

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Département Transport et Equipements des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-Transport et distribution des hydrocarbures

Présenté par :

ASSOUL Roza

MEKDOUD Ouafaa

THEME

**Étude de projet transsaharien TSGP et analyse
de la réponse du réseau pipelines algérien de
l'impact des flux**

Soutenu publiquement le 30 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury	Mr. MENAA Abdenmour		UMBB
Examineur	Mr. BOUHAFS Smail		UMBB
Examineur	Mr. YOUNSI Karim		UMBB
Encadreur	Mr. TIKOBAINI Mourad		UMBB

Boumerdès 2024

Remerciements

Nous tenons en premier lieu à remercier le bon Dieu de nous avoir donné la force, la patience et le courage nécessaires pour mener à bien ce mémoire de fin d'études.

Professeur TIKOBAINI

Nous tenons également à remercier chaleureusement Monsieur **TIKOBAINI**, notre encadreur, pour nous avoir proposé ce sujet de recherche et pour nous avoir encadrés tout au long de sa réalisation. Nous saluons également sa souplesse et son ouverture d'esprit qui nous ont laissé une grande liberté dans le développement de notre recherche.

Nous sommes très touchés par l'honneur que vous nous avez fait en nous confiant ce travail et nous espérons être à la hauteur.

L'ingénieur de CNDG N.DOUBA

Nous avons toujours trouvé auprès de vous un accueil très chaleureux.

Vous avez sacrifié beaucoup de votre temps pour mener à bout ce travail

Nous tenons également à vous adresser nos plus vifs remerciements pour votre accueil chaleureux et votre encadrement technique précieux tout au long de ce projet. Votre expertise et votre connaissance approfondie du domaine nous ont permis de maîtriser les outils et techniques nécessaires à la réalisation de notre travail.

Monsieur Younsi&Mm. MEFTAH

Nous vous remercions sincèrement pour l'aide précieuse et incomparable que vous nous avez prodigué.

Veillez trouver ici l'expression de nos sentiments les plus distingués.

Nous remercions également le personnel du DP. HassiR'mel , CNDG, a Mr BOURENNI et le chef de service de stage Mr DJELLIL Mouhammed pour leurs aides durant la période de stage

A toute personne qui de près ou de loin a contribué à la réalisation de ce travail.

Dédicace

C'est avec une profonde émotion que je tiens à remercier ma famille et mes amis pour leur soutien indéfectible tout au long de mon parcours universitaire et plus particulièrement pendant la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

À mes parents,

Je vous remercie du fond du cœur pour votre amour inconditionnel, vos encouragements constants et vos sacrifices qui m'ont permis de poursuivre mes études et d'accomplir mes rêves. Vous avez toujours cru en moi, même lorsque je doutais de moi-même. Votre présence à mes côtés a été une source de motivation inestimable.

À mes frères et sœurs,

À mon frère Slimane et à mes sœurs Nawel, Wissam, Bouchra et Salma

Je vous remercie pour votre soutien indéfectible et votre amitié précieuse. Vous avez toujours été là pour moi, pour me prêter main-forte, me consoler dans les moments difficiles et partager mes joies. Vous êtes une source d'inspiration et de motivation pour moi.

À mes amis,

Je vous remercie pour votre amitié sincère, vos encouragements et votre bonne humeur. Vous avez su rendre ces années d'études inoubliables grâce à vos moments de partage et de complicité. Merci d'avoir toujours cru en moi et en mon potentiel.

À tous ceux qui m'ont soutenu,

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont contribué à mon succès, de près ou de loin.

Je vous dédie ce mémoire en signe de ma profonde gratitude.

Ouafaa

Dédicace

Avant tout, louanges et remerciements au Dieu, le Tout-Puissant, pour Ses pluies de bénédictions tout au long de mon travail, Je dédie cette thèse :

A mon cher père qui nous a quitté trop tôt.

A ma mère, dont l'amour et les sacrifices m'ont toujours encouragé, merci d'avoir cru en moi.

A mes chères soeres Amira et Houria.

Ames cher frères Saïd et Sidali.

A tous mes amis

Roza

Résumé

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer la capacité du réseau gazier algérien à absorber le gaz supplémentaire en provenance du Nigeria après la construction du gazoduc transsaharien. Cette analyse permettra de déterminer si des renforcements ou des extensions du réseau algérien sont nécessaires pour gérer efficacement l'augmentation du volume de gaz.

Le raccordement du gazoduc nigérian au réseau algérien aura une influence notable sur la qualité et le transport du gaz algérien

Le réseau gazier algérien joue un rôle crucial dans le projet de gazoduc transsaharien. En évaluant sa capacité et en anticipant les impacts sur la qualité et le transport du gaz, l'Algérie peut s'assurer d'une intégration fluide et réussie du gaz nigérian, optimisant ainsi les avantages de ce projet d'envergure pour la région.

Abstract:

Primary Objective is to assess the Algerian gas network's capacity to accommodate the additional gas influx from Nigeria following the construction of the Trans-Saharan Gas Pipeline. This analysis will determine whether reinforcements or extensions to the Algerian network are necessary to effectively manage the increased gas volume.

Connecting the Nigerian gas pipeline to the Algerian network will have a significant influence on the quality and transportation of Algerian gas

The Algerian network plays a crucial role in the project's success. By assessing its capacity and anticipating the impacts on quality and transportation, Algeria can ensure a smooth integration of Nigerian gas, maximizing the project's benefits for the region.

ملخص

الهدف الرئيسي هو تقييم قدرة شبكة الغاز الجزائرية على استيعاب كمية الغاز الإضافي القادم من نيجيريا بعد بناء خط أنابيب الغاز عبر الصحراء. سيسمح هذا التحليل بتحديد ما إذا كانت هناك حاجة إلى تعزيزات أو توسيعات للشبكة الجزائرية لإدارة زيادة حجم الغاز بكفاءة.

سيؤثر ربط خط أنابيب الغاز النيجيري بالشبكة الجزائرية بشكل كبير على جودة ونقل الغاز الجزائري

تلعب شبكة الغاز الجزائرية دورًا حاسمًا في مشروع خط أنابيب الغاز عبر الصحراء. من خلال تقييم قدرتها والتنبؤ بالتأثيرات على جودة ونقل الغاز، يمكن للجزائر ضمان دمج سلس وناجح للغاز النيجيري، وبالتالي تحسين فوائد هذا المشروع الضخم للمنطقة.

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Revue bibliographique	3
Description du projet :	5
Le tracé proposé:	7
Le projet TSGP et la crise énergétique :	8
Chapitre I :.....	1
Propriétés physico-chimiques du gaz naturel	1
I.1. Généralités :	10
I.1.1. Définition de gaz naturel :	10
I.1.2. Formation et Origine du Gaz Naturel :	10
I.1.3. Les différents types de gaz naturel :	10
I.1.6. Le gaz parfait :	11
I.1.7. Le gaz réels :	11
I.2. Propriétés physico-chimiques de gaz :	12
I.2.1. Le facteur de compressibilité :	12
I.2.3. Composition d'un mélange gazeux :	13
I.2.4. La masse molaire moyenne du mélange M [g/mol] :	14
I.2.7. Masse volumique ρ [kg/m ³] :	14
I.2.8. Constante du gaz :	15
I.2.9. La Densité :	15
I.2.10. La viscosité du gaz naturel :	16
I.2.11. Le Pouvoir calorifique :	17
I.2.12. L'indice de WOBBE :	17
I.2.13. Chaleurs spécifiques C_p, C_v [J /Kg. °C] :	17
II. Diagramme de phase (P-v) d'un mélange :	18
II.1. Point de rosée :	18
III. Les vitesses :	19
III.1. La vitesse d'érosion :	19
IV.2. Vitesse du gaz :	19
Chapitre II :	20
Calcul thermo hydraulique des écoulements du gaz naturel.....	20
Calcul hydraulique du gazoduc :	21
I.1. Répartition de la pression le long d'une conduite :	22
I.1.1. Détermination de la pression finale :	22

I.1.2. Facteur de compressibilité Z :	23
I.1.2. Pression moyenne P_m :	23
I.2. Les régimes d'écoulement dans une canalisation :	23
Nombre de Reynold :	24
I.3. Calcul du coefficient des pertes de charge λ :	24
I. Calcul thermique:	25
II.1. Répartition de la température du gaz le long d'un gazoduc avec considération de l'effet joule Thomson :	25
II.1.1. Le coefficient global d'échange de chaleur $K [Kcal/m^2 \cdot h \cdot ^\circ K]$:	25
II.1.2. Coefficient de joule Thompson D_j :	26
III.1. Les pertes de charge :	28
1. Pertes de charges locales :	28
2. Pertes de charge singulières :	29
III. Équation de Bernoulli Généralisée :	29
IV.1. Équations d'écoulement :	29
IV. Transfert thermique dans les pipelines :	31
V.1.1. Convection :	31
V.1.2. Conduction :	32
V.2. Calcul de la résistance globale des gazoducs :	32
Chapitre III :	34
Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression	34
I. Fonctionnement d'une station de compression :	35
I.1. La turbine à gaz :	35
I.2. Le compresseur centrifuge :	37
Courbes caractéristiques de compresseur et de la turbine :	38
Limites des caractéristiques d'un compresseur :	38
II. Les grandeurs caractéristiques liées au régime de fonctionnement d'une station :...	39
II.1. Le débit volumique total à comprimer :	39
II.2. La pression d'aspiration du compresseur :	39
II.3. La pression de refoulement de compresseur :	40
II.4. Taux de compression :	40
II.5. Température de refoulement du compresseur :	40
II.6. Hauteur adiabatique de refoulement :	40
II.7. Hauteur Poly tropique H_{pol} :	40
II.8. Pourcentage de vitesse de rotation :	41
II.9. Puissance absorbée du compresseur :	41

II.10. Puissance exigée par la turbine :	41
II.11. Pourcentage de puissance exigée :	41
II.12. Consommation de gaz combustible :	41
Chapitre : IV	44
Données de base de réseau pipelines algérien	44
I. Le transport par gazoduc :	45
I.1. Définition d'une canalisation :	45
I.2. Système de transport par canalisation (STC) du gaz naturel:	45
I.3. Caractéristiques d'une conduite :	45
I.4. Autres ouvrages disposé le long de la canalisation :	47
La station de compression :	47
II. Données de réseau algérien :	48
II.1. Caractéristiques de Ligne GR5 :	48
Caractéristiques des Stations de Compression GR5 :	48
II.2. Caractéristiques de Ligne GR7 (PC4 – S.C Hassi-R'mel :	49
II.3. Le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) :	49
II.1. Description de la ligne du gazoduc GZ4 :	52
II.1.2. Ligne MactaaDouz – Terminal Arrivée de Béni Saf :	53
II.2. Le gazoduc PEDRO DURAN FARRELLAlgérie GPDF:	53
II.2.1. Description de la ligne EGPDF :	54
II.2.2. Les caractéristiques des stations de compression du GZ4/GPDF :	55
II.2.3. La station de compression de Beni Saf (BSCS) :	56
II.3. Le gazoduc ENRICO MATTEI :	56
II.3.1. Caractéristiques de la Station la station de compression Ain al Naga :	57
II.3.3. Terminal arrivée d'Oued Safsaf:	58
• La station de compression Fériana :	58
• La station de compression de Sbikha :située à 208 Km environ de la station de Fériana.....	58
• La station de compression de Cap Bon :	58
V.1. Présentation de PIPEPHASE 9.6	61
V.2. Présentation de PIPESIM :	64
I. Partie de choix	68
1. Profil choisis du gazoduc :	68
2. Le point de raccordement :	69
Hypothèse d'étape de réalisation du projet :	70
3.2. Comparaison des vitesses :	71

3.3. Comparaison du cout :	73
4. Choix de type de compresseur à installés :	74
II. Le premier scenario :	77
Position des stations de compression :	77
La phase 1 :	77
La phase 2 :	79
La phase 3 :	80
III. Le deuxième scénario :	85
1. L'impact du gaz nigérien sur la qualité du gaz algérien :	85
Mélange au niveau de Khrechba :	85
Le mélange au CNDG :	89
L'impact de la qualité du gaz Nigéria sur le gaz exporté :	92
Calcul thermo hydraulique	94
La phase 3(Phase max)	94
La phase 2 :	101
2. Résultats de modélisation des courbes caractéristiques de compresseur :	104
COMPRESSUR PCL 802 :	104
COMPRESSEUR STC-SV (12-3-A)	108
Régime de fonctionnement des stations des compressions	113
Étapes de réalisation du projet :	127
La Partie nord	128
Régime de fonctionnement des stations de la Partie nord :	139
Etapes de réalisation de projet partie nord :	147
Conclusion	148
Recherche bibliographique	152

Listes des figures :

Figure1 : tracé proposé du gazoduc transaharien

Figure I.2 : graphes standing et Katz

Figure II.2 : Comparaison des équations d'écoulement

Figure III.1 : La turbine à gaz PGT25

Figure III.2 : Schéma d'installations de PGT25

Figure III.3 : Schéma descriptif d'un compresseur centrifuge

Figure III.4: limites des caractéristiques d'un compresseur

Figure IV.1: P&ID de CNDG

Figure IV.2 : le réseau STC algérien vers l'Europe

Figure IV.3: Représentation de la ligne GZ4 sur Pipesim

Figure IV.4: Profil de la ligne GZ4-Mectaa douz- Beni saf

Figure IV.5 : Présentation de ligne GPDF/EGPDF

FigureIV.6 : Profil en long GPDF

Figure IV.8: Le gazoduc ENRICO MATTEI dans le territoire tunisien

Figure IV.7: Schéma de gazoduc transméditerranéen sur Pipesim

Figure IV.9: Le profil en long de gazoduc Enrico Mattei

Figure IV.10 : schéma explicatif de réseau nord

Figure V.1 : Le tracé choisi du gazoduc sous PIPESIM

Figure V.2: Le profil en long TSGP obtenu de PIPESIM

Figure V.3 : Schéma explicite des gazoducs GR5 et GR7

Figure V.4 : Position de la station de Khrechba sur la carte du STC algérien

Figure V.5 : la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 48''$ en cas de 1/2/3 conduites

Figure V.6: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 52''$ en cas de 1/2 conduites

Figure V.7: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 54''$ en cas de 1/2 conduites

Figure V.8: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 56''$ en cas de 1/2 conduites

Figure V.9 : Comparaison entre le coût du pipe et de la station en fonction de débit

Figure V.10 : caractéristique du compresseur PCL802 pour 30 milliards m³/h

Figure V.11 : Courbe caractéristique du compresseur PCL602 pour 30 milliards m³/h

Figure V.12 : Courbe caractéristique du compresseur PCL801 pour 30 milliards m³/h

Figure V.13 : Variation de pression sur Pipesim

Figure V.14 : Stations de compression de TSGP1

Figure V.15 : Station de compression de TSGP1/2 dans la phase 2

Figure V.16 : schéma de TSGP 2 sous PIPESIM

Figure V.18 : variation pression dans le TSGP2

Figure V.19 : les station de compression de gazoduc TSGP1/2

Figure V.20 : Les variations de debit volumique sur la ligne

Figure V.21 : Variation de pression d'un tronçon sur PIPESIM

Figure V.22 : Variation de pression d'un tronçon sur PIPEPHASE

Figure V.23 : Image satellite du point de jonction entre le gazoduc TSGP et le réseau de transport de gaz algérien.

Figure V.24 : L'enveloppe de phase du gaz nigérien dans les conditions standards

Figure V.25 : L'enveloppe de phase du mélange de la phase 3 à khrechba

Figure V.26 : schéma explicatif des mélanges

Figure V.27 : Fiche des conditions contractuelles de Medgez et de GEM

Figure V.28: Variation de température et de pression entre 2 stations de compression

Figure V.29: Profil de pression de TSGP après Khrechba

Figure V.27 : Fiche des conditions contractuelles de Medgez et de GEM

Figure V.30: Profil de pression GR5 ET GR7

Figure V.31 : schéma explicatif de reseau apres khrechba de la phase max

Figure V.32: l'emplacement des stations de compression sur le profil en long

Figure V.33: Variatin de pression en fonction de la distance

Figure V.34: schéma explicatif de reseau apres khrechba dans la phase 1

Figure V.35: Variation de pression en fonction de la distance par la corrélation de Moody

Figure V.36 : Variation de pression sur la ligne selon l'équation de Panhandle B

Figure V.37: La position des stations sur le profil

Figure V.38 : schéma explicatif de reseau

Figure V.39 : Variation de pression de la phase 2

Figure V.40: Position des stations de compression de la phase 2

figure V.41 : Courbe de limite de pompage de PCL802

Figure V.43 : Courbe de vitesse de rotation maximale de PCL802

Figure V.44 : Courbe de vitesse de rotation minimale de PCL802

Figure V.45 : Courbe des iso-vitesses de PCL802

Figure V.47 : Courbe de limite de pompage de STC-SV (12-3-A)

Figure V.48 : Courbe de limite de gavage de STC-SV (12-3-A)

Figure V.49 : Courbe de limite de vitesse de rotation maximale de STC-SV (12-3-A)

Figure V.50 : Courbe de limite de rotation minimale de STC-SV (12-3-A)

Figure V.51 : Courbe des iso-vitesses de STC-SV (12-3-A)

Figure V.52 : Courbe des isorendements de STC-SV (12-3-A)

Figure V.53 : Courbe caractéristique du compresseur de la SC1

Figure V.54 : Courbe caractéristique de compresseur de la station GR5(3TC en marche)

Figure V.55 : Courbe caractéristique de compresseur de GR5 pour la phase 2

Figure IV.56 : Tracé de réseau algérien nord

Figure IV.57 : Caractéristiques des gazoducs Algérien

Figure V.58: Représentation de GEM sur PIPESIM

Figure V.59 : Représentation de GEM sur PIPESIM

Figure IV.62 : Le profil de pression dans GEM après l'ajout de 5,493 milliard Sm^3/an à sa capacité maximale sur Pipesim

Figure V.60 : Variations de pression de GEM

Figure V.63: Schéma de STC GZ1/2/3/4

Figure V.64: Variation de pression de GZ4 avec sa capacité max $Q = 11,25 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

Figure V.65: Le profil de pression de GPDF avec sa capacité max $Q = 11,47 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

Figure V.66 : Le GZ4 et GPDF sous PIPEPHASE

Figure V.67 : représente les variations de pression le long du GPDF

Figure V.68: variation de pression de GPDF en cas d'ajout de SC2

Figure V.69 : Variation de pression sur GZ4 après l'activation de SC2, SC3, SC5

Figure V.70 : représentation de la ligne GEM après l'ajout de 2 SC

Figure V.72: Variation de pression de GEM

Figure V.73: courbe caractéristique de compresseur de SC Ain-Naga pour la phase 1

Figure V.74 : courbe caractéristique de SC3(GZ4) pour la phase 2

Figure V.75: courbe caractéristique de compresseur de SC3(GPDF) pour la phase 2

Liste des tableaux

Tableau IV.1: Données technique de la ligne GR5

Tableau IV.2: Données techniques de la station de compression GR5

Tableau IV.3 : Données techniques de la ligne GR7

Tableau IV.4 : Données techniques de la ligne GZ4

Tableau IV.5 : Données techniques de la ligne Mectaa douz- BS

Tableau IV.6: Données techniques de la ligne GPDF

Tableau IV.7: Données techniques de la ligne EGPDF

Figure IV.8: Caractéristiques de la station de compression de la ligne GPDF (SC3)

Figure IV.9 : Données techniques de GEM

Figure IV.10 : Caractéristiques de la SC Ain Naga

Tableau : valeurs des coûts des différents diamètres

Tableau : paramètres de gaz obtenu par pipesim

Tableau V.3.1 : Paramètres de calcul pour la partie sud avant le mélange

Tableau V.3.2 : Propriétés de gaz pour la partie sud avant le mélange

Tableau V.3.3 : Paramètres de calcul pour la partie sud après le mélange

Tableau V.3.4 : Propriétés du gaz pour la partie sud après le mélange

Tableau V.3.5 : Paramètres de fonctionnement pour la phase max (**partie sud**)

Tableau V.3.6 : Différents paramètres du gaz pour la phase max (partie sud)

Tableau V.3.7 : Régime de fonctionnement des compresseurs pour la phase max après le mélange

Tableau V.3.8 : Régime des turbines pour la phase max après le mélange

Paramètres de fonctionnement pour la phase 1 partie sud

Tableau V.3.9 : Différents paramètres de gaz pour la phase 1 partie sud

Tableau V.3.10 : Tableau : Paramètres de fonctionnement pour la phase 2 avant le mélange

Tableau V.3.11 : Tableau : Différents paramètres de gaz pour la phase 2 avant le mélange

Tableau V.3.12 : Tableau : Régime de fonctionnement de compresseur pour la phase 2 avant le mélange

Tableau V.3.13 : Tableau : Régime des turbines pour la phase 2 avant le mélange

Tableau V.3.14 : Paramètres de fonctionnement de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Tableau V.3.15 : Différents propriétés de gaz pour la phase 2 après le mélange

Tableau V.3.16 : Régime de compresseur de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Tableau V.3.17 : Régime de la turbine de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Tableau V.4.1 : Tableau : Paramètres de calcul (**Partie nord**)

Tableau V.4.2 : Tableau : données courbes pour la partie nord

Tableau V.4.3 : Tableau : Paramètres de fonctionnement de SC Ain-Naga

Tableau V.4.4 : Tableau : Régime de fonctionnement des compresseurs (**phase 2**)

Tableau V.4.5 : Tableau : Régimes des turbines pour la **phase 2**

Tableau V.4.6 : Tableau : Régime de fonctionnement des compresseurs (**phase3**)

Tableau V.4.7 : Tableau : Régime des turbines (**phase3**)

Liste des abréviations :

A

API : American Petroleum International

C

CNDG : Centre National de Dispatching Gaz

CE : Central Electrique

D

DP : Division Production

E

EGPDF : Extension Gazoduc Pédro Duran Farell

G

GZ4 : Gazoduc Arzew n°4.

GPDF : Gazoduc Pédro Duran Farell.

GEM : gazoduc Enrico Mattei

GN : gaz naturel

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GR5 : gazoduc Reggan

M

2-lise des symboles

M air : Masse molaire de l'air [g/mole]

M_i : Masse moléculaire de l'élément " i "

M_m : Masse molaire moyenne du gaz [g/mole]

P: Pression [bar]

P_{cr}: La pression critique [Pa]

ρ : Masse volumique [Kg/M³]

P_{pc}: Pression pseudo critique moyenne du mélange [Pa]

P_r : Pression réduite [bar]

R: Constante de gaz parfaits ($R = 8.31451 \text{ j}\cdot\text{k}^{-1}\cdot\text{mol}^{-1}$) [J/Mole.K]

T: Température [°C]

T_{cr} : La température critique [K]

T_{pc}: Température pseudo critique moyenne du mélange [K]

T_r : Température réduite [K]

V : Débit volumique du gaz dans les conditions standard [Mmsm³/Day]

Y_i : Fraction molaire de l'élément " i "

Z : Facteur de compressibilité

PVT : Pression volume température

Z : Coefficient de compressibilité

n : Nombre de mole [mol]

M : Masse molaire [g/mol]

m: Masse [kg]

\dot{M} Débit massique [kg/s]

\dot{n} Débit massique [mol/s]

Re : Nombre de Reynolds

v, u : Vitesse du Gaz [m/s]

EVR : vitesse d'érosion (erosional Velocity ratio)

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

ΔP : Pression différentielle Pa

ΔT : Différence de temps de transit s

Dint : Diamètre intérieur de la conduite m

Dext : Diamètre extérieur m

S : Section interne de la conduite m²

SYMBOLES GRECS :

λ : Coefficient de frottement ou de perte de charge.

λ_p : Conductivité thermique de l'acier [J/ m.s.°K]

λ_{rev} : Conductivité thermique du revêtement [J/ m.s.°K]

λ_s : Conductivité thermique du sol [J/ m.s.°K]

λ_s : Conductivité thermique du fluide [J/ m.s.°K]

λ_f : Conductivité Thermique du Gaz Naturel [J/ m.s.°K]

μ : Viscosité dynamique [poise].

ε : rugosité des tubes (mm)

Introduction Générale

Le gaz naturel joue un rôle stratégique dans le bouquet énergétique mondial. Sa capacité à brûler plus proprement que le charbon et le pétrole en fait une source d'énergie de transition privilégiée en attendant le développement de solutions renouvelables à grande échelle. Cette ressource rencontre une demande croissante pour la production d'électricité, le chauffage domestique, l'industrie et comme carburant pour les véhicules.

Le gazoduc transsaharien est appelé à occuper une place plus importante dans le bilan énergétique mondial, couplé à d'autres sources d'énergie renouvelables, le gaz naturel est une source d'énergie de choix pour le développement de l'Afrique et offre un vecteur d'intégration dans l'économie mondiale.

La durabilité économique du Nigeria et les bénéfices attendus des réserves de gaz sont estimés à environ 5 000 milliards de mètres cubes, soit l'équivalent d'environ dix ans de consommation de l'UE. Compte tenu de la demande croissante de l'Europe en raison de l'épuisement des champs gaziers européens et de la nécessité d'une alternative au gaz russe, la demande de l'Europe devrait rester élevée. Ainsi, le gazoduc transsaharien (TSGP) permettrait à ces économies africaines d'accéder à un nouveau marché et augmentant ainsi leurs revenus.

De plus, le gazoduc Nigeria-Algérie est également appelé gazoduc de transport transsaharien qui contribuerait à éliminer le torchage du gaz naturel au Nigeria. Le TSGP a l'avantage crucial de fournir du gaz au nord du Nigeria, au Niger, au sud de l'Algérie, ainsi qu'au Burkina Faso et au sud du Mali qui sont actuellement touchés par les prix élevés de l'énergie et la désertification.

Le TSGP entre l'Algérie et le Nigeria permettra de récupérer le gaz brûlé à la torche au Nigeria et de l'acheminer par gazoduc vers le marché européen. Ce gaz est actuellement brûlé à la torche et représente donc une perte d'énergie équivalente à 220 000 barils/jour pour le Nigeria et a donc de graves conséquences sur l'environnement.

Le TSGP fournira de l'électricité à ces zones, contribuant ainsi notamment à la revitalisation de ces zones, où il y a de l'eau et des terres fertiles. De plus, il permettra à plusieurs pays de la région d'accéder à l'électricité.

La principale difficulté dans l'utilisation du gaz naturel est le transport et le stockage en raison de sa faible densité.

Compte tenu du coût élevé de l'approvisionnement en gaz naturel à l'aide d'un réseau de gazoducs, de nombreux chercheurs ont axé leurs recherches sur la réduction des coûts de transport.

Problématique :

Le but de réalisation de TSGP, le gazoduc reliant le Nigéria et l'Algérie est de transporter le gaz naturel qui va être fourni au marché européen.

Suite à la longueur importante du TSGP qui est plus de 4000 km et aux élévations, des pertes de charges vont avoir lieu le long du pipeline, alors une compression de gaz est nécessaire pour la poursuite du transport jusqu'au centre national de dispatching à HassiR'mel.

Pour des raisons de sécurité, il est important de minimiser le nombre de station le long du TSGP, cela est lié au choix du diamètre optimal du gazoduc permettant d'obtenir un nombre de station cohérent. Alors notre étude apportera des réponses aux problématiques suivantes :

- Quel seraient les paramètres d'exploitations et le diamètre optimal de TSGP ?
- Quel sera le nombre de stations de compression le long du TSGP, la distance entre chaque deux station et le type de compresseur et de turbine convenant ?
- Le réseau nord de transport du gaz en Algérie est-il suffisant pour gérer les débits transportés par le TSGP, ou bien nécessite-il des extensions?
- En cas d'extension, quel seraient les nouveaux régimes de fonctionnement pour les différentes phases ?

Arrivant à l'Algérie le gaz nigérian va se mélanger avec le gaz algérien au niveau de quelques points connus alors :

- Quel sera l'impact de ce mélange sur la qualité du gaz algérien et sur les propriétés du gaz contractuel ?

Revue bibliographique

Le projet du pipeline Transsaharien TSGP revêt une importance capitale pour l'avenir de l'énergie mondiale surtout l'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe et les pays qu'il traverse. Dans le contexte de transition énergétique et la diversification des ressources pour les pays, ce projet prometteur a suscité l'intérêt de plusieurs études accentuant sur l'aspect économique et technique parmi lesquelles on cite les travaux suivants :

Neeka jacob, peter Egheneji et Nwosu Bernard [1], ont réalisé une étude qui a regroupé les paramètres de design, l'analyse de conception et l'infrastructure de management de projet de TRANS-NIGERIA Gas pipeline à Nigeria.

Les projets de gazoduc TRANS-NIGERIA ont été conceptualisés pour accélérer les utilisations du gaz et maximisation des ressources pour le développement du secteur industriel et une amélioration économique. Le projet a été divisé en deux segments Calabar–Umuahia–Ajaokuta(CUA) et la ligne principale Ajaokuta-buja-Kaduna–Kano (AAK), respectivement. Le CUA est un projet souterrain de 681 km ,tandis que l'AAK est respectivement un pipeline souterrain de 585 km avec une capacité maximal de 3000 mmscftd, un diamètre de 48 ", avec une totalité de 9 stations de compression et 7 terminal , la pression de refoulement des compresseurs au stations de compression est de 1250 psig , la conception de pipeline trans–nigeria est faite pour une durée de vie de 25 ans.

Jerome G.Egbe, et al[2], ont fait une approche de conception pour le pipeline transsaharien (TSGP), L'étude est faite pour des diamètres variées de 48'' à 60'' avec un nuance d'acier de X60 sous la norme API 5L, une estimation du cout est faite pour chaque diamètre entre 48'' et 60''.

Pour simplifier l'étude des suppositions sont prises :

- Le débit de gaz est constant le long du pipeline.
- Le gaz fourni est du méthane presque pur.
- Le diamètre du tuyau est uniforme au long de la ligne de transport.
- La longueur totale de pipeline est considérée de 3000 km,
- les calculs sont faits pour chaque 1000 km, le débit de system est de 2250 MM SCFD.
- La pression de refoulement est fixée à 1215 Psig
- La température moyenne de fluide est de (288°K)
- Le rendement des compresseurs est de 78%
- La pression de design est de 1350 psig, et la PMS est prise comme 90 % de pression de design.

Et Comme résultat :

- D'après l'étude le coût minimum total est celui de diamètre 52'' avec un nombre de station de compression total de 8.

Chikezien Nwaoha et David A. Wood[3], ont étudié les différentes ressources de gaz naturel nigérian et leur utilisation et la vision de gouvernement nigérian pour des nouveaux projets de pipeline qui servent à fournir les consommateurs locales et dynamiser le secteur industriel du pays et aussi servent à l'exportation du gaz naturel qui est de haute qualité (sans sulfure, petite quantité de CO₂ et riche en condensat)

Parmi ces projets on a :

- a) Western Gaz Pipeline Network (WGPN)
- b) Eastern Gaz Pipeline Network (EGPN)
- c) East-NorthGas Pipeline Network (E-NGPN) : ou va être une extension vers le Sahara pour faciliter l'exportation du gaz vers l'Europe, le réseau de ce pipeline est constitué des segments de Ajaokuta-Kaduna Kano (AKK) d'une longueur de 683 km comme suit :
 - 40'' : 187 km pipeline de Ajaokuta _ Abuja ;
 - 40'' : 193 km pipeline d'Abuja _ Kaduna ;
 - 40'' : 65 km pipeline de Kaduna _ Zaria ;
 - 40'' : 238 km pipeline de Zaria _ Kano.
- d) West African Gaz Pipeline (WAGP)
- e) Trans-Sahara Gaz Pipeline (TSGP) : il est à peu près de 4500 km et qui va transporter du gaz naturel de la région de delta de niger jusqu'aux terminaux marine de l'Algérie pour l'exportation vers l'Europe, et qui va transporter 30 milliards de m³/an de gaz naturel, avec un cout estimé de 10 milliards \$.

L'étude de Baba FREEMAN[4], a donné un aperçu sur le pipeline Transsaharien (TSGP) proposé. Le projet de gazoduc transsaharien (TSGP) a été conçu pour transporter du gaz depuis le delta du Niger au Nigeria à travers le Niger et l'Algérie pour approvisionner l'Europe tout en réduisant sa dépendance en gaz russe en passant à une énergie à faible émission de carbone. L'auteur a cité plusieurs problèmes que le projet peut affronter : des compétitions régional parlant d'autre pipeline sur le territoire nigérian, comme le projet peut faire face à des problèmes techniques et même des problèmes au niveau du marché du gaz.

Après avoir mis en évidence ces risques résiduels l'auteur a proposé des mesures d'atténuation potentielles pour la sécurité de pipeline lors de la construction et la phase d'opérations, par exemple : éliminer les menaces en augmentant le personnel de sécurité le long des tracées de pipelines.

BENJAMIN Augé [5], a conclu que le gazoduc transsaharien (TSGP) est un projet important visant à transporter du gaz naturel à travers l'Afrique. Cette initiative ambitieuse implique des coûts importants et a suscité l'intérêt de grandes entreprises européennes. Cependant les défis liés à la disponibilité des réserves et aux risques géopolitiques consistent des obstacles à sa réalisation.

Le projet est très coûteux dont les coûts sont estimés entre 7 et 21 milliards de dollars, il représente un intérêt pour des entreprises européennes comme TOTAL, ENI et REPSOL.

Parmi les défis qui entravent ce projet : les incertitudes sur les réserves et les risques de sécurité dus aux activités du MEND dans le delta de Niger et la viabilité financière de TSGP qui manque de garanties stables et de soutien financier.

Peter Truscott [6], a souligné les défis énergétiques significatifs auxquels le Nigeria est confronté, notamment le vol de pétrole, les enlèvements et les attaques qui perturbent la production, ainsi que la menace potentielle d'une fermeture prolongée dans la région du delta. En parallèle, l'Algérie bénéficie d'importants investissements étrangers dans son secteur pétrolier. Le projet du pipeline transsaharien suscite l'intérêt de l'UE en raison des préoccupations liées aux Gazprom, avec des risques de sécurité associés et la possibilité d'exportations de GNL en provenance d'Angola pour atténuer les risques. L'augmentation de la demande d'accès aux ressources et la concurrence stratégique croissante soulignent l'importance de l'identification des zones prioritaires pour l'avenir. Les États-Unis, l'Inde et la Chine sont intéressés par les ressources énergétiques en Algérie, reflétant l'importance géopolitique de la région.

Oksana Voytyuk [7], traite du développement des infrastructures énergétiques et gazières au Nigeria et en Algérie. Il souligne l'importance d'examiner cette infrastructure existante afin de déterminer les besoins éventuels de nouveaux gazoducs. Il note également que la sécurité de certaines sections d'oléoducs nécessite une attention accrue en raison des menaces dans certaines régions.

Le projet de gazoduc Transsaharien reliant le Nigeria à l'Europe via l'Algérie présente des avantages mais aussi de nombreux défis sécuritaires, économiques et géopolitiques.

Odumugbo [8], passe en revue les différentes technologies disponibles pour le développement, le transport et l'utilisation du gaz naturel au Nigeria, comme les pipelines, le GNL, le GTL, le GNC et la conversion gaz-électricité. Il souligne les défis techniques, économiques et réglementaires liés à l'exploitation des gisements de gaz éloignés ou "isolés".

Charles Asekame Odumugbo recommande des investissements dans la recherche, un cadre réglementaire approprié, l'élimination progressive du torchage de gaz et l'implication du contenu local pour une meilleure monétisation et utilisation du gaz naturel nigérian.

Description du projet :

Le projet est nommé TSGP (trans saharan gas pipeline), précédemment NIGAL.

L'idée de ce gazoduc remonte aux années 1980 mais c'est en 2009 que les gouvernements des trois pays avaient signé le premier accord. En février 2022, l'Algérie, le Niger et le Nigeria ont affirmé leur engagement à concrétiser ce projet stratégique, lors d'une réunion à Niamey regroupant les ministres

chargés du secteur de l'énergie dans les trois pays, à l'issue de laquelle une feuille de route a été mise en place.

En juillet 2022, les ministres de l'Énergie des trois pays signent à Alger à l'occasion de la 3ème réunion ministérielle tripartite relative à ce projet, un mémorandum d'entente pour lancer sa construction.

Le gazoduc relie les trois pays sur une longueur de plus de 4000 km (dans notre étude elle est 4161,96 km), Le tracé proposé ferait partir le gazoduc transsaharien de la région du Delta du Niger, près de la ville de Warri (Sud-Est du Nigeria), où est située la plus grande partie des réserves. Il passerait ensuite par la plus grande ville du Nord du Nigeria, Kano, traversant le Niger et le sud algérien arrivant à Hassi R'mel où se trouve le centre national de dispatching de gaz (CNDG), le gaz sera ensuite exporter vers l'Europe à travers 2 pipeline : le Med gaz, qui relie l'Algérie et l'Espagne, et le Transméditerranéen qui relie l'Algérie et l'Italie.

Ce projet bénéficiera des opportunités offertes par l'Algérie en matière d'infrastructures, notamment le réseau de transports, les complexes de gaz naturel liquéfié (GNL) et les infrastructures de pétrochimie ainsi que la position géographique proche des marchés de gaz.

Le TSGP est destiné pour transporter entre 20 et 30 milliards de m³/an de gaz naturel (dans notre cas le débit max est de 30 milliards de m³/an, le débit min est de 12 milliards m³/an) avec un cout estimé de 21 milliards de dollars.

Le tracé proposé:

Trans-Saharan pipeline aims to send Nigerian gas to Europe

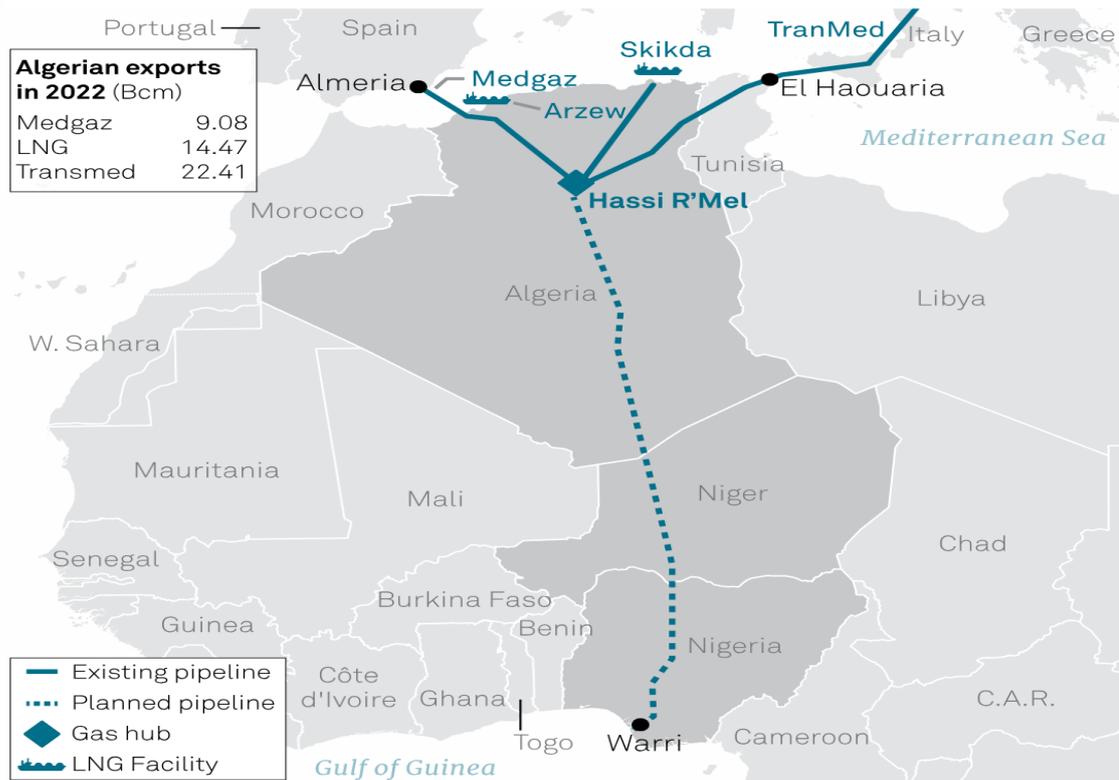


Figure1 : tracé proposé du gazoduc transsaharien

Les principaux avantages de projet :

- Une nouvelle source d’approvisionnement des marchés, dont la demande ne cesse de croître, au vu de la place qu’occupera le gaz naturel dans le mix énergétique futur.
- Fournir les consommateurs locaux et dynamiser le secteur industriel du pays.
- Minimiser le torchage de gaz Nigérian qui est due à l’absence des infrastructures de son exploitation.
- La diversification de source de gaz pour le marché européen.
- L’alimentation des pays frontaliers par les 3 trois pays concernés au projet par exemple : (Mali, Burkina Faso et le Tchad).
- Le projet renforce les capacités de production, d’expédition et de valorisation des trois pays.
- Le développement qu’apportera ce projet aux populations locales et aux différentes régions de transit.
- La proximité du marché européen à partir des côtes algériennes.

Le projet TSGP et la crise énergétique :

Suite à la pandémie Covid-19, l'industrie des énergies fossiles a connu une baisse des investissements du fait de la réduction de la demande durant la pandémie ce qui entrainé une pénurie des approvisionnements ceci a conduit à ce que l'on sait une crise énergétique, cette dernière affecte fortement l'Europe que le reste du monde et elle se manifeste principalement comme suit :

- Une augmentation des prix de l'énergie suite à la diminution des approvisionnements
- Une dépendance accrue aux importations ce qui rend les pays européens plus vulnérables aux fluctuations des marchés mondiaux
- Une réduction de la production industrielle, conséquence de l'augmentation des prix de l'énergie

Ainsi, de nombreux pays européens se sont engagés de trouver des sources d'énergies alternatives. Parmi les solutions envisagées, il y a l'augmentation des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Dans ce contexte le TSGP représente une opportunité primordiale pour l'Europe, car il permettrait de réduire les risques de crise énergétiques. Étant donné que le Nigéria est le principal producteur de gaz en Afrique, l'acheminement de ce gaz vers l'Europe via le TSGP pourrait contribuer à résoudre cette crise.

Les principaux bénéfices de projet pour l'Algérie :

- Augmentation des revenus d'exportations et par conséquence le renforcement de la balance commerciale.
- Bénéficiaire des taxes lié au passage de ce gazoduc sur le territoire algérien.
- L'Influence sur les prix du gaz.

Chapitre I :

Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

I.1. Généralités :

I.1.1. Définition de gaz naturel :

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures, constitué principalement de méthane (CH₄), et dans une moindre mesure de composés plus lourds tels que l'éthane, le propane et le butane. Incolore, inodore et non toxique, il est souvent associé à d'autres ressources fossiles comme le pétrole ou le charbon.

I.1.2. Formation et Origine du Gaz Naturel :

Il est le résultat de millions d'années de transformation de matière organique provenant des restes de plantes et d'animaux. Ce processus peut être décomposé en plusieurs étapes essentielles :

- Dépôt ou fond d'un bassin sédimentaire
- Enfouissement de la matière organique
- Remonté de gaz et de pétrole
- Accumulation de gaz et de pétrole

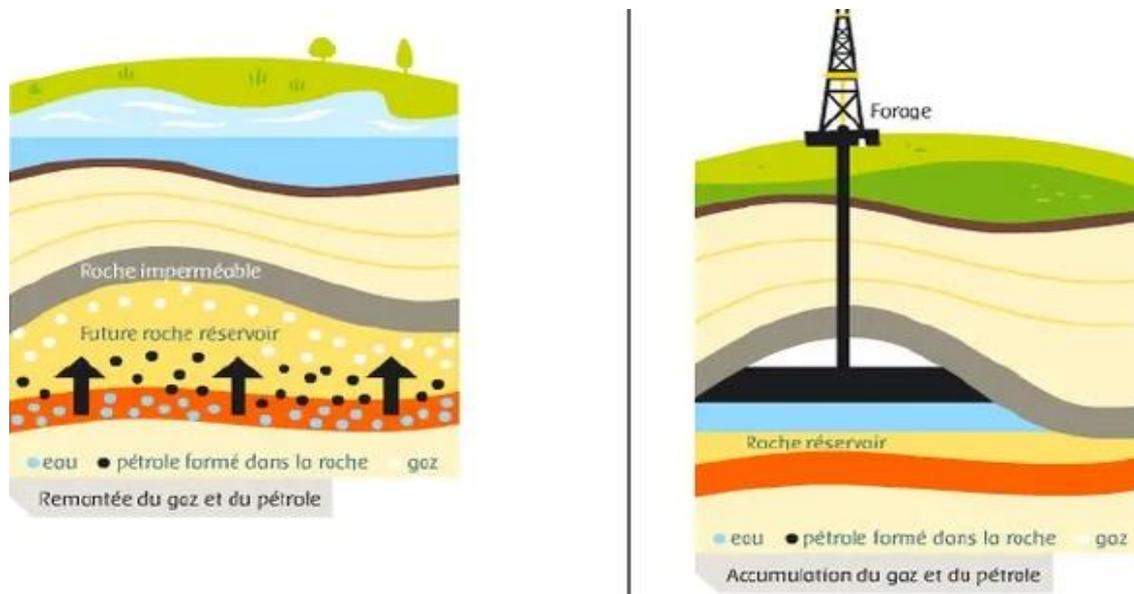


Figure I.1 : formation du gaz naturel

Le gaz naturel que nous exploitons aujourd'hui est donc le résultat de cet enchaînement complexe de phénomènes géologiques s'étendant sur des millions d'années.

I.1.3. Les différents types de gaz naturel :

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface qui conduit à distinguer les types suivants :

- Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de production.
- Gaz humide** : forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surfaces sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.
- Gaz à condensat** : forme une phase liquide dans le réservoir lors de productions par condensation rétrograde.

d) **Gaz associé** : coexistant dans le réservoir avec une phase huile H. Le gaz associé comprend le gaz de couverture et le gaz dissous.

