Dans cette étude, nous nous penchons sur l'analyse des paramètres d'exploitation du gazoduc qui relie Hassi R'Mel à la région des Issers.

L'objectif de cette étude est de comprendre le transport du gaz à travers le gazoduc existant, afin de formuler des propositions d'amélioration qui répondent aux futures demandes. Nous nous intéressons également à l'analyse des performances de la station de compression, en particulier l'étude du compresseur.

L'analyse vise à confirmer les données fournies par les constructeurs dans les spécifications techniques, et à les compléter avec les résultats obtenus dans des conditions réelles d'exploitation.

Mots clés : Gazoduc GG1, transport du gaz naturel, pipeline, station de compression, Sonatrach.

Abstract

In this study, our primary focus is on the analysis of operating parameters in the gas pipelines connecting Hassi R'Mel to the Issers region. The objective of this research is to gain a comprehensive understanding of the gas transportation process through the existing pipeline. By doing so, we aim to identify areas that can be improved to meet future demands effectively. Additionally, our study delves into the performance analysis of compressors at the station, with a specific emphasis on investigating their similarities.

Consequently, our ultimate goal is to propose enhancements that will contribute to upgrading the overall service provided by the gas pipeline system.

Keywords: GG1 gas pipeline, transportation of natural gas, pipeline, compressor station, Sonatrach.