I.1.4. Substances pures :

Une substance pure est une substance qui ne comporte qu'un seul type de particule : atome (ex : C, He...etc.) ou molécule (ex : H₂O, CO₂, CH₄, ...etc)

I.1.5. Le Mélange : Un mélange est une association de deux ou plusieurs substances solides, liquides ou gazeuses qui n'interagissent pas chimiquement.

I.1.6. Le gaz parfait :

Dans un gaz parfait, il n'y a pas de forces d'attraction intermoléculaires. Les molécules de gaz sont suffisamment éloignées les unes des autres pour pouvoir négliger les interactions d'ordre électrostatique qui dépendent de la nature physico-chimique du gaz.

$$PV=nRT \quad (I.1)$$

P : la pression en pascal

V : le volume en m³

N : le nombre de moles

R : Constante universelle des gaz

T : la température en °K

Habituellement, il est bon d'utiliser la loi des gaz parfaits pour effectuer des calculs pour les gaz. Cependant, l'approximation donne une erreur considérable à très haute pression, près du point critique ou près du point de condensation d'un gaz.

Tout gaz présent dans la nature ou synthétisé est un gaz réel par définition. Aux basses pressions ou aux hautes températures, les gaz réels tendent à avoir un comportement de gaz parfait.

I.1.7. Le gaz réels :

Un gaz réel est un gaz qui ne se comporte pas comme un gaz parfait en raison des interactions entre les molécules de gaz. Un gaz réel est également appelé gaz non idéal car le comportement d'un gaz réel n'est approximé que par la loi des gaz parfaits

Le comportement PVT d'un mélange de gaz réels peut être prédit à l'aide du facteur de compressibilité Z, selon la loi :

$$PV=ZnRT \quad (I.2)$$

$$Z = \frac{PV}{RT} \quad (I.3)$$

I.2. Propriétés physico-chimiques de gaz :

I.2.1. Le facteur de compressibilité :

est un coefficient qui indique la relation entre le volume molaire d'un gaz réel et le volume d'un gaz parfait à la même température et pression. Ou bien l'écart d'un gaz réel par rapport au comportement d'un gaz parfait.

$$Z = \frac{V_m}{V_{m \text{ gaz idéal}}} = \frac{V_m P}{R T} \quad (I.4)$$

V_m :est le volume molaire du gaz réel.

Dans le cas d'un gaz qui se comporte idéalement, un gaz parfait $Z= 1$

- Par les correlation :

Ce facteur de compressibilité peut aussi être déterminé en considérant le mélange comme une substance pseudo-pur. Z du mélange est donc estimé à P et T pseudo-critiques, définies comme :

$$P_c = \sum Y_i P_{ci} \quad (I.5)$$

$$T_c = \sum Y_i T_{ci}$$

respectivement, P et T critiques de chacun des composants du mélange

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (I.6)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

$$Z = 1 + a(x - b)(1 - e^{-c}) \quad (I.7)$$

$$a = 0,1219 T_{pr}^{0,638}$$

$$b = T_{pr} - 7,76 + \frac{14,75}{T_{pr}}$$

$$x = \frac{P_{pr}}{T_{pr}^2} \quad c = 0,3 x + 0,441 x^2$$

Cette correlation donne des valeurs de Z qui présentent un erreur moyenne de 0,7% par rapport aux abaques des standing et katz

Dans l'intervalle :

$$1,2 \leq T_{pr} \leq 2,8$$

$$0 \leq P_{pr} \leq 30$$

$$Z = 1 - 0,4273 \frac{p}{P_{pc}} \left(\frac{T}{T_{pc}} \right)^{-3,668} \quad (I.8)$$

• **Graphiquement :**

Pour la détermination par les abaques on peut utiliser ceux établis expérimentalement par Standing et Katz en 1941, ils ne sont valables que pour les gaz naturels riches en méthanes

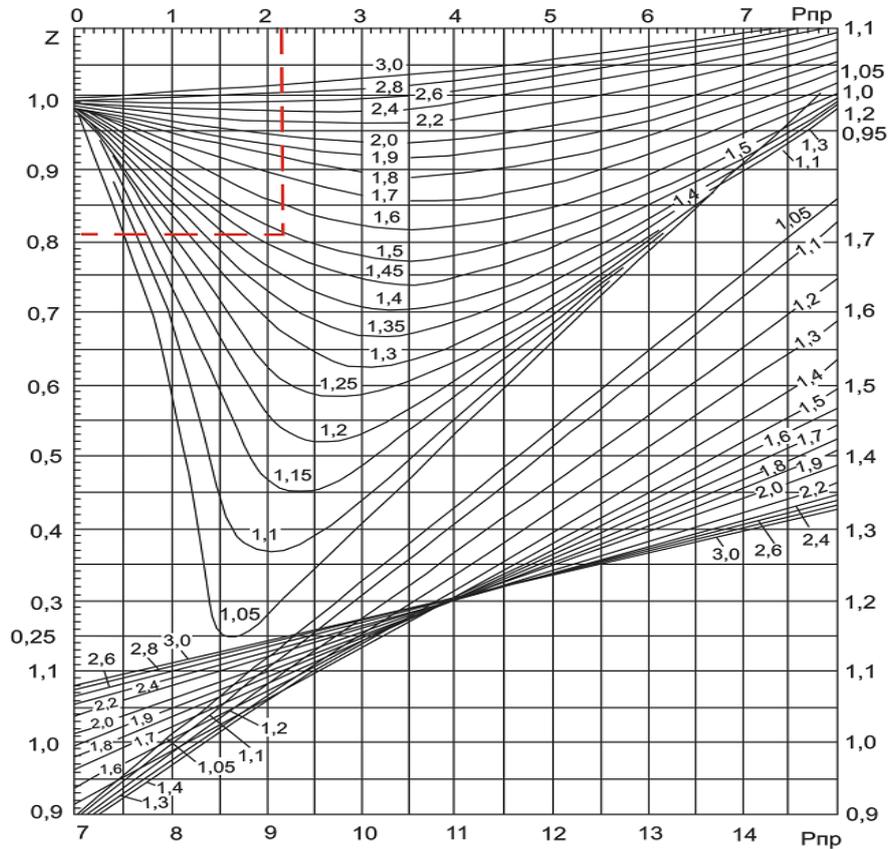


Figure I.2 : graphes standing et Katz

Graphiques dépendances du coefficient de supercompressibilité Z d'un gaz d'hydrocarbure sur la pressions pseudocritiques P_{pr} et température T_{pr} (selon G. Marron).

Il est évident que l'équation d'état des gaz parfaits cesse d'être applicable pour les gaz réels, puisque pour un gaz parfait, on néglige le volume des molécules ainsi que l'attraction mutuelle de ces molécules.

Pour un mélange des gaz :

$$Z = \sum Y_i Z_i \tag{I.9}$$

I.2.3.Composition d'un mélange gazeux :

Soit un mélange de n constituants, chacun étant une substance pure. La masse (m) et le nombre de moles totaux (n) sont respectivement

• **La masse m [kg] :**

$$m = m_1 + m_2 \dots + m_n = \sum m_i$$

- **Le nombre de moles totaux n [mol] :**

$$n = n_1 + n_2 \dots + n_n = \sum n_i$$

- **La fraction molaire :**

$$Y_i = \frac{n_i}{n} \quad \text{avec} \quad \sum_{i=1}^n Y_i = 1 \quad (\text{I.10})$$

n_i : Nombre de moles du composant i dans le mélange

n : nombre total de mole des composants du mélange

- **La fraction massique :**

$$Y'_i = \frac{m_i}{m} = \frac{Y_i M_i}{\sum Y_i M_i} \quad \text{avec} \quad \sum_{i=1}^n Y'_i = 1 \quad (\text{I.11})$$

I.2.4. La masse molaire moyenne du mélange M[g/mol] :

$$M = \frac{m}{n} = \sum Y_i M_i = \frac{1}{\sum \frac{Y'_i}{M_i}} \quad (\text{I.12})$$

Y_i : fraction molaire du composant i dans le mélange

M_i : masse molaire du composant i dans le mélange

m : masse total des composants du mélange

n : nombre total de mole des composants du mélange

Y'_i : fraction massique du composant i dans le mélange

I.2.5. pression total de melange :

Loi de Dalton : La pression P d'un mélange idéal de gaz parfaits est égale à la somme des pressions partielles des différents constituants de ce mélange.

parfait : $P_i V = n_i R T$

D'après la loi de dalton : $P = \sum P_i$

I.2.6. Le volume total de mélange du gaz :

Loi d'Amagat : Le volume V d'un mélange idéal de gaz parfaits est égal à la somme des volumes partiels des différents constituants

Le gaz i étant parfait, on a : $P V_i = n_i R T$

D'après la loi d'Amagat : $V = \sum V_i$

I.2.7. Masse volumique ρ [kg/m³] :

C'est la masse de l'unité de volume d'un corps dans des conditions de températures et de pression bien déterminées.

$$\rho = \frac{m}{v} = \frac{PM}{ZRT} \quad (\text{I.13})$$

m : masse en kg

V : volume en [m³]

ρ : masse volumique en [kg/m³]

P : la pression en [Pa]

M: masse molaire du gaz [g/mol]

R : Constante universelle des gaz [R= 8.314 j/m o l k °]

T : la température du gaz [K]

Z : facteur de compressibilité

- Pour un mélange :

$$\rho = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2}{V_1 + V_2} \quad (\text{I.14})$$

1.2.8. Constante du gaz :

$$R_{gaz} = \frac{R}{M}$$

R: Constante universelle des gaz [R= 8314 j/k m o l k °]

M: Masse molaire du gaz

1.2.9. La Densité :

Densité des gaz par rapport à l'air :

L'air et les gaz sont pris dans les mêmes conditions de température et de pression.

Remarque :

Une mole d'air de masse molaire M (air) = 29 g/mol dans des conditions normales de température (0°C) et de pression atmosphérique (101325 Pa).

$$M_{air} = \rho_{air} \cdot v_M = 1,293 \text{ g/l} * 22,4 \text{ l/mol} = 28,9639 \approx 29$$

Densité relative d'un gaz Δ :

C'est le rapport entre sa masse volumique et la masse volumique de l'air.

L'air est le corps de référence du gaz naturel alors que pour les liquides et les solides, le corps de référence est l'eau.

$$d = \Delta = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{air}} = \frac{M_{gaz}}{M_{air}} = \frac{M}{29} \quad (\text{I.15})$$

Pour un mélange :

$$d = \Delta = \frac{d_1 V_1 + d_2 V_2}{V_1 + V_2}$$

1.2.10. La viscosité du gaz naturel :

La viscosité est la résistance d'un fluide (liquide ou gaz) à l'écoulement ou au cisaillement. Elle représente les forces de friction internes du fluide.

Le gaz naturel a une viscosité beaucoup plus faible que celle des liquides comme l'eau ou le pétrole (0.01 ÷ 0.02 centipoise (cp), soit environ 50 ÷ 100 fois moins visqueuse que l'eau).. Cela signifie qu'il s'écoule plus facilement dans les pipelines et les équipements.

La viscosité du gaz naturel est influencée par des facteurs tels que les interactions moléculaires, la température, la pression et la composition du gaz lui-même.

Viscosité dynamique(μ)[p]ou [Cp]:

Appelée la viscosité absolue, elle traduit les interactions moléculaires au sein du fluide en mouvement. Elle peut être estimée à partir de la relation de (Lee et al).

$$\begin{aligned}\mu_g &= K \cdot \exp. [X \cdot \rho_g^Y] \\ K &= \frac{(7,77+0,183\gamma_g)(T+460)^{1,5}}{(122,4+373,6 \cdot \gamma_g+T+460)} \cdot 10^{-4} \quad (I.16) \\ X &= 2,57 + \frac{1914,5}{T} + 0,275 \gamma_g \\ Y &= 1,11 + 0,04 X\end{aligned}$$

μ_g : Viscosité de gaz [cp]

γ_g : gravité spécifique de gaz

ρ_g : densité de gaz [g/cc]

T : température [°F]

Viscosité cinématique (ν) [m²/s]:

Est définie comme le rapport entre la viscosité dynamique (μ) et la masse volumique (ρ) du fluide

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (I.17)$$

ν : Viscosité cinématique [m²/s]

ρ : Masse volumique [Kg/m³]

μ : Viscosité dynamique [Pa.s].

1.2.11. Le Pouvoir calorifique :

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur produite par sa combustion, à pression constante et dans les conditions dites normale de température et de pression ($T= 0^{\circ}\text{C}$, $P=1013 \text{ mbar}$).

Le pouvoir calorifique du gaz naturel s'exprime en kWh par mètre cube (kWh/m^3)

On distingue donc deux pouvoirs calorifiques :

- **Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) :**

Il suppose que les produits de combustion contiennent l'eau de combustion à l'état vapeur. La chaleur contenue dans cette eau n'est pas récupérée.

- **Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) :**

Il suppose que l'eau de combustion est entièrement condensée. La chaleur contenue dans cette eau récupérée.

La valeur calorifique molaire d'un mélange de gaz peut être calculée en utilisant la composition du mélange et la valeur calorifique molaire de chaque composant, comme suit :

$$P_{CS} = \sum_{j=1}^n \frac{Y_j PCS_j}{Z} \quad (\text{I.18})$$

$$P_{Ci} = \sum_{j=1}^n \frac{Y_j PCi_j}{Z}$$

1.2.12. L'indice de WOBBE :

C'est l'un des paramètres qui caractérise la qualité de combustion d'un gaz dans un brûleur, Sa valeur conditionne l'acceptation d'un gaz naturel dans un réseau de consommation. Dans le cas où l'indice de WOBBE est très élevée la combustion produira l'oxyde de Carbone (CO) rendant la combustion du gaz non hygiénique.

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_{gaz}}} \quad (\text{I.19})$$

1.2.13. Chaleurs spécifiques C_p , C_v [J /Kg. °C] :

La chaleur spécifique ou La capacité thermique massique est la quantité de chaleur nécessaire pour élever de $1[^{\circ}\text{C}]$ ou $1[\text{K}]$ une unité de masse d'un gaz, elle dépend de la structure moléculaire de l'état de la substance considérée. Elle est désignée avec les acronymes suivants dans les formules C_v ou C_p ou C_m .

C_v : Chaleur massique à volume constant

C_p : Chaleur massique à pression constante

Cm : Chaleur massique.

$$C_v \text{ gas mixture} = \frac{n_1 C_{v1} + n_2 C_{v2}}{n_1 + n_2} \quad (I.20)$$

$$C_p \text{ gas mixture} = \frac{n_1 C_{p1} + n_2 C_{p2}}{n_1 + n_2}$$

$$C_v = \sum Y_i C_{v,i} \qquad C_p = \sum Y_i C_{p,i}$$

Cv : Chaleur massique à volume constant

Cp : Chaleur massique à pression constante

II. Diagramme de phase (P-v) d'un mélange :

La représentation de la compression isotherme d'un mélange (binaire) dans le diagramme (P-v) montre que le changement de phase [D-B] se fait à $P \neq C_{ste}$

La raison est la suivante : dans un mélange les différents composants ont des comportements différents et lorsqu'on procède au changement de phase (condensation pour ce cas d'exemple), certains d'entre eux préfèrent être dans la phase liquide (composant moins volatil ou lourd) alors que d'autres préfèrent rester dans la phase vapeur (composant plus volatil ou léger). Donc, pour forcer les composants les plus volatils à passer dans la phase liquide on doit augmenter la pression.

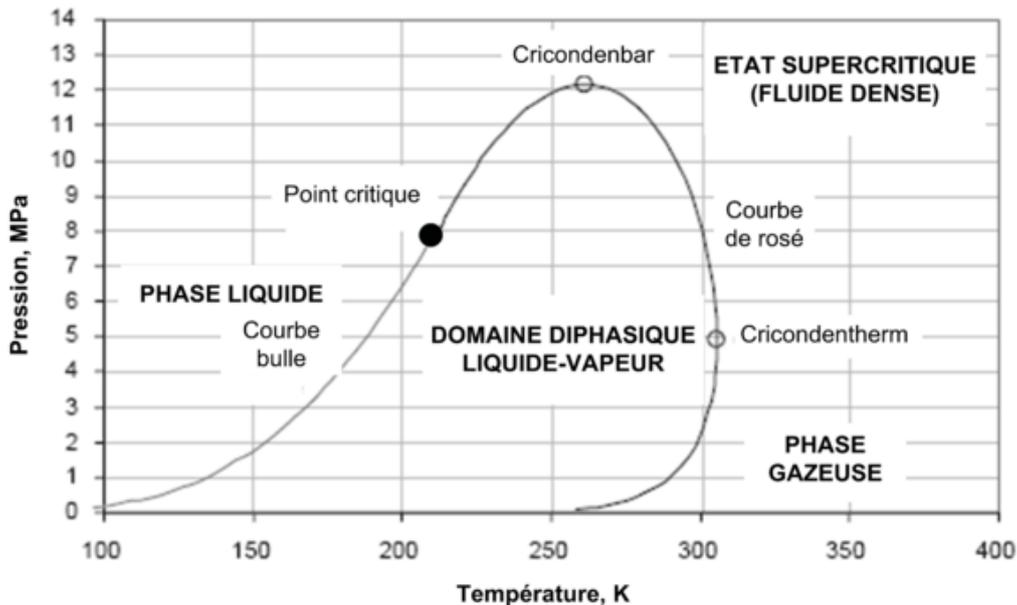


Figure I.3 : Diagramme de phase d'un gaz naturel type

II.1. Point de rosée :

Le point de rosée des hydrocarbures (PCH) est l'un des principaux paramètres de mesure permettant de garantir la sécurité, la qualité du gaz et l'efficacité opérationnelle des systèmes de traitement et de distribution du gaz naturel.

Le PDHC indique la température à laquelle les composants lourds d'hydrocarbures commencent à se condenser hors du gaz naturel lorsqu'il est refroidi à pression constante.

III. Les vitesses :

III.1. La vitesse d'érosion :

Selon la norme API RP14 :

$$Ver = \frac{C}{\sqrt{\rho}} = \frac{C}{\sqrt{\frac{P_m M}{8314 \cdot Z_m T_m}}} = \frac{122,05 \cdot \sqrt{R_g Z_m T_m}}{\sqrt{P_m}} \quad (I.21)$$

Ver : la vitesse d'érosion du fluide

C : constante empirique égale à 122,05.

ρ : la masse volumique du mélange dans les conditions d'exploitation (Pour le calcul de la vitesse d'érosion on prend le cas le plus défavorable, c'est-à-dire les conditions d'arriver au CPF.

IV.2. Vitesse du gaz :

Tenant en compte la compressibilité du gaz, la vitesse du gaz dépend de la pression, et par conséquent, varie le long de la canalisation.

Pour calculer la vitesse moyenne de gaz :

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{\dot{M}}{\rho \pi \frac{D^2}{4}}$$
$$\rho = \frac{PM}{ZRT} \quad (I.22)$$
$$v_{moy} = \frac{\dot{M} Z * 8314 * T_m}{P_m M \pi \frac{D^2}{4}}$$

Chapitre II :

Calcul thermo hydraulique des écoulements du gaz naturel

Calcul hydraulique du gazoduc :

Le but de calcul hydraulique d'un tronçon de gazoduc entre deux points kilométriques est de déterminer la pression et la température finales. Autrement dit, la connaissance du diamètre de conduite ainsi que le débit à transporter, nous permet de déterminer la variation de la pression et température le long du tronçon considéré

Pour faire le calcul hydraulique d'un tronçon du gazoduc, il faut disposer des données suivantes :

- Débit volumique ou massique du gaz.
- La composition du gaz. .
- La Densité de gaz.
- Longueur du tronçon.
- Diamètre de la conduite.
- L'épaisseur de la paroi de la conduite.
- Rugosité équivalente ou moyenne de la paroi interne de la conduite
- La chaleur spécifique
- La viscosité cinématique ou dynamique.
- Le coefficient de conductivité thermique du sol et de revêtement

Pour obtenir la valeur exacte de la de la pression d'aspiration (pression finale) il faut connaitre la valeur de la température moyenne et du coefficient de compressibilité moyen du gaz.

En utilisant la méthode d'approximation successive, il faut introduire des approchées de coefficient de compressibilité moyen, de la température moyenne et du coefficient de joule Thompson, puis en refait des calculs jusqu'à satisfaire la condition suivante (organigramme)

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

Z_{mc} : coefficient de compressibilité calculé

Z_m : coefficient de compressibilité estimé

D'une manière général, la résolution des problèmes de la mécanique des fluides s'effectue toujours à partir des mêmes principes fondamentaux de conservation dans les gazoducs, le calcul hydraulique se base sur le système d'équation suivant obtenu en supposant que :

- L'écoulement est unidimensionnel et isotherme
- Les pressions et les vitesses suivant la section sont constantes

Principe de conservation des quantités de mouvement :

C'est un principe mécanique qui découle directement de la 3 eme loi de newton, il permet d'établir des relations entre les causes qui produisent les forces.

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \lambda \frac{\rho w^2}{2D} + \rho g \frac{\partial z}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\rho x} = - \frac{\partial p}{\partial x} \dots \dots \dots (II.1)$$

T_m : Température moyenne en [K].

R: Constante de gaz (sans dimension).

λ_m : Coefficient de perte de charge (sans dimension).

L: Longueur de canalisation [m].

D'où on détermine les paramètres suivants :

I.1.2. Facteur de compressibilité Z :

Ce facteur dépend de la composition du gaz et on peut le calculer par l'équation suivante :

$$Z = 1 - 0,42373 \frac{P}{P_{cr}} \left(\frac{T}{T_{cr}} \right)^{-3,668} \quad (\text{II.6})$$

P_{cr} : Pression critique en (bar).

T_{cr} : Température critique en (K).

Dans la pratique on retient généralement pour Zm une valeur moyenne ou la valeur prise par Z à la température Tm et à la pression Pm.

I.1.2. Pression moyenne Pm :

La pression moyenne c'est une pression qui s'établit dans le gazoduc lorsqu'on ferme les extrémités de la conduite.

$$P_m = \frac{2}{3} \left(\frac{P_i^3 - P_f^3}{P_i^2 - P_f^2} \right) \quad (\text{II.7})$$

P_{int} : Pression d'entrée en (pa).

P_{fin} : Pression de sortie en (pa).

I.2. Les régimes d'écoulement dans une canalisation :

Il existe deux régimes d'écoulement :

Régime laminaire :

Quand l'écoulement se fait par filet parallèle c'est à dire que les lignes de courant demeurent sensiblement parallèles à l'axe de la conduite, on parle d'écoulement stratifié. Il se produit dans la canalisation ou la vitesse d'écoulement est faible et les pertes de charges sont alors proportionnelles à la vitesse.

Régime turbulent :

Apparaît lorsqu'il y a formation de tourbillons par des vitesses d'écoulement élevées (effet vortex), cet écoulement chaotique apparaît au centre de la conduite alors que sur la périphérie on distingue une couche laminaire limite. On distingue trois types de régime turbulent :

- Régime turbulent tube lisse $Re < 2300$: qui a lieu lorsque la hauteur des aspérités est complètement recouverte par une couche limite laminaire. λ ne dépend que du Re.
- Régime turbulent frottement mixte : qui a lieu à des vitesses d'écoulement plus élevées et la couche limite ne dépasse pas les aspérités. λ dépend de Re et de la rugosité ϵ .

- Régime turbulent tube rugueux : appelé aussi régime quadratique qui a lieu pour des vitesses d'écoulement très élevées. Les pertes de charge d'élèvent très fortement et elles deviennent proportionnelles à la vitesse au carré et la couche limite est pratiquement négligeable par rapport a la hauteur des aspérités. Dans ce cas λ ne dépendra que de la rugosité ε

Nombre de Reynold :

$$Re = \frac{4M}{\pi \cdot D_{int} \cdot \eta} = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} \quad (II.8)$$

I.3. Calcul du coefficient des pertes de charge λ :

L'écoulement du gaz dans un gazoduc s'effectue en régime turbulent, le plus souvent en zone quadratique, parfois en zone mixte. Le coefficient de friction ou coefficient de perte de charge est généralement relié au nombre de Reynolds et à la rugosité relative de la paroi

Le calcul du coefficient de friction peut se fait par l'intermédiaire de plusieurs formules, l'une des plus simples est :

$$Re_{C1} = 11 \left(\frac{D_{int}}{2e} \right)^{1,5} \quad (II.9)$$

$$\varepsilon = \frac{2e}{D_{int}}$$

Turbulent mixte	Frottement	Tube lisse	Quadratique
$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2}$	$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2}$	$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2}$	$\lambda = 0,067 \left(\frac{2e}{D} \right)^{0,2}$

(II.10)

e : Rugosité absolue en (mm).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Pour tenir compte de résistance locale :

I.3.1. Correction de λ_c :

$$\lambda_{cal} = 1,05 \lambda_{th} \quad (II.11)$$

I.3.2. La rugosité relative ε_r :

Est le rapport entre la rugosité absolue ε de la conduite et son diamètre D :

$$\varepsilon_r = \frac{2\varepsilon}{D} \quad (II.12)$$

La rugosité absolue ε représente la hauteur des aspérités présentes dans toutes les conduites industrielles, on donne quelques valeurs de ε qui dépendent essentiellement du matériau en contact avec le fluide. La rugosité absolue représente l'épaisseur moyenne des aspérités de surface des matériaux composant la conduite, on la note ε , et on exprime le plus souvent en mm

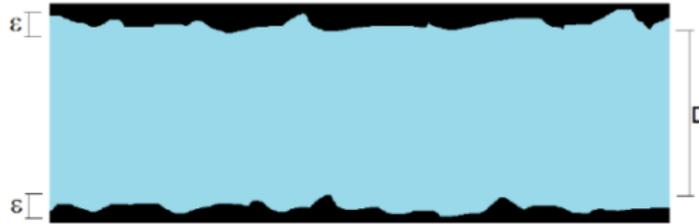


Figure II.1: la rugosité dans une conduite

I.3.3. Le facteur d'efficacité :

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_{th}}{\lambda_{reel}}} \tag{II.13}$$

λ : Le coefficient de perte charge (sans dimension).

D'où $E=0,92$

Pour les conditions réelles d'exploitation :

$$E = \sqrt{\frac{Q_{reel(mésuré)}}{Q_{th(calculé)}}} \tag{II.14}$$

I. Calcul thermique:

La température du gaz varie le long de la canalisation, s'échauffe lorsqu'il est comprimé dans la station de compression ou dans les points d'injection de long de la ligne, puis sa température baisse à cause de la variation de la température ambiante, de la température du sol et de l'effet de Joule Thomson.

II.1. Répartition de la température du gaz le long d'un gazoduc avec considération de l'effet joule Thomson :

II.1.1. Le coefficient global d'échange de chaleur $K[Kcal/m^2 \cdot h \cdot ^\circ K]$:

Le coefficient global d'échange de chaleur peut se définir comme le flux de chaleur qui traverse une surface unitaire quand le gradient de température est égal à l'unité

$$K = \frac{\lambda_{sol}}{D_{ext}} \left(h + \left(\frac{D_{ext}}{h} \right)^2 \right) \tag{II.15}$$

On a :

$$H_{rd} = H_0 + \frac{\lambda_s}{\alpha_s} [m]$$

$$\alpha_s = 5,3 + 3,6 \cdot V_{vent} \quad [Kcal/m \cdot h \cdot ^\circ K]$$

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

λ_{sol} : Conductivité de sol en(Kcal/m.h.°C).

a : Coefficient de CHOUKOV

$$a = \frac{K\pi D_{ext}}{MC_p} \quad (II.16)$$

K : Le coefficient global d'échange de chaleur en (W/m.K).

D_{ext} : Diamètre extérieur en (m).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

C_p : Chaleur spécifique en (J/Kg.K).

L'équation du bilan d'énergie thermique est donnée ci-après :

$$-MC_p DT = K\pi D_{ext}(T - T_a)dx + MD_j C_p dx$$

$$T_x = T_a + \left(T_{in} - T_a + \frac{D_j}{a}\right) e^{-axl} \quad (II.17)$$

II.1.2. Coefficient de joule Thompson D_j :

C'est la vitesse de changement de température par rapport à la pression pour une enthalpie constante.

$$D_j = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H$$

$$D_j = \frac{5650}{T_m^{2,19}} (224 - P_m)^{0,5} \quad \left(\frac{K^\circ}{bar}\right) \quad (II.18)$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

II.1.3. La température du sol réduite :

$$T_{sr} = T_s - D_j \frac{(P_i^2 - P_f^2)}{2aLP_m} \quad (II.19)$$

II.1.4. La Température final :

$$T_{fin} = T_{sr} + (T_{in} - T_{sr})e^{-axl} \quad (II.20)$$

II.1.5. La température moyenne :

La température moyenne est la température qui s'établit lorsqu'on ferme les deux extrémités de la conduite.

$$T_m = T_{sr} + \frac{T_i - T_f}{aL} \quad (II.21)$$

T_s : Température de sole en (K).

D_j : Coefficient de joule-Thompson en (K/bar).

P_{int} : Pression initiale en (bar).

P_{fin} : Pression finale en (bar).

P_m : Pression moyenne en (bar).

a : Coefficient de Choukouv.

T_{sr} : Température de sol réduite en(K).

T_{int} : Température initiale de tronçon en (K).

T_{fin} : Température finale de tronçon en (K).

L_1 : Longueur de tançant en (Km).

Après la détermination de la température et la pression moyenne on déduit les quatre 04 paramètres suivants qui sont valable pour les conditions motionné si dessus :

$$0 < P < 160 \text{ bar} \quad - 50 < T < 100^\circ\text{C} \quad 0.66 < \Delta < 0.68$$

II.1.6. Facteur de compressibilité moyen :

$$Z_m = 1 - \frac{2 \cdot 10^6 \cdot \Delta^{1,5} P_m}{T_m^{3,5}} \quad (\text{II.22})$$

II.1.7. La chaleur spécifique C_p :

$$C_p = \left(48,13 + 4,58 \cdot 10^{11} \frac{P_m}{T_m^5} \right) T_m^{0,665} \quad \frac{J}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{K}} \quad (\text{II.23})$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

Coefficient de joule Thomson :

$$D_j = \frac{5650}{T_m^{2,19}} (224 - P_m)^{0,5} \quad \left(\frac{K^\circ}{\text{bar}} \right) \quad (\text{II.24})$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

II.1.8. La viscosité dynamique :

$$\mu = (0,0316 \cdot T_m + 0,0175 \cdot P_m + 1,63) \cdot 10^{-6} \quad \frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}} \quad (\text{II.25})$$

En utilisant la méthode des approximations successives, il faut introduire des approches du coefficient de compressibilité moyen, de la température moyenne et du coefficient de Joule Thomson puis en refaire les calculs jusqu'à satisfaire la condition suivant :

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

a : Coefficient de Choukouv.

L : Longueur de tançant en(Km).

II. Calcul de débit volumique :

Après la détermination de ces paramètres on peut calculer le débit massique M et déduire le débit volumique dans les deux cas :

- aux conditions normales Q_n (Nm³/h) d'où :

$$Q = \frac{3600 M}{1,293 \Delta g} \quad (\text{II.26})$$

- aux conditions contractuelles Q_c (Cm³/h) (commerciales) :

$$Q = \frac{3600 M}{1,212 \Delta g} \quad (\text{II.27})$$

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

M : Débit massique en (Kg/s).

III.1. Les pertes de charge :

Lors de son transport dans les gazoducs, le gaz subit des frottements avec les parois des canalisations. Ce qui fait perdre de la pression au gaz et cette perte est appelée perte de charge. C'est le phénomène le plus problématique du transport de gaz et de là provient une des difficultés du problème. En effet, sans la perte de pression induite par ce phénomène, le gaz circulerait très facilement dans les gazoducs.

III.1.1 Influence des différentes grandeurs :

Lorsqu'on considère un fluide réel, les pertes d'énergie spécifiques ou bien pertes de charge dépendent de la forme, des dimensions et de la rugosité de la canalisation, de la vitesse d'écoulement et de la viscosité du gaz.

La différence de pression $\Delta p = P_1^2 - P_2^2$ entre deux points (1) et (2) d'un circuit hydraulique a pour origine :

- Les frottements du fluide sur la paroi interne de la tuyauterie; on les appelle pertes de charge régulières ou systématiques.
- La résistance à l'écoulement provoquée par les accidents de parcours (coudes, élargissements ou rétrécissement de la section, organes de réglage, etc.) ; ce sont les pertes de charge accidentelles ou singulières.

1. Pertes de charges locales :

Les pertes de charges locales sont causées par les frottements et les décollements de la couche limite dans des accessoires tels que des coudes, des raccords, des té, des réductions ou expansions, des clapets, des robinets-vannes... etc. Chaque accessoire possède un coefficient, déterminé expérimentalement par le fabricant, qui dépend essentiellement de sa forme et de son matériau

La perte causée par un des accessoires s'écrit :

$$h = \xi \frac{v^2}{2g} \quad (\text{II.28})$$

ξ : Coefficient de perte de charge singulière

2. Pertes de charge singulières :

Ce genre de perte est causé par le frottement intérieur qui se produit dans les fluides; il se rencontre dans les tuyaux lisses aussi bien que dans les tuyaux rugueux. Entre deux points séparés par une longueur L, dans un tuyau de diamètre D apparaît une perte de pression Δp exprimée sous la forme suivante :

$$\Delta P = h = \frac{Q \Delta^{0,961} T_m Z L}{1,002 \cdot 10^{-2} E \cdot D^{2,53}} \left(\frac{P_b}{T_b} \right)^{1,02} \quad [Pa] \quad (\text{II.29})$$

λ : Est un coefficient sans dimension appelé coefficient de perte de charge linéaire.

III. Équation de Bernoulli Généralisée :

La description complète de l'écoulement d'un fluide compressible ou la vitesse en chaque point de la canalisation varie avec la pression se fait à l'aide de l'équation de Bernoulli généralisée sous la forme différentielle. L'établissement de cette équation se fait en appliquant le principe fondamental de la dynamique à un élément de gaz en mouvement dans un tube. Les hypothèses principales sont :

- Écoulement permanent
- Écoulement suivant une ligne de courant
- Écoulement par tranches : la pression P, la masse volumique ρ et la vitesse du gaz u sont uniformes dans une section droite du tube.

Dans ces conditions, l'équation résultante est donnée par :

$$dP + \rho \cdot u \cdot du + \rho \cdot u \cdot dh + f \cdot \frac{\rho \cdot u^2}{2 \cdot D} \cdot dx = 0 \quad (\text{II.30})$$

P : pression du gaz

ρ : la masse volumique

u : la vitesse d'écoulement

g : accélération de la pesanteur

h : altitude (ou profondeur) de l'élément de conduite considéré

x : abscisse sur le tube dans le sens de l'écoulement

f : coefficient de frottement

D : diamètre intérieur de la conduite.

IV.1. Équations d'écoulement :

A partir de l'équation et à l'aide de formules empiriques permettant de calculer le coefficient de frottement, plusieurs équations spécifiques ont été développées. Nous présenterons celles

qui sont couramment utilisées et nous choisirons par la suite l'équation la plus appropriée à notre étude :

- **Équation de Panhandle B :**

L'équation de Panhandle B est souvent utilisée dans le cas de conduites de gros diamètre et un écoulement largement turbulent (Re de 4 à 40 Millions). Elle est donnée par la formule suivante :

$$Q = 1,002 \cdot 10^{-2} \cdot E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,02} \cdot \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta^{0,961} \cdot T_m \cdot Z \cdot L} \right) \cdot D^{2,53} \quad (\text{II.31})$$

Où : Q : débit du gaz aux conditions standards [Sm³ /j]

E : coefficient d'efficacité du pipeline

T_b : température de base [K]

P_b : pression de base [kPa]

T_m : température moyenne du gaz à l'écoulement

P¹ : pression amont [kPa]

P² : pression aval [kPa]

L : longueur du pipe en km

Z : facteur de compressibilité

D : diamètre intérieur [mm]

Δ : Densité du gaz

- **Équation de Moody :**

L'équation de Moody est basée sur le facteur de friction de Darcy-Weisbach et est généralement utilisée pour des écoulements de fluides incompressibles, comme les liquides, dans des conduites.

$$Q = \frac{4\pi}{D^2} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta P \cdot D}{\rho \cdot L}} \quad (\text{II.32})$$

L : Longueur de la conduite L [m]

D : Diamètre de la conduite [m]

ΔP : Perte de charge

ρ : Densité de fluide

λ : Coefficient de friction

Plusieurs autres équations basées sur des considérations expérimentales ont été développées pour le transport par gazoducs telles que celles de l'association américaine du gaz (AGA equation), de l'institut de technologie du gaz (IGT equation), equation de Weymouth.....

La figure représente l'évolution de la pression aval P_2 en fonction de la longueur de la canalisation pour un débit de $3 \text{ Mm}^3/\text{jour}$, un diamètre de 400 mm, une température moyenne de $300 \text{ }^\circ\text{K}$ et une pression amont P_1 de 9650 kPa. Les calculs ont été faits par différentes équations d'écoulement

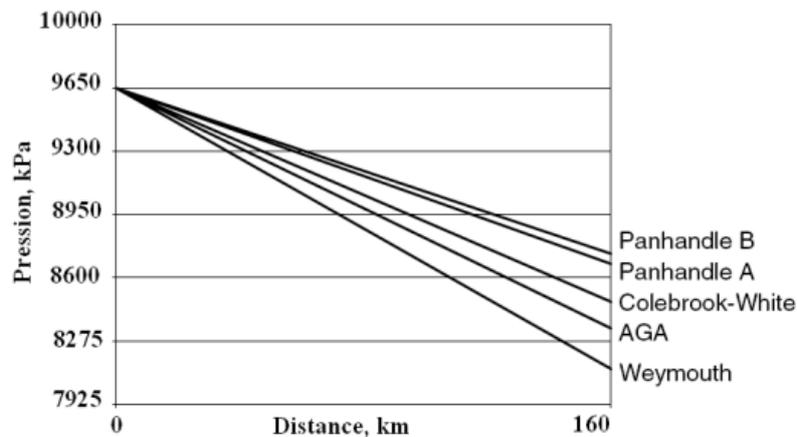


Figure II.2 : Comparaison des équations de débit

IV. Transfert thermique dans les pipelines :

V.1.1. Convection :

Il s'agit de la transmission de la chaleur entre fluide en mouvement et une surface solide. Le transfert de chaleur par convection s'effectue en plusieurs étapes. Dans un premier temps, la chaleur s'écoule par conduction des particules de gaz chaudes à la surface interne du gazoduc ce qui augmente la température de celle-ci, ensuite les particules froides sont remplacées par d'autres particules situées dans une région à plus haute température ; l'énergie est donc emmagasinée dans les particules fluides et transportée sous l'effet de leur mouvements, le phénomène est régi par la loi suivante équation :

$$q = h \cdot s \cdot (T - T_p) \quad (\text{II.33})$$

Q : chaleur échangée entre le fluide et paroi interne

h : coefficient de transfert de chaleur par convection

S : surface d'échange de chaleur

T : Température du fluide

T_p : Température de paroi.

V.1.2. Conduction :

La température est une manifestation de l'agitation moléculaire ou de la variation des atomes. Dans un milieu en équilibre thermique, c'est-à-dire température uniforme et constante, cette agitation est statiquement la même en tout point.

Toute variation de cette agitation en un point provoquée par perturbation extérieure se propage de proche en proche jusqu'à l'établissement d'un nouvel équilibre, ce phénomène s'appelle la conduction thermique et régit par la loi de Fourier :

$$\frac{dq}{ds} = -\lambda \cdot \frac{dT}{dx} \quad (\text{II.34})$$

λ : Conductivité thermique

V.2. Calcul de la résistance globale des gazoducs :

Phénomène de convection : (fluide paroi interne)

$$q_{conv} = h \cdot \pi \cdot Di \cdot L \cdot (T - Ti) \quad (\text{II.35})$$

Phénomène de conduction : (paroi interne - paroi externe)

$$q_p = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_p \cdot L \cdot (Ti - Te)}{\ln \frac{De}{Di}} \quad (\text{II.36})$$

Phénomène de conduction : (paroi externe - revêtement)

$$q_{rev} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{rev} \cdot L \cdot (Te - Trev)}{\ln \left(\frac{D_{rev}}{De} \right)} \quad (\text{II.37})$$

Phénomène de conduction : (revêtement - sol)

$$q_s = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_s \cdot L \cdot (Trev - Ts)}{\ln \left(\frac{H + \sqrt{H^2 + \left(\frac{D_{rev}}{2} \right)^2}}{H - \sqrt{H^2 + \left(\frac{D_{rev}}{2} \right)^2}} \right)} \quad (\text{II.38})$$

D_i : Diamètre interne de la conduite

D_e : Diamètre externe de la conduite

D_{rev} : Diamètre externe au niveau du revêtement

h_i : Coefficient de convection pour la gaz (interne)

λ_p : Conductivité thermique de l'acier

λ_{rev} : Conductivité thermique du revêtement

λ_s : Conductivité thermique du sol

λ_s : Conductivité thermique du fluide

H : Profondeur de l'axe du gazoduc par rapport au niveau du sol.

Chapitre III :

Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression

I. Fonctionnement d'une station de compression :

Elles sont stratégiquement installées le long de réseau de transport et espacées de certaine distance, équipées d'un certain nombre de compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz.

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

- Le gaz naturel provenant du collecteur principal entre dans la station de compression et passe à travers des filtres verticaux afin d'éliminer les impuretés [dépôts du pipe, humidité] obtenant ainsi un gaz propre près à la compression.
- Le gaz naturel propre entre dans un collecteur d'aspiration commun.
- Le gaz naturel comprimé est ensuite refoulé à travers le collecteur de refoulement qui dirige le gaz vers un ensemble d'aéro-réfrigérants pour réduire sa température.
- L'énergie électrique est fournie par des turbo-alternateurs, deux en service et un en stand-by.
- La fourniture d'électricité assure l'alimentation en énergie de l'ensemble des équipements et appareillage électrique faisant partie de la station

I.1. La turbine à gaz :

Une turbine à gaz, appelée aussi turbine à combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire de l'énergie mécanique (rotation d'un arbre) à partir de l'énergie contenue dans un hydrocarbure (gaz). Cette énergie permet d'entraîner les compresseurs centrifuge qui servent à la compression du gaz.

Elle est constituée :

- d'un générateur de gaz (GG) comprenant un compresseur d'air axial, une chambre de combustion et une turbine de détente (dite turbine haute pression HP) fournissant l'énergie mécanique nécessaire à l'entraînement du compresseur d'air.
- d'une turbine de puissance (dite basse pression BP) accouplé au compresseur.

Dans notre étude nous allons utiliser la turbine PGT25, elle comporte un générateur de gaz LM 2500 et une turbine de puissance. Sa puissance en conditions ISO est de 23.2 MW.

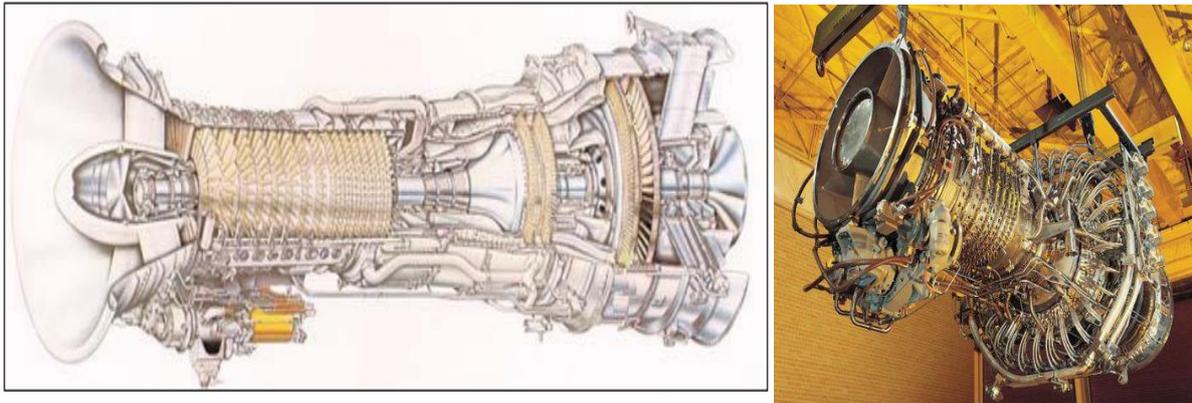


Figure III.1 : La turbine à gaz PGT25

I.1.1 Principe de fonctionnement de la turbine :

La turbine à gaz PGT 25 est du type à cycle simple, avec un moteur à deux arbres de transmission constitué par un générateur de gaz et par une turbine de puissance. Le générateur de gaz LM 2500 est constitué par un compresseur à géométrie variable, par une chambre de combustion annulaire, par une turbine à haute pression, par boîte de transmission auxiliaire, et par des systèmes de contrôles et des accessoires. La turbine de puissance est du type à deux étages, avec turbine à basse pression, accouplée de façon aérodynamique au générateur de gaz et poussée par le gaz d'échappement du générateur de gaz. Le cycle de la turbine à gaz commence quand l'air entre dans la buse d'entrée du générateur de gaz d'où elle est dirigée dans le compresseur par les aubes directrices d'entrée à inclinaison variable. La vitesse de fonctionnement normal du générateur à gaz va de 6500 à 10050 RPM.

L'air comprimé qui sort du compresseur est dirigé dans la section de la chambre de combustion annulaire où il se mêle avec le combustible. Les gaz chauds qui résultent de la combustion sont dirigés dans la turbine à haute pression, qui pousse le rotor du compresseur. Les gaz chauds provenant du générateur de gaz sont dirigés dans la turbine de puissance qui conduit l'arbre secondaire.

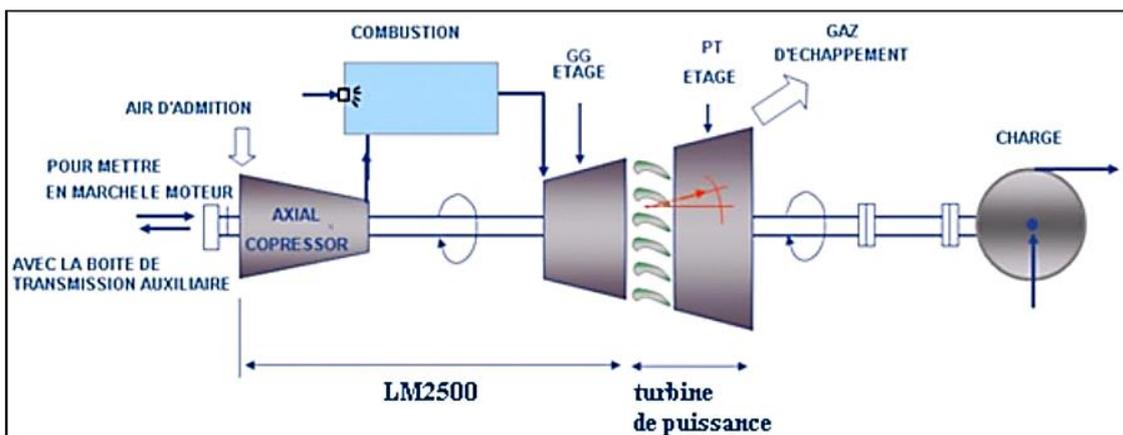


Figure III.2 : Schéma d'installations de PGT25

I.2. Le compresseur centrifuge :

C'est un dispositif de compression dynamique qui transforme l'énergie mécanique de rotation en augmentation de pression du gaz. Il est caractérisé par une grande vitesse de rotation (15000 tr/mn) et un taux d'augmentation de pression par étage élevé. Il se compose d'une roue, d'un diffuseur et d'une volute. Dans les compresseurs centrifuges le gaz est entraîné par l'impulseur dans un mouvement rotatif qui le propulse radialement vers l'extérieur. Le diffuseur et la volute convertissent ensuite l'énergie cinétique acquise par le gaz, en pression.

Les paramètres qui permettent le choix des compresseurs sont :

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

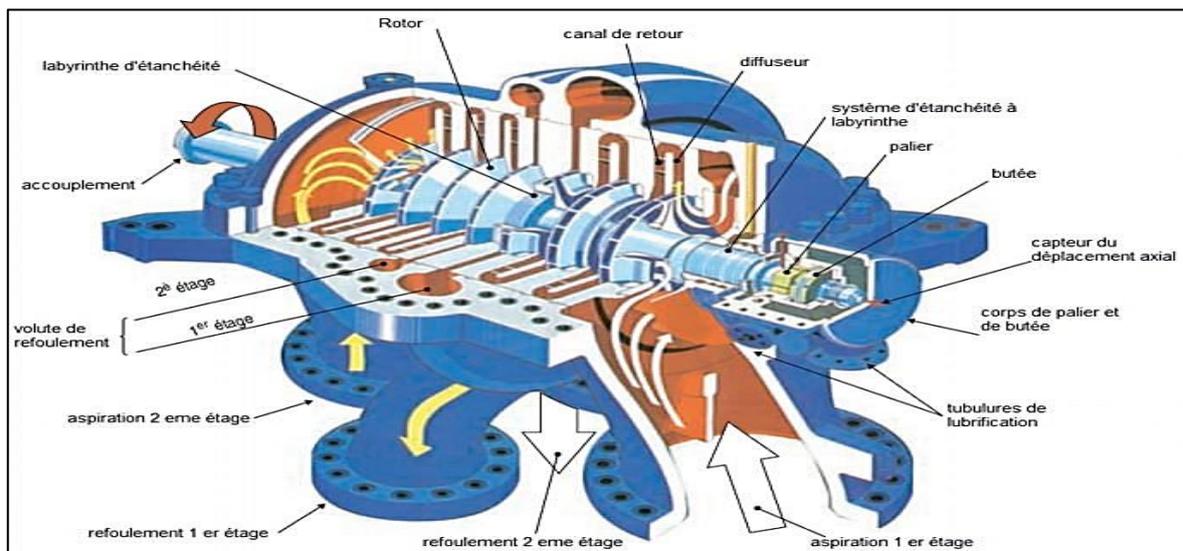


Figure III.3 : Schéma descriptif d'un compresseur centrifuge

I.2.1. Fonctionnement de compresseur centrifuge :

Le processus de compression commence par l'entrée d'un gaz dans la conduite d'aspiration. L'aspiration guide le gaz vers la roue centrifuge tournant à haute vitesse. La force centrifuge de la roue augmente la vitesse du gaz jusqu'à une valeur élevée. À la sortie du gaz par le diamètre extérieur de la roue, il pénètre dans un espace étroit entre l'aspiration et la plaque du diffuseur. Cet espace étroit ainsi que les pales du diffuseur créent un ralentissement rapide de ce gaz à haute vitesse. Cette décélération brutale entraîne une compression des molécules d'air, qui augmente la densité et la pression relative du gaz. Le gaz sous pression est recueilli dans le collecteur et évacué de façon efficace de l'étage de compression. Cette méthode de compression est aussi appelée "compression dynamique".

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

- Pression de d'aspiration (pression minimale) : c'est la pression minimale exigée par les compresseurs pour qu'ils fonctionnent.

Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression

- Pression de refoulement (pression maximale) : c'est la pression maximale avec laquelle les stations refoulent le gaz.

Courbes caractéristiques de compresseur et de la turbine :

Courbes caractéristiques de la turbine :

La turbine à gaz est constituée par l'assemblage de deux turbomachines dont les caractéristiques de fonctionnement dépendent de variables et de paramètres communs (vitesse, débits, pression, températures). En représentant les courbes caractéristiques des deux machines dans le même système de coordonnées le point de fonctionnement de l'installation se trouvera défini par l'intersection de courbes de mêmes paramètres. A condition que le rapport de détente soit suffisamment élevé une turbine peut être assimilée à une tuyère dont le débit ne dépend que des caractéristiques du fluide en amont.

Limites des caractéristiques d'un compresseur :

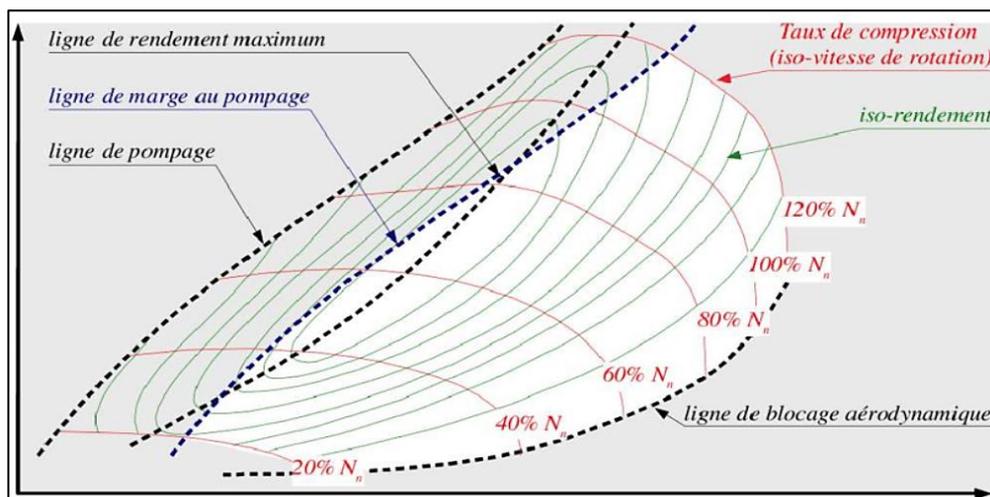


Figure III.4: limites des caractéristiques d'un compresseur

- **Sur la gauche du diagramme :** Limitation par la zone de pompage (débit trop faible).

Dans un compresseur centrifuge, il existe pour toute vitesse une certaine capacité en dessous de laquelle le fonctionnement est instable. Ce point de rupture est appelé le point de pompage. Le fonctionnement instable pulsative en dessous de ce point est appelé pompage.

Un compresseur passera inévitablement en pompage quand la capacité à travers lui est trop réduite pour une vitesse donnée ou si l'on lui impose une pression différentielle supérieure à celle qu'il peut développer à une vitesse donnée. Un pompage violent ou prolongé peut provoquer la défaillance du palier de butée et provoquera également une surchauffe du compresseur.

Le fonctionnement du compresseur à gauche de cette ligne se trouve dans une zone de pompage. Dans ce cas il faut :

- Soit par la réduction de la vitesse du compresseur.

Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression

- Soit en ouvrant le circuit de recyclage dans le cas où on ne pourrait pas diminuer la vitesse.
- Soit on abaisse la pression de service de la ligne. De façon à ce que le fonctionnement du compresseur retourne à droite de la ligne de pompage.
- **Sur la droite du diagramme:** Limitation par la zone de gavage ou de blocage aérodynamique (débit trop important).

L'examen d'une courbe caractéristique à vitesse donnée montre qu'au-delà d'un certain débit volumique, la hauteur utile diminue, de plus en plus vite, vers les hauts débits. A ce moment, le rendement diminue également très vite et toute augmentation de puissance ne permet qu'une très faible augmentation de débit: il s'agira ainsi d'une zone appelée zone de gavage du compresseur qui correspond aux débits limites réalisables pour les roues du compresseur.

- **Vers le haut du diagramme :** Limitation par la vitesse maximale admissibles.

- **Vers le bas du diagramme :** Limitation par la vitesse minimale que peut développer la turbine.

II. Les grandeurs caractéristiques liées au régime de fonctionnement d'une station :

II.1. Le débit volumique total à comprimer :

Il est calculé aux conditions d'aspiration à partir l'équation de continuité et l'équation d'état du gaz :

$$Q_{asp} = Z_{asp} \cdot \frac{P_0 \cdot T_{asp}}{T_0 \cdot P_{asp}^c} \cdot Q_0 \quad (III.1)$$

Z_{asp} : Coefficient de compressibilité aux conditions d'aspiration ;

$$Z_{asp} = 1 - 0,4273 \frac{P_{red(asp)}}{T_{red(asp)}^{3,668}} \quad (III.2)$$

T_{asp} : Température du gaz en kelvin à l'aspiration du compresseur ;

P_{asp}^c : Pression d'aspiration du compresseur en (bar) ;

Q_0 : Débit aux conditions normales (0°C, 1atm).

II.2. La pression d'aspiration du compresseur :

Elle est calculée par la formule :

$$P_{asp}^c = P_{asp}^{st} - \Delta P_{asp} \quad (III.3)$$

P_{asp}^{st} : Pression d'entrée à la station (pression finale du tronçon)

$\Delta P_{asp} = 0.5 \text{ bars}$: Perte de pression entre l'entrée de la station et l'aspiration de compresseur due au passage du gaz par les filtres séparateurs et les tuyauteries d'entrée.

II.3. La pression de refoulement de compresseur :

Elle est calculée par la formule :

$$P_{ref} = P_{ref}^{st} + \Delta P_{ref} \quad (III.4)$$

P_{ref}^{st} : Pression de refoulement de la station.

ΔP_{ref} : Perte de charge de refoulement due aux tuyauteries et aux aéro-réfrigérants.

II.4. Taux de compression :

C'est le rapport entre la pression de refoulement et la pression d'aspiration d'un compresseur.

$$\varepsilon = \frac{P_{ref}}{P_{asp}} \quad (III.5)$$

II.5. Température de refoulement du compresseur :

Elle est calculée par la formule :

$$T_{ref} = T_{asp} \cdot \varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\eta_{pol}}} \quad (III.6)$$

II.6. Hauteur adiabatique de refoulement :

On définit la hauteur adiabatique d'un compresseur H_{ad} par l'énergie qui resterait emmagasinée dans le fluide par suite d'un procédé de compression adiabatique qui a lieu entre la pression d'aspiration du compresseur et la pression de refoulement de ce dernier.

$$H_{ad} = \frac{1}{g} \frac{\gamma}{\gamma-1} R_g Z_{asp} T_{asp} \left(\left(\frac{P_{ref}}{P_{asp}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (III.7)$$

- H_{ad} : hauteur en [m];
- γ : Coefficient adiabatique.
- R_g : Constant thermodynamique de gaz [J/Kg°K]

II.7. Hauteur Poly tropique H_{pol} :

La hauteur poly tropique est l'énergie qui est accumulée dans le fluide sous forme d'accroissement d'énergie potentielle, elle est exprimée par :

$$H_{pol} = \frac{1}{g} \frac{n}{n-1} R_g Z_{asp} T_{asp} \eta_{pol} \left(\left(\frac{P_{ref}}{P_{asp}} \right)^{\frac{n-1}{n \eta_{pol}}} - 1 \right) \quad (III.8)$$

- H_{pol} : hauteur poly tropique en [m] ;
- n : Coefficient poly tropique tel que $n = \frac{1}{\left[1 - \left(\frac{\gamma-1}{\gamma \eta_{poly}} \right) \right]}$
- η_{pol} : le rendement polytropique.

II.8. Pourcentage de vitesse de rotation :

$$\%n = \frac{n}{n_{nom}}$$

- n : vitesse de rotation trouvée en [tr/min] ;
- n_{nom} : vitesse de rotation nominale donnée par le constructeur.

II.9. Puissance absorbée du compresseur :

Elle est définie comme la puissance à fournir sur l'arbre de compresseur, exprimée par la formule suivante :

$$N_{abs} = \frac{H_{ad}.M.g}{\eta_{ad}} \quad (III.9)$$

Ou bien :

$$N_{abs} = \frac{1,02 H_{poi}.g Q_n \rho n}{\eta_{poi} \eta_{mec}} \quad (III.10)$$

- $M = \rho_n \cdot Q_n$: Débit massique [Kg/s] ;
- η_{ad} : Rendement adiabatique du compresseur

II.10. Puissance exigée par la turbine :

$$N_{turb} = \frac{N_{abs}}{\eta_{acc}} \quad (III.11)$$

- η_{acc} : Rendement d'accouplement ($\eta_{acc} = 0,99$)

II.11. Pourcentage de puissance exigée :

$$\%N = \frac{N_{turb}}{N_{iso}} \quad (III.12)$$

N_{turb} : la puissance exigée par la turbine

N_{iso} : la puissance de la turbine aux conditions iso ($P=1,013$ bars, $T=15$ °C)

II.12. Consommation de gaz combustible :

Elle est estimée par la relation suivante :

$$Q_{gaz-con} = \frac{N_{turb}}{\eta_t * PCI} \quad (III.13)$$

η_t : Rendement thermique de la turbine à gaz

PCI : Pouvoir calorifique inférieur [J / m^3].

III .Modélisation des courbes caractéristique :

Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression

Le but de la modélisation de la courbe caractéristique de compresseur est de trouver un modèle mathématique pour les courbes suivantes :

- courbe de la limite de pompage ;
- courbe de la limite de gavage ;
- courbe de la limite de la vitesse de rotation (vitesse maximale et minimale).

Modèle proposé pour les iso rendements :

$$\eta = a_0 + a_1 \left(\frac{Q}{n}\right) + a_2 \left(\frac{Q}{n}\right)^2 + a_3 \left(\frac{n^2}{H}\right) + a_4 \left(Q \frac{n}{H}\right) \quad (\text{III.14})$$

Avec :

a_i : le coefficient de régression du modèle ;

n : la vitesse de rotation.

Modèle proposé pour les iso vitesses :

$$\eta = a_0 + a_1 H + a_2 Q + a_3 \left(\frac{H}{Q}\right) + a_4 \left(\frac{H}{Q}\right)^2 \quad (\text{III.15})$$

Avec :

a_i : le coefficient de régression du modèle.

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

$$H = a_0 + a_1 Q + a_2 Q^2 \quad (\text{III.16})$$

Avec :

a_i : le coefficient de régression du modèle.

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

$$H = a_0 + a_1 Q + a_3 Q^2 \quad (\text{III.17})$$

Avec :

a_i : le coefficient de régression du modèle.

Modélisation statistique sur la base de l'analyse de régression :

Elle se caractérise par une simplicité relative permettant une résolution rapide et un coût de réalisation sur l'ordinateur pas élevé.

Théorie sur les régimes de fonctionnement des stations de compression

Il s'agit en se basant sur des résultats passifs ou actifs de définir l'influence des variables d'entrées sur les variables de sorties. Pour un tel choix on se base sur le modèle analytique de l'objet si ce dernier est connu, dans le cas contraire on a recours au principe dit de la « boîte noire » qui consiste à établir le modèle par intuition de vérifier l'adéquation de ce dernier.

Identification des coefficients inconnus :

Il existe plusieurs méthodes d'estimation des coefficients de régression parmi lesquelles on peut citer :

- la méthode de vraisemblance ;
- la méthode des moments ;
- la méthode des moindres carrés (MMC) ;
- la méthode de type quasi-Newton ;
- la méthode de Walton.

Après la détermination des classes de fonctionnement (ψ), il est possible dans la plupart des cas de les linéariser par des transformations de variables simples. Si cette approche est réalisée l'équation devient linéaire et prend la forme suivante :

$$Y = a_1x_1 + a_2x_2 + a_3x_3 + \dots + a_nx_n$$

Chapitre : IV

Données de base de réseau pipelines algérien

I. Le transport par gazoduc :

c'est l'acheminement de gaz de son point source appelé terminal de départ tout en assurant les meilleures conditions d'économie et de sécurité vers son point de livraison appelé terminal arrivée .

Les modes de transport de gaz sont :

- le transport par canalisation (gazoduc)
- le transport par voie maritime (méthanier)

I.1. Définition d'une canalisation :

Une canalisation appelée aussi "pipeline", est un ouvrage destiné à transporter, sous pression et sur de grandes distances, des matières gazeux, liquides, et mélanges poly-phasiques. Les pipelines sont le plus souvent construits à partir de tubes d'acier soudés bout à bout, recouverts d'un matériau isolants dit revêtement, contribuant à leur protection contre la corrosion.

I.2. Système de transport par canalisation (STC) du gaz naturel:

Il est constitué d'une ou plusieurs canalisations transportant du gaz naturel, y compris les installations intégrées, et les capacités de stockage liées à ces ouvrages, il comprend :

- Les terminaux de départ et d'arrivée (T.D. et T.A.)
- La ligne (conduite)
- Les ouvrages annexes : postes de sectionnement, et des postes de purge et le système de communication et instrumentation qui les lie postes de coupures ensemble.
- Les stations de compression de départ et intermédiaires
- Des points de livraison et d'injection du produit
- Des installations de protections cathodiques
- Des installations de télécommande et de télécommunication comme système nerveux de l'ouvrage (canalisation et stations)

I.2.1. Terminal départ « TD » :

Un terminal de départ est un point source, il est essentiellement constitué de :

- Une gare de lancement de racleur pour nettoyer périodiquement la conduite ;
- Un réseau de tuyauterie ;
- Un banc de filtration ;
- Un banc de régulation qui a pour but de régler la pression au départ du gazoduc,
- Un banc de comptage.

I.2.2. Terminal arrivée « TA » :

Un terminal arrivée est un point de livraison où se terminent un ou plusieurs gazoducs principaux, il est constitué principalement de :

- Une gare de réception de racleur de nettoyage ;
- Un réseau de tuyauterie ;

I.3. Caractéristiques d'une conduite :

Une conduite se caractérise essentiellement par sans diamètre sans épaisseur, ces deux paramètres étant étroitement liés au débit transporté et au pression opérationnel exigées.

- **Le diamètre intérieur :**

$$D_{ext} = D_{int} + 2\delta \quad (IV.1)$$

D_{ext} : Diamètre extérieur

δ : l'épaisseur.

Où le diamètre intérieur est donné par cette relation :

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} \quad (IV.2)$$

Q : Le débit volumique [m^3/s]

v : La vitesse du gaz [m/s]

- **L'épaisseur :** L'épaisseur du tube à poser est donnée par la relation de Barlow:

$$\delta = \frac{PMS \cdot D_{ext}}{2\sigma} \quad (IV.3)$$

- **la surépaisseur de corrosion :**

Pour assurer la sécurité du système on ajoute une surépaisseur de corrosion (1 à 3 mm) à la canalisation, ce qui permet d'économiser beaucoup de revenus et de protéger le réseau

δ : Épaisseur de paroi [mm]

PMS: Pression maximale de service [kgf/cm^2]

D_{ext} : Diamètre extérieur de la canalisation [mm]

$[\sigma]$: Contrainte admissible i.e. La plus grande contrainte qui peut être appliquée sur le métal sans risque de rupture (kgf/cm^2)

On définit la contrainte admissible en tenant compte des coefficients de sécurité :

Nous avons donc :

$$[\sigma] = Ke * \sigma_e$$

$$[\sigma] = Kr * \sigma_r$$

Où :

σ_e : Limite élastique de l'acier.

σ_r : Limite de rupture de l'acier

Ke et Kr : Coefficients de sécurité

- **La nuance d'acier utilisé :**

Les qualités d'aciers les plus couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans la spécification API. Elle dépend des propriétés physico-chimiques du GN. Ceux jugés optimaux du point de vue économique sont du type X65 et X70.

Mode de pose :

Les gazoducs sont des pipelines souterrains (enterrés) ou bien sous-marins. La pose de gazoduc comprend :

- Préparation de la piste de travail.
- Transport et bardage des tubes.
- Ouverture de la tranchée.
- Cintrage.
- Soudage des tubes.
- Enrobage.
- Test hydrostatique.
- Mise en fouille et le remblaiement.
- Remise en état des lieux

I.4. Autres ouvrages disposés le long de la canalisation :

Poste de coupure : Il est constitué d'un by-pass et des gars racleurs arrivée et départ qui permet le nettoyage périodique sans interrompre l'écoulement de produit, comme il constitue le futur emplacement d'une station de compression.

Poste de sectionnement (PS) : ce sont des vannes d'isolement espacées de 10 à 20 km selon la zone traversée, elles permettent d'isoler un tronçon en cas de fuite ou de rupture.

Pots de purge (PP) : servent à piéger les liquides (condensats, eau, huile) véhiculés par le gaz dans la conduite. Ils sont généralement installés aux points bas de la ligne ainsi qu'à l'entrée des postes de coupures.

Postes de protection cathodique (PPC) : les systèmes de protection cathodique servent à protéger les parties enterrées de la canalisation contre la corrosion.

La station de compression :

Les stations de compression ont pour but d'élever la pression du gaz dans la canalisation, afin de vaincre les pertes de charge linéaires et locales le long de la ligne. Elles sont équipées principalement de :

- Une batterie de filtre cyclones
- Les turbocompresseurs
- Les aéro-réfrigérants
- Les gars racleurs départ-arrivée

II. Données de réseau algérien :

II.1. Caractéristiques de Ligne GR5 :

Longueur (km)	769,5
Diamètre " en pouce"	48 / 56
Épaisseur du tube (mm)	12,48 / 13,61 / 20,79/ 24,26
Nuance de l'acier	API 5L X70 PSL2 M Welded
Rugosité du tube (mm)	0,015
Nombre de Poste de Coupure	07
Nombre de Poste de Sectionnement	28
Nombre de Postes de Purge	02
Facteur de Marche	330
Pression maximale de service (bars)	70
Pression minimale d'arrivée (bars)	45
Date de la mise en service	Juin 2017
Constructeur	GptCosider/GTP/GCB GptCosider/ENAC

Tableau IV.1: Données technique de la ligne GR5

Caractéristiques des Stations de Compression GR5 :

Situation géographique		SC. Hassir'mel PK 763 GR5
Turbine	Nombre	3 (2+1)
	Constructeur	SIELENS
	Type	SGT600
	Puissance MW	24,430
Compresseur	Nombre	04 (3+1)
	Constructeur	SIEMENS
	Type	STC-SV (12-3-1)
Turbo Alternateur ou Group électrogène	Nombre	1
	Constructeur	SOLAR CENTAUR 40
	Puissance	3515 Kw
Consommation		Gaz naturel
Date de mise en service		2017

Tableau IV.2: Données techniques de la station de compression GR5

II.2. Caractéristiques de Ligne GR7 (PC4 – S.C Hassi-R'mel :

Longueur (km)	344
Diamètre " en pouce"	48
Épaisseur du tube (mm)	12,95 / 14,27 / 22,23
Nuance de l'acier	API 5L X70 PSL2 M Welded
Rugosité du tube (mm)	0,015
Nombre de Poste de Coupure	02
Nombre de Poste de Sectionnement	12
Nombre de Station de Compression	-
Facteur de Marche	330
Pression maximale de service (bars)	70
Pression minimale d'arrivée (bars)	45
Date de la mise en service	décembre 2019

Tableau IV.3 : Données techniques de la ligne GR7

II.3. Le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) :

L'Algérie possède 32 stations de compression pour tous le système de gazoducs, le GN Algérien est transport après l'extraction et traitement des champs de HassiR'Mel, Ain Amenas, Adrar ... au Centre National de Dispatching gaz (CNDG) qui se trouve à HassiR'Mel, de là il sera redistribue vers les autres gazoducs.

C'est le plus grand système de distribution de gaz naturel pour les terminaux de liquéfié et exportation (GNL) le long de la mer Méditerranée. Ce système connecte HassiR'Mel à Arzew via 4 gazoducs, et à Skikda via 2 gazoducs. Un plus petit gazoduc fonctionne aussi entre HassiR'mel et Isser, près d'Alger CG1

Le CNDG situé à HassiR'mel est la plaque tournante pour l'ensemble du réseau de transport de gaz naturel avec une capacité de 390 Millions Sm³/jour. Il reçoit la totalité de la production de Gaz naturel en vue de son acheminement par Gazoducs, en plus du marché national, vers:

- La zone industrielle d'Arzew, via la nappe Ouest (GZ0, GZ1, GZ2, GZ3) sur plus de 507 km pour une capacité totale de 45 Mm³ /an
 - La zone industrielle de Skikda, via la nappe Est (GK1, GK2) sur un distance de 579 km pour 20.5 Mm³ / an
 - La région centre, via le GG1 : sur 434 km avec une capacité de 7.1 Mm³ / an
 - L'exportation directe, via le GEM, à destination de l'Italie et de la Slovénie
 - MEDGAZ à destination de l'Espagne, via le GZ4 et GPDF-EGPDF
- 2 (Deux) pipelines internationaux d'une capacité de 43 Milliards m³/an.
- MEDGAZ vers l'Espagne.

III. Gazoducs internationaux :

Un gazoduc est une canalisation destinée au transport de matière gazeuses sous pression, la plupart du temps des hydrocarbures, sur de longues distance à haute pression (de 16 jusqu'à plus de 100 bars), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- *Des stations de compression* : régulièrement espacées qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans la canalisation.
- *Des stations d'interconnexion* : qui constituent des nœuds importants du réseau de transport.
- *Des postes de livraison* : qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution. Elle représente 60% du gaz algérien exporté par SONATRACH, les deux voies d'accès au marché européen sont :

- **L'Algérie à l'Italie via la Tunisie :**

- **Gazoduc Enrico Mattei** : Il a été créé en 1983 avec une capacité de 32,72 milliards m³ /an. Avec une longueur de 2484 km dont 549 km traversent l'Algérie

- **L'Algérie à l'Espagne via le Medgaz :**

- **Gazoduc Pedro Duran Farrell** : Il a été créé en 1996 avec une capacité de 11,47 milliards Sm³ /an. Il relie le centre national de dispatching gaz à la station de compression béni saf.
- **Gazoduc GZ4** : avec une capacité de 11,25 milliards Sm³ /an. Il relie le centre national de dispatching gaz à la station de compression béni saf.



Figure IV.2 : le réseau STC algérien vers l'Europe

II.1. Description de la ligne du gazoduc GZ4 :

Le gazoduc GZ4 a été construit afin d'augmenter la capacité de transport vers la région ouest algérien, il est constitué de 2 lignes :

- **HassiR'mel - Bathioua** : mise en service en 2009, la ligne a le même tracé que celui du gazoduc GZ3, il est constitué d'une canalisation de 48" et d'une longueur de 513.172 Km
- **Hassir'mel-MactaaDouz-Beni Saf** : mis en service en 2010, il est constitué d'une canalisation de 48" et d'une longueur de 120.37 Km

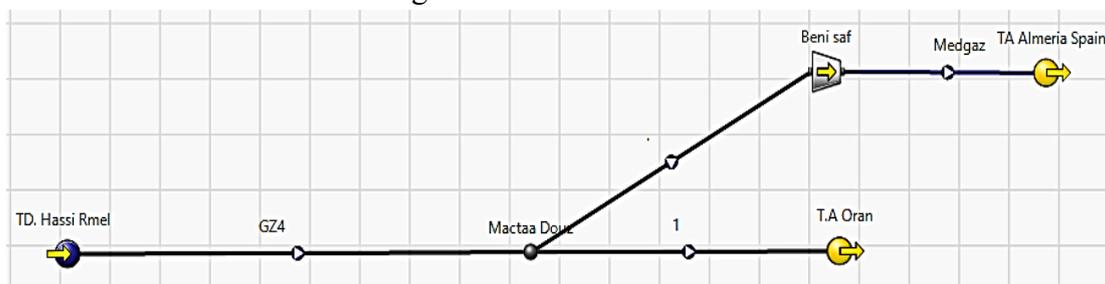


Figure IV.3: Représentation de la ligne GZ4 sur Pipesim

Données de la ligne:

Longueur (km)	513,172
Diamètre " en pouce"	48
Épaisseur du tube (mm)	11.91 à 22.22
Nuance de l'acier	X70
Rugosité du tube (mm)	0.015
Type d'enrobage extérieur des lignes	PE (Polyéthylène)
Nombre de Station de compression	0
Nombre de Poste de Coupure	05
Nombre de Poste de Sectionnement	31
Nombre de Postes de Purge	06
Nombre de Points de Prélèvement de Gaz	01
Facteur de Marche	310 jours
Pression maximale de service (bars)	70
Pression minimale d'arrivée (bars)	45
Capacité design $\left(\frac{10^9 Sm^3}{an}\right)$	11.25
Capacité maximale réelle $\left(\frac{10^9 Sm^3}{an}\right)$	11.25

Tableau IV.4 : Données techniques de la ligne GZ4

II.1.2. Ligne MactaaDouz – Terminal Arrivée de Béni Saf :

Longueur (km)	120,37
Diamètre "en pouce"	48
Épaisseur du Tube (mm)	11,91 à 22,22
Nuance d'Acier	X70
Rugosité du Tube (mm)	0,015
Type d'enrobage extérieur des lignes	PE (Polyéthylène)
Nombre de Station de compression	0
Nombre de Poste de Coupure	0
Nombre de Poste de Sectionnement	6
Nombre de postes de purge	1
Nombre de points de prélèvement de Gaz	2
Facteur de Marche	310 jours
Pression Maximale de service (bars)	70
Pression Minimale Arrivée (bars)	45
Date de la mise en service	16 avril 2010
Constructeur	Cosider

Tableau IV.5 : Données techniques de la ligne Mectaadouz- BS

Le profil en long :

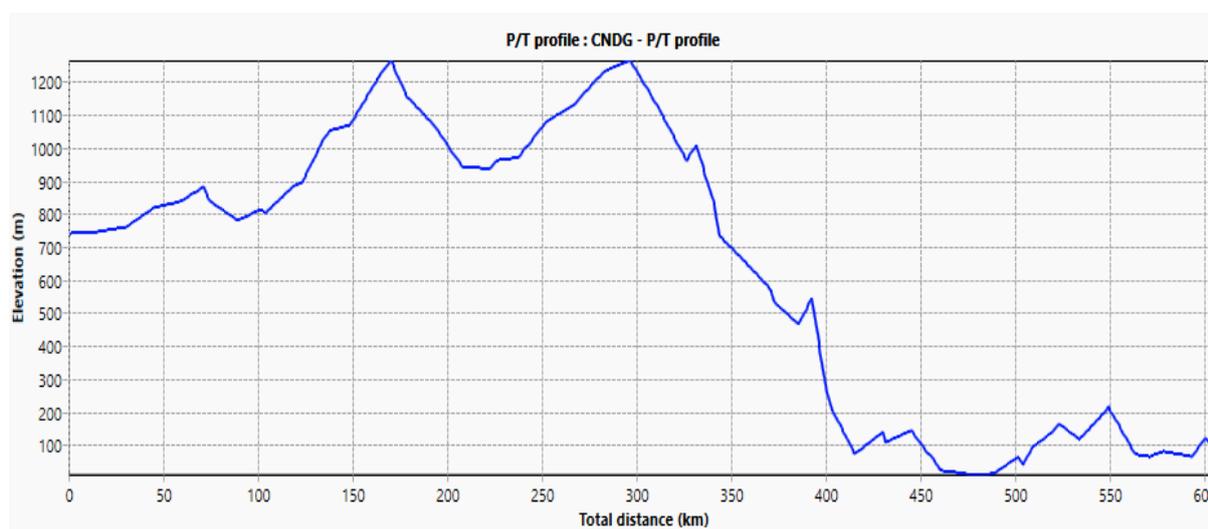


Figure IV.4: Profil de la ligne GZ4-Mectaa douz- Beni saf

II.2. Le gazoduc PEDRO DURAN FARRELL Algérie GPDF:

Le tronçon algérienne de pipeline, 521 km de long, commence à partir du champ de HassiR'mel en Algérie et va jusqu'à la frontière marocaine. Il est détenu et exploité par Sonatrach.

Longueur (km)	521
Diamètre "en pouce"	48
Épaisseur du Tube (mm)	12.7/14.27/22.22

Nuance d'Acier	X70
Rugosité du Tube (mm)	0.015
Type d'enrobage extérieur des lignes	Extrudé tri couche
Nombre de Station de compression	01
Nombre de Poste de Coupure	05
Nombre de Poste de Sectionnement	22
Nombre de postes de purge	01
Nombre de points de prélèvement de Gaz	10
Facteur de Marche (jours)	310
Pression Maximale de service (bars)	71
Pression Minimale Arrivée El Aricha (bara)	50
Pression de refoulement station (bar abs)	71
Pression minimale d'aspiration station (bar abs)	50,81
Capacité Design (109 Sm ³ /an)	11,47
Capacité Maximale Réelle (109 Sm ³ /an)	11,47
Date de la mise en service	1996
Constructeur	BECHTEL

Tableau IV.6: Données techniques de la ligne GPDF

II.2.1. Description de la ligne EGPDF :

L'ouvrage EGPDF (El Aricha – Beni Saf) est situé entre le Terminal Arrivé EL Aricha du gazoduc GPDF Wilaya de Naâma et le Terminal Arrivé Beni Saf du gazoduc GZ4 dans la Wilaya de Ain Timouchent, il est constitué principalement d'une canalisation d'une longueur de 196.734 Km.

Le gazoduc EGPDF 48'' EL ARICHA - BENI SAF a une épaisseur variable tout le long de la ligne selon la zone traversée. Deux zones sont considérées :

Zone Ia et zone II. De plus, il a été considéré en zone Ia :

- Les tronçons du tube à l'entrée et la sortie des Postes de Sectionnement et les terminaux
- Les tronçons du tube traversant des points spéciaux (oueds, routes..., etc.)

Données technique de la ligne EGPDF :

Longueur (km)	197
Diamètre "en pouce"	48
Epaisseur du tube (mm)	13,61/14,27/20,79/22,23
Nuance d'Acier	API 5 L X 70 PSL 2 Welded
Nombre de Station de compression	0
Nombre de Poste de Coupure	01
Nombre de Poste de Sectionnement	09
Nombre de postes de purge	03
Nombre de station de compression	0

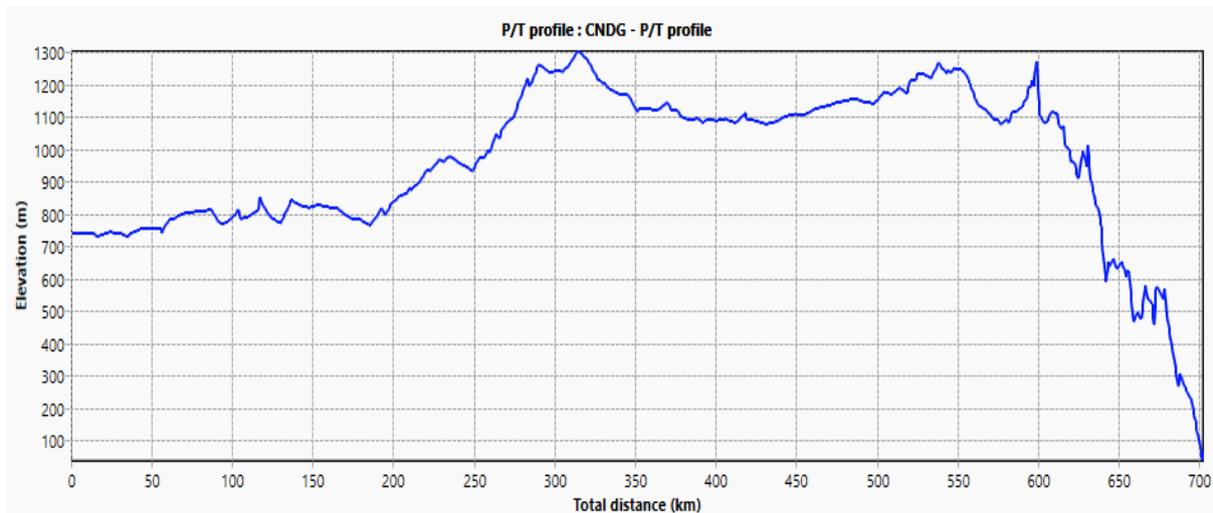
Rugosité du Tube (mm)	0.05
Pression Maximale de service (bars)	70
Capacité Design (109 Sm ³ /an)	9
Date de mise en service	2021

Tableau IV.7: Données techniques de la ligne EGPDF



Figure IV.5 : Présentation de ligne GPDF/EGPDF

Le profil en long GPDF/EGPDF :



FigureIV.6 : Profil en long GPDF

II.2.2. Les caractéristiques des stations de compression du GZ4/GPDF :

En raison de la rugosité du conduit, de l'altitude et des éventuels points singuliers du tracé, le débit dans la canalisation subira une perte de charge, qui devra être compensée par l'installation d'une station de compression. La compression du gaz est assurée par des compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz.

- La ligne GPDF contient une seule station de compression (SC3)
- La ligne GZ4 ne contient pas des stations de compressions, il est exploité en écoulement libre. Au cas où nous voudrions augmenter le débit du gaz, la ligne GZ4 passe par les stations de compression du GZ3 grâce à un système d'interconnexions à l'entrée et à la sortie des stations.

Situation géographique		SC3. Labiodh sidi cheikh/ NAAMA (PK 266)
Turbine	Nombre Constructeur Type Puissance MW	2TC (1+1) GE LM2500 / PGT25 23,27 * 2 = 46,54
Compresseur	Nombre Constructeur Type	2 NOUVO PIGNONE PCL 802- 1/36 ‘‘
Turbo Alternateur	Nombre Constructeur Type Puissance	2 TA (1+1) + 1 GE SOLAR + DEUTZ CENTAUR 40 + bf6m1015c TA :3 400*2=6 800 CV (2*2,5 MW) GE : 314 KW
Consommation		Gaz
Date de mise en service		14 février 2004

Figure IV.8: Caractéristiques de la station de compression de la ligne GPDF (SC3)

II.2.3. La station de compression de Beni Saf (BSCS) :

La station de compression MEDGAZ de Beni Saf augmente la pression du gaz naturel reçu des champs HassiR'Mel pour le transporté vers l'Europe. Des installations sont installées pour la compression à haute pression nécessaire pour livrer le débit à travers le pipeline sous-marin au terminal de réception dans les conditions fixées par le réseau de pipelines espagnol.

II.3. Le gazoduc ENRICO MATTEI :

Aussi connu sous de Transméditerranéen pipeline, il est le pipeline de gaz naturel qui relie l'Algérie via la Tunisie à la Sicile et de là, à l'Italie continuellement.

- Tronçon en territoire Algérien (Gazoduc Enrico Mattei)
- Tronçon en territoire Tunisien (Gazoduc TTPC-Transtunisien)
- Tronçon sous-marin "sea-line" :La section offshore

Tronçon	GEM	TTPC	sea-line
Départ	HassiR'mel	SC.Feriana	Cap Bon
Arrivée	Oued sefsaf	SC.Cap Bon	MazaradelVallo
Longueur	550	370	155
lignes	3 (GO1,GO2,GO3)	2	5
Diamètre	48	48	3 ;20/2 ; 26
Station de compression	1	3	
exploitée par	Sonatrach	Sergaz	TMPC, une jointventure d'Eni et Sonatrach

Données techniques de GEM

Longueur (km)	548,285 X 3
Diamètre 'en pouce'	48
Épaisseur du Tube (mm)	12,7 / 14,27 / 22,22
Nuance d'Acier	X60 et X70
Rugosité du Tube (mm)	0,015
Type d'enrobage extérieur des lignes	GO1, GO2 brai de houille, GO3 PE
Type d'enrobage intérieur des lignes	Epoxy
Nombre de Station de compression	(01) SC2 Ain Naga W.Biskra
Nombre de Poste de Coupure	03 / GO1, 03 / GO2 et 03 /GO3
Nombre de Poste de Sectionnement	GO1 : 13, GO2 : 14, GO3 : 18
Nombre de Poste de Purge	GO1 : 07, GO2 : 07, GO3 : 05
Nombre de Points de prélèvement de Gaz	10
Pression de refoulement station (bars)	70
Pression minimale d'aspiration (bars)	42
Pression Maximale de service design (bars)	70
Pression Minimale Arrivée TA (bars)	49
Capacité Design (10 ⁹ Sm ³ /an)	32,72
Capacité Maximale Réelle(10 ⁹ Sm ³ /an)	32,72
Date de la mise en service	GO1 1982, GO2 1987, GO3 2008 / 2010

Figure IV.9 : Données techniques de GEM

II.3.1. Caractéristiques de la Station la station de compression Ain al Naga :

Situation géographique		SC2. Ain naga PK348
Turbine	Nombre	4TC (3+1)
	Constructeur	GE
	Type	LM2500 / PGT25
	Puissance MW	22,6 * 4 = 90,4
Compresseur	Nombre	4
	Constructeur	NOUVO PIGNONE
	Type	PCL 603/2
Turbo Alternateur	Nombre	2 TA + 1 GE
	Constructeur	EGT/Alsthom – IVECO/ Stamford
	Type	TB 5000
	Puissance	3,3*2 MW + 350 KVA
Consommation		Gaz +Gasoil (G. Secours)
Date de mise en service		1996

Figure IV.10 : Caractéristiques de la SC Ain Naga

II.3.3. Terminal arrivée d'Oued Safsaf:

Le terminal arrivée de Oued Safsaf reçoit le gaz venant du terminal départ de HassiR'mel par les trois gazoducs (GO1 /GO2/GO3), pourvoit à la régulation de pression et au comptage et ensuite il délivre le gaz vers l'Italie via la Tunisie. Le terminal arrivée est composé, pour la gestion du gazoduc (GO1/ GO2/GO3), d'un banc de filtration, un banc de régulation du pression, et un banc de comptage, d'une salle de contrôle et des bâtiments administratifs et de service.

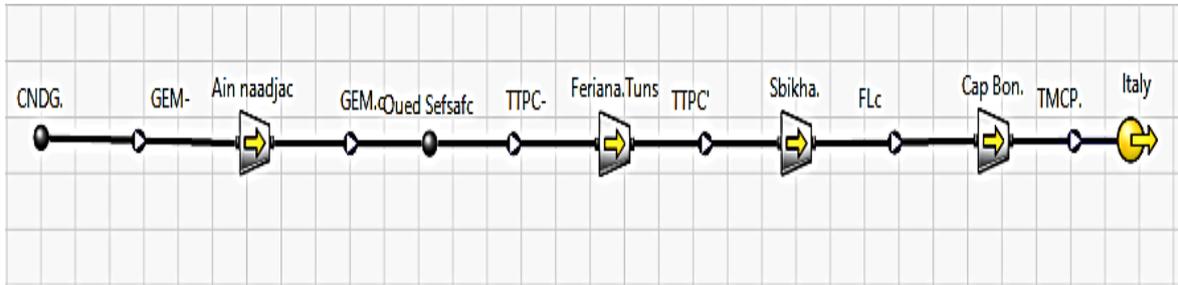


Figure IV.7: Schéma de gazoduc transméditerranéen sur Pipesim

II.3.4. Tunisie :

Le système de transport Transtunisien existant est constitué de 2 lignes de diamètre 48" environ, de 370 Km environ chacune; il traverse la Tunisie à partir de la localité de Oued Safsaf (frontière entre l'Algérie et la Tunisie) jusqu'à la côte de la mer Méditerranée dans la région de Cap Bon (El Haouaria).

La pression maximale d'exploitation du système est de 75 bars.

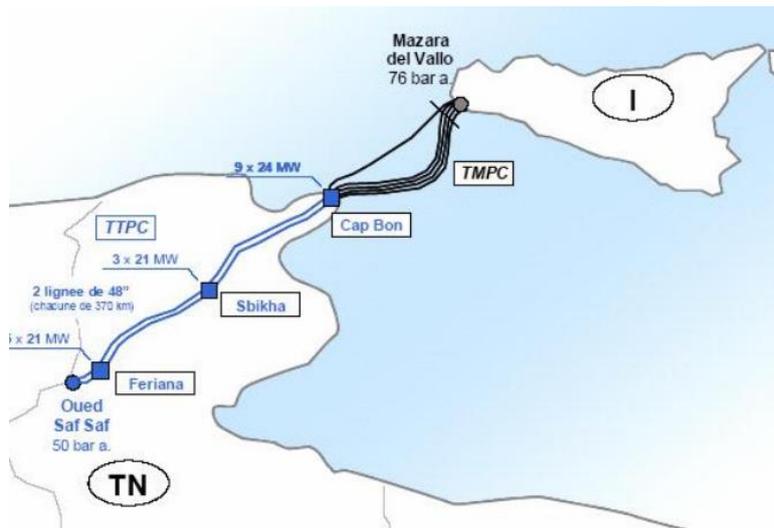


Figure IV.8: Le gazoduc ENRICO MATTEI dans le territoire tunisien

- **La station de compression Fériana :**
- **La station de compression de Sbikha :** située à 208 Km environ de la station de Fériana
- **La station de compression de Cap Bon :** est située à 371 Km environ de la station de Fériana et à 163 Km environ de la station de Sbikha.

Données de base de réseau pipelines algérien

Fériana	PGT 25:	3 x 20.5
	PGT 25:	2 x 22.67
		106.84 MW
Sbikha	PGT 25:	2 x 20.1
	PGT 25:	1 x 22.67
		62.87 MW
Cap Bon	MS5002B:	9 x 23.86
		214.74 MW
Total		384.45 MW

Le profil en long

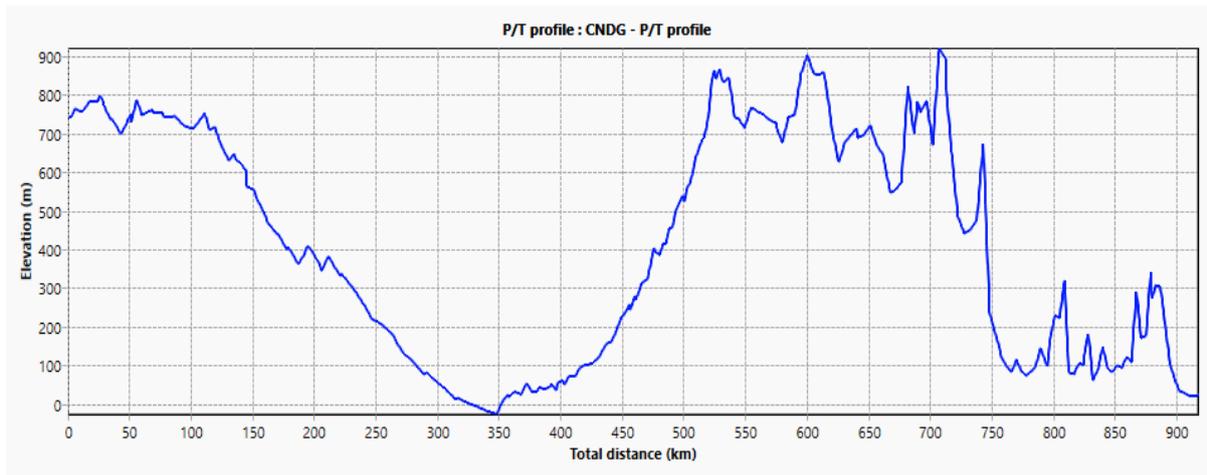


Figure IV.9: Le profil en long de gazoduc Enrico Mattei

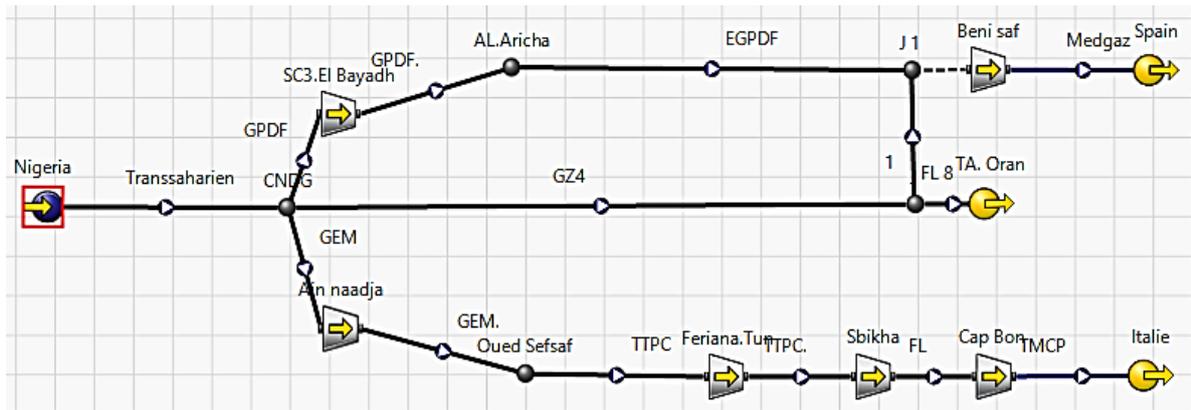


Figure IV.10 : schéma explicatif de réseau nord

Chapitre V :
Simulation des paramètres d'exploitation
du gazoduc TSGP

V.1. Présentation de PIPEPHASE 9.6

C'est un logiciel qui peut effectuer une simulation complète des problèmes du réseau de canalisations et de l'écoulement de différents fluides, et peut utiliser divers composants du système, tels que des compresseurs, des pompes, des refroidisseurs d'air, des séparateurs... PIPEPHASE avec différentes équations et corrélations déjà intégrées, calcule la variation de pression et de température pour les écoulements monophasiques et multiphasiques. Avant de l'utiliser, il faut choisir le type d'application.

Ceci dépend des propriétés du fluide traversant le système. Le type de fluide commande comment le programme peut obtenir les propriétés physiques nécessaires pour le calcul thermo-hydraulique.

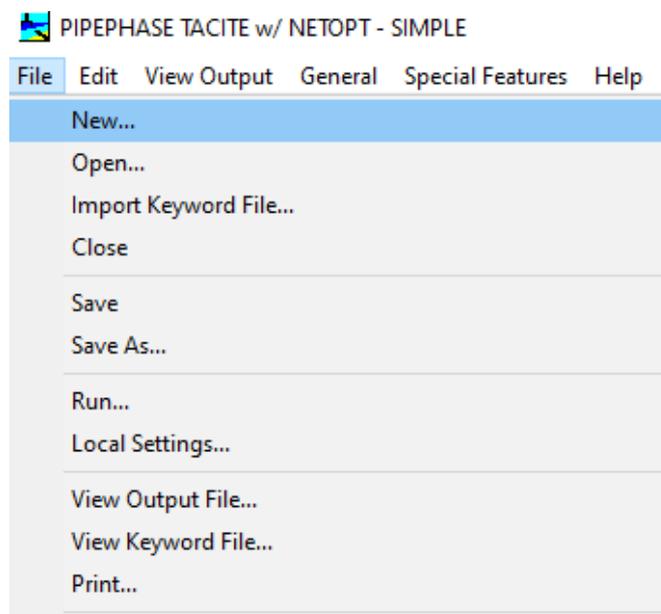
Que calcul PIPEPHASE ?

- Il résout les équations qui définissent le rapport entre la chute de pression et le débit.
- Calcul des pertes de charge.
- Calcul pour un débit connu la pression et inversement pour une pression connu le débit
- Il permet de faire une optimisation sur un système donné.

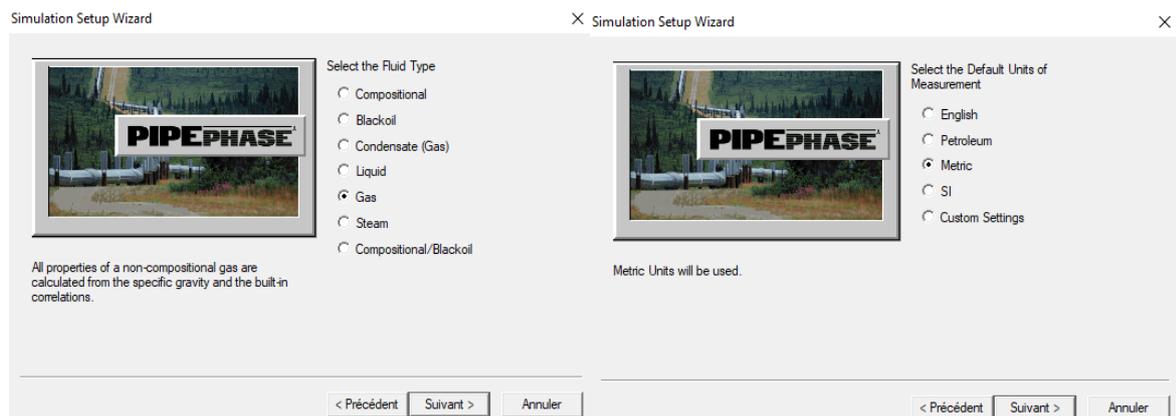
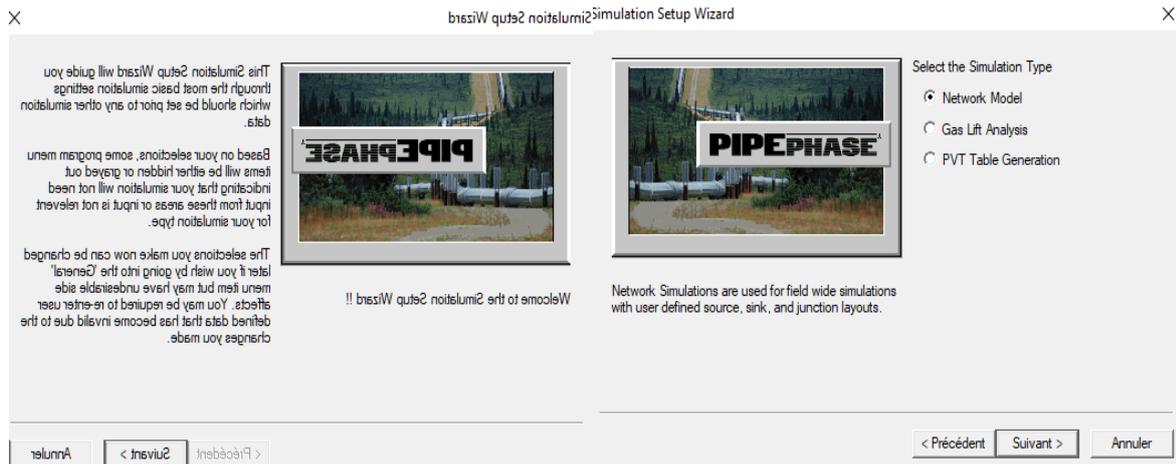
PIPEPHASE résout les problèmes posés par itération:

Il commence par une évolution primaire des débit aux niveaux des sources et à l'arrivée, puis les pressions sur tous les nœuds, après il ajuste ces valeur jusqu'à ce qu'il atteint une solution convergée en dessous d'une tolérance prédéfinie.

Les étapes suivies sous le logiciel PIPEPHASE pour réaliser une simulation sont les suivantes:



Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP



Single Phase Gas PVT Data

Set Number

Gas Gravity kg/m3

Specific Heat Ratio

Contaminants

Nitrogen	<input type="text" value="0.61"/>	Mole %
Carbon Dioxide	<input type="text" value="2.59"/>	Mole %
Hydrogen Sulfide	<input type="text" value="1.000e-003"/>	Mole %

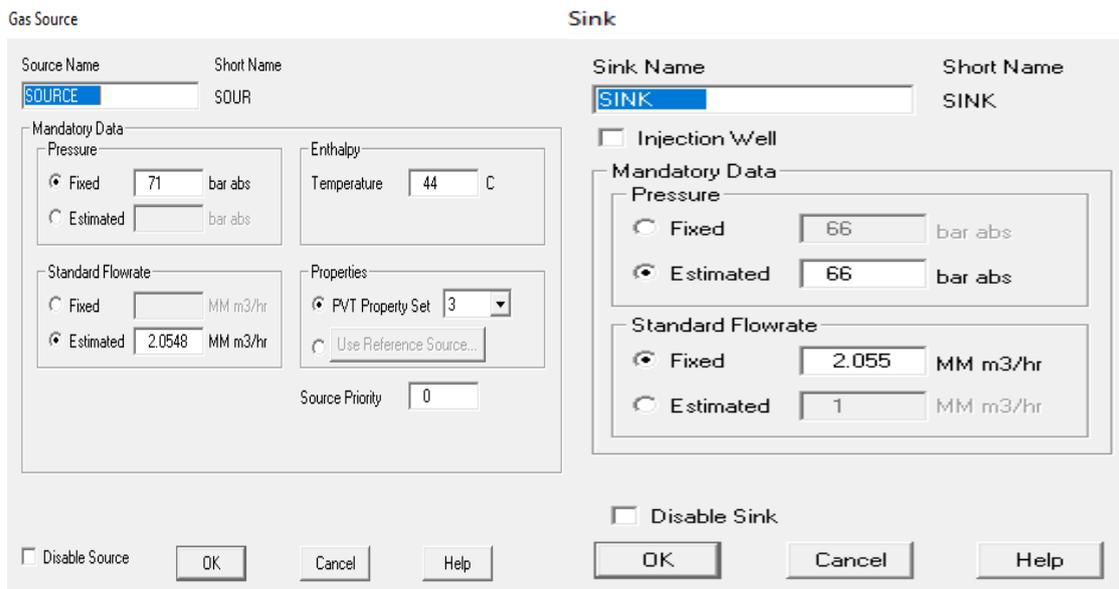
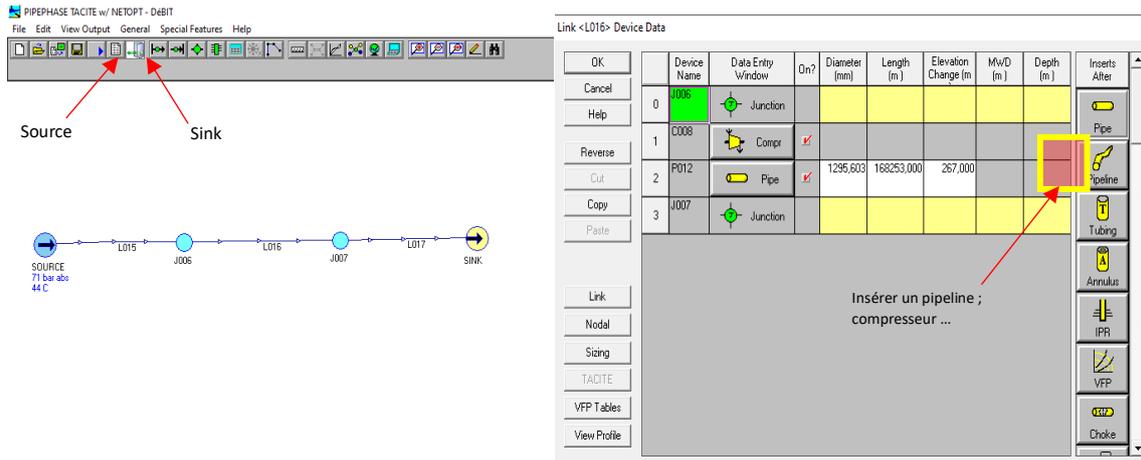
Heating Values

Gross Heating Value (GHV)	<input type="text"/>	kcal/m3
Wobbe Index (WOBBE)	<input type="text"/>	kcal/m3

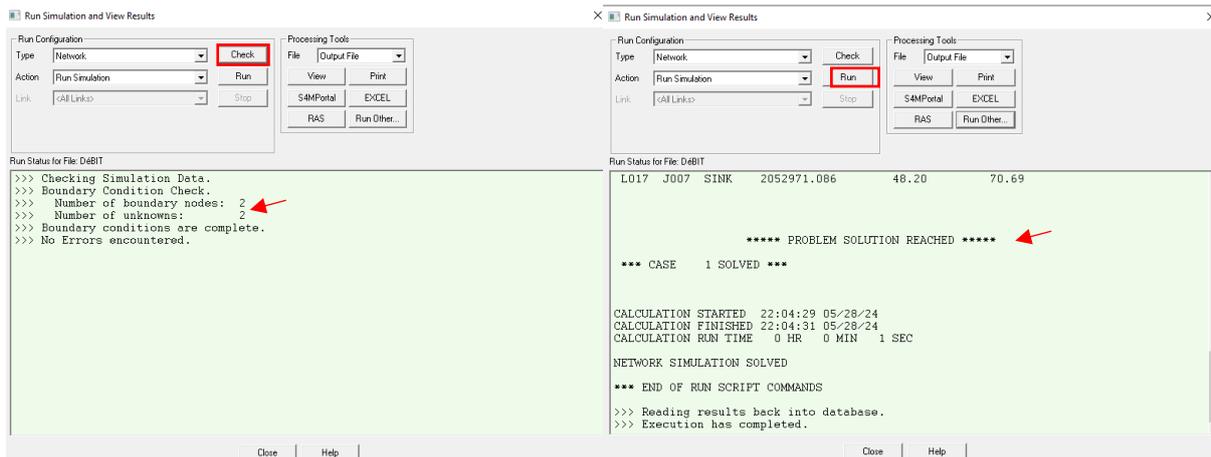
OK Cancel Help

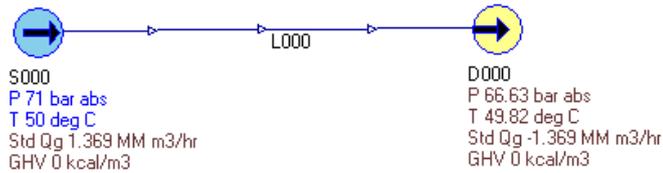
Ensuite, on insère les sources qui vont représenter les terminaux arrivé et départ, et les nœuds pour l'emplacement de la station de compression. On relie ensuite les différentes sources et nœuds par des arcs, chaque arc peut contenir divers élément présent dans le système de transport à savoir pipe, station de compression etc. le choix d'un élément dans un arc est suivi par l'introduction des données correspondantes, exemple : Pour la ligne (longueurs, épaisseur, altitude, ...)

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP



Une fois toutes les données introduites, on exécute la simulation en cliquant sur « Check » pour contrôler si les conditions de la simulation sont vérifiées et s'il n'y a pas d'erreurs ensuite on « Run » pour que le logiciel résolve la simulation. En cas d'erreur (Simulation not solved) il sera nécessaire de vérifier nos données.





On applique la même démarche pour la simulation de toutes les phases

V.2. Présentation de PIPESIM :

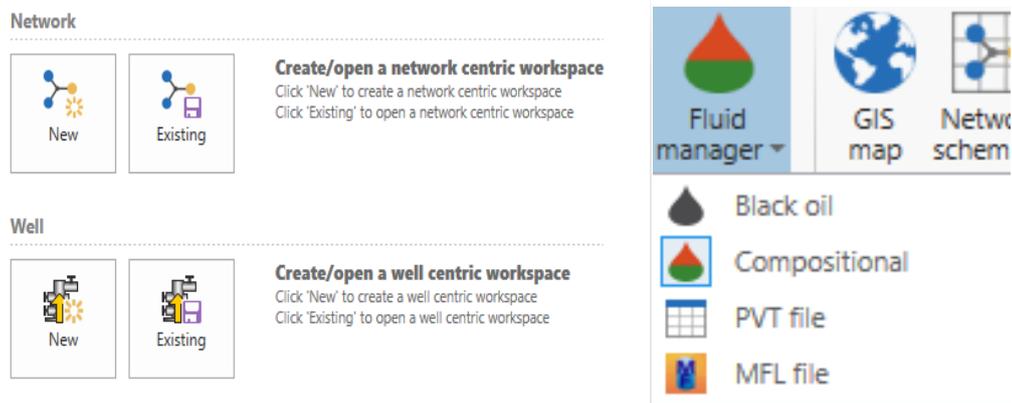
C'est un logiciel développé par Schlumberger, spécialisé dans la modélisation et la simulation des écoulements de différents fluides pour l'industrie pétrolière et gazière, suite aux équations et aux corrélations intégré dans ce logiciel il capable d'effectuer plusieurs calculs comme la chute de pression et la variation de température pour les écoulements monophasique et multiphasiques.

Types de calculs effectués par PIPESIM :

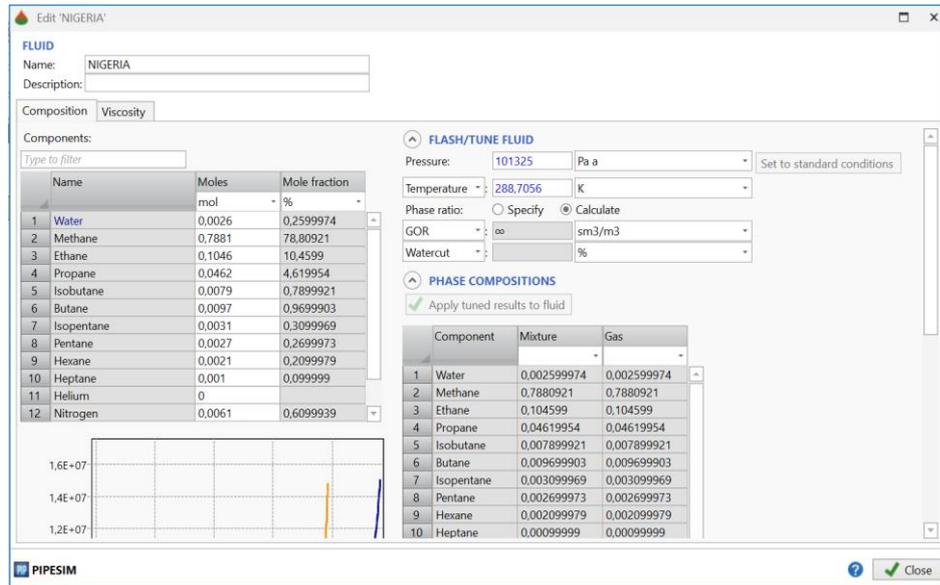
- Calcul des débits de flux monophasique et des mélanges multiphasique ;
- Évaluation des pertes de pression le long des pipelines en tenant compte de la friction, des changements d'altitude et des équipements installés ;
- Identifie les régimes d'écoulement ;
- Modélisation des changements de températures du fluide le long du pipe en tenant compte de transfert de chaleur avec l'environnement
- Calcul des performances des compresseurs et des pompes incluant les courbes de performances et d'efficacité.

Les étapes pour effectuer une simulation sur PIPESIM sont les suivantes :

On crée un nouveau Network workspace.

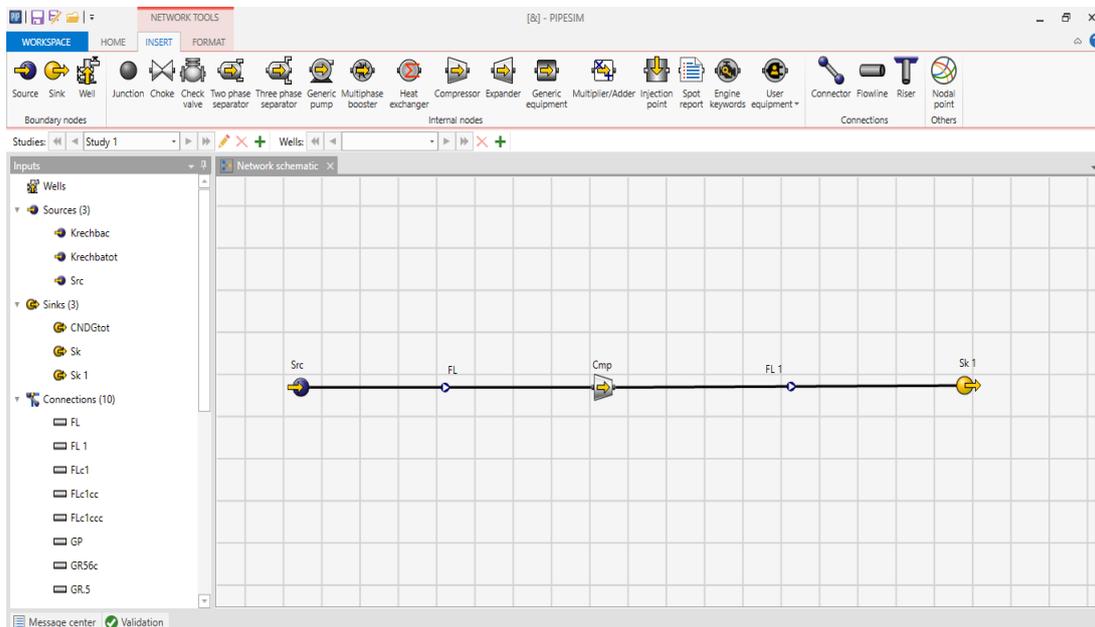


Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP



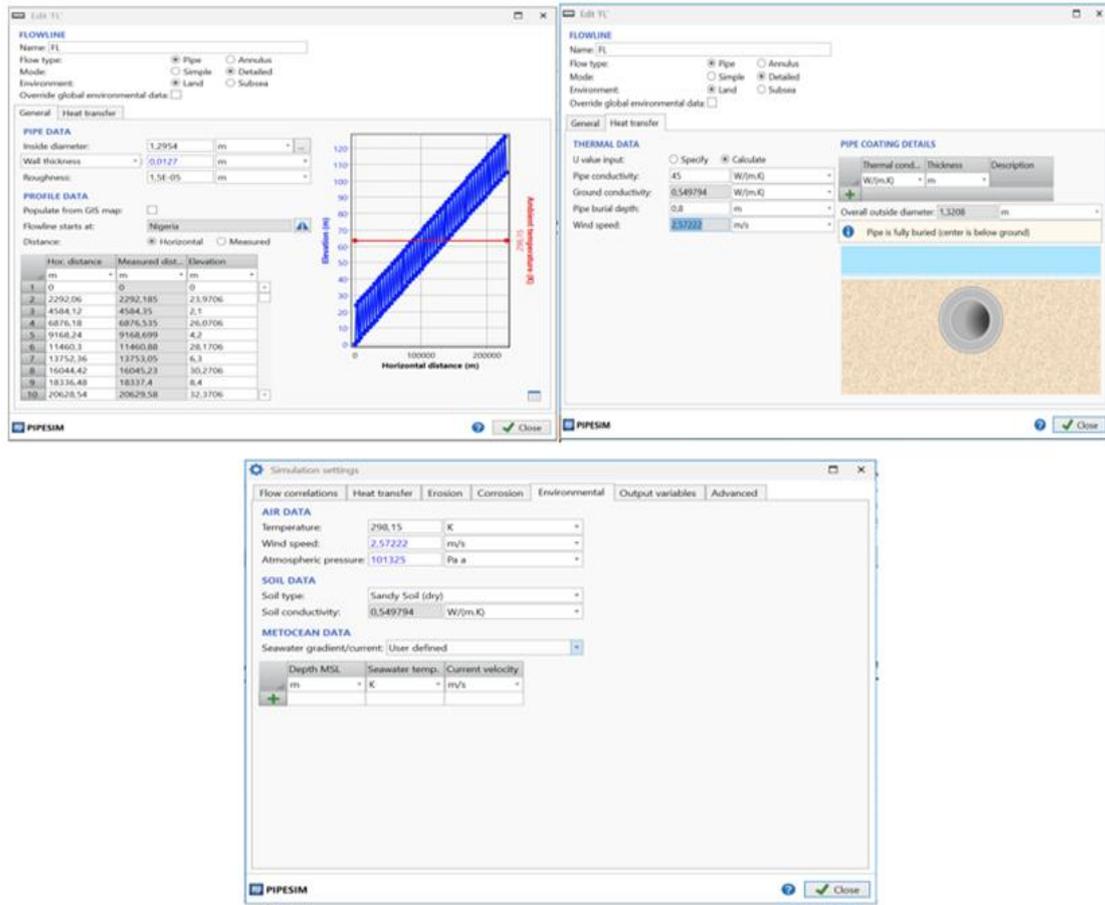
Ensuite, on insère la source qui va représenter le terminal départ et les compresseurs pour l'emplacement des stations de compression.

On relie ensuite la source au premier compresseurs par un flowline (pipe) et même les compresseurs entre eux par des flowlines.

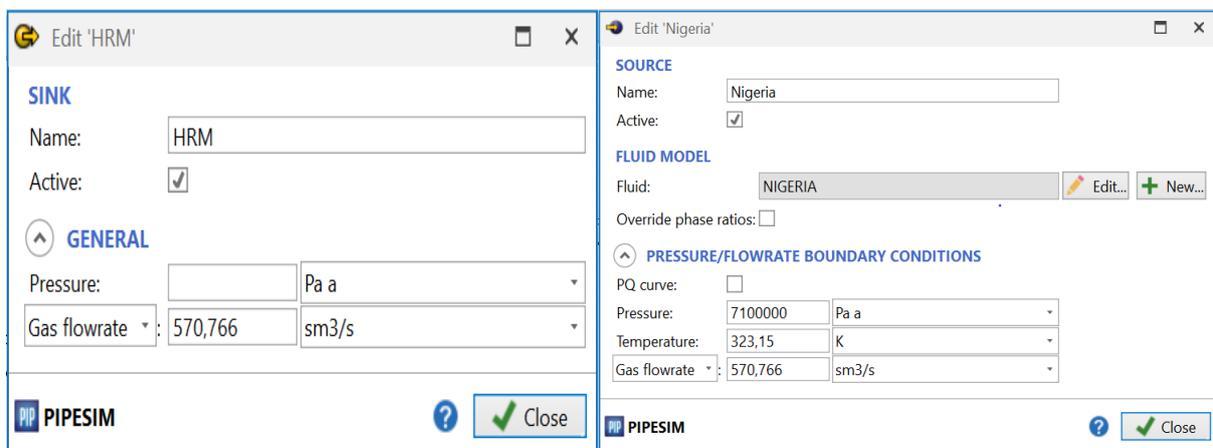


L'insertion d'un flowline est suivi par l'introduction des données correspondantes, exemple :(longueurs, épaisseur, altitude, ...)

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP

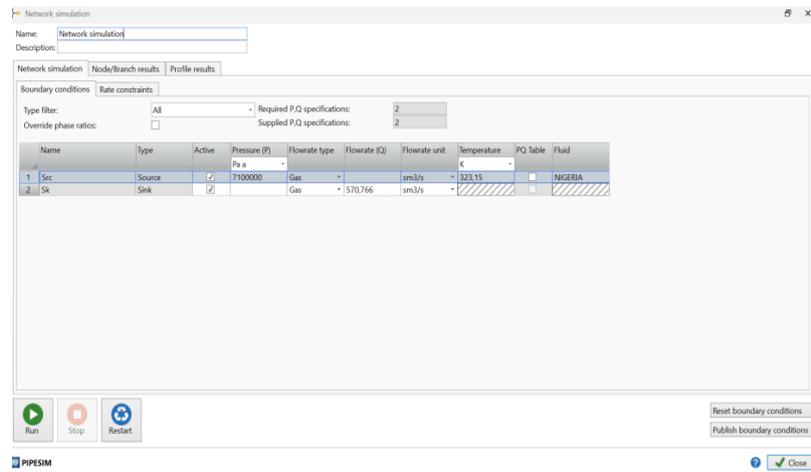


Par la suite on fixe au départ de TSGP la pression initiale à 71bara, la température initiale à 50°C et le débit et pour l'arrivée HassiR'mel on fixe seulement le débit. Pour les stations de compression on fixe seulement la pression de refoulement à 71bara.



Une fois toutes les données sont introduites, on exécute la simulation en cliquant sur « Network simulation » ensuite sur « Run » pour que le logiciel résolve la simulation.

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP



On applique les mêmes étapes pour la simulation des autres phases des différentes configurations.

I. Partie de choix

Conditions de base dans la commercialisation de gaz :

Les débits sont généralement exprimés en volumes à des conditions de base. Les plus courantes sont :

Les conditions normales (n) : $T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $P = 1\text{ atm}$.

Les conditions standards (S) : $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $P = 1\text{ atm}$.

Les conditions contractuelles (C): $T = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $P = 1\text{ bar}$.

Pour exprimer les conditions de base dans lesquelles ce volume est exprimé, les conventions suivantes ont été adoptées :

- (n) m^3 : aux conditions normales.
- (S) m^3 : aux conditions standards.
- (C) m^3 : aux conditions contractuelles.

1. Profil choisis du gazoduc :

L'itinéraire choisis du gazoduc selon les points de soutirage est présenté ci-dessous sur la carte PIPESIM.

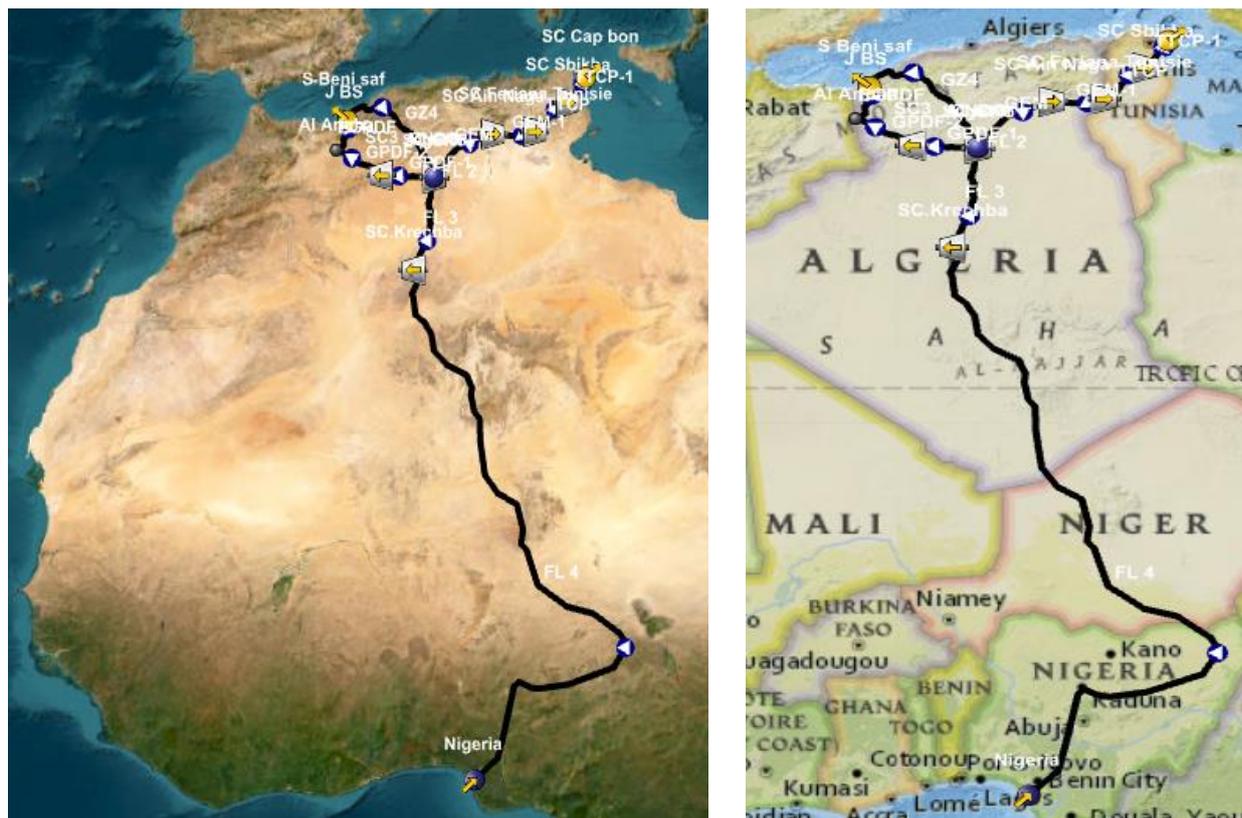


Figure V.1 : Le tracé choisi du gazoduc sous PIPESIM

L'analyse du profil en long de gazoduc transsaharien simulé avec PIPESIM permet d'obtenir des informations précieuses sur le tracé du pipeline pour la construction et l'exploitation.

Le profil en long du gazoduc transsaharien :

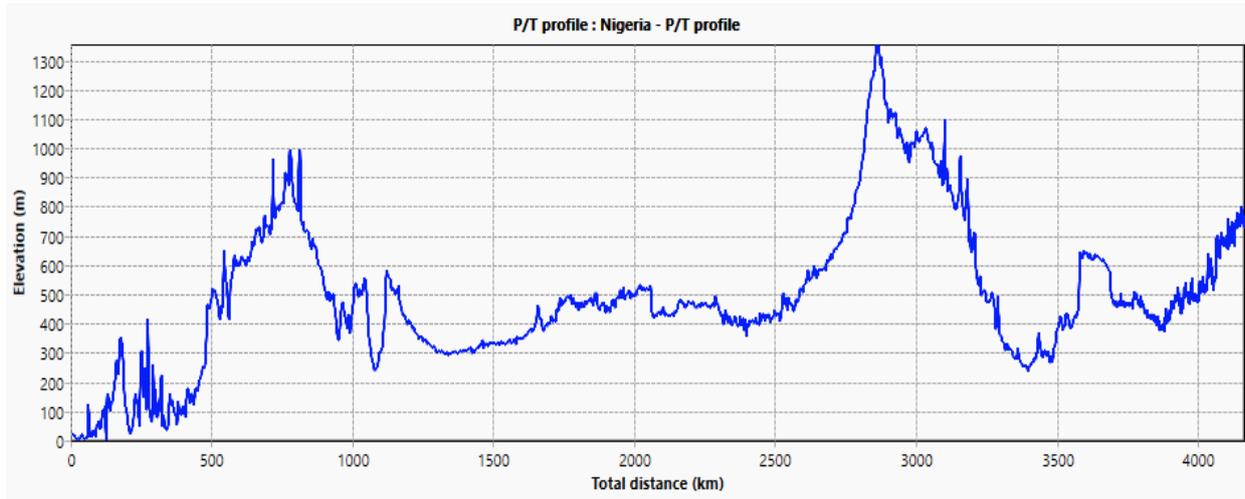


Figure V.2: Le profil en longTSGP obtenu de PIPESIM

2. Le point de raccordement :

Pour le raccordement direct au **Khrechba** :

Le point choisis de raccordement au réseau TRC est : **PC2-GR5-Station Khrechba**

La station **Khrechba** sera considérée comme la dernière station du STC-Nigéria

L'extension du gazoduc GR7 du SC-**Khrechba** jusqu'au PC2-GR7 de 113 Km sera réalisé avec la station Khrechba

La longueur totale du gazoduc Nigéria du TD au SC-Khrechba sera : $L = 3704$ Km

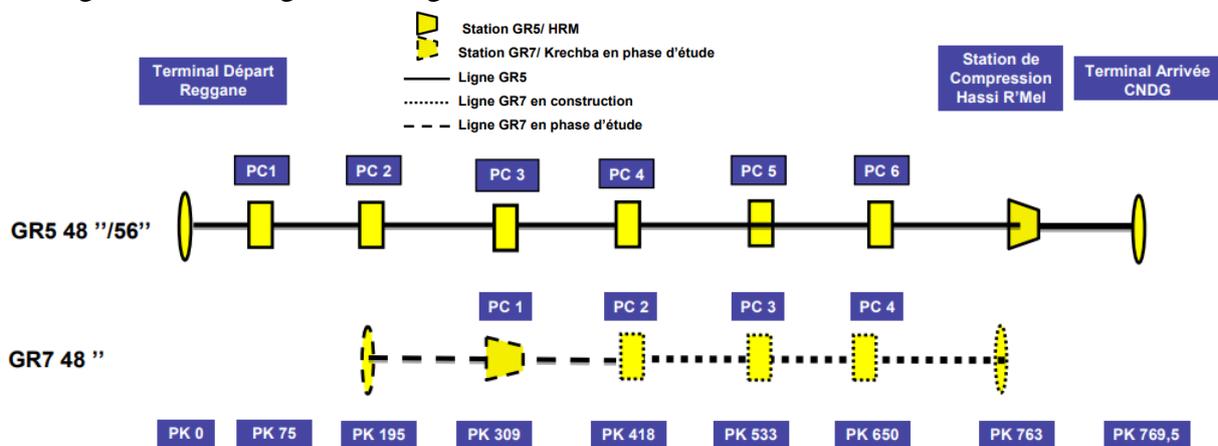


Figure V.3 : Schéma explicite des gazoducs GR5 et GR7

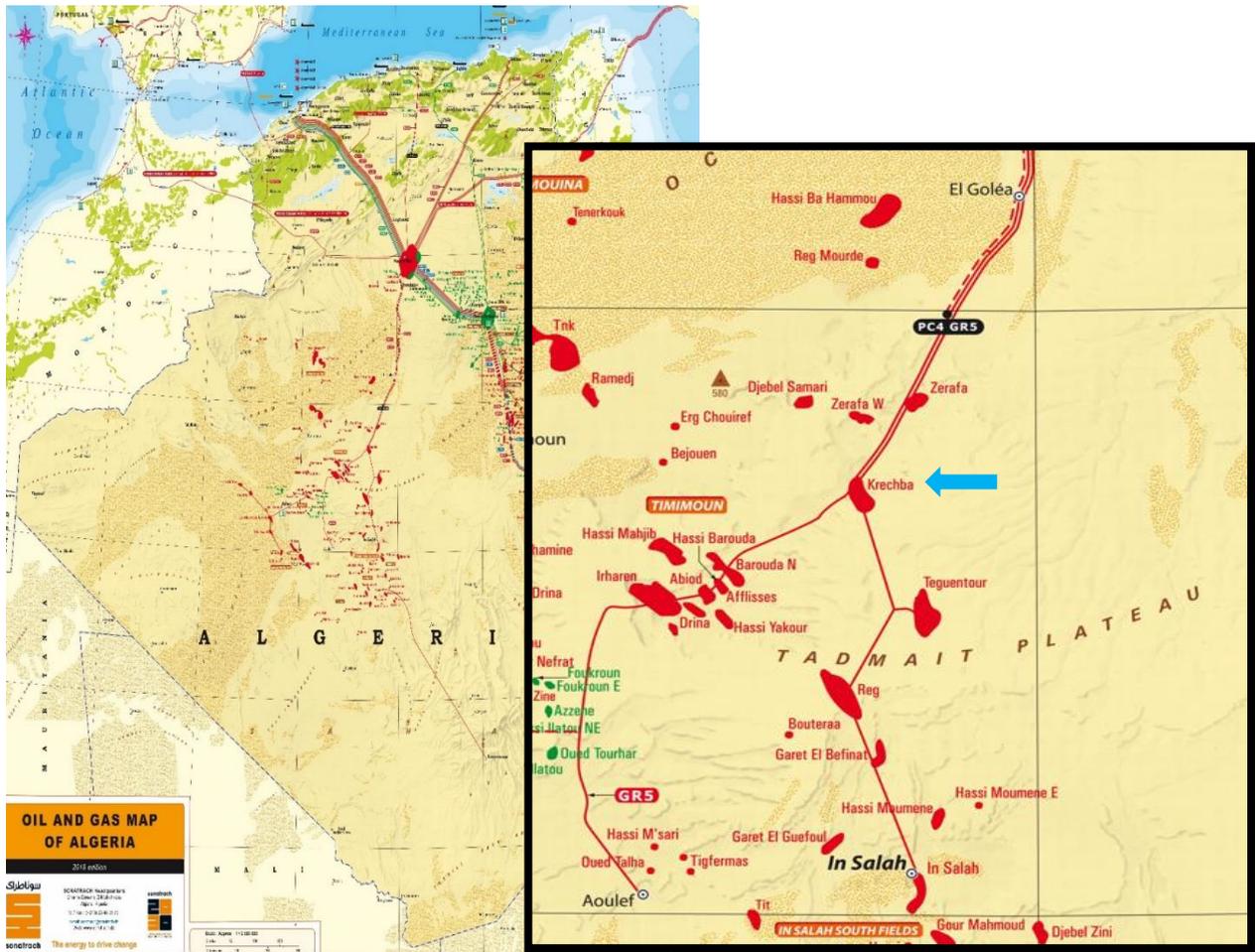


Figure V.4 : Position de la station de Khrechba sur la carte du STC algérien

Hypothèse d'étape de réalisation du projet :

En générale, le développement des champs de production sera en phase, pour cela, notre proposition est de réaliser ce projet en 03 phases :

- Phase 1 : Réalisation d'un Système de transport par canalisation (STC) qui peut transporter 12 milliard Sm³/an du champ Nigéria.
- Phase 2 : 20 milliard Sm³/an.
- Phase 3 : 100% de la capacité soit 30 milliard Sm³/an.

3. Choix du diamètre :

3.1. Le nombre Optimale des stations à installer :

Hypothèse de calcul :

- Pression maximale de service (PMS) autorisée par l'état dans le domaine de transport : 70 barg.
- Pression minimale de l'aspiration des stations de compression à l'instar des stations du réseau Sud : 47 barg.
- Le débit maximal : 30 milliards Sm³/an = 30 000 millions Sm³/ 365 jours = 82 millions Sm³/j.

La différence d'altitude= 0 m

Choix du diamètre optimal

D (")	nombre de conduite	Débit unitaire Mm ³ /j	L station (km)	nombre de stations	V moy	
48	1	82,191	63,674	64	12,92	Très élevée
	2	41,095	238,789	16	6,461	Acceptable
	3	27,397	486,558	7	4,307	
52	1	82,191	96,262	42	10,975	Elevée
	2	41,095	350,652	10	5,487	
	3	27,397	855,177	4	3,658	Très faible
54	1	82,191	116,760	34	10,162	élevée
	2	41,095	417,366	8	5,081	
56	1	82,191	140,437	28	9,437	élevée
	2	41,095	490,811	7	4,718	

- On a éliminées

Nombres de stations très grandes : des charges d'exploitations (gaz consommé par les machines, coût d'entretien des machines, charges des équipes à travailler dans les stations)

Un nombre faible des stations à cause des déclenchements prévus lors de l'exploitations du gazoduc afin de ne pas perdre une grande partie de la capacité de transport pendant l'indisponibilité de l'une des stations.

3.2. Comparaison des vitesses :

on a fait une comparaison par rapport à la vitesse de gaz et d'érosion

Toutes les vitesses plus que 20 m/s sont refusées

Vitesse du gaz

Vitesse d'érosion

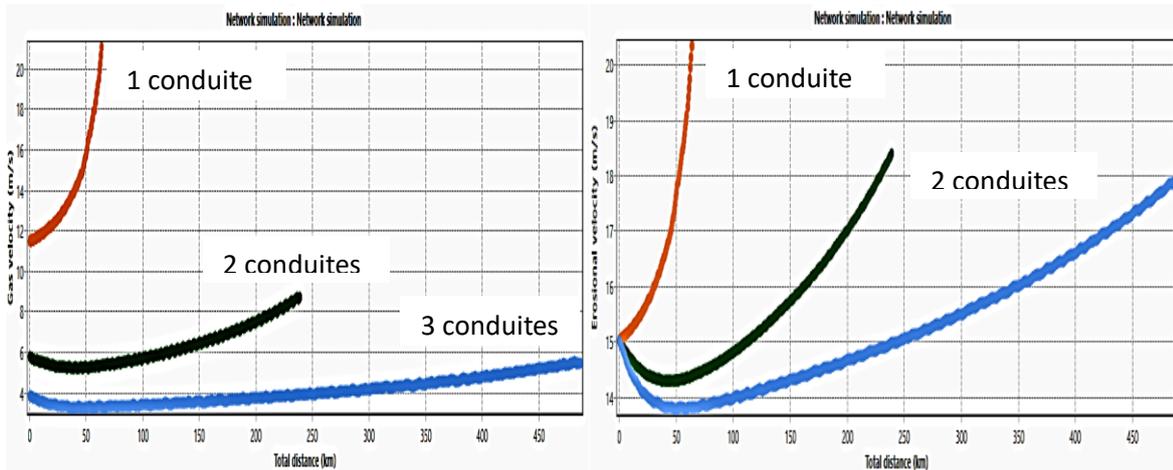


Figure V.5 : la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 48''$ en cas de 1/2/3 conduites

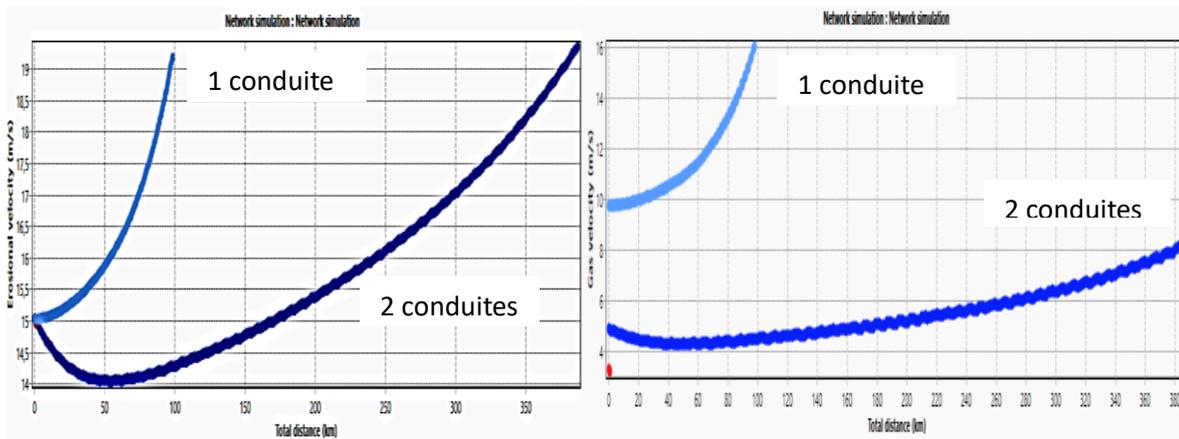


Figure V.6: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 52''$ en cas de 1/2 conduites

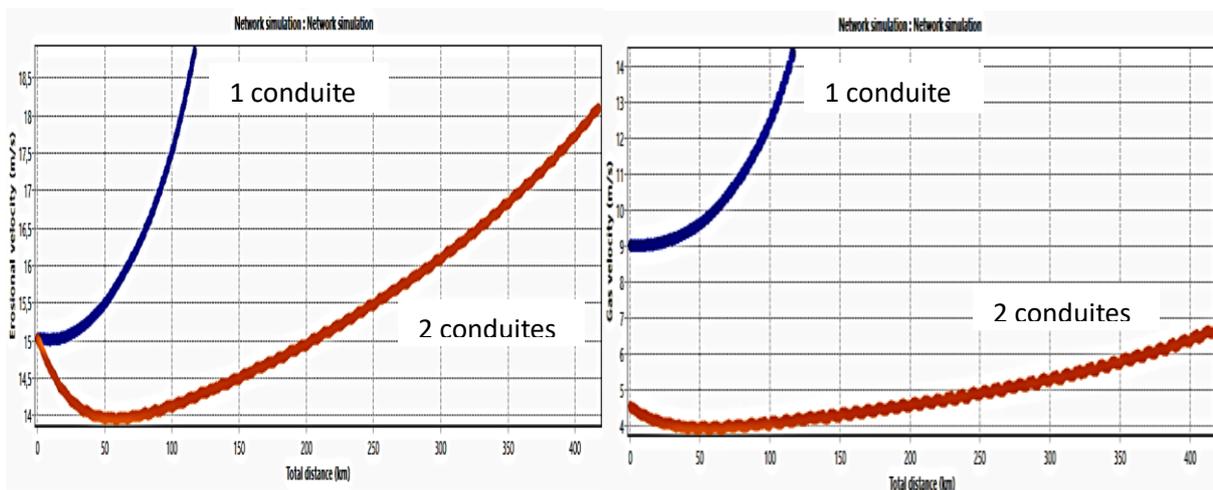


Figure V.7: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour $D = 54''$ en cas de 1/2 conduites

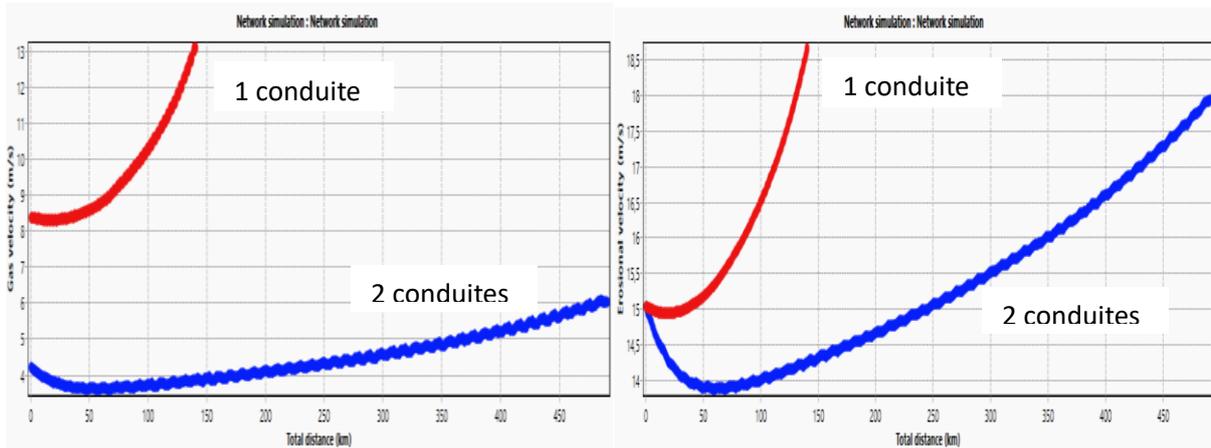


Figure V.8: la vitesse de gaz et la vitesse d'érosion sur PIPESIM pour D = 56'' en cas de 1/2 conduites

3.3. Comparaison du coût :

Coût total de pipe :

$$C_{pipe} = L \cdot C_{\$/km} \cdot n_{conduite}$$

Coût total des stations :

$$C_{SC} = n_{SC} \cdot C_{SC}$$

Coûts

Station (Millions Dollars)	80
Pipeline 48" (Dollar/Km)	420 000
Pipeline 52" (Dollar/Km)	450 000
Pipeline 54" (Dollar/Km)	470 000
Pipeline 56" (Dollar/Km)	490 000

D	$n_{conduite}$	n_{SC}	Coût pipe \$	coût station \$	coût total \$
48	1	64	1747620000	5280000000	7027620000
	2	16	3495240000	1440000000	4935240000
	3	7	5242860000	720000000	5962860000
52	1	42	1872450000	3520000000	5392450000
	2	10	3744900000	960000000	4704900000
	3	4	5617350000	400000000	6017350000
54	1	34	1955670000	2880000000	4835670000
	2	8	3911340000	800000000	4711340000
56	1	28	2038890000	2400000000	4438890000
	2	7	4077780000	640000000	4717780000

Tableau : valeurs des coûts des différents diamètres

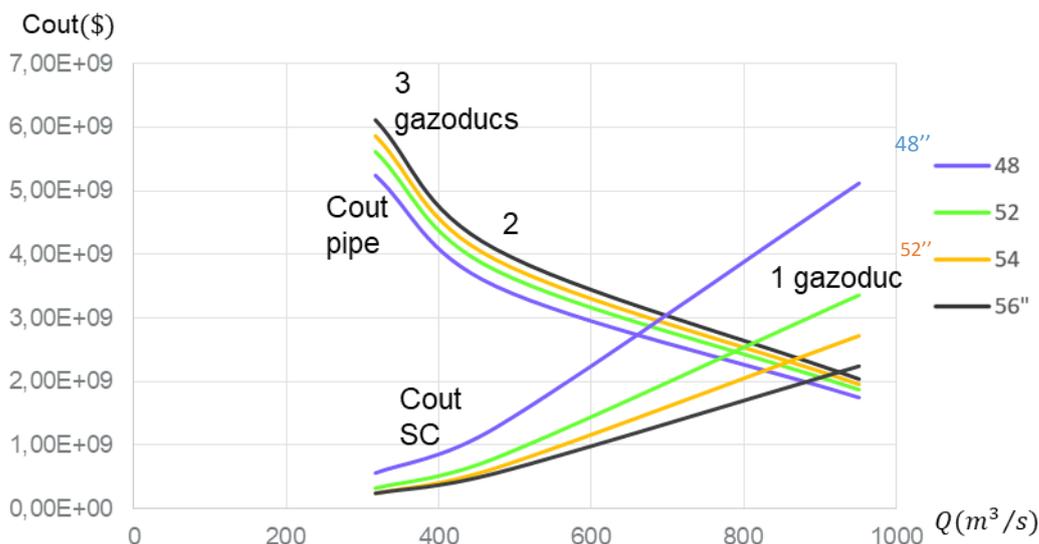


Figure V.9 : Comparaison entre le coût du pipe et de la station en fonction de débit

En tenant compte des compromis entre le coût, la vitesse d'écoulement et la complexité, le diamètre de 52 pouces avec deux lignes est le choix recommandé. Il offre un équilibre entre le coût, la performance et les considérations opérationnelles.

4. Choix de type de compresseur à installés :

Dans le réseau de transport par canalisation Sud algérien 03 types des compresseurs existent :

- PCL 602 : diamètre nominale de la roue (impulseur) = 60 cm, avec 02 roues installées sur le corps du compresseur.
- PCL 801 : diamètre nominale de la roue (impulseur) = 80 cm, avec une seule roue installée sur le corps du compresseur.
- PCL 802 : diamètre nominale de la roue (impulseur) = 80 cm, avec 02 roues installées sur le corps du compresseur.

Le débit nominal à véhiculer par chaque compresseur sera autour 33% de la capacité du gazoduc (sur la base de 03 turbine en service dans chaque station) : $33\% \text{ capacité} = 27,397 \text{ millions Sm}^3/\text{j} = 1,14 \text{ million Sm}^3/\text{h}$.

Le taux de compression est : $70/47 = 1,49$

Le débit aux conditions d'aspiration est autour de $22700 \text{ m}^3/\text{h}$.

Alors le pont de fonctionnement de chaque un de ces types sera comme suit :

Cas de compresseur PCL802 : (3compresseurs en marche)

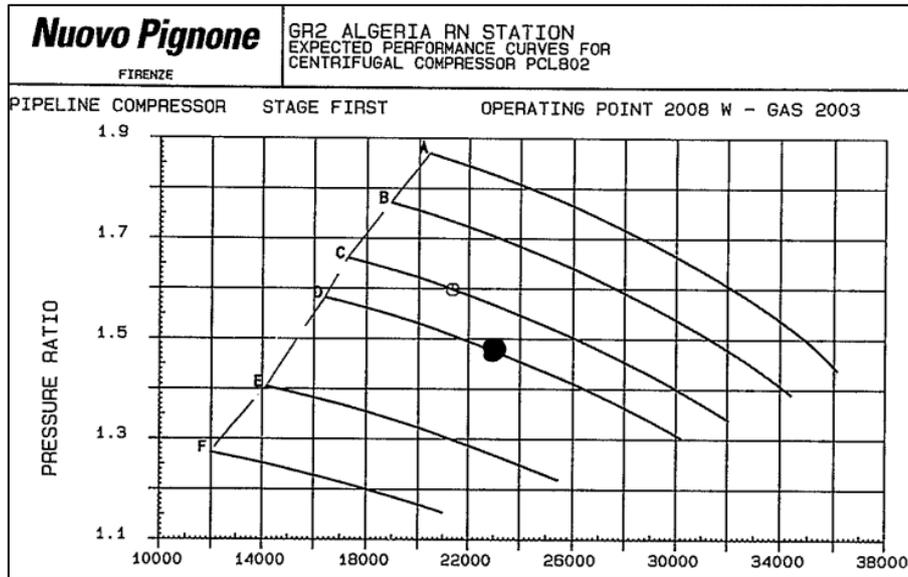


figure V.10 : Courbe caractéristique du compresseur PCL802 pour 30 milliards m³/h

Cas de compresseur PCL602 : (3compresseurs en marche)

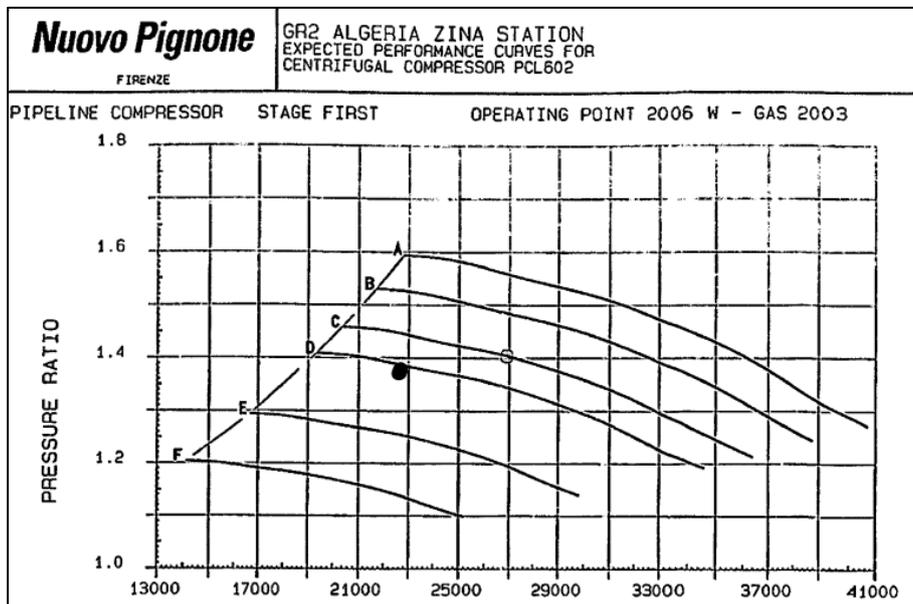


figure V 11 : Courbe caractéristique du compresseur PCL602 pour 30 milliards m³/h

Cas de compresseur PCL801 : (3compresseurs en marche)

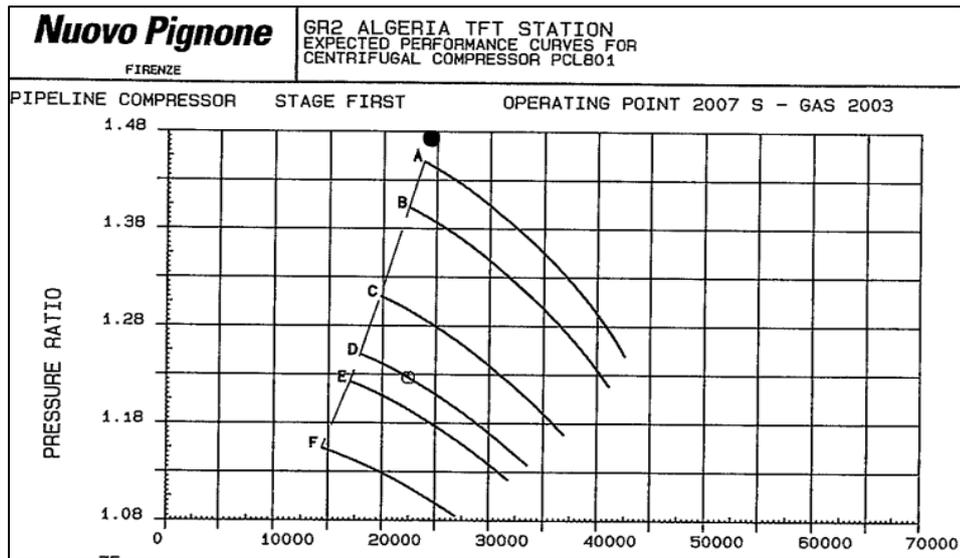


figure V.12 : Courbe caractéristique du compresseur PCL801 pour 30 milliards m³/h

En conclusion :

Le PCL802 représente le choix optimal vu la position du point de fonctionnement optimal dans la zone de bon fonctionnement.

II. Le premier scenario :

Deux conduites parallèles de 52 pouces de diamètre transportent respectivement 12 milliards Sm^3/an de gaz (TSGP 1) et 18 milliards Sm^3/an de gaz (TSGP 2).

Cependant, en raison de la capacité limitée du réseau aval, uniquement le débit de la phase 1, soit 12 milliards Sm^3/an , sera mélangé à **Khrechba**.

Le gaz de TSGP2 sera mélangé directement au niveau de CNDG.

Les régimes d'exploitation suivants étaient prévus pour **GR5** et **GR7**:

Ouvrages GR5 et GR7			Station de Compression Krechba	Station de Compression Hassi R'mel
Phases	Débit (Sm^3/h)	Capacité ($10^9 \text{Sm}^3/\text{an}$)	Nombre de Turbo Compresseur nécessaire	
GR5 + GR7 (ligne 344 km + SC krechba)	2 286 000	18,11	3+1	2 + 2
GR5 + GR7	2 904 000	23	3+1	3 + 1

Position des stations de compression :

La phase 1 :

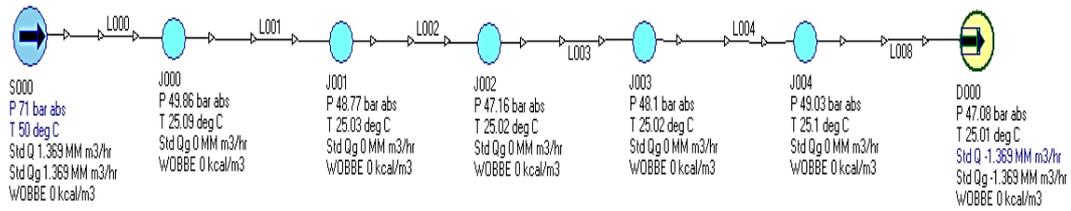
Le calcul sous l'Excel :

Q (Sm^3/an)	M (kg/s)	Re	Re cr1	λ	a	b
12000000000	337,074277	2,41E+07	9,87E+07	6,16E-03	0,00019872	270,1416132

Les stations de compression sont placées comme suit :

PK	Z	Pf (PIPESIM)	Pf (PIPEPHASE)	Pf (EXCEL)
524,9929	417	47,90	49,86	51,04
1123,981	549	47,06	48,77	52,65
1796,754	455	48,24	47,16	50,93
2442,079	395	47,99	48,1	52,24
2950,190	1008	48,253	49,03	53,6
3704,267 (Khrechba)	458	47,57	47,08	53,9
4156,32 (SC.GR5)	761	51,07	49,39	55,02
4161,96 CNDG	741	70,68	70,54	69,99

Représentation du réseau sous Pipephase :



La variation de pression sur la ligne sous Pipesim:

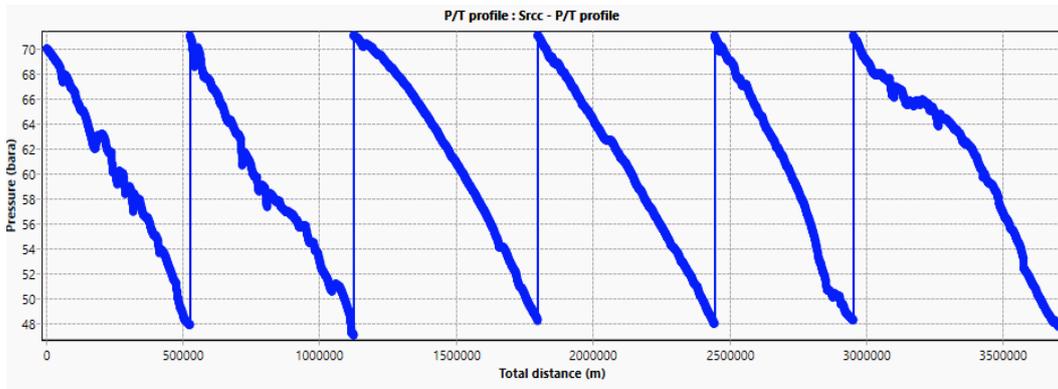


Figure V.13 : Variation de pression sur Pipesim

Représentation des stations de compression sur le profil :

▶ Station de compression de la première ligne.

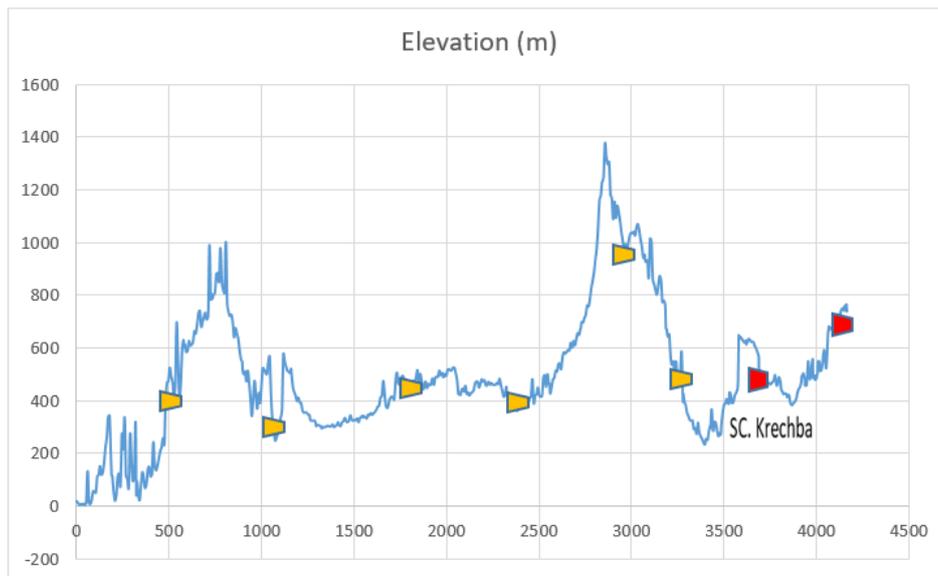
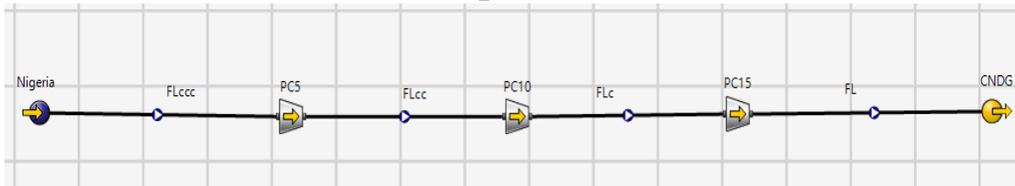


Figure V.14 : Stations de compression de TSGP1

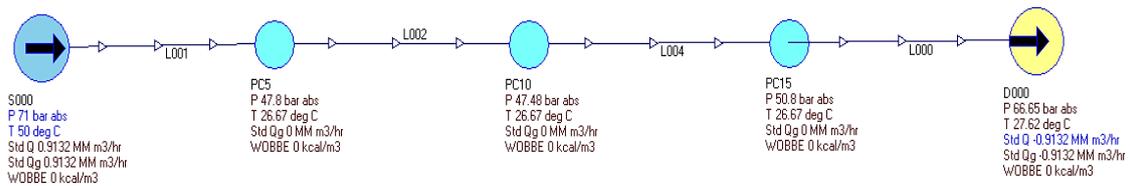
La phase 2



Installation d'une 2ème conduite ou le gaz va être mélangé directement au niveau de CNDG

Q (SM ³ /an)	M(kg/s)	Re	Re cr1	λ	a	b
8000000000	224,7161847	1,61E+07	9,87E+07	8,51E-03	0,00019872	373,246002

Les stations nécessaires sont comme suit :



Le schéma sur Pipesim :

SC	PK	Z	Pf
5	1323,48	295	47,8
10	2654,355	593	47,48
15	3968,341	502	50,8
CNDG	4161,96	741	66,65

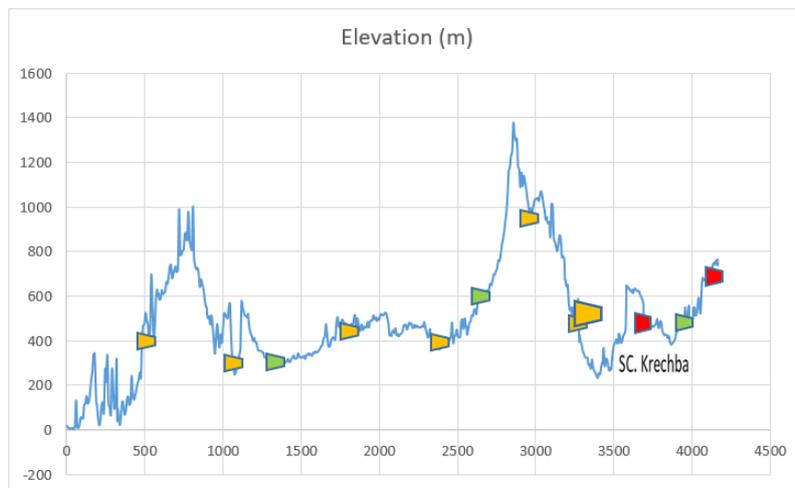


Figure V.15 : Station de compression de TSGP1/2 dans la phase 2

-  Station de compression de la première ligne
-  Station de compression de la deuxième ligne

La phase 3 :

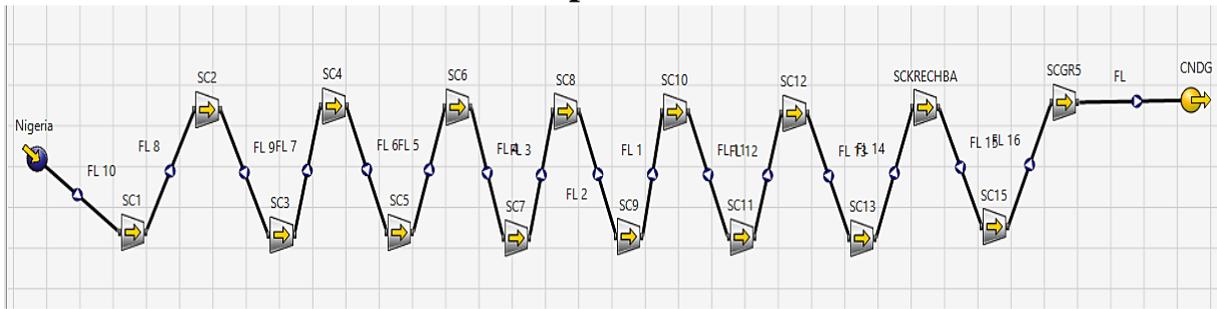
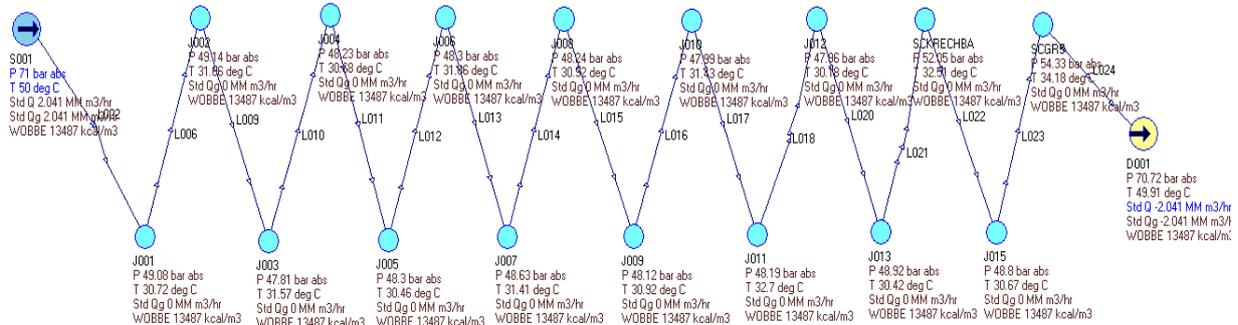


Figure V.16 : schéma de TSGP 2 sous PIPESIM

Augmentation de débit dans la deuxième conduite jusqu'à $Q = 18$ milliards mètre cube par an sachant que la première ligne est en marche aussi.

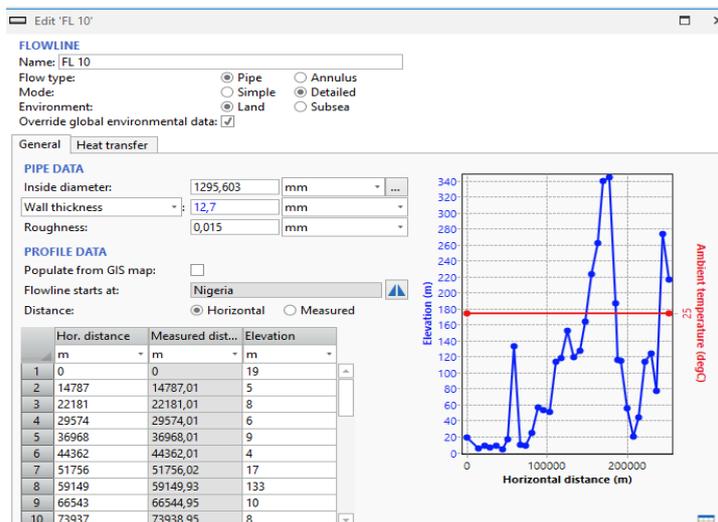
Q	M	Re	Re cr1	λ	a	b
18000000000	505,6114155	3,62E+07	9,87E+07	8,20E-03	0,00019872	359,981629

Les stations de compression :



Sur Pipesim :

En tenant compte de tout les élévations : exemple du premier tronçon :



Avec les mêmes conditions de température que pipephase :

FLOWLINE
 Name:

Flow type: Pipe Annulus
 Mode: Simple Detailed
 Environment: Land Subsea
 Override global environmental data:

General | **Heat transfer**

THERMAL DATA

U value input: Specify Calculate

Pipe conductivity: W/(m.K)

Ground conductivity: W/(m.K)

Pipe burial depth: mm

PIPE COATING DETAILS

Thermal cond...	Thickness	Description
+	mm	

Overall outside diameter: mm

i Pipe is fully buried (center is below ground)

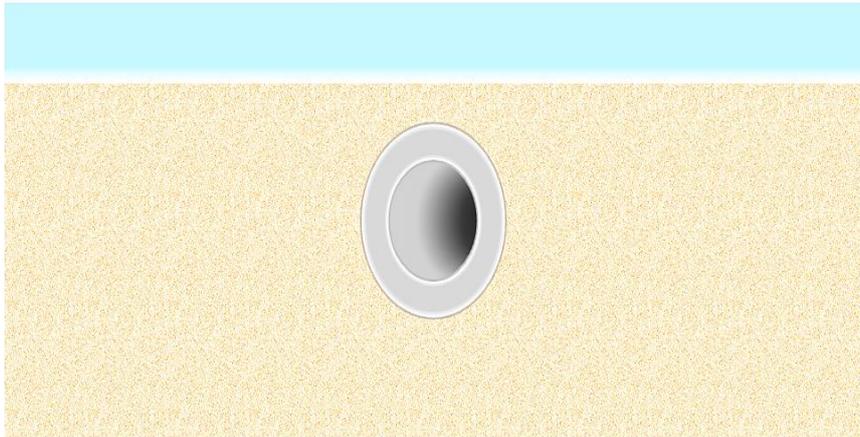


Figure V.17: le pipe enterré

SC	PK (km)	L (km)	Z (m)	Pf (bar abs)	Pf (bar abs)
1	251,387	251,387	216	49,08	46,06
2	495,391	243,993	474	49,14	49,55
3	746,768	251,387	809	47,81	47,182
4	1035,124	288,356	548	48,23	48,023
5	1323,48	288,356	295	48,3	47,19
6	1589,655	266,174	353	48,3	47,32
7	1848,436	258,781	463	48,63	47,45
8	2122,005	273,568	420	48,24	47,35
9	2395,573	273,568	394	48,12	46,93
10	2654,355	258,781	593	47,99	47,31
11	2883,561	229,206	1182	48,19	47,61
12	3194,098	310,537	643	47,96	46,36
13	3482,88	288,781	305	48,92	47,49
14	3704,267	221,386	458	52,05	49,51
15	3968,341	264,106	502	48,8	47,1
16	4156,432	188,059	761	54,33	52,66
CNDG	4161,96	5,528	741	70,72	70,66

La variation de pression sur la ligne

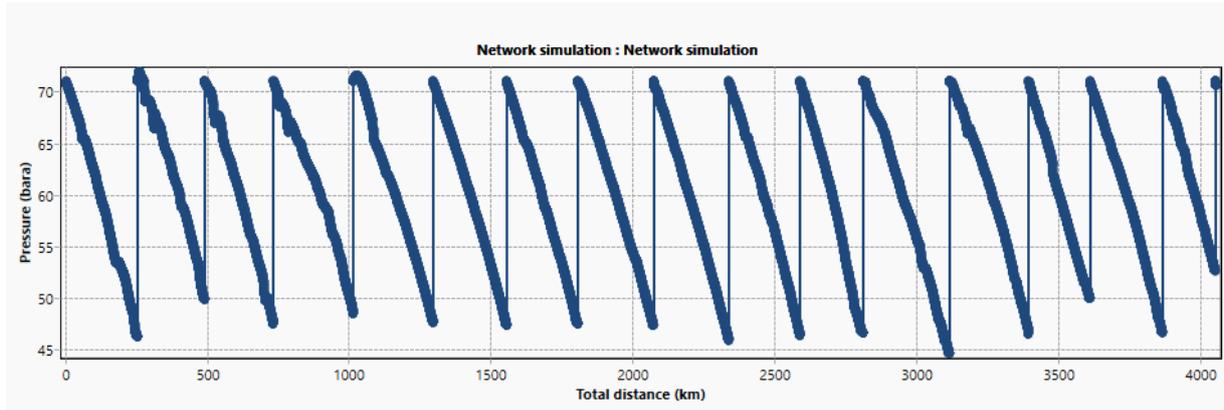


Figure V.18 : variation pression dans le TSGP2

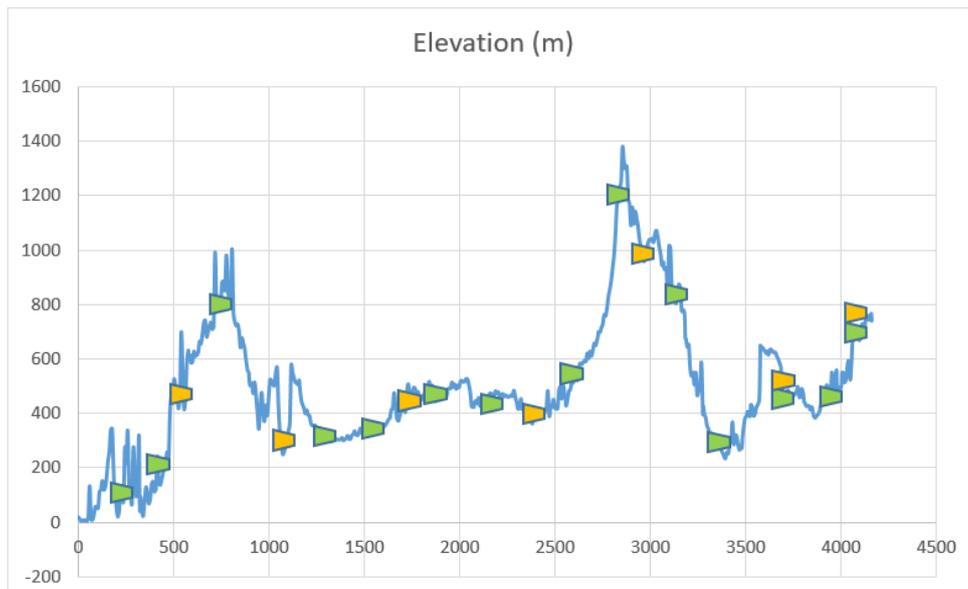


Figure V.19 : les station de compression de gazoduc TSGP1/2

-  Station de compression de TSGP1
-  Station de compression de TSGP2

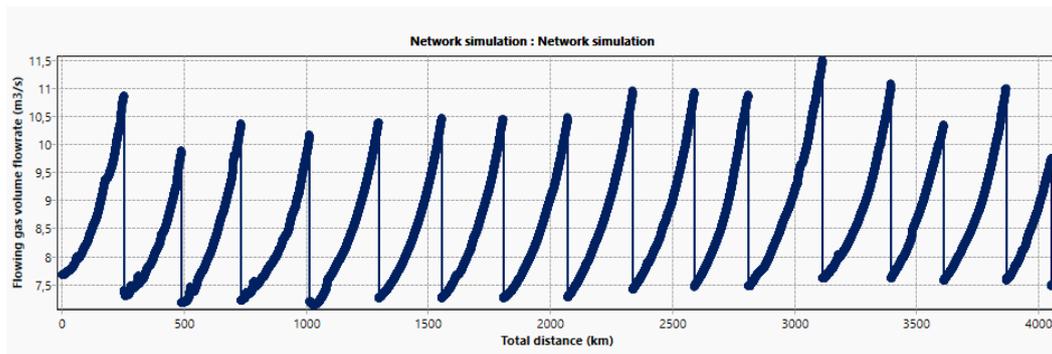


Figure V.20 : Les variations de débit volumique sur la ligne

Variation de pression dans le premier tronçon sous Pipesim et Pipephase

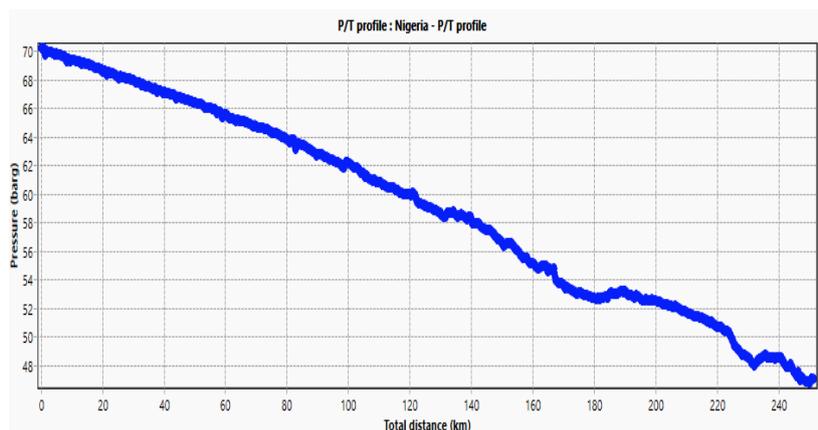


Figure V.21 : Variation de pression d'un tronçon sur PIPESIM

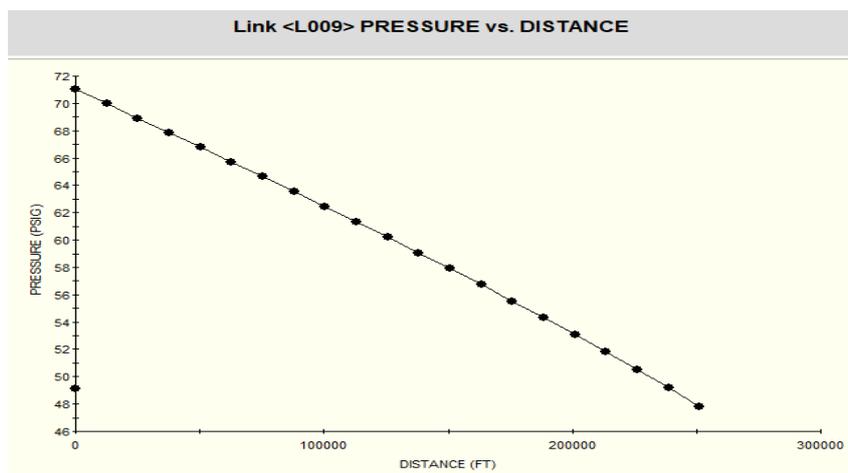


Figure V.22 : Variation de pression d'un tronçon sur PIPEPHASE

Interprétation :

Le transport de gaz sur de longues distances nécessite un nombre élevé de stations de compression pour maintenir une pression adéquate dans les canalisations. Cependant, la multiplication de ces stations dans des zones difficiles d'accès et peu sécurisées pose des défis majeurs en termes d'accès, de maintenance et de sûreté. Plusieurs pistes d'optimisation pourraient être explorées afin de réduire ce nombre de stations de compression :

Revoir le dimensionnement des conduites :

Augmenter le diamètre des canalisations principales permet de réduire les pertes de charge et donc le besoin de compression fréquente.

- Avantages : Réduction du nombre de stations de compression.

- Inconvénients : Coûts d'investissement initiaux plus élevés.

Envisager des stations de compression de plus grande capacité :

Installer des stations plus puissantes à intervalle plus important peut s'avérer plus efficace et sécurisé.

- Avantages : Moins de stations à gérer, gains potentiels en termes de sécurité et de maintenance.
- Inconvénients : Investissement initial plus important pour chaque station.

Analyser la possibilité de séparer les flux dans des conduites parallèles :

Équilibrer les débits dans les conduites parallèles peut réduire le besoin de compression.

- Avantages : Optimisation potentielle du nombre de stations nécessaires.
- Inconvénients : Peut nécessiter une reconfiguration majeure du réseau de canalisations.

III. Le deuxième scénario

L'utilisation de deux gazoducs parallèles (TSGP1 et TSGP2) pour transporter un volume total de 30 milliards de mètres cube de gaz par an à partir de Nigéria. Chacune de ces deux canalisations aura une capacité de transport annuelle de 15 milliards de mètres cubes.

À **Khrechba**, le gazoduc TSGP1 se divise en deux branches. La première branche achemine 12 milliards de mètres cubes par an vers les gazoducs algériens GR5 et GR7.

La deuxième branche, avec un débit réduit à 3 milliards de mètres cubes par an vers le TSGP2

Donc, après **Khrechba**, le gazoduc TSGP2 se retrouve avec un débit renforcé de 18 milliards de mètres cubes par an (3 milliards du TSGP1 + 15 milliards initiaux du TSGP2).

La partie de mélange :

1. L'impact du gaz nigérien sur la qualité du gaz algérien :

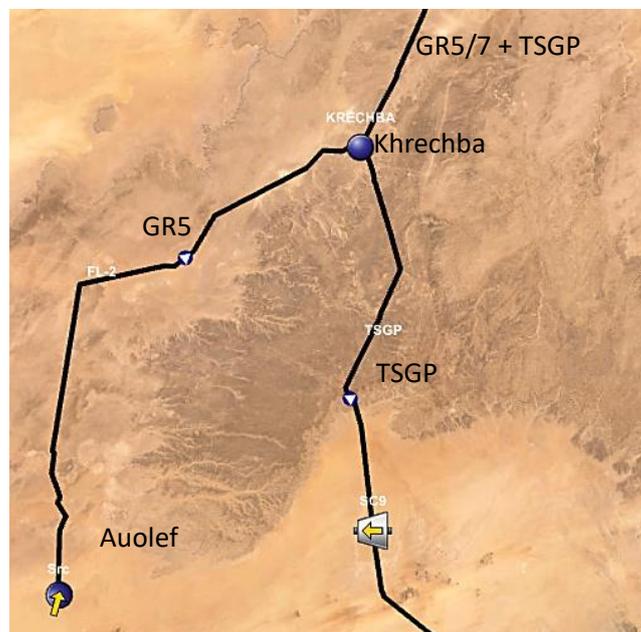


Figure V.23 : Image satellite du point de jonction entre le gazoduc TSGP et le réseau de transport de gaz algérien.

Mélange au niveau de Khrechba :

Phase 1 : 10,195 milliard $\frac{Sm^3}{an}$ de gaz Auolef + 12 milliard $\frac{Sm^3}{an}$ gaz Nigeria

Phase 2 : 10,195 milliard $\frac{Sm^3}{an}$ gaz Auolef + 20 milliard $\frac{Sm^3}{an}$ gaz Nigeria

Phase 3 : $11 \frac{Sm^3}{an}$ milliard gaz Auolef + $30 \frac{Sm^3}{an}$ milliard gaz Nigeria

Le calcul de mélange dans les conditions standard : P= 1,013 bar ; T=15 °C

La composition du gaz dans GR5/7 :

composition	Fraction %	ni (mol/s)
méthane	93,55	12,82150128
éthane	2,48	0,33989656
propane	0,8	0,109644052
I-Butane	0,11	0,015076057
N-Butane	0,17	0,023299361
I-Pentane	0,05	0,006852753
N-Pentane	0,05	0,006852753
N-Hexane	0,05	0,006852753
Hélium	0,19	0,026040462
N-Heptane+	0	0
charbon dioxyde	0,65	0,089085792
nitrogène	1,98	0,271369028
water	0	0
hydrogène sylphide	0	0

$$M_a \text{ (g/mol)} = 17,23285436$$

$$\dot{n} \text{ (mol/s)} = 13,70550645$$

$$R_g = 482,4505462$$

$$P_c \text{ (pas)} = 46,46741$$

$$\rho_{a.st} = 0,730586567$$

$$T_c \text{ (°K)} = 203,6285809$$

$$\dot{M} \text{ (kg/s)} = 236,1849966$$

Exemple de calcul :

$$Q = 10,195 * 10^9 \frac{Sm^3}{an}$$

$$Z = 10,4273 \frac{p}{P_{pc}} \left(\frac{T}{T_{pc}} \right)^{-3,668} = 0,997393047$$

$$M = \sum Y_i M_i = 17,2328544 \text{ g/mol}$$

$$R_{gaz} = \frac{R}{M} = \frac{8314}{17,2328544} = 482,450546$$

$$P_c = \sum Y_i P_{ci} = 46,46741 \text{ bar}$$

$$T_c = \sum Y_i T_{ci} = 203,6285809 \text{ °K}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{1,013}{46,46741} = 0,021800225$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{288,15}{203,628509} = 1,415076404$$

$$\rho = \frac{PM}{ZRT} = \frac{101300 * 17,2328544}{482,450546 * 288,15} = 0,730586567 \frac{kg}{m^3}$$

$$\dot{M}(\text{débit massique}) = \rho * Q = 0,730586567 * 323,2813281 = 236,1849966 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{n}(\text{débit molaire}) = \frac{\dot{M}}{M} = \frac{236,1849966}{17,2328544} = 13,70550645 \frac{mol}{s}$$

La composition du gaz nigérien :

composition	Yi%	Mi	ni
méthane	78,81	16,0428	12,71365528
éthane	10,46	30,07	1,687410661
propane	4,62	44,0956	0,745299929
I-Butane	0,79	58,1222	0,127443061
N-Butane	0,97	58,1222	0,156480721
I-Pentane	0,31	72,14878	0,050009303
N-Pentane	0,27	72,14878	0,043556489
N-Hexane	0,21	86,17536	0,033877269
Hélium	0	4,0026	0
N-Heptane+	0,1	100,20194	0,016132033
carbone dioxyde	2,59	44,0098	0,417819657
nitrogène	0,61	28,01348	0,098405402
water	0,26	18,0152	0,041943286
hydrogène sylphide	0,001	34,08	0,00016132

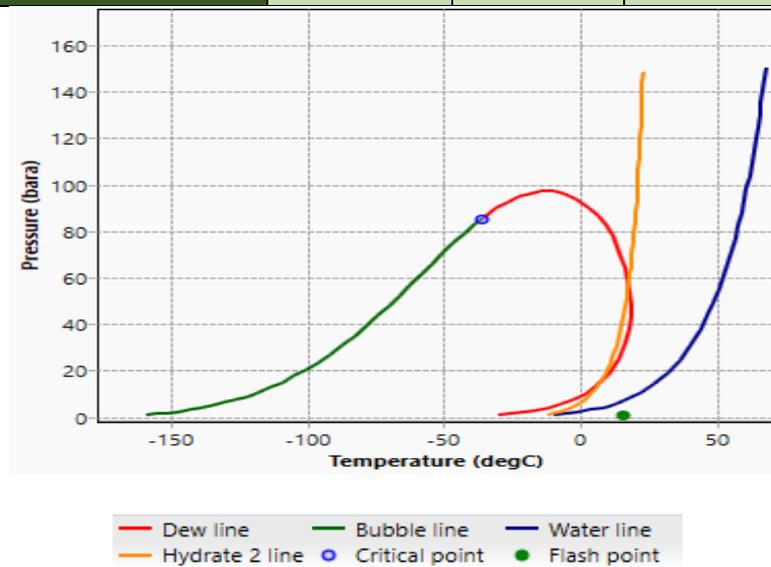


Figure V.24 : L'enveloppe de phase du gaz nigérien dans les conditions standards

- Au niveau de **Khrechba** le mélange sera le suivant pour les trois phases :

$$Q_1 = 12 * 10^9 \frac{Sm^3}{an} \quad Q_2 = 20 * 10^9 \frac{Sm^3}{an} \quad Q_3 = 30 * 10^9 \frac{Sm^3}{an}$$

Exemple de calcul pour le mélange de la phase 3 :

$$Q_{total} = Q_{GR5/7} + Q_{Nigeria} = 41000000000 \frac{Sm^3}{an}$$

Exemple de calcul sur le 1^{er} composant : Méthane

$$y_i(\text{méthane}) = \frac{n_{iA} + n_{iN}}{n_A + n_N} = \frac{12,71365528 + 31,78413819}{54,03558917} = 82,76463415 \%$$

Composition	Phase 1	Phase 2	Phase 3
<i>Méthane</i>	85,58063753	83,78679417	82,76463415
<i>Éthane</i>	6,794485244	7,765643318	8,31902439
<i>Propane</i>	2,865330029	3,330220235	3,595121951
<i>I-Butane</i>	0,477650372	0,560405696	0,607560976
<i>N-Butane</i>	0,602529849	0,699889054	0,755365854
<i>I-Pentane</i>	0,190572201	0,222213943	0,240243902
<i>N-Pentane</i>	0,168945708	0,19571949	0,21097561
<i>N-Hexane</i>	0,13650597	0,155977811	0,167073171
<i>Hélium</i>	0,087274161	0,06415135	0,05097561
<i>N-Heptane+</i>	0,054066231	0,066236132	0,073170732
<i>charbon dioxyde</i>	1,698884884	1,934980957	2,069512195
<i>nitrogène</i>	1,239292633	1,072564994	0,977560976
<i>Water</i>	0,140572201	0,172213943	0,190243902
<i>hydrogène sylphide</i>	0,000540662	0,000662361	0,000731707

Q total *10 ⁹ Sm3/an	22195000000	30195000000	41000000000
M (g/mol)	19,21898561	19,66604876	19,92079235
R _g	432,5930707	422,7590453	417,3528771
ρ (kg/m ³)	0,81450507	0,833549064	0,844403793
M (kg/s)	573,4472428	798,1041976	1097,810614
n (mol/s)	29,60436571	41,41012446	55,10878257
D	0,662723642	0,678139613	0,686923874
P _c (bar)	46,45481329	46,58349492	46,65681973
T _c (°K)	209,2421322	212,407569	214,2112845

L'enveloppe de phase du mélange 3 :

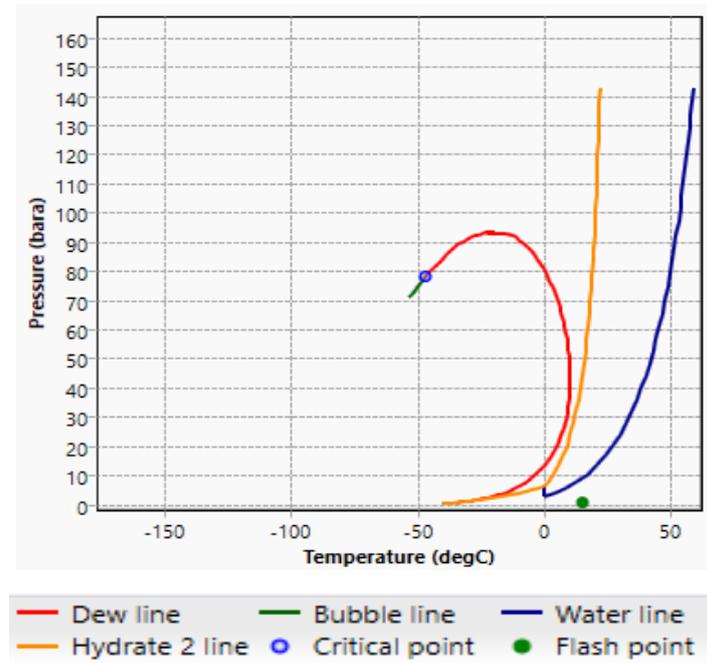


Figure V.25 :L'enveloppe de phase du mélange de la phase 3 à **khrechba**

Le mélange au CNDG :

Gaz HassiR'mel :

composition	fraction molaire %
méthane	83,64
éthane	7,62885
propane	1,8594012
I-Butane	0,26923
N-Butane	0,422819
I-Pentane	0,082113
N-Pentane	0,105567
N-Hexane	0,165915
Hélium	0,181938
N-Heptane+	0
charbon dioxyde	0,22631
nitrogène	5,425287
water	0
hydrogène sylphide	0

$$Q = 54,75 * 10^9 \text{ (Sm}^3\text{)/an}$$

$$R_{gaz} = 441,3086903$$

$$\dot{M} = 1386,626584 \frac{kg}{s}$$

$$\rho = 0,798696912 \text{ kg/m}^3$$

$$\dot{n} = 73,60240097 \text{ mol/s}$$

$$P_c = 46,94050602 \text{ bar}$$

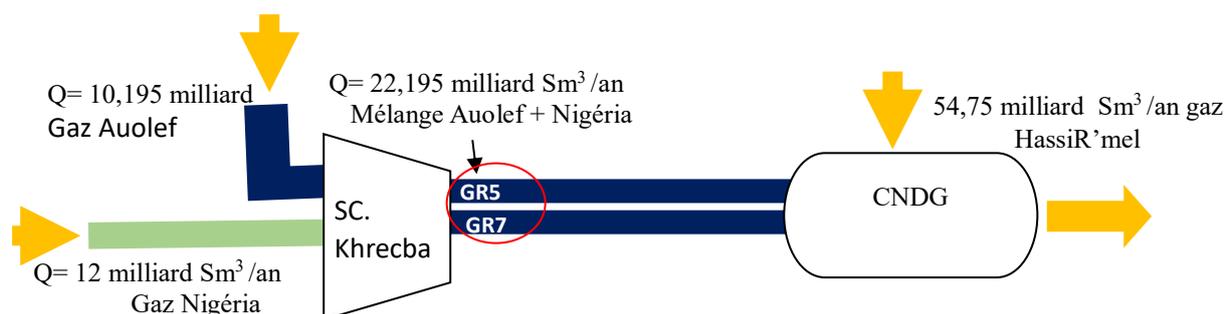
$$M = 18,83942053 \text{ g/mol}$$

$$T_c = 221,1896778 \text{ }^\circ\text{K}$$

Phase 1 :

TSGP1

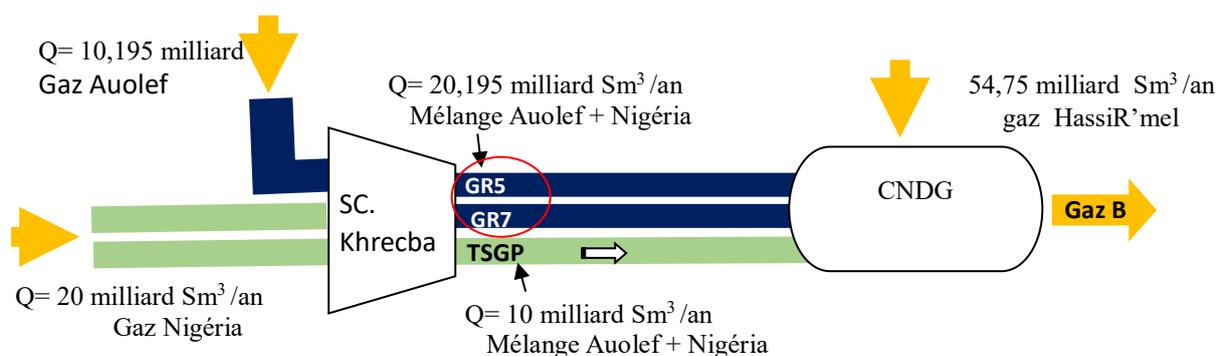
10,195 milliard Sm^3/an gaz Khrechba+ 12 milliard Sm^3/an gaz nigérien+ 54,75 milliard Sm^3/an gaz HassiR'mel



La phase 2 :

- **La première conduite qui va être raccordée avec (GR5/7) :**

20 milliard Sm^3/an gaz Nigeria + 10,195 milliard Sm^3/an gaz Khrechba + 54,75 Sm^3/an gaz HassiR'mel



La phase 3 :

- Gaz B + 10 milliards Sm^3/an du gaz nigérien

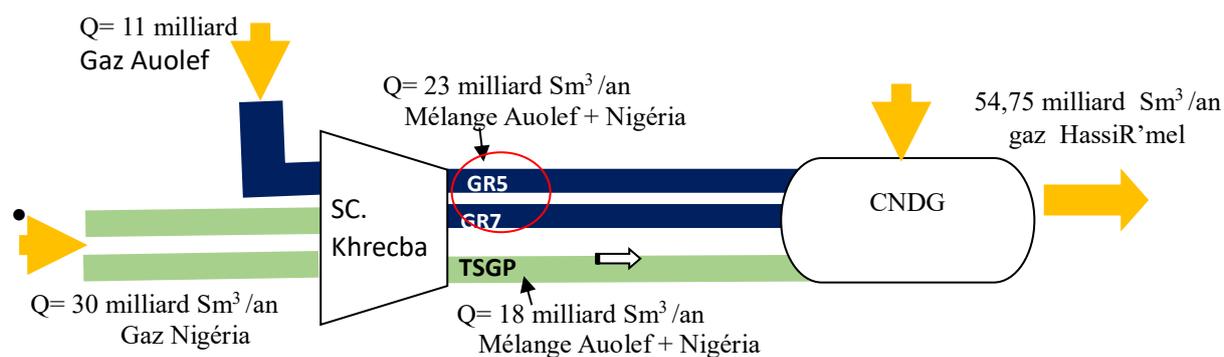


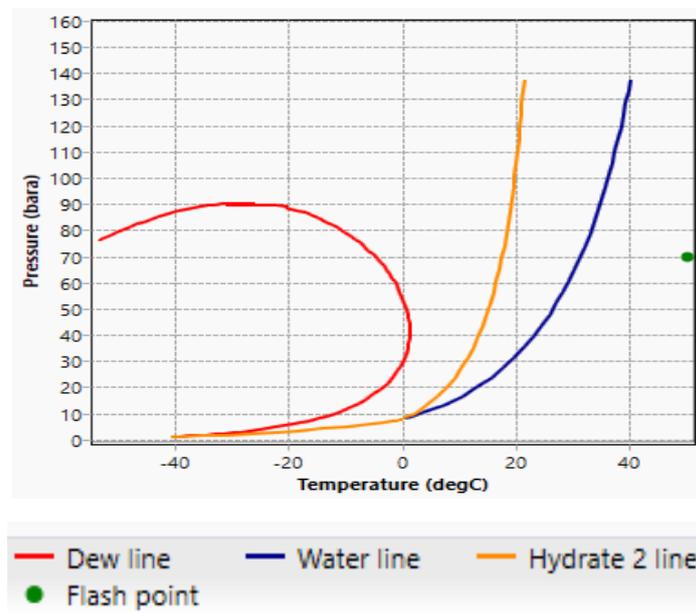
Figure V.26 : schéma explicatif des mélanges

Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous :

Composition	Phase 1	Phase 2	Phase 3
<i>Méthane</i>	84,19978231	83,69218023	83,17796882
<i>Éthane</i>	7,388175158	7,677475278	7,970542288
<i>Propane</i>	2,149564178	2,382226331	2,617917907
<i>I-Butane</i>	0,329349438	0,372732856	0,416681158
<i>N-Butane</i>	0,474657096	0,52130779	0,568565909
<i>I-Pentane</i>	0,113398359	0,131914024	0,150670775
<i>N-Pentane</i>	0,123848765	0,137613082	0,151556619
<i>N-Hexane</i>	0,157431883	0,162382674	0,167397928
<i>Hélium</i>	0,154631951	0,140068933	0,125316294
<i>N-Heptane+</i>	0,015595555	0,023544647	0,031597241
<i>carbone dioxyde</i>	0,651078335	0,833683236	1,01866578
<i>Nitrogène</i>	4,217825242	3,878045362	3,533841311
<i>Water</i>	0,040548444	0,061216081	0,082152825
<i>hydrogène sylphide</i>	0,000155956	0,000235446	0,000315972

Q total *10 ⁹	76,945	84,945	94,945
M(g/mol)	18,94890714	19,13325818	19,32000961
Rg	438,7588129	434,5313234	430,3310489
ρ (kg/m ³)	0,80292678	0,81078308	0,818743145
M(kg/s)	2042,554003	2254,919095	2520,375461
n(mol/s)	107,7927074	117,8533773	130,4541515
d	0,653410591	0,659767524	0,666207228
Pc(pas)	45,67537549	45,79452369	45,91522329
Tc(°K)	203,8855776	205,5152533	207,1661485

L'enveloppe de phase de mélange phase 3 : dans les conditions T= 50°C ; P= 70 bara



Parameter	Gas	Unit
Mole fraction	1	fract.
Mass fraction	1	fract.
Volume fraction	1	fract.
Viscosity	0,01387776	cP
Molecularweight	19,31758	
Density (molar)	2977,911	mol/m ³
Density (mass)	57,52602	kg/m ³
Enthalpy (molar)	-399,1071	J/mol
Entropy (molar)	-0,02934906	J/gmole.C
Internalenergy (molar)	-2749,748	J/mol
Gibbs free energy (molar)	9085,043	J/mol
Isochoricspecificheatcapacity	32,9904	J/gmole.C
Isobaricspecificheatcapacity	49,23671	J/gmole.C
Thermal conductivity	0,03914635	W/(m.K)
Speed of sound	404,7316	m/s
Joule-Thomson coefficient	0,3911899	degC/bar
Z Factor	0,874879	

Tableau : paramètres de gaz obtenu par pipesim

L'impact de la qualité du gaz Nigéria sur le gaz exporté :

	Phase 1	Phase 2	Phase 3
d	0,653410591	0,659767524	0,666207228
Indice de Wobb	10668.9	10724.81	10781.96
Teneur en CO ₂	0,651078335	0,833683236	1,01866578
Teneur en H ₂ S	0,000155956	0,000235446	0,000315972
PCS	9560	9657	9756

Désignation	Unités	MEDGAZ		GEM	
		Min	Max	Min	Max
PCS	Kcal/Cm ³	8 240	10 672	8 240	10 672
Densité Relative	-	0,555	0,700	0,5548	0,800
Indice Wobbe	Kcal/Cm ³	10 760	12 890	11 154	12 334
Teneur en CO ₂	% mol	≤ 2,50		< 2,50	
Teneur en O ₂	% mol	≤ 0,01		< 0,6	
Point de Rosée HC	°C	≤ 0°C à 1 - 202 bar(a)		≤ 0°C à 1 - 70 bar(g)	
Point de Rosée Eau	°C	≤ + 2°C à 70 bar(a)		≤ - 5°C à 70 bar(g)	
Teneur en Eau	ppm	≤ 50		< 80	
Teneur en H ₂ S	mg/Cm ³	≤ 1,87		< 6,51	
Teneur en (H ₂ S+COS)	mg/Cm ³	≤ 4,7		Non Contractuel	
Teneur en soufre Total	mg/Cm ³	≤ 47		< 148	
Teneur en soufre Mercaptan	mg/Cm ³	≤ 5,6		< 15,29	
Teneur en Mercure	mg/Cm ³	traces		Non Contractuel	

Figure V.27 : Fiche des conditions contractuelles de Medgez et de GEM

Interprétation :

Malgré le mélange de gaz naturel provenant de différentes sources (Nigéria, Adrar, Hassi R'mel), certaines conditions sont respectées mais l'indice de Wobbe n'est pas conforme.

Ce non-respect de l'indice de Wobbe pourrait entraîner des problèmes lors de l'utilisation du gaz par les clients industriels ou résidentiels, tels que :

- Une combustion incomplète
- Une dégradation des équipements
- Une augmentation des émissions polluantes
- Des perturbations dans les processus industriels

Pour remédier à ce problème, il est nécessaire d'ajuster l'indice de Wobbe du mélange de gaz.

Une solution possible consiste à :

- Effectuer un mélange supplémentaire avec une autre source de gaz naturel.

le Centre National de Dispatching de Gaz (CNDG) possède des moyens de mélange de gaz entre les différentes qualités réceptionnées (GR3, Sud EST/Ouest), donc l'indice peut être corrigé par les actions de mélange.

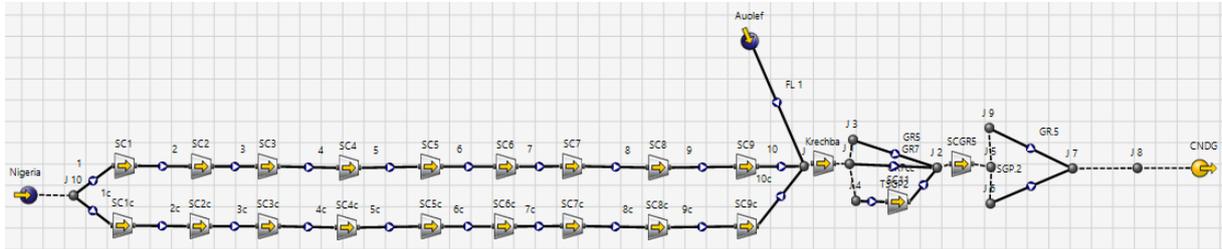
En conclusion :

Le gaz Nigéria ne pose pas des problèmes de qualité pour le exporté suite à la disponibilité des moyens traitement de mélange au niveau du CNDG.

Calcul thermo hydraulique

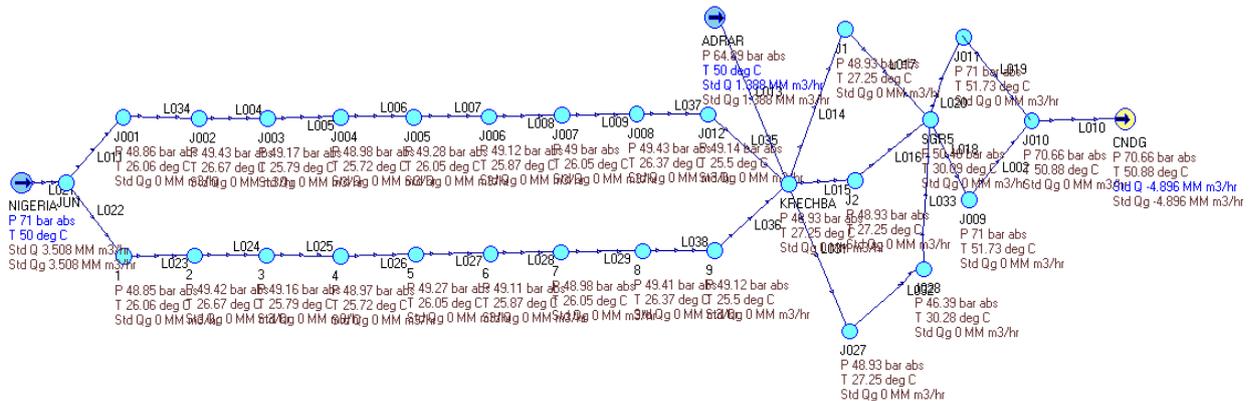
La phase 3(Phase max)

La détermination du positionnement optimal des stations de compression repose sur une analyse hydraulique approfondie du gazoduc, en particulier pour la phase de débit maximal.



Les deux gazoducs fonctionnent à leur capacité maximale (15 milliards de mètres cubes de gaz par an chacun).

Au niveau de **Khrechba**, 3 milliards de mètres cubes de gaz sont prélevés du TSGP1 et injectés dans le TSGP2. Cette opération permet d'augmenter la quantité de gaz transportée par le TSGP2 jusqu'à 18 milliard sm^3/an .

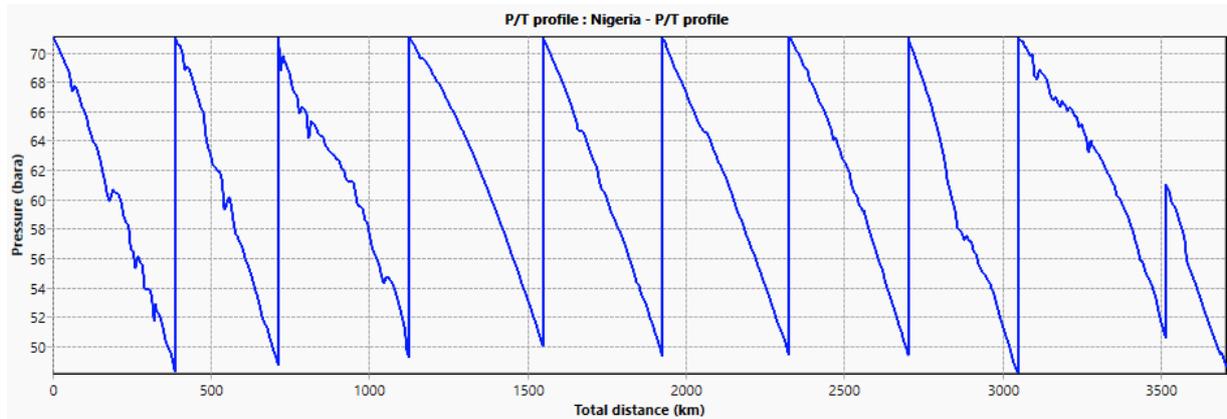


En se basant sur les résultats du calcul hydraulique, les emplacements des stations de compression ont été définis. Il est à noter que les deux gazoducs entrent et sortent dans les mêmes stations jusqu'à **Khrechba**.

SC	PK	Z	Pf (Excel)	Pf (Pipephase)	Pf (Pipesim)
1	384,474	140	48,49	48,86	48,17
2	709,799	718	46,13	49,43	48,69
3	1123,8495	549	48,97	49,17	49,22
4	1545,293	344	48,99	48,98	49,96
5	1922,374	485	48,94	49,28	49,26

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP

6	2321,63	453	48,74	49,12	49,33
7	2698,175	632	49,09	49	49,37
8	3045,223	1013	48,50	49,43	48,13
9	3512,029	407	48,45	49,14	49,36
10	3704 (Khrechba)	458	48,9	48,93	48,28



Arrivant au **Khrechba** une partie ($Q= 12 \text{ MSm}^3/\text{an}$) va être injectée au GR5/7 et l'autre partie ($3 \text{ MSm}^3/\text{an}$) va être injectée dans le TSGP2

$P_{\text{refAuolef}} = 65 \text{ bara}$ $T = 50 \text{ }^\circ\text{C}$

$P_{\text{ref}} (\text{PK} = 3512,029) = 61 \text{ bara}$ $T = 43,55 \text{ }^\circ\text{C}$

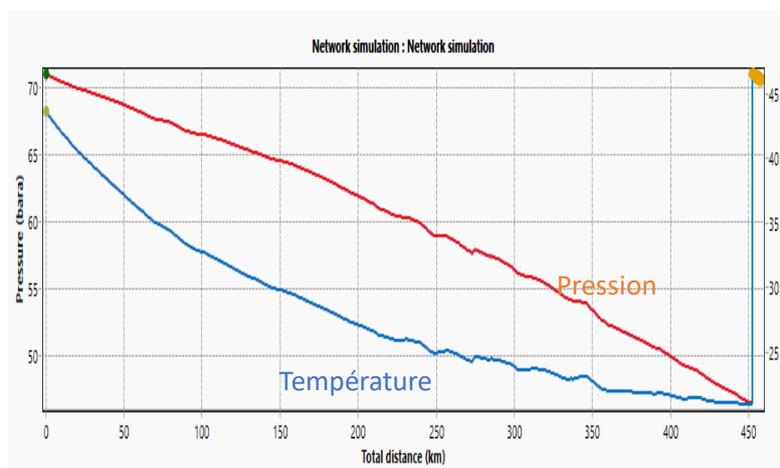


Figure V.28: Variation de température et de pression entre 2 stations de compression

La configuration après **Khrechba**

Trois gazoducs quittent Khrechba :

1. Deux gazoducs GR5 et GR7 (D = 48") : Transportent ensemble 23 milliards de mètres cubes de gaz par an.

Ce gaz est dirigé directement vers la station de compression GR5.

2. Un gazoduc TSGP (D = 52") : Transporte 18 milliards de mètres cubes de gaz par an.

Ce gaz passe d'abord par une station intermédiaire au PK = 3968,341

Ensuite, il rejoint les deux autres gazoducs à la station de compression GR5.

Donc, les stations de compression seront comme suit :

SC (GR5/7)	PK	Z	Pf (Pipesim)
GR5	4156,4	761	49,37

SC (TSGP2)	PK	Z	Pf (Pipesim)	P ref
11	3968,341	502	46,77	62,764
GR5	4156,4	761	49,196	71

Deux conduites quittent la station de compression GR5 :

- GR5 (D=56") : Cette conduite a un diamètre de 56 pouces et transporte le gaz comprimé à partir de la station GR5.
- TSGP (D=52") : Cette conduite a un diamètre de 52 pouces et transporte également le gaz comprimé à partir de la station GR5.

CNDG	4161,9	741	69,78
------	--------	-----	-------

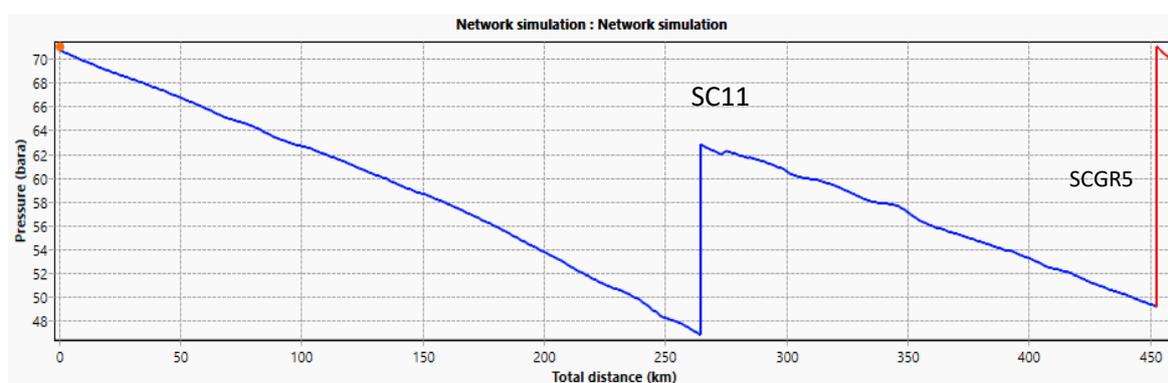


Figure V.29: Profil de pression de TSGP après **Khrechba**

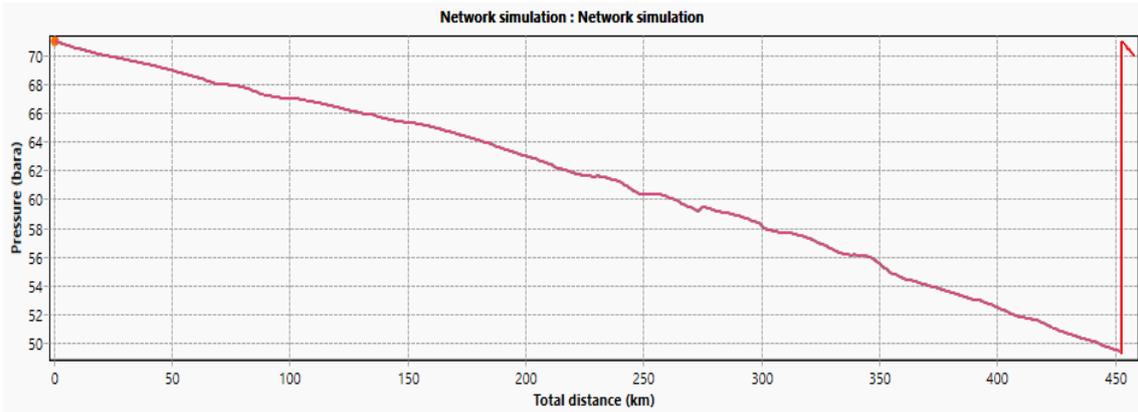


Figure V.30: Profil de pression GR5 ET GR7

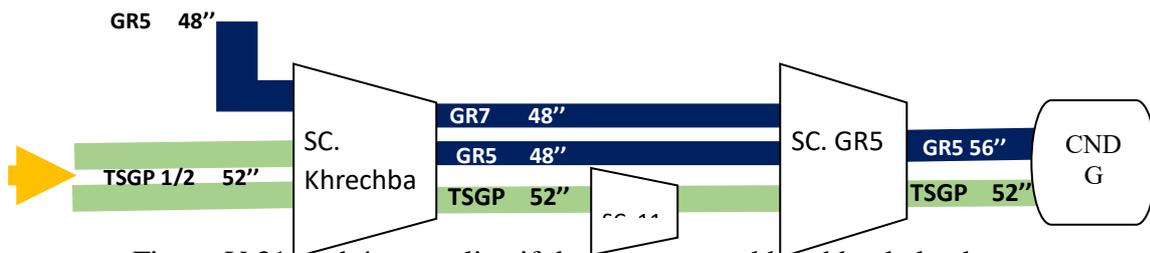


Figure V.31 : schéma explicatif de reseau apres khrechba de la phase max

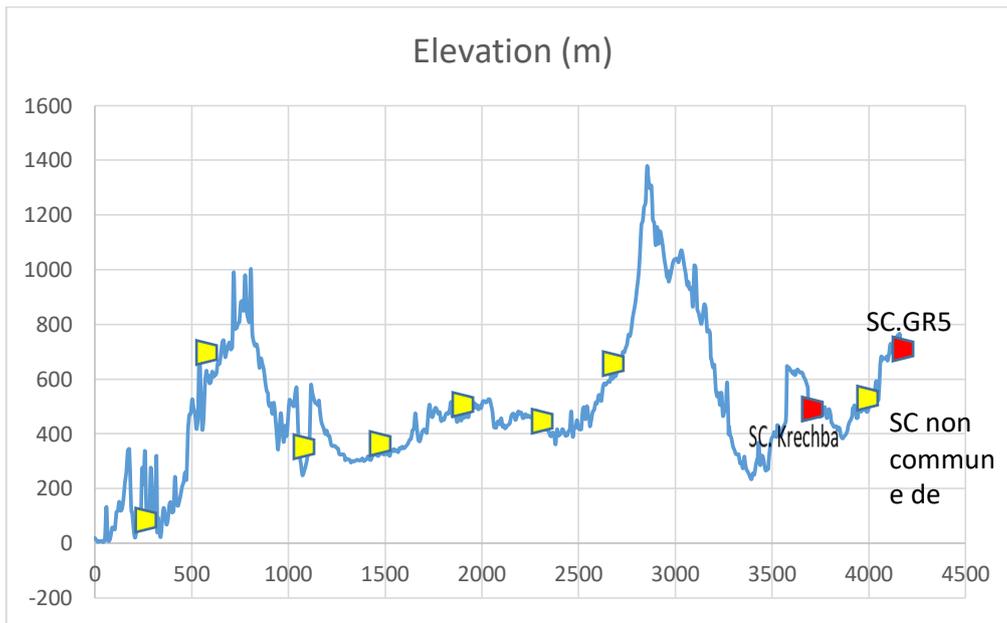
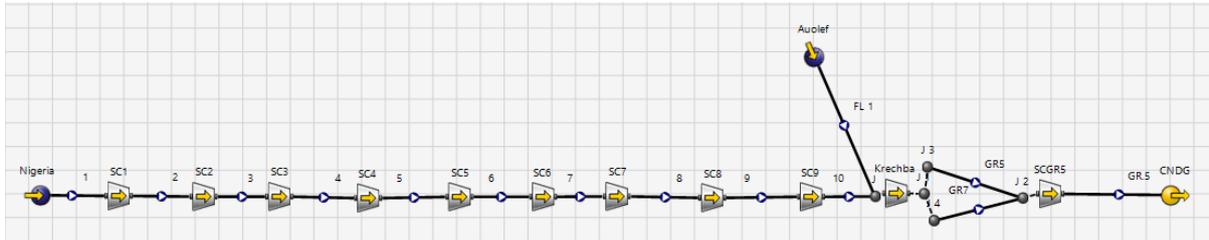


Figure V.32: l'emplacement des stations de compression sur le profil en long

La phase 1

Les stations de compression sur TSGP1 :



SC	PK	Z	Pf (Pipesim)
1	384,474	140	56,30
2	709,799	718	55,62
3	1123,8495	549	58,10
4	1545,293	344	58,97
5	1922,374	485	57,46
6	2321,63	453	58,05
7	2698,175	632	57,32
8	3045,223	1013	56,04
10(Khrechba)	3704	458	64,11

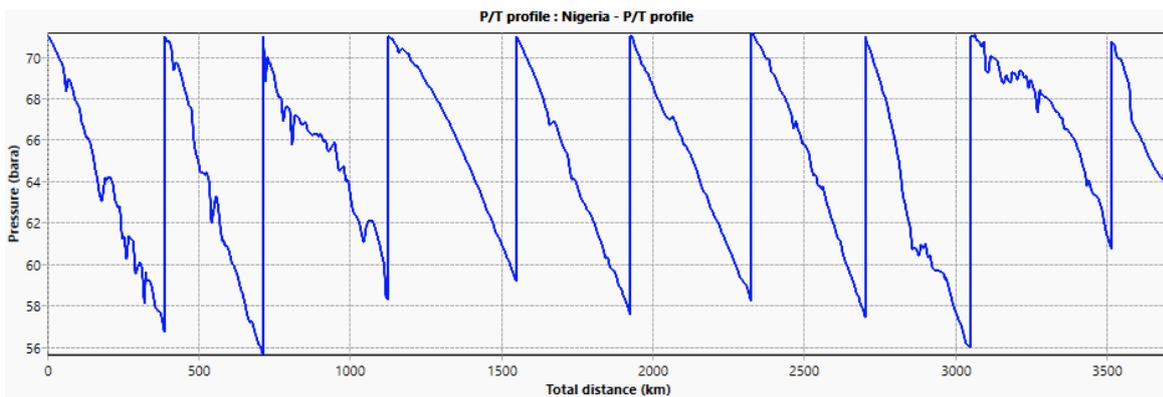


Figure V.33: Variatin de pression en fonction de la distance

Les emplacements des stations de compression ont été définis le long du tracé du gazoduc.

Les calculs préliminaires indiquent que les pressions d'aspiration (à l'entrée) des stations de compression sont plus élevées que prévu.

Une pression d'aspiration élevée implique un besoin de compression moins important pour les stations.

Un faible taux de compression peut amener les machines à fonctionner en dehors de leur plage optimale, réduisant ainsi leurs performances et leur rendement énergétique.

Solution proposée:

Diminuer la pression de refoulement (à la sortie) des stations de compression.

SC	PK	Z	P i	Pf (Pipesim)	P f (Piphase)
1	384,474	140	65	48,76	49,78
2	709,799	718	65	48,59	49,46
3	1123,8495	549	64	48,68	49,32
4	1545,293	344	64	49,31	49,25
5	1922,374	485	64	48,42	48,85
6	2321,63	453	64	48,69	49,02
7	2698,175	632	64	48,35	48,59
8	3045,223	1013	64	48,64	48,54
10(Khrechba)	3704	458	69	48,85	48,7
(SC.GR5)	4156,4	761	71	51,41	46,17
CNDG	4161,9	741	71	70,68	70,11

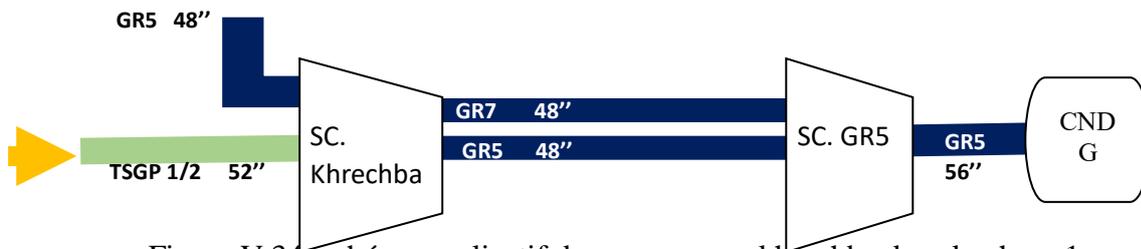
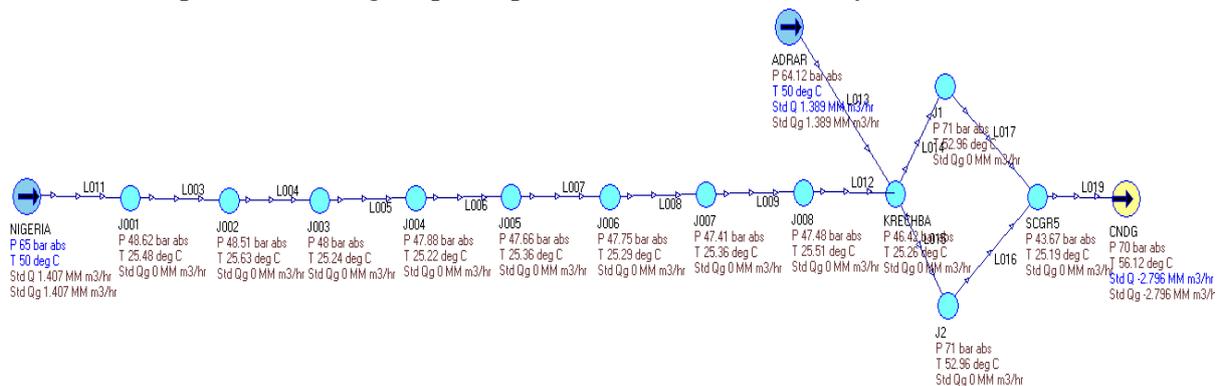


Figure V.34: schéma explicatif de reseau apres khrechba dans la phase 1

Évolution de pression le long du profil par la corrélation de Moody :



Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP

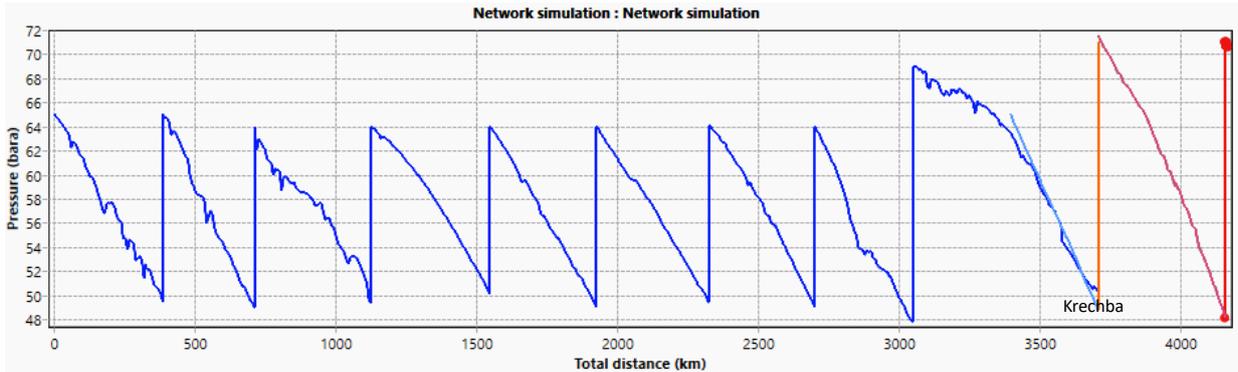


Figure V.35: Variation de pression en fonction de la distance par la corrélation de Moody

Par la corrélation de Panhandle B :

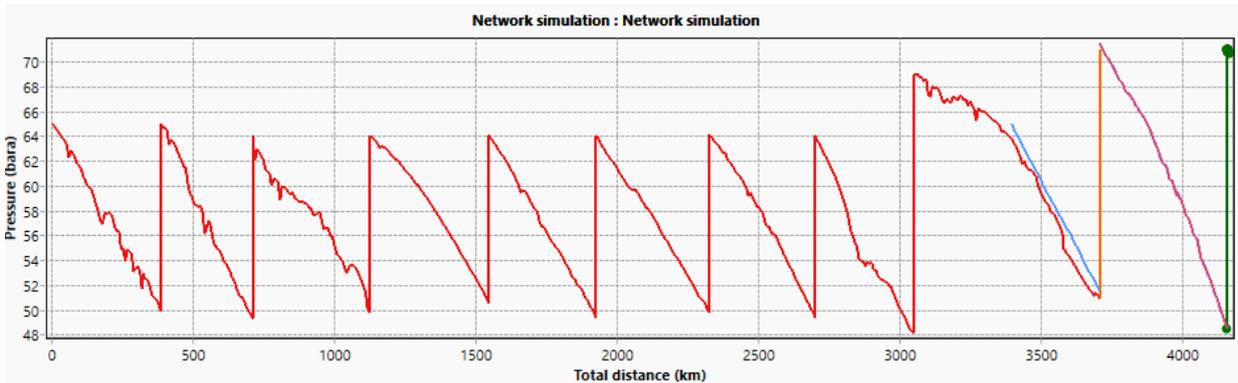
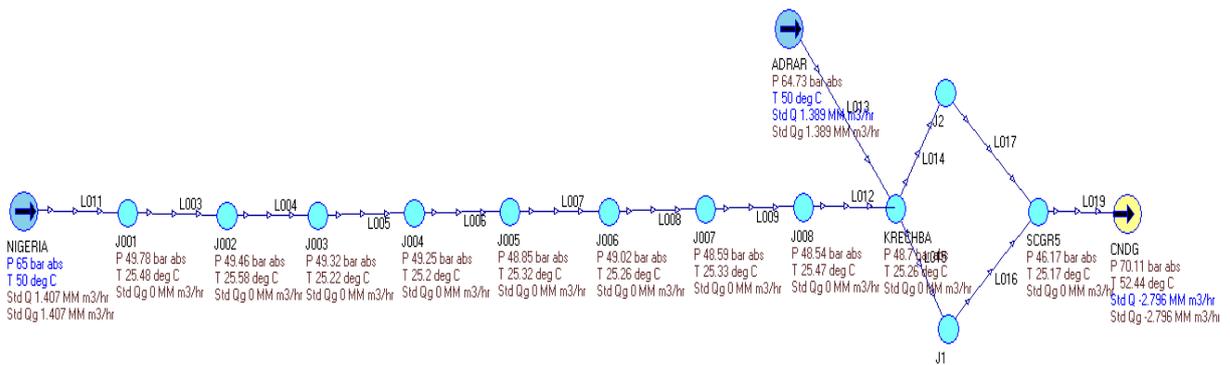


Figure V.36 : Variation de pression sur la ligne selon l'équation de Panhandle B

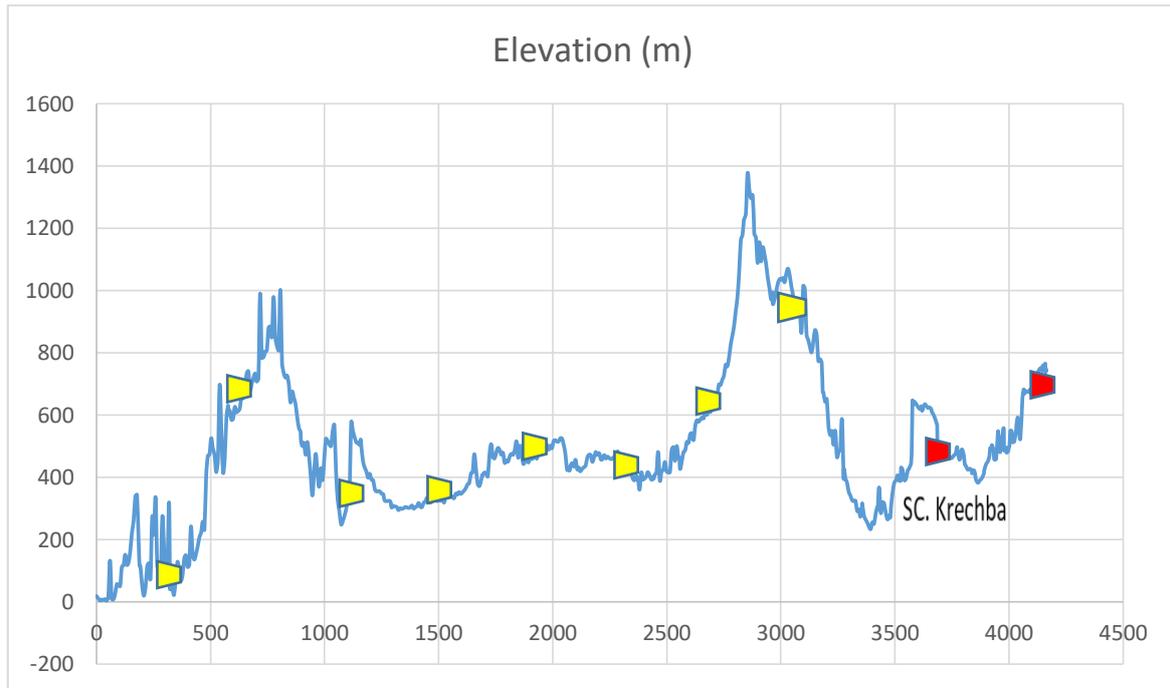
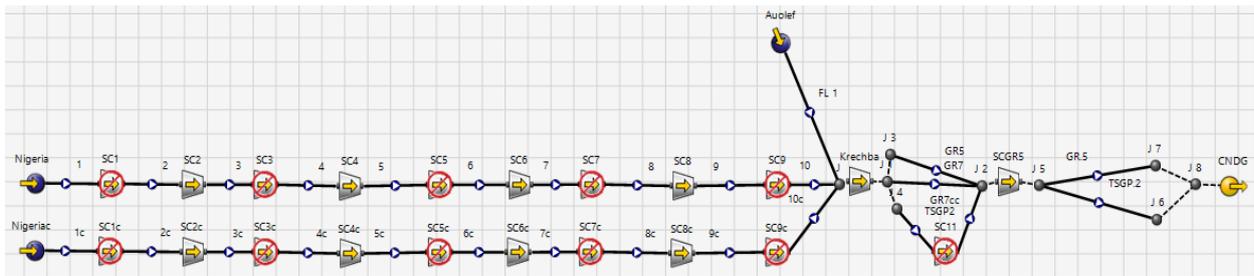


Figure V.37: La position des stations sur le profil

La phase 2



Deux conduites parallèles chacune transporte 10 milliard Sm^3/an entrent dans les mêmes stations de compression

La station avant **Khrechba** va refouler avec une **Pression = 64 bara**

SC	PK	Z	Pf (Pipesim)
2	709,799	718	47,69
4	1545,293	344	53,02
6	2321,63	453	50,77
8	3045,223	1013	48,58
10(Khrechba)	3704	458	50,01

Proposition alternative pour réduire le nombre de stations de compression :

On propose une configuration alternative qui regroupe les trois conduites (GR5, GR7 et TSGP) dans une seule station de compression à **Khrechba**.

Trois gazoducs quittent Khrechba :

1. Deux gazoducs GR5 et GR7 (D = 48") : Transportent ensemble 20,195 milliards de mètres cubes par an. Ce gaz est dirigé directement vers la station de compression GR5.

2. Un gazoduc TSGP (D = 52") : Transporte 10 milliards de mètres cubes de gaz par an.

Les trois conduites se rejoignent à nouveau au niveau de la station de compression GR5 pour une compression commune.

SC (GR5/7)	PK	Z	Pf (Pipesim)	Tf
SC.GR5	4156,4	761	54	22,74

SC(TSGP2)	PK	Z	Pf (Pipesim)	Tf
GR5	4156,4	761	54	22,87

Une conduite quitte la station de compression GR5 : GR5 (D=56") : transporte le gaz comprimé vers le CNDG.

SC	PK	Z	Pf (pipesim)	Tf
CNDG	4161,9	741	70,439	43,59

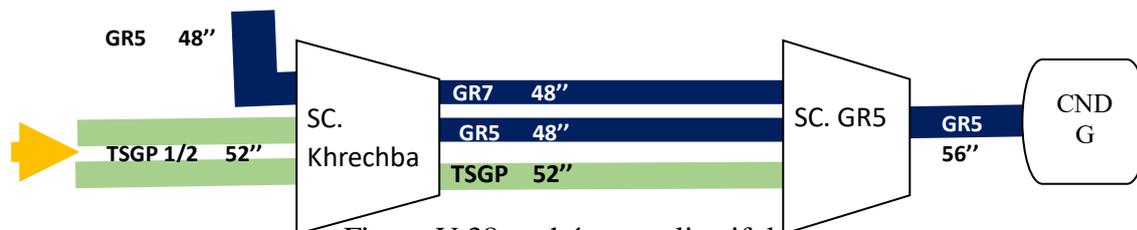


Figure V.38 : schéma explicatif de réseau

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP

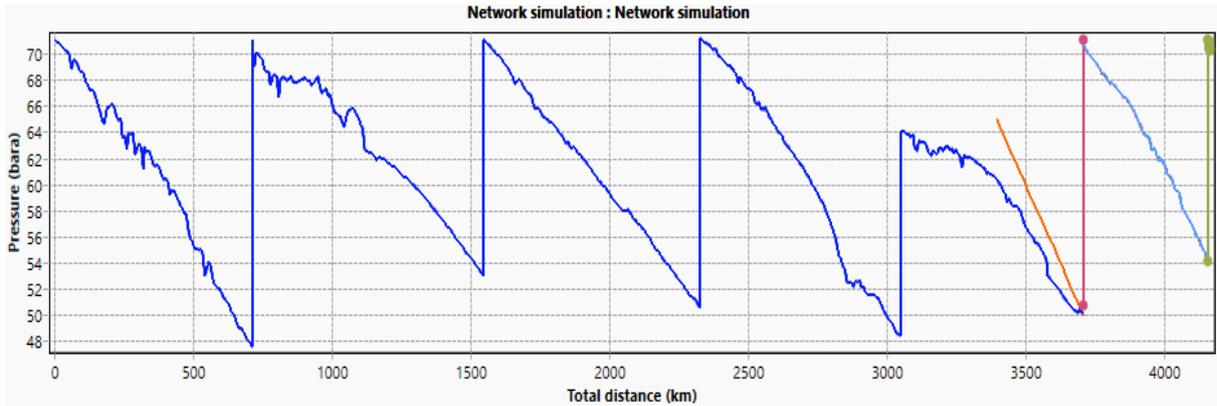


Figure V.39 : Variation de pression de la phase 2

- Pression du TSGP
- Pression GR5 (Auolef –Khrechba)

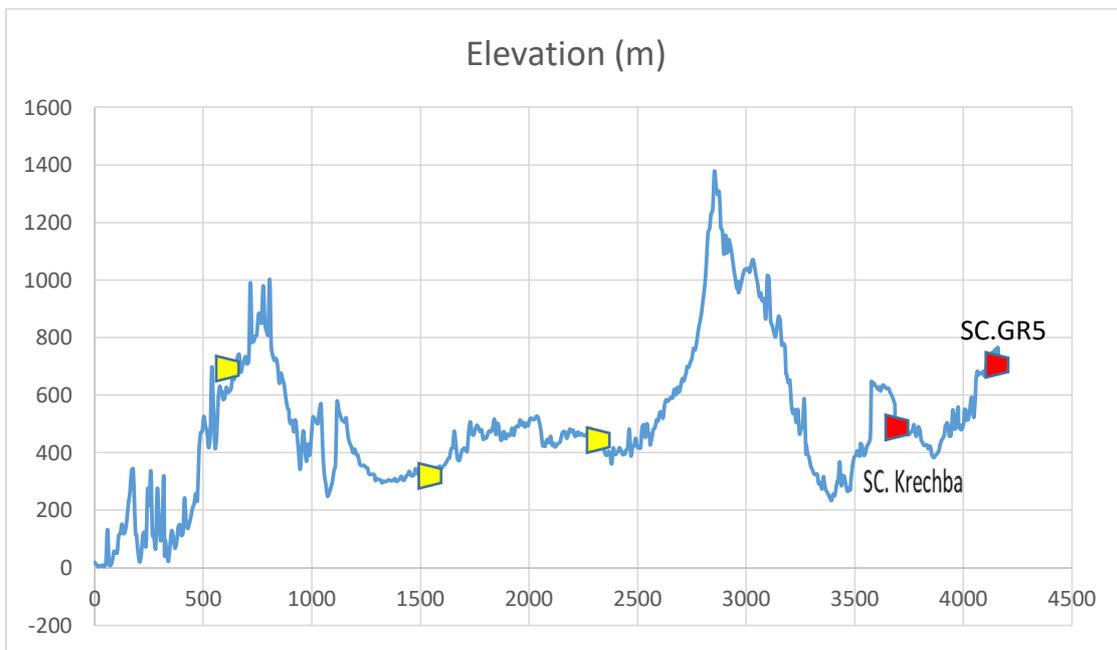
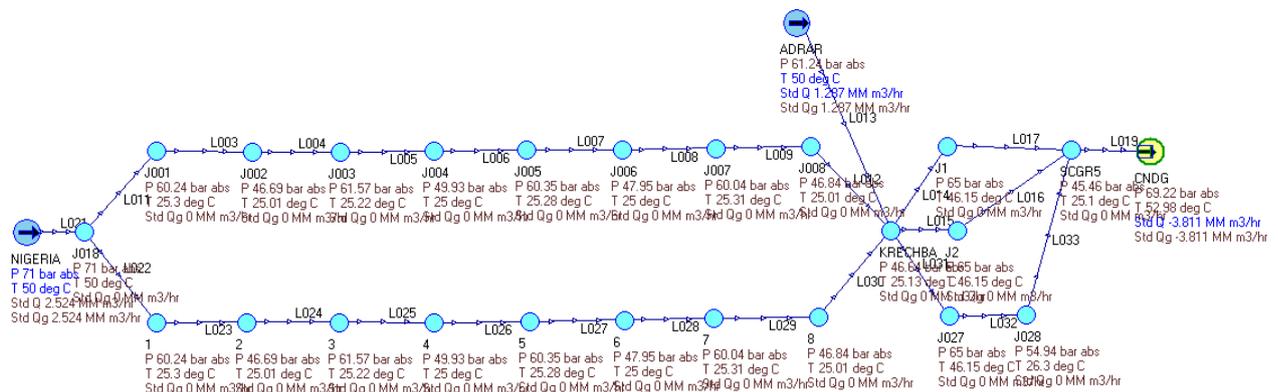


Figure V.40: Position des stations de compression de la phase 2

2. Résultats de modélisation des courbes caractéristiques de compresseur :

COMPRESSUR PCL 802

Le compresseur utilisé est de type PCL802.

La modélisation des vitesses minimale et maximale aussi les limites de pompage et de gavage est réalisée par la méthode des Moindres Carrés en choisissant la courbe de régression ou tendance polynomiale. En connaissant le débit, la hauteur polytropique, et la vitesse de rotation correspondante les résultats de la modélisation sont obtenus.

Pour la modélisation des courbes iso rendements et iso vitesses, la régression non linéaire est appliquée en utilisant la méthode Quasi-Newton.

Limite de pompage :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2 + a_3 * Q_{asp}^3$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3
valeurs	79.48	-0.018	2×10^{-6}	-3×10^{-11}
Coefficient de corrélation	R=0.999499			

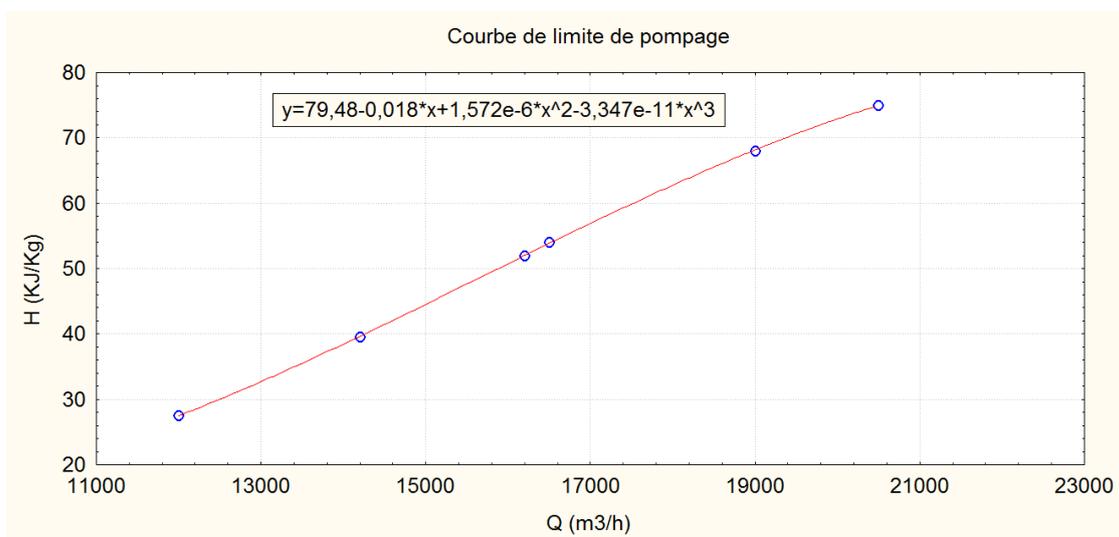


figure V.41 : Courbe de limite de pompage de PCL802

Limite de gavage :

Le modèle :

$$H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2 + a_3 * Q_{asp}^3$$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3
valeurs	14.609	-0.001	5.598×10^{-8}	-1.26×10^{-13}
Coefficient de corrélation	R=0.996995			

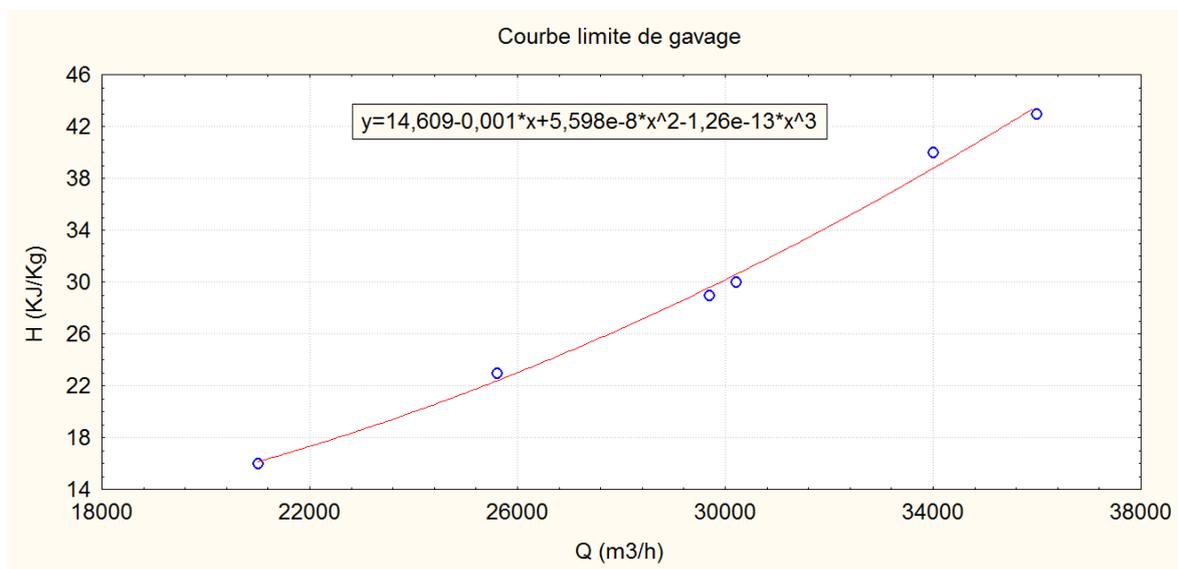


figure V.42 : Courbe de limite de gavage de PCL802

Limite de la vitesse de rotation maximale :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2
Valeurs	60.702	0.002	-6.646×10^{-8}
Coefficient de corrélation	R=0.9994998		

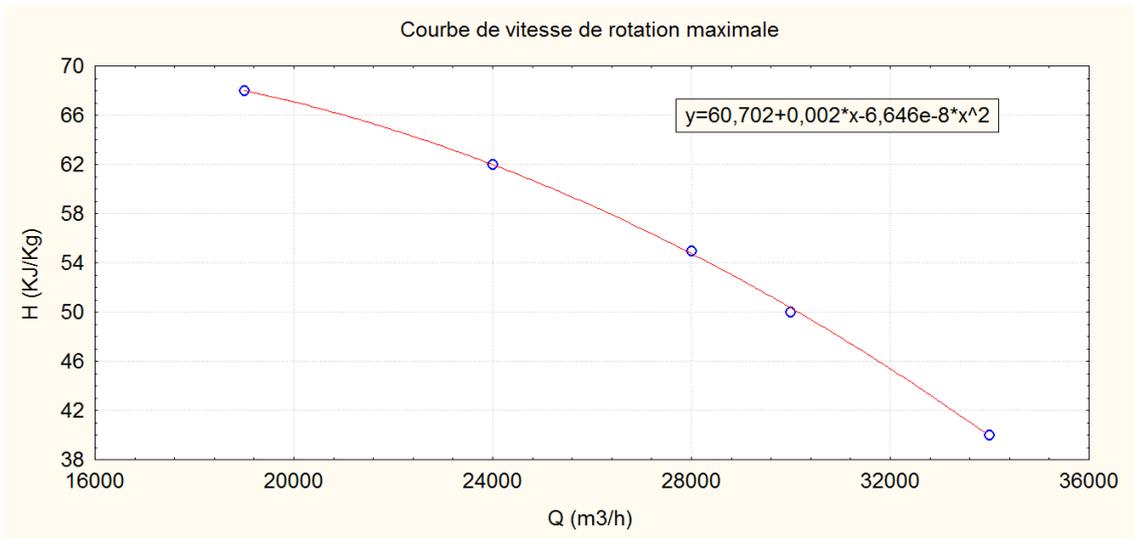


Figure V.43 : Courbe de vitesse de rotation maximale de PCL802

Limite de la vitesse de rotation minimale :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2
Valeurs	36.869	-3.87610^{-4}	-2.888×10^{-8}
Coefficient de corrélation	R= 0.9984988		

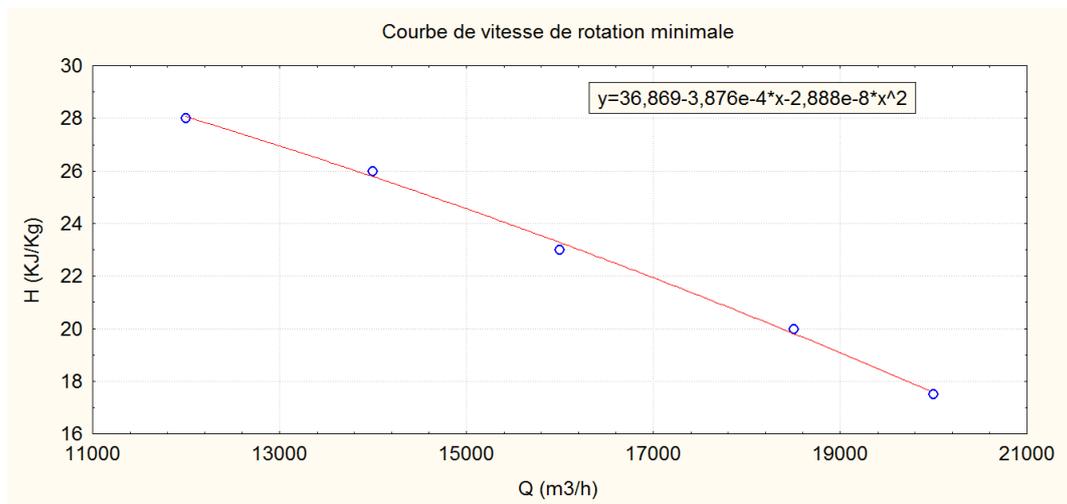


Figure V.44 : Courbe de vitesse de rotation minimale de PCL802

Le modèle des iso vitesses :

$$n = a_0 + a_1 * H_{ad} + a_2 * Q_{asp} + a_3 * \left(\frac{H_{ad}}{Q_{asp}} \right) + a_4 * \left(\frac{H_{ad}}{Q_{asp}} \right)^2$$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
valeurs	995.4760	20.06829	0.11799	647366.0	-31534666 .0
Coefficient de corrélation	R= 0.99910				

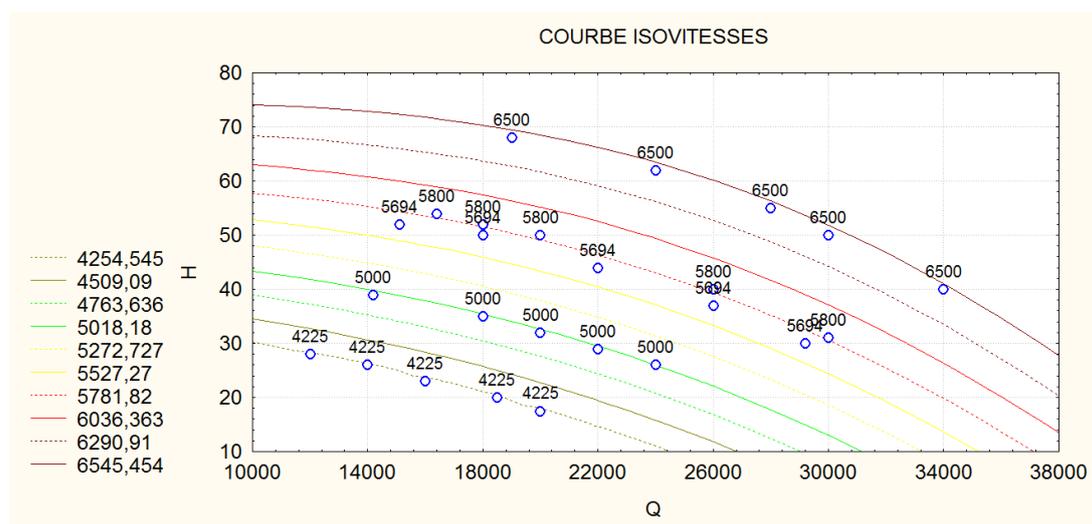


Figure V.45 : Courbe des iso-vitesses de PCL802

Le modèle des iso rendements :

$$rend = a_0 + a_1 * \left(\frac{Q_{asp}}{n} \right) + a_2 * \left(\frac{Q_{asp}}{n} \right)^2 + a_3 * \left(\frac{n^2}{H_{ad}} \right) + a_4 * \left(\frac{Q_{asp} * n}{H_{ad}} \right)$$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
Valeurs	0.581181	0.033980	0.011258	0.000001	0.000000
Coefficient de corrélation	R= 0.97802				

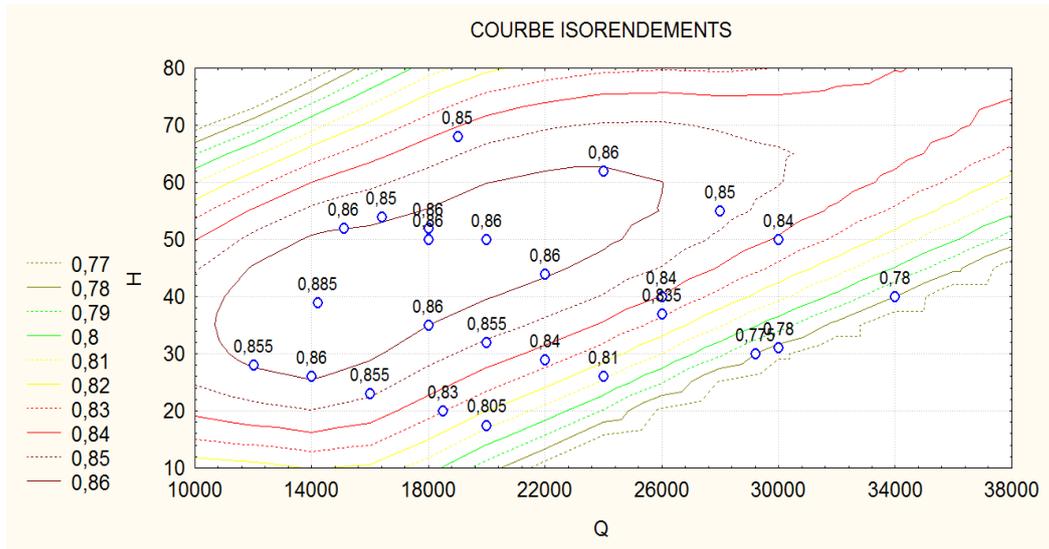


Figure V.46 : Courbe des iso-rendements de PCL802

COMPRESSEUR STC-SV (12-3-A)

Le compresseur se trouve au niveau de la station de compression GR5

Résultats de modélisation des courbes caractéristiques de compresseur :

Le compresseur utilisé est de type STC-SV (12-3-A)

Limite de pompage :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2 + a_3 * Q_{asp}^3$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3
Valeurs	56.606	-0.014	1.361×10^{-6}	-2.98×10^{-11}
Coefficient de corrélation	R=1			

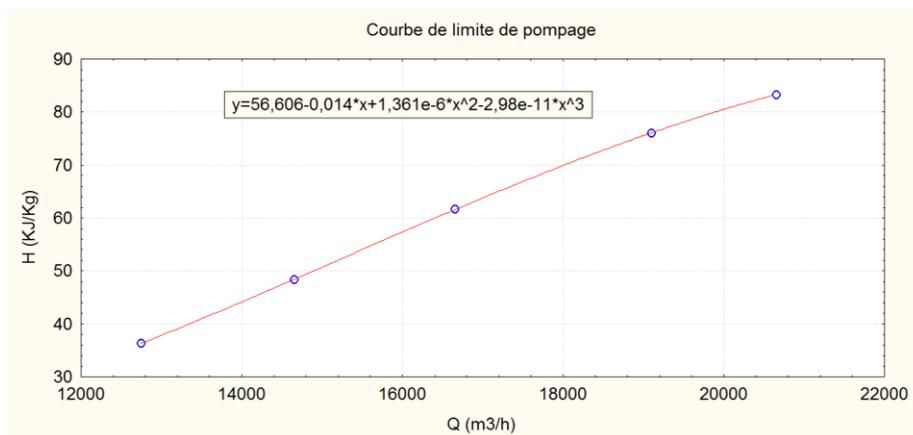


Figure V.47 : Courbe de limite de pompage de STC-SV (12-3-A)

Limite de gavage :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2 + a_3 * Q_{asp}^3$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3
Valeurs	-44.665	0.005	-1.598×10^{-7}	-2.218×10^{-12}
Coefficient de corrélation	R=1			

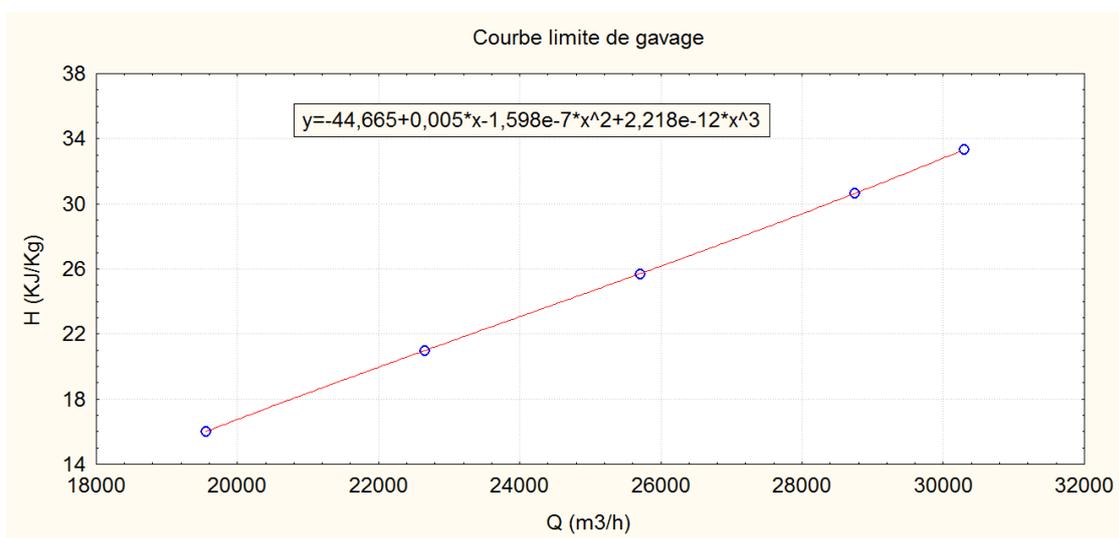


Figure V.48 : Courbe de limite de gavage de STC-SV (12-3-A)

Limite de la vitesse de rotation maximale :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 * Q_{asp} + a_2 * Q_{asp}^2$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2
Valeurs	-315,998	0.034	-7.555×10^{-7}
Coefficient de corrélation	R=0.998999		

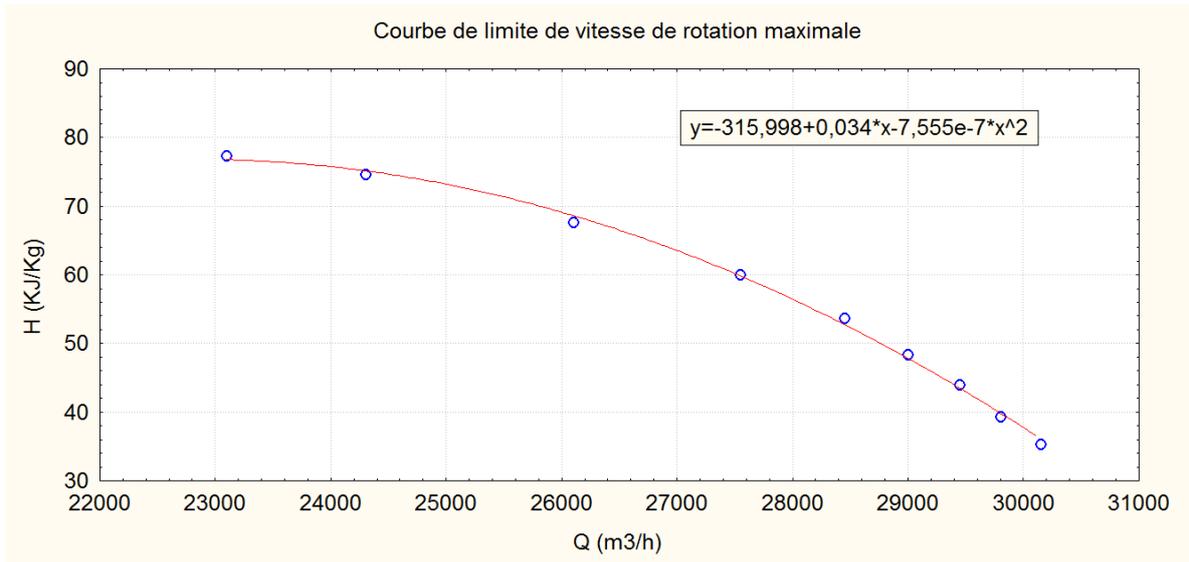


Figure V.49 : Courbe de limite de vitesse de rotation maximale de STC-SV (12-3-A)

Limite de la vitesse de rotation minimale :

Le modèle : $H_{ad} = a_0 + a_1 \cdot Q_{asp} + a_2 \cdot Q_{asp}^2$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2
Valeurs	-65.757	0.015	-5.274×10^{-7}
Coefficient de corrélation	R= 0.99398		

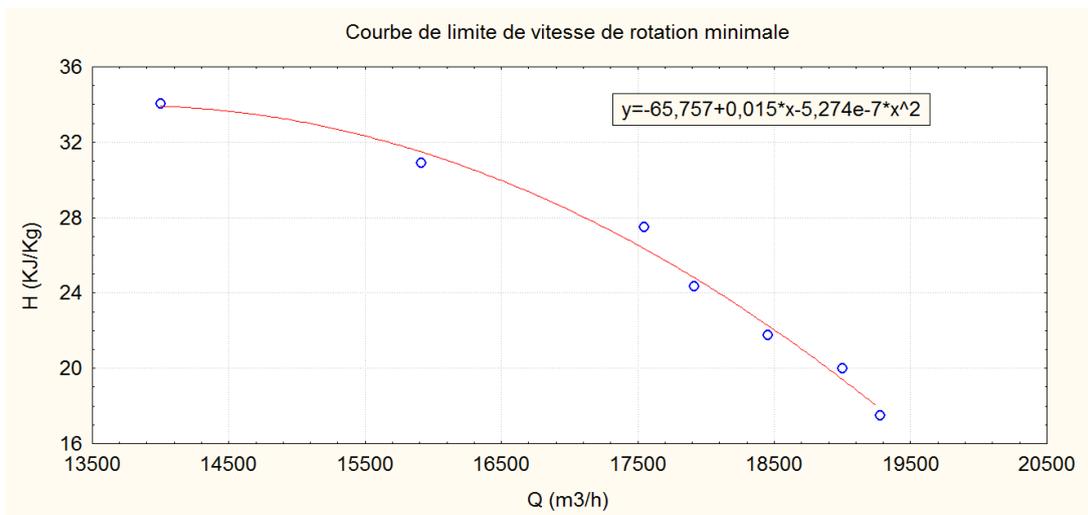


Figure V.50 : Courbe de limite de rotation minimale de STC-SV (12-3-A)

Le modèle des iso vitesses :

$$n = a_0 + a_1 * H_{ad} + a_2 * Q_{asp} + a_3 * \left(\frac{H_{ad}}{Q_{asp}} \right) + a_4 * \left(\frac{H_{ad}}{Q_{asp}} \right)^2$$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
valeurs	-116.081	-12.9962	0.2453967	1037730.0	4798 .0
Coefficient de corrélation	R= 0.99961				

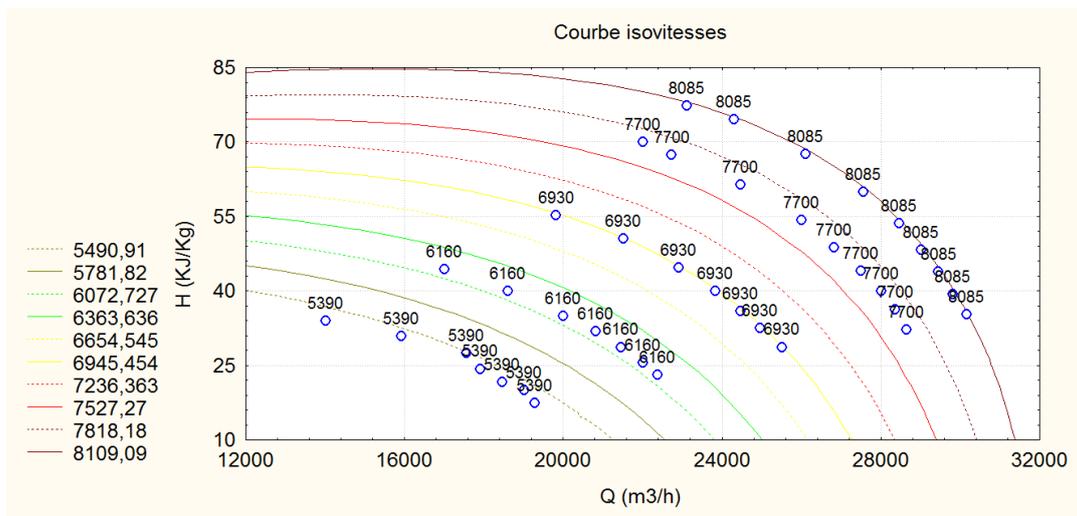
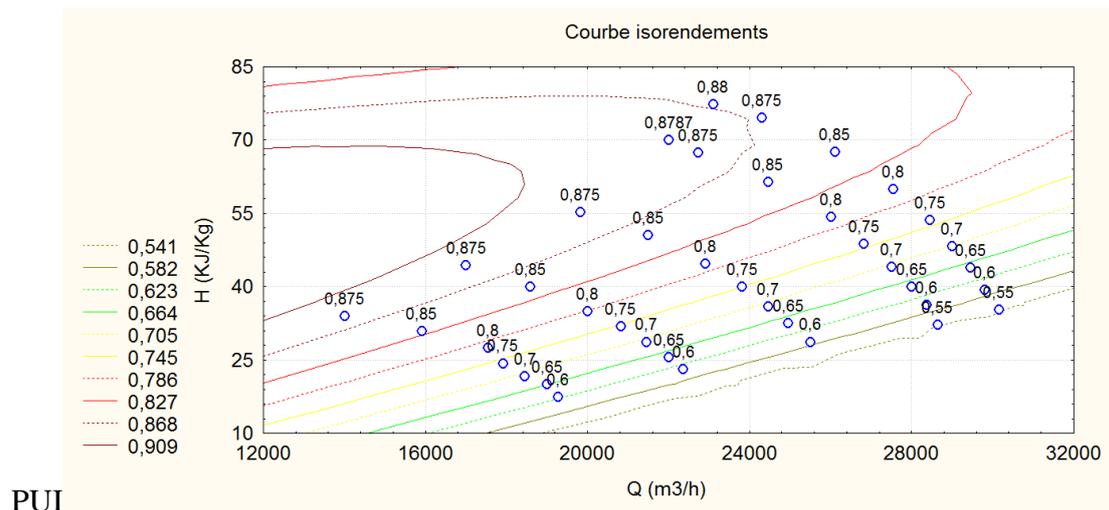


Figure V.51 : Courbe des iso-vitesses de STC-SV (12-3-A)

Le modèle des iso rendements :

$$rend = a_0 + a_1 * \left(\frac{Q_{asp}}{n} \right) + a_2 * \left(\frac{Q_{asp}}{n} \right)^2 + a_3 * \left(\frac{n^2}{H_{ad}} \right) + a_4 * \left(\frac{Q_{asp} * n}{H_{ad}} \right)$$

Coefficients du modèle	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
Valeurs	0.902083	0.419435	-0.09666	0.00000	0.00000
Coefficient de corrélation	R= 0.99860				



FigureV.52 : Courbe des isorendements de STC-SV (12-3-A)

Conclusion :

En résumé, la modélisation des courbes caractéristiques des deux compresseurs par la méthode des moindres carrés et la méthode Quasi-Newton donne satisfaction en analysant le coefficient de corrélation ‘R’ qu’est pratiquement égale à l’unité d’où les modèles de tendance calculés coïncident au mieux avec courbes du constructeur.

Régime de fonctionnement des stations des compressions

L'objectif de cette partie est de déterminer les paramètres de fonctionnement des stations de compression de TSGP pour des différents débits dans les différentes phases du projet.

Moyen du calcul :

Nous allons effectuer notre calcul à l'aide d'un programme Microsoft Excel, en tenant compte des courbes caractéristiques des compresseurs et turbines.

Données et résultats de calcul :

Partie sud :

Dans cette partie nous allons étudier le régime de fonctionnement des stations de TSGP situées entre Nigéria et le CNDG, l'étude est faite pour 3 phase, sachant que le gaz provenant de Nigéria va se mélanger avec celui de **Aoulef (ADRAR)** à la station de **Khrechba**, alors l'étude de chaque phase est faite avant et après le mélange.

Les données :

- **Avant le mélange a Khrechba :**

Ces données sont valables pour les stations de TSGP avant le mélange des gaz à **Khrechba**.

	Données fixes		
	Phase 1	Phase2	Phase3 (max)
Débit ligne ; en [Sm^3/h]	1369863,014	2283105,023	3424657,534
Densité relative Δ	0,72		
Vitesse de rotation nominale ; en [tr/min]	6500		
Rendement d'accouplement	0,99		
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [$KJ/(n) m^3$]	42832,39		
Température d'air aux conditions Standards ; en [K]	298,15		
Masse volumique du gaz aux conditions Standards ; en [Kg/m^3]	20,9		
Constante du gaz ; en [$J/kmol.^\circ k$]	8314		

Paramètres de calcul pour la partie sud avant le mélange

Calcul des propriétés fixes de gaz :

Paramètres	R_{gaz} [J/Kg°k]	ρ^{st} [Kg/m ³]	ρ^n [kg/m ³]
Formules	$\frac{R}{M_{gaz}}$	$\Delta^* \rho_{air}^{st}$	$\Delta^* \rho_{air}^n$
SC (1-10)	397,79	0,8858	0,9369

Propriétés de gaz pour la partie sud avant le mélange

• **Après Khrechba :**

Les données fixes pour les stations situées après la station de **Khrechba** où le mélange s'effectue sont citées dans le tableau ci-dessous :

	Données fixes			
	Phase1	Phase2	Phase3	
	SC GR5	SC GR5	SC GR5	SC 11
Débit ligne ; en [Sm ³ /h]	2533675,80	3446917,80	4680365,30	2054794,52
Densité relative Δ	0,66	0,67	0,68	
Vitesse de rotation nominale en [tr/min]	7700			6500
Rendement d'accouplement	0,99			
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [KJ/m ³]	39886,962	40633,364	41127,921	
Masse volumique du gaz aux conditions Standards ; en [Kg/m ³]	19,21	19,66	19,97	

Paramètres de calcul pour la partie sud après le mélange

Calcul des propriétés fixes de gaz :

Paramètres		R_{gaz} [J/Kg°k]	ρ^{st} [Kg/m ³]	ρ^n [kg/m ³]
Phase1	SC GR5	432,795419	0,81054852	0,8572066
Phase 2	SC GR5	422,889115	0,82953586	0,87728693
Phase3	SC 502	416,324487	0,84261603	0,89112004
	SC GR5			

Propriétés du gaz pour la partie sud après le mélange

En se référant aux courbes caractéristiques de compresseur et de turbine utilisés pour les stations étudiées nous avons extraits les données suivantes :

Données courbes		
	SCs $N_{iso}=23261$	SC GR5
Puissance nominale turbine ; en [KW]	$N_{iso}=23261$	24430
Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW.s]	$\eta_{iso}=2,66$	-
Facteur correction en tenant compte de température d'admission au compresseur	$N_t=0,95$	0,95

Paramètres de données courbes pour la partie sud

Facteur de correction en tenant compte d'altitude:

SC	SC1	SC2	SC3	SC4	SC5	SC6	SC7	SC8	SC9	SC KHR	SC GR5	SC11
Kp	0,985	0,92	0,94	0,965	0,95	0,955	0,945	0,89	0,955	0,95	0,915	0,942

Facteur de correction en tenant compte de l'altitude des stations

Phases d'exploitation :

Phase max :

Pour cette configuration nous allons étudier le régime de fonctionnement des stations pour un débit de 30 milliards de m³/an où les 2 gazoducs de 52'' de diamètre transportant le même débit seront collectés avant l'entrée des stations. Pour ce débit le nombre de turbocompresseur sera 3 en marche et 1 en stand-by.

En premier lieu, nous allons étudier le régime de fonctionnement pour les stations situées avant le point où s'effectue le mélange des gaz à **Khrechba**, premièrement parce que la densité relative du gaz va être différente suite au mélange avec le gaz provenant de **Aoulef (Adrar)**, la 2^{ème} raison est la différence de débit : avant la station de **Khrechba** une régulation de débit est nécessaire, en injectant 3 milliards m³/an du 1^{er} gazoduc vers le 2^{ème} (le tronçon après **Khrechba** peut transporter seulement 12 milliards/an ajouté à son débit initial sachant qu'avant la station le débit de chaque ligne était 15 milliards m³/an).

Paramètres de fonctionnement:

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
Formule	$T_{asp}^c = T_f$	$P_{asp}^c = P_{asp}^{st} - \Delta P$

SC1	296,93	47,679
SC2	297,176	48,199
SC3	296,354	48,726
SC4	297,194	49,46
SC5	297,12	48,76
SC6	297,18	48,83
SC7	297,08	47,87
SC8	297,419	47,63
SC9	296,9	47,45

Paramètres de fonctionnement pour la phase max (**partie sud**)

• **Calcul préliminaire pour la phase max avant Khrechba :**

Les paramètres calculés dans le tableau ci-dessus vont nous servir pour le calcul des régimes de fonctionnement de compresseur et de la turbine.

Pour toutes les stations, la pression de refoulement est **71bars** sauf pour la station 9 la pression de refoulement est **61 bars**.

Paramètre	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp} (kg/m ³)	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique (n)
Formules	$\frac{P_{ref}^c}{P_{asp}^c}$	$1 - 0,4273 \frac{P_{asp}}{P_{pc}} \left(\frac{T_{asp}}{T_{pc}} \right)^{-3,668}$	$\frac{P_{asp}}{T_{asp} R_g Z_{asp}}$	$T_{asp} \cdot \varepsilon^{\frac{\gamma-1}{\gamma \eta_{pol}}}$	$\frac{1}{1 - \left(\frac{\gamma-1}{\gamma \eta_{pol}} \right)}$
SC1	1,499	0,8526	47,34	327,76	1,317
SC2	1,483	0,8514	47,88	327,17	1,317
SC3	1,467	0,8483	48,72	325,40	1,322
SC4	1,445	0,8476	49,35	325,13	1,322
SC5	1,466	0,8496	48,55	326,19	1,322
SC6	1,464	0,8495	48,62	326,14	1,322
SC7	1,493	0,8523	47,52	327,61	1,322
SC8	1,501	0,8536	47,16	328,39	1,322
SC9	1,296	0,8532	47,08	316,52	1,327

Différents paramètres du gaz pour la phase max (partie sud)

Exemple de calcul :

Calcul du régime de fonctionnement du compresseur des stations :

Cas de SC1 :

D'abord, pour déterminer le nombre de compresseurs nécessaires dans chaque station nous devons calculer la puissance totale de la station qui correspond à un débit donné et à des conditions de pression et de température données, ensuite la divisée sur la puissance disponible pour une seule turbine, pour la **station 1** le calcul est comme suit :

$$n_{com} = \frac{44068,5}{93,57\% * 23261} = 2,0247$$

Alors, le nombre de compresseur nécessaire pour cette station est 3.

Le calcul pour les autres stations des 3 phases se fera de la même manière.

Le débit du compresseur aux conditions standards :

$$Q_{stcom} = \frac{Q_{ligne}^{st}}{n_{com}} = 1141552,511 \text{ m}^3/\text{h}$$

Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration :

$$Q_{asp} = \frac{Q_{stcom} \cdot \rho_{st}}{\rho_{asp}} = 21359,048 \text{ m}^3/\text{h}$$

Le débit du compresseur aux conditions normales :

$$Q_N = \frac{Q_{asp} \cdot \rho_{asp}}{\rho_n} = 1079417,37 \text{ m}^3/\text{h}$$

La hauteur polytrophique :

$$H_{pol} = \frac{1}{g} * \eta_{pol} * R_g * T_{asp} * Z_{asp} * \frac{n}{n-1} * \varepsilon^{\frac{n-1}{n\eta_{pol}}} - 1 = 4405,321 \text{ m}$$

Nous allons ensuite vers la courbe caractéristique du compresseur et nous définissons la vitesse de rotation du compresseur et son rendement polytrophique, en introduisant le débit d'aspiration du compresseur et sa hauteur polytrophique :

Le rendement polytrophique du compresseur :

$$\eta = 86\%$$

La vitesse de rotation de compresseur :

$$\Omega = 5943,25 \text{ tr/min}$$

Le pourcentage de vitesse :

$$\% \Omega = \frac{\Omega}{\Omega_{nominal}} = 91,43\%$$

La puissance absorbée par le compresseur :

$$N_{abs} = \frac{1,02 H_{pol} g Q_n \rho_n}{\eta_{pol} \eta_{mec}} = 14542,613 \text{ KW}$$

Puisque les paramètres de fonctionnement de pressions et de température sont proches dans cette phase, alors prenons un exemple la **station 1**, pour la vérification de point de fonctionnement.

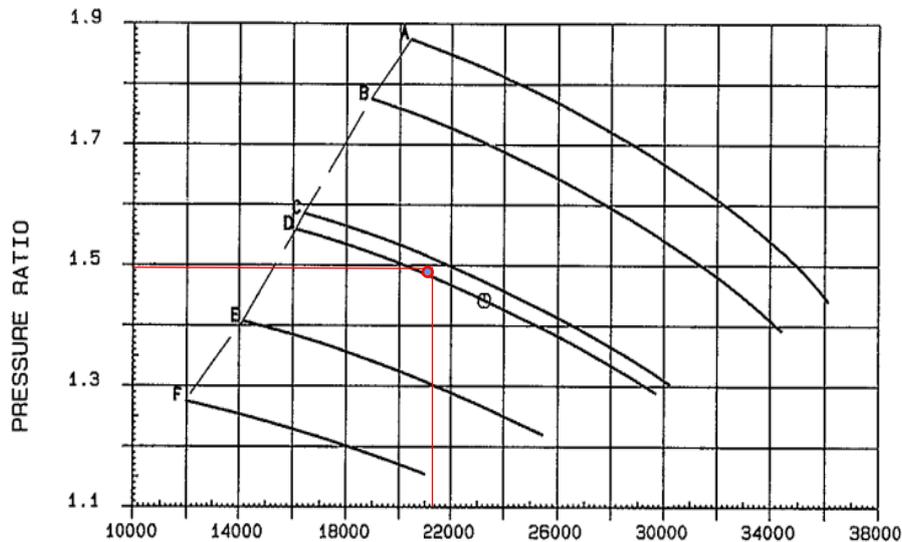


Figure V.53 : Courbe caractéristique du compresseur de la **SC1**

On remarque que le point de fonctionnement est dans la zone de bon fonctionnement, cela nous prouve que le choix de type de compresseur **PCL802**, soit le choix le plus judicieux.

Calcul du régime de fonctionnement de la turbine :

La puissance exigée sur l'arbre de la turbine :

$$N_{turb} = \frac{N_{abs}}{\eta_{accouplement}} = 14689,50 \text{ KW}$$

Le pourcentage de la puissance exigée :

$$\%N_{turb} = \frac{N_{turb}}{N_{nominal}} * 100 = 63,15\%$$

Le pourcentage de la puissance disponible :

$$\%N_{disp} = k_p * \%N_{turb} = 93,57\%$$

NB :

À noter qu'il est nécessaire de vérifier que $\%N_{turb}$ est inférieure à la valeur de $\%N_{disp}$, dans le cas contraire, la turbine n'est pas adaptée pour entrainer le compresseur.

Calcul de la consommation du gaz combustible :

En premier lieu, nous allons examiner la courbe caractéristique de la turbine et nous déterminons le pourcentage de rendement thermique pour la pression 1 bar, en introduisant le pourcentage de vitesse et le pourcentage de puissance :

$$\% \eta_{turb}^{1bar} = 119,33\%$$

Mais la station se trouve à l'altitude 140 m donc il est nécessaire de faire la correction suivante :

$$\% \eta_t = \frac{\% \eta_{turb}^{1bar}}{K_p} = \frac{119,33}{0,985} = 121,14\% = 1,2114^{2,22}$$

Le rendement thermique de la turbine :

$$\eta_t = \frac{1}{\% \eta_t \eta_t^{nom}} = \frac{1}{2,66 * 1,2114} = 0,31$$

Détermination de débit du gaz combustible consommé par un compresseur :

$$Q_{gaz-com} = \frac{N_{turb}}{\eta_t * PCI} = 3971,970 \text{ m}^3/\text{h}$$

Pour les autres stations, le calcul se fera de la même façon.

• **Après Khrechba :**

Phase max après le mélange des gaz :

La SC 11 est destinée seulement pour le TSGP2, elle refoule avec **62,77 bars**.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
SC KHR	297,22	47,78
SC 11(TSGP2)	295,71	46,27
SC GR5	298,85	48,64

Paramètres de fonctionnement pour la phase max après le mélange

Calcul préliminaire pour la phase max après le mélange des gaz :

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SCKHR	1,496	0,8683	44,46	328,46	1,329
SC11	1,367	0,8693	45,24	320,730	1,350
SCGR5	1,469	0,8678	45,05	329,066	1,333

Différents paramètres du gaz pour la phase max après le mélange

Régime du fonctionnement des compresseurs :

Puisque la station GR5 existe, on réalise le calcul avec le nombre de TC actuel (3+1), on obtient les résultats suivants :

$$Q_{asp} = 29180,95 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$H_{pol} = 46,768 \text{ KJ/Kg}$$

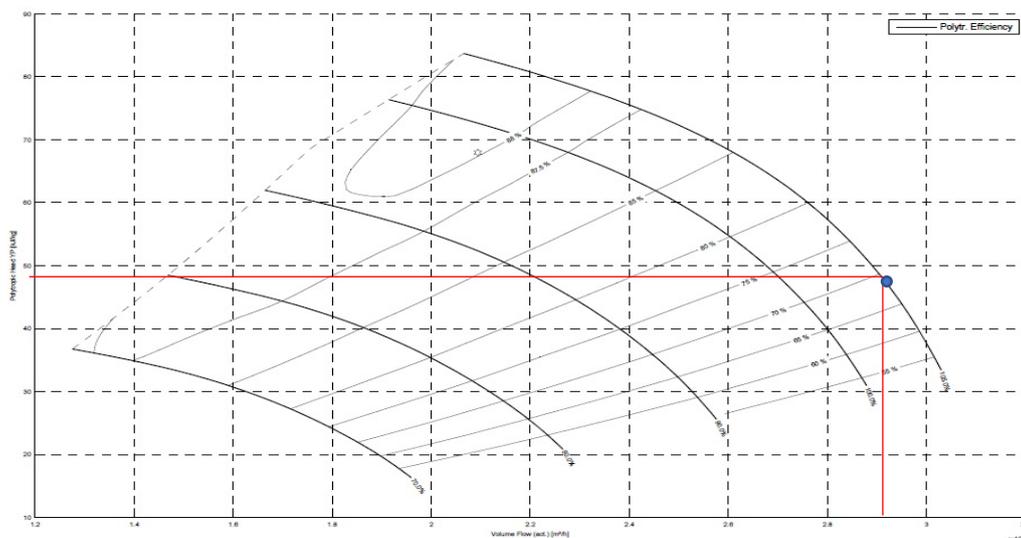


Figure V.54 : Courbe caractéristique de compresseur de la station GR5(3TC en marche)

D'après la courbe on remarque que le point de fonctionnement est dans une zone où la vitesse de rotation de compresseur est supérieure à la vitesse de rotation nominale.

Donc, il est nécessaire de rajouter un quatrième compresseur, les résultats pour 4 TC Sont les suivants :

	SC KHR	SC11	SC GR5
Nombre de compresseur	(4+1)	(1+1)	(4+1)
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm ³ /h]	1170091,32	2054794,521	1170091,32
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [m ³ /h]	22172,723	40047,731	21886,985
Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [nm ³ /h]	1106402,81	1942951,274	1106402,810
La Hauteur polytropique ; en [m]	4681,99	3587,818	4488,476
Le rendement polytropique	0,86	0,820	0,8518

La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	5991	5916,670	7074,375
Le pourcentage vitesse ; en [%]	92,16	91,025	91,870
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	15069,995	21273,884	14594,721

Régime de fonctionnement des compresseurs pour la phase max après le mélange

Pour la station SC 11, puisque le débit (18 milliards m³/an) est inférieur au débit total (30 milliards m³/an), un seul compresseur de **type PCL801** suffira.

Régime des turbines :

	SC KHR	SC11	SCGR5
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	15222,218	21488,771	14742,142
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	65,44	87,96	60,34
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	90,25	89,49	86,92
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	108,33	-	-
Le rendement thermique de la turbine	0,33	-	-
Débit du gaz combustible de la station ; en [m ³ /h]	3302,522	-	-

Régime des turbines pour la phase max après le mélange

Le régime de fonctionnement de la phase 1:

Pour cette phase le débit transporté sera 12 milliards m³/an.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)	P_{ref}^c
SC1	296,14	48,26	65,5
SC2	295,39	48,09	65,5
SC3	295,31	48,18	64,5
SC4	295,73	48,81	64,5
SC5	295,68	47,92	64,5
SC6	295,91	48,19	64,5

SC7	295,25	47,85	64,5
SC8	296,24	48,14	64,5
SC10(KHR)	295,55	48,35	69,5
SC(GR5)	294,89	50,91	71,5

Paramètres de fonctionnement pour la phase 1 partie sud

Calcul préliminaire pour la phase 1 :

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SC1	1,357	0,8493	48,23	319,46	1,330
SC2	1,362	0,8484	48,23	318,79	1,327
SC3	1,338	0,8480	48,36	319,14	1,338
SC4	1,321	0,8468	48,99	317,31	1,338
SC5	1,345	0,8495	47,95	318,89	1,341
SC6	1,338	0,8491	48,21	318,25	1,338
SC7	1,347	0,8489	47,98	318,10	1,347
SC8	1,339	0,8499	48,06	318,55	1,330
SCKHR	1,437	0,8746	43,21	324,33	1,344
SCGR5	1,4	0,8669	46,01	324,02	1,383

Différents paramètres de gaz pour la phase 1 partie sud

D'après les résultats, on déduit que toutes les stations de cette phase, pour un débit de 12 milliards m³/an ont besoin d'un seul TC en marche sauf la station GR5 qui nécessite de faire fonctionner 2 TC.

Régime de fonctionnement de la phase 2:

Pour cette phase, le débit transporté sera 20 milliards m³/an.

En premier lieu, nous étudions le régime de fonctionnement de compresseur et de la turbine.

- **Avant Khrechba :**

Toutes les stations citées dans le tableau ci-dessous refoulent avec **71 bars**.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
SC2	295,28	47,19

SC4	296,32	52,52
SC6	296,36	50,27
SC8	296,28	48,08

Tableau : Paramètres de fonctionnement pour la phase 2 avant le mélange

Calcul préliminaires de la phase 2 avant le mélange des gaz à Khrechba :

Paramètre	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SC2	1,515	0,8511	47,2	326,38	1,317
SC4	1,361	0,8364	53,26	319,47	1,322
SC6	1,422	0,8435	50,55	322,94	1,322
SC8	1,487	0,8501	47,98	326,38	1,322

Tableau : Différents paramètres de gaz pour la phase 2 avant le mélange

Régime de fonctionnement des compresseurs :

	SC2	SC4	SC6	SC8
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en [Sm ³ /h]	Q _{st} =1141552,511			
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; en [m ³ /h]	21422,691	18982,971	20003 ,301	21074,088
Le débit du compresseur aux conditions normales ;en [Nm ³ /h]	Q _n =1079290,441			
La Hauteur polytropique ; en [m]	4491	3241,970	3757,86	4299,105
Le rendement polytropique	0,86	0,85	0,85	0,85
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	5991	5222,22	5533,33	5838,20
Le pourcentage vitesse ; en [%]	92,16	80,34	85,12	89,81
La puissance absorbée par le compresseur; en [KW]	14825,444	10828,123	12551,186	14338,995

Tableau : Régime de fonctionnement de compresseur pour la phase 2 avant le mélange

D' après le calcul, cette phase nécessite 2 TC en marche dans chaque station.

Régimes des turbines :

	SC2	SC4	SC6	SC8
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	14975,444	10937,498	12677,965	14483,833
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	64,37	47,02	54,50	62,26
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	87,4	91,67	90,72	84,55
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	108,90	119,14	115,60	110,15
Le rendement thermique de la turbine	0,318	0,305	0,311	0,304
Débit du gaz combustible de la station ; en [m ³ /h]	3956,446	3013,934	3426,228	4000,954

Tableau : Régime des turbines pour la phase 2 avant le mélange

• **Phase 2 après le mélange :**

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
SC KHR	296,73	49,51
SC GR5	296,02	49,15

Paramètres de fonctionnement de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Calcul préliminaire de la phase 2 après le mélange :

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SC KHR	1,444	0,8667	325,612	1,338
SC GR5	1,454	0,8665	325,12	1,333

Différents propriétés de gaz pour la phase 2 après le mélange

Premièrement, on réalise le calcul de régime de fonctionnement pour le nombre actuel de TC (3+1), les résultats sont les suivants :

$$Q_{asp}=21036,266 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\xi=1,454$$

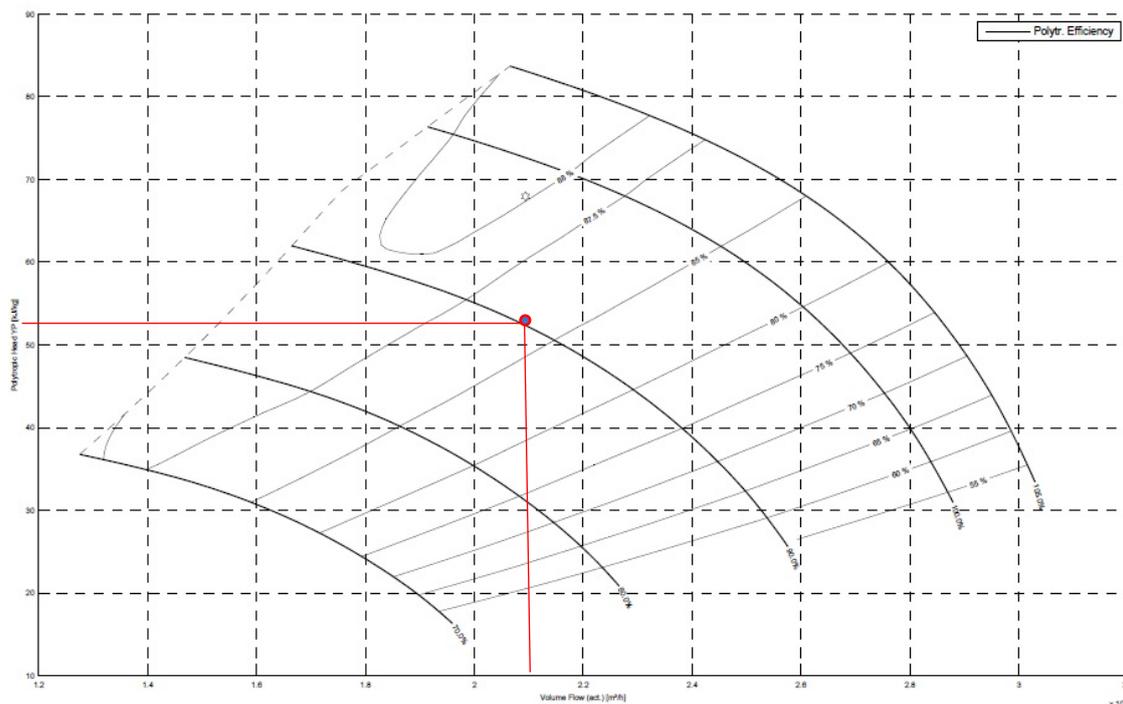


Figure V.55 : Courbe caractéristique de compresseur de GR5 pour la phase 2

On remarque que le point de fonctionnement est dans la plage de bon fonctionnement, alors pour cette phase le nombre de TC actuel suffira.

Régime de compresseur :

	SC Khrechba	SC GR5
Nombre de compresseur	(3+1)	(3+1)
Le débit du compresseur aux conditions standards [Sm^3/h]	1148972,603	1148972,603
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration [m^3/h]	20938,191	21036,266
Le débit du compresseur aux conditions normales [Nm^3/h]	1086433,59	1086433,588
La Hauteur polytropique [m]	4305,742	5285,116
Le rendement polytropique	0,85	0,8577
La vitesse de rotation de compresseur [tr/min]	5711,11	6930
Le pourcentage vitesse [%]	87,86	90
La puissance absorbée par le compresseur [KW]	13555,184	16490,228

Régime de compresseur de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Régime de la turbine :

	SC Khrechba	SC GR5
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine; en [KW]	13692,105	16656,796
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	58,86	68,18
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	90,25	86,925
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	109	-
Le rendement thermique de la turbine	0,328	-
Débit du gaz combustible de la station ; en [m ³ /h]	3363,392	-

Régime de la turbine de SC GR5 pour la phase 2 après le mélange

Interprétation pour les 3 phases de la partie sud :

- **Pour la phase max** : un débit de 30 milliards de m³/an sera transporté qui nécessite l'installation de 3TC (3+1) dans les stations situés avant le mélange de gaz à la station de **Khrechba**.

Pour les stations situées après le mélange, on a la SC11 qui nécessite l'installation d'un seul TC (1+1), la SC de khrechba qui necessite l'installeion de 5TC(4+1) et la station GR5 qui existe déjà dont il est necessaire de lui rajouter un quatrième TC pour comprimer le débit max.

- **Pour la phase 1** : un débit de 12 milliards m³/an sera transporté via une seule conduite de STC TSGP, les stations situées avant le mélange nécessite 1 seul TC (1+1) en marche et pour la station GR5 2TC (2+2) sont indispensable, pour la station de khrechba 2 TC sont nessaire.

- **Pour la phase 2** : les stations situées avant le mélange nécessitent 2 TC en marche et pour la SC GR5 située après le mélange, la totalité de son nombre de TC actuel seront en marche et pour la station de khrechba 3TC seront en marche.

Récapitulation pour les 3 phases d'exploitation :

	Phase max				Avant	Phase1		Phase2		
	Avant	Après le mélange				Après le mélange	Avant	Après le mélange		
Nombre de station	9 SC	SC 11 TSGP2	SC KHR	SC GR5 TSGP	8 SC	SC KHR	SC GR5	4 SC	SC GR5	SC KHR
Type de compresseur	PCL 802	PCL 801	PCL 802	STC-SV	PCL802	PCL 802	STC-SV	PCL 802	SCT-SV	PCL 802

Simulation des paramètres d'exploitation du gazoduc TSGP

Type de turbine	PGT-25	SGT-600	PGT-25	SGT-600	PGT-25	PGT 25	SGT-600	PGT-25	SGT-600	PGT25
Nombre de TC nécessaire	(3+1)	(1+1)	(4+1)	(4+1)	(1+1)	(2+1)	(2+2)	(2+1)	(3+1)	(3+1)

Étapes de réalisation du projet :

	Description
Phase 1 Transport de 12 MSm³/an	Réalisation d'un seul gazoduc de 52 pouces reliant TD-Nigéria au PC- Khrechba (longueur approximative : 3704 km)
	Réalisation de l'extension GR7 du PC2 au PC4 soit 109 Km et $\phi = 48''$
	Réalisation de 8 stations de compression
	Relance du projet de réalisation de la station Khrechba
	Avant Khrechba : Réalisation de 02 Turbocompresseurs dans chaque station (un compresseur en service et l'autre en secours « stand-by ») Après Khrechba : l'installation d'un turbocompresseur (TC) au niveau de la station SC.GR5 permettra la mise en service de 2 compresseurs en marche et 2 stand-by.
Phase 2 la capacité totale transportée 20 MSm³/an	Réalisation 2ème gazoducs 52" reliant TD-Nigéria-SC et Khrechba-SCGR5 qui vas transporter 10 MSm ³ /an avec une longueur totale de L = 4161 km
	Fonctionnement des stations paires et la mise des stations impaires hors service
	Avant Khrechba : Ajout d'un turbocompresseur par station (passage à 2 compresseurs en service et 1 en secours "stand-by")
	Après Khrechba : Installation d'un turbocompresseur (TC) au niveau de la station SC.GR5, permettant la mise en service de 3 compresseurs et 1 en stand-by
Phase 3 (100% de la capacité de transport)	Réalisation des stations restant SC9 et SC11
	Avant le Khrechba : 4 TC par station (3 en service et 1 en secours "stand-by") Après Khrechba : <ul style="list-style-type: none"> • Au niveau de SC11 : 2 TC en service et 1 TC en secours ("1+1") • Au niveau de SC.GR5 : 4 TC en service et 1 TC en secours ("4+1")

La Partie nord

L'Algérie dispose d'un réseau de transport de gaz vaste qui s'étend sur **11 735 km**, reliant les champs de production aux centres de consommation nationaux et aux frontières internationales.

Dans la perspective de l'augmentation des volumes de gaz en provenance du Nigéria via le gazoduc Transsaharien (TSGP), il est pertinent d'évaluer la capacité du réseau algérien à absorber ces flux supplémentaires. Cette analyse permettra de déterminer si les infrastructures existantes sont suffisantes ou si des modifications ou des constructions nouvelles seront nécessaires.

L'analyse doit s'étendre aux trois gazoducs internationaux qui relient l'Algérie avec l'Europe :

1. **Gazoduc Trans-Méditerranéen (GEM) ou Enrico Mattei (EM)** : Sa capacité max de 32,72 milliards m^3/an
2. **Gazoduc Pedro Duran Farrell (GPDF)** : Sa capacité max de 11,47 milliards m^3/an
3. **Gazoduc GZ4** : Sa capacité max de 11,25 milliards m^3/an



Figure IV.56 : Tracé de réseau algérien nord

Le tableau fournit une vue d'ensemble des gazoducs algériens :

DENOMINATION	OUVRAGE	DIAMETRE (pouce)	DEPART	ARRIVEE	LONGUEUR (Km)	CAPACITE		
						Réelle	Réservée	Disponible
						Milliards de Sm ³ /an		
Réseau Sud					4 113	65,200	56,196	9,004
STC GR1/GR2 et ses Expansions GR4 et GR6	GR1	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966	51,100	46,001	5,099
	GR2	42"/48"	Alrar	Hassi R'Mel	966			
	GR4	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	535			
	GR6	48"	Rhourde Nouss	Hassi R'Mel	531			
STC GR5 et son Expansion GR7	GR5	48"/56"	Reggane	Hassi R'Mel	770	14,100	10,195	3,905
	GR7	48"	PC04-GR5	Hassi R'Mel	345			
Réseau Nord					7 622	137,518	108,616	28,902
STC GZ1/GZ2/GZ3	GZ1	40"	Hassi R'Mel	Arzew	507	40,648	27,048	13,600
	GZ2	40"	Hassi R'Mel	Arzew	511			
	GZ3/RGZ3	42"	Hassi R'Mel	Arzew	517			
STC GZ4	GZ4	48"	Hassi R'Mel	Arzew	513	11,250	10,137	1,113
		48"	Moctaa Douz	BENI SAF	120			
STC GZ0	GZ0	24"/20"	Hassi R'Mel	Arzew	509	-	-	-
STC GG1	GG1	42"	Hassi R'Mel	Bordj Ménail	437	11,300	10,233	1,067
	RGG1	42"	Medjedel	Bordj Ménail	208			
STC GPDF et son Extension EGPDF	GPDF	48"	Hassi R'Mel	El Aricha	521	11,470	11,074	0,396
	EGPDF	48"	El Aricha	BENI SAF	198			
STC GO1/GO2/GO3	GO1	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548	32,720	27,722	4,998
	GO2	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
	GO3	48"	Hassi R'Mel	Oued Saf Saf	548			
STC GK1/GK2	GK1	40"	Hassi R'Mel	Skikda	575	20,470	17,674	2,796
	GK2	42"	Hassi R'Mel	Skikda	576			
STC GK3	GK3	48"	Hassi R'Mel	Mechtatine	432	9,660	4,729	4,931
		48"	Mechtatine	El Kala	267			
		48"	Tamlouka	Skikda	87			
Total Gaz Naturel					11 735	202,718	164,812	37,906

Figure IV.57 : Caractéristiques des gazoducs Algérien

La phase 1

Objectif: Distribuer 12 milliards de mètres cubes de gaz naturel par les étapes suivantes :

1. Alimentation des gazoducs existants à leur capacité maximale :

- Gazoduc GEM: 4,998 milliards Sm³/an
- Gazoduc GPDF: 0,396 milliard Sm³/an

- Gazoduc GZ4: 1,113 milliard Sm³/an

Pour arriver à leur capacité max, on ajoute



: 2. 2eme étape : Augmentation de la capacité du GEM :

- Ajout de 5,493 milliards Sm³ au GEM, portant son total à 38,213 milliards Sm³/an.

Phase 1



GEM :

- Avec sa capacité max :

$Q = 32,72 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

Schéma explicatif du GEM à son exploitation maximale avec les points de prélèvements essentiels

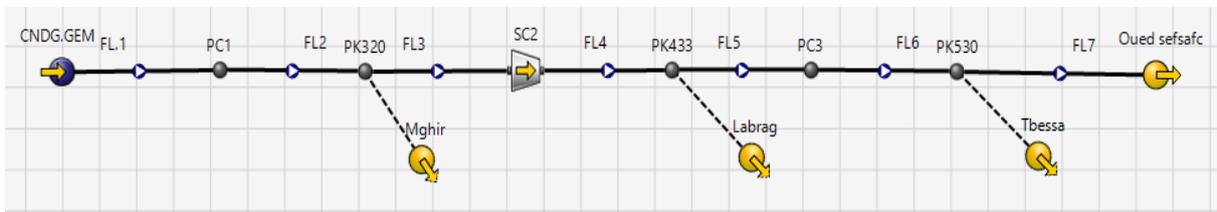


Figure V.58: Représentation de GEM sur PIPESIM

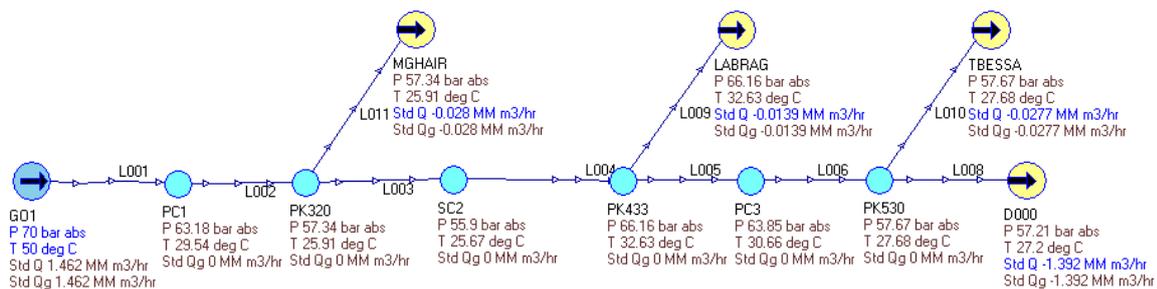


Figure V.59 :Figure : Représentation de GEM su PIPESIM

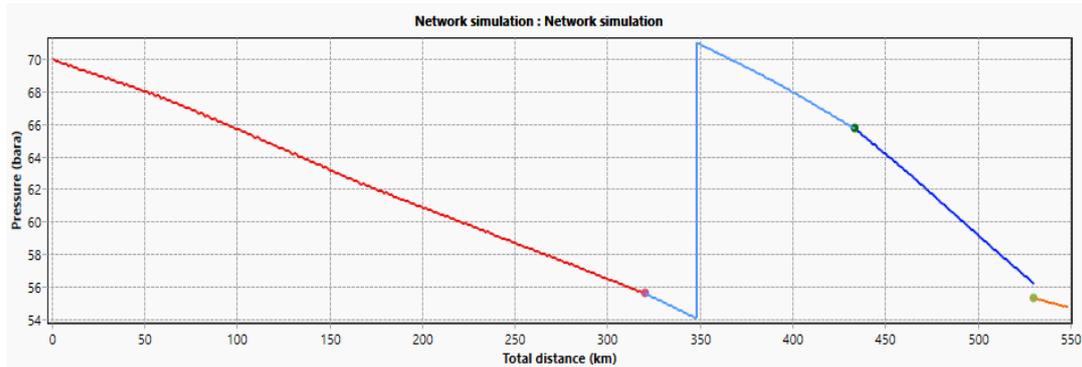


Figure V.60 : Variations de pression de GEM

- après avoir dépassé sa capacité maximale:

5,493 milliard Sm^3/an peut s'ajouter au débit de GEM

$$Q = 32,72 + 5,493 = 38,213 * 10^9 \text{ Sm}^3 / \text{an}$$

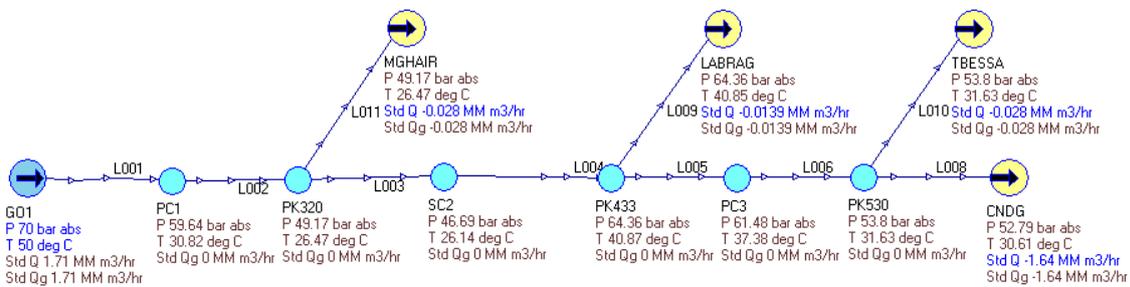


Figure V.61: représentation de la ligne sous PIPEPHASE

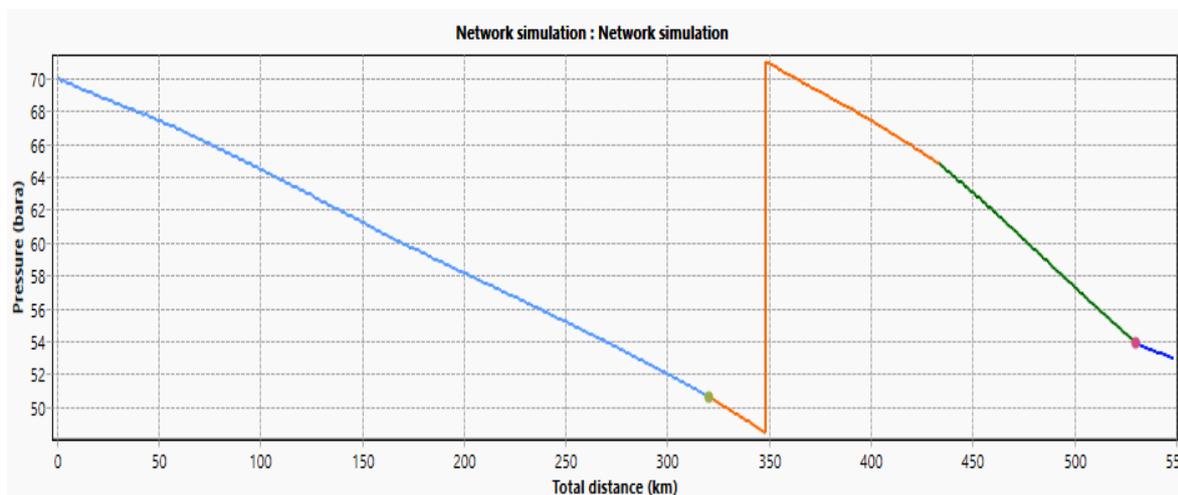


Figure IV.62 :Le profil de pression dans GEM après l'ajout de 5,493 milliard Sm^3/an à sa capacité maximale sur Pipesim

Les points essentiels de la ligne :

	PK	Z
TD HRM	0	749
PC1	168	449,5
Point de prélèvement (Mghir)	320	19,03
SC2 (Ain naga)	348	-1,6
Point de prélèvement (Labraga)	433	135,97
PC3	461	305
Point de prélèvement (Tbessa)	530	793,99
TA : Oued sefsaf	548	702,5

Tableau : point essentielles de GEM

GZ4 .

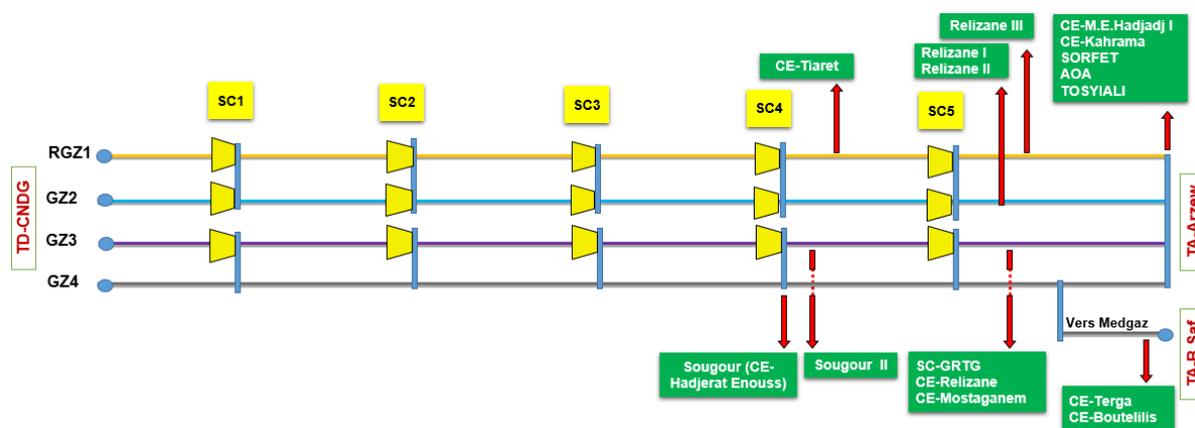


Figure V.63: Schéma de STC GZ1/2/3/4

	PK	Z
TD HRM	0	749
PC1	74	840
PC2	145	1045
PC3	225	970
PC4+ point de prélèvement (CE)	297	1235
PC5	399	506
Mectaa Douz	484	11
TA : Beni saf	604	

Tableau : point essentielles de GZ4

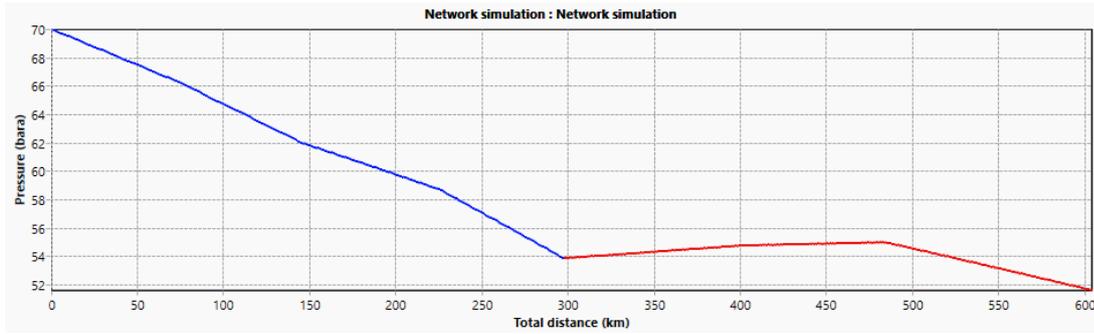


Figure V.64: Variation de pression de GZ4 avec sa capacité max $Q= 11,25 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

GPDF :

	PK	Z
TD HRM	0	749
PC1	87	787,9
PC2	175	807
SC3+ point de prélèvement (Bechar)	267	965,96
PC4	341	1225,6
PS18 :point de prélèvement (Mechria)	380	1126,59
PC5	441	1077,31
Point de prélèvement (Arivha)	500	1159,3
TA.GPDF	520	951
PC1	623	1126
TA.EGPDF	717	76

Tableau : point essentielles de GPDF

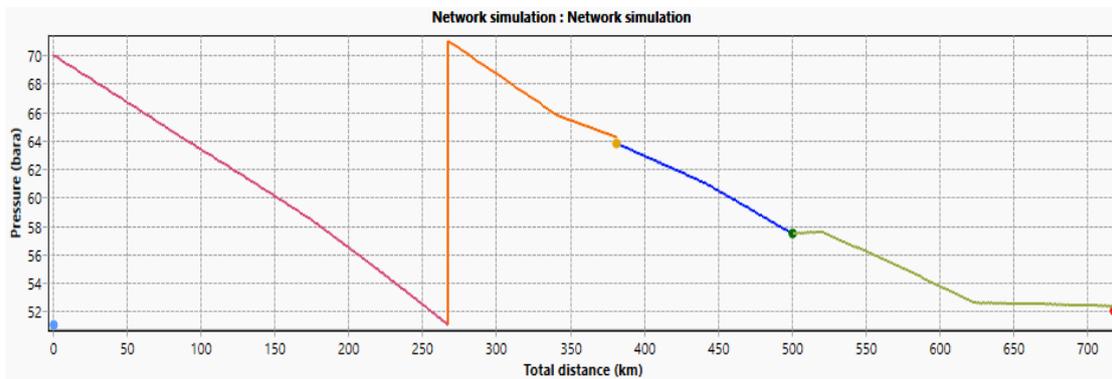
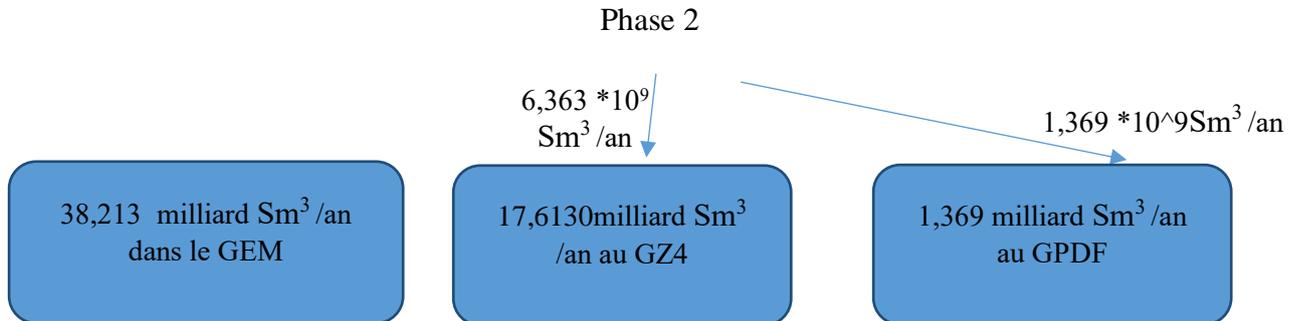


Figure V.65: Le profil de pression de GPDF avec sa capacité max $Q = 11,47 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

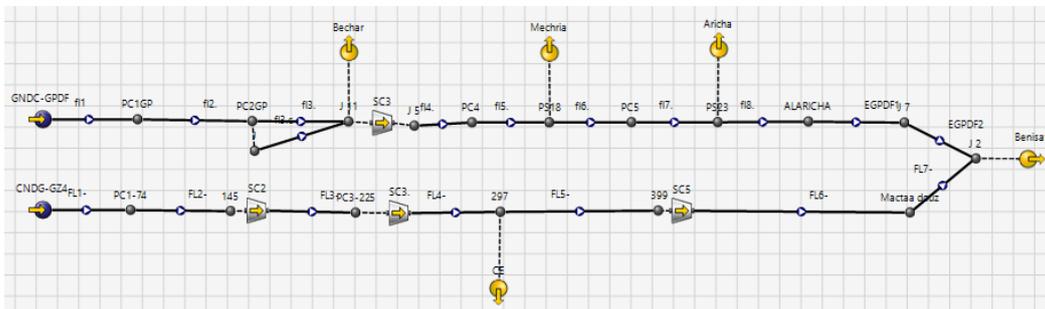
Phase 2

On va ajouter un débit de $8 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$ aux deux gazoducs (GZ4 et GPDF)

$$Q = (11,47 + 11,25 + 8) \cdot 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an} = 30,72 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$$



Augmenter le débit des gazoducs GZ4 et GPDF de 8 milliards de Sm^3/an



Variation de pression sur GPDF : $Q = 479,3715 \text{ Sm}^3/\text{s} = 12,8394 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

	PK	Pf (bara)	P ref (bara)
CNDG	0		70
SC3	267	54,41	71
Beni saf	717	48,74	

Variation de pression sur GZ4 : $Q = 657,5956 \text{ Sm}^3/\text{s} = 17,6130 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$

	PK	Pf (bara)	P ref (bara)
CNDG	0		70
SC2	145	48,03	60
SC3	225	47,77	67
SC5	399	47,34	67
SC Beni saf	604	48,74	

À ce stade deux choix s'imposent, le choix entre la construction d'une station de compression supplémentaire et la réalisation d'un looping (section de pipeline parallèle)

Looping de 48" de diamètre et de 92 km de longueur (PC2 à SC3):

Avantage :

- Coût d'investissement initial potentiellement plus faible.

- Impact visuel et sonore réduit.
- Peut éviter la nécessité d'une station de compression avec un faible taux de compression et ses inefficacités associées.

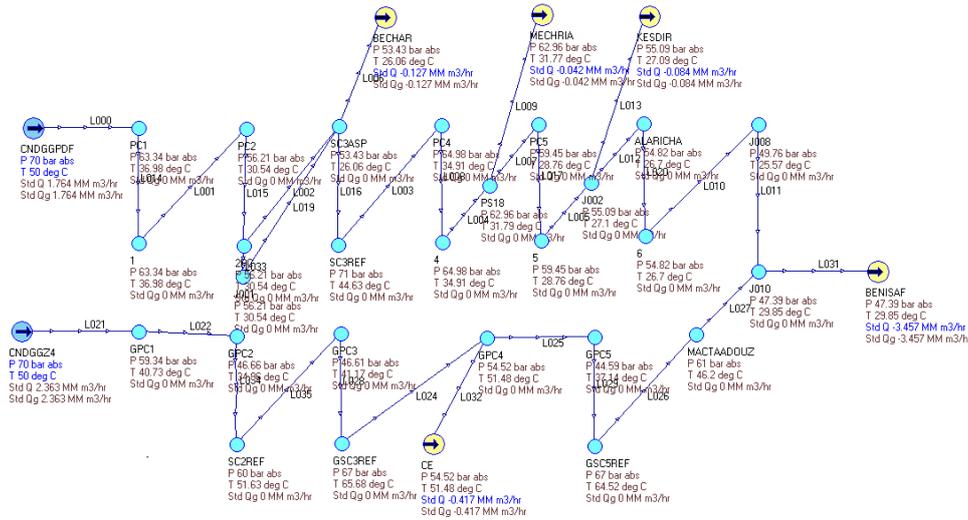


Figure V.66 : Le GZ4 et GPDF sous PIPEPHASE

La figure représente les variations de pression le long du GPDF après la mise en œuvre de deux mesures : l'augmentation de débit et l'ajout de looping.

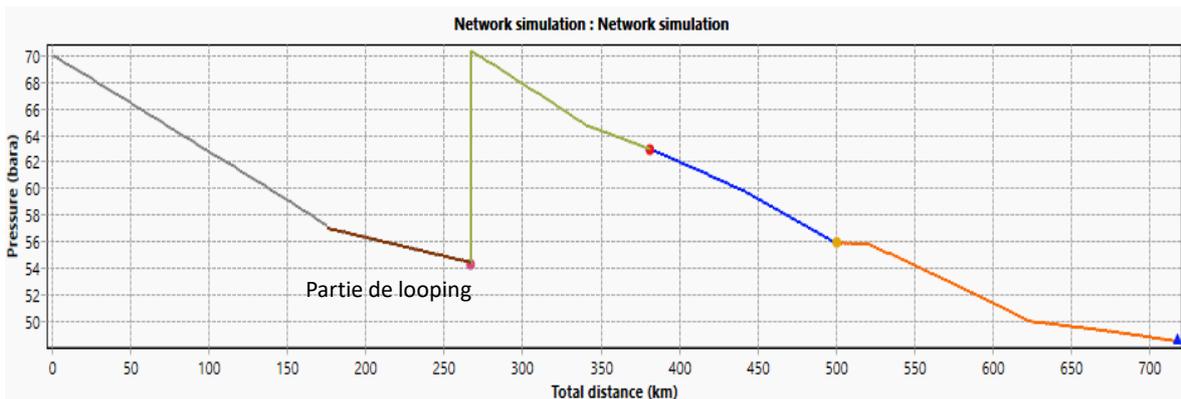


Figure V.67 : représente les variations de pression le long du GPDF

Cas d'ajout d'une station :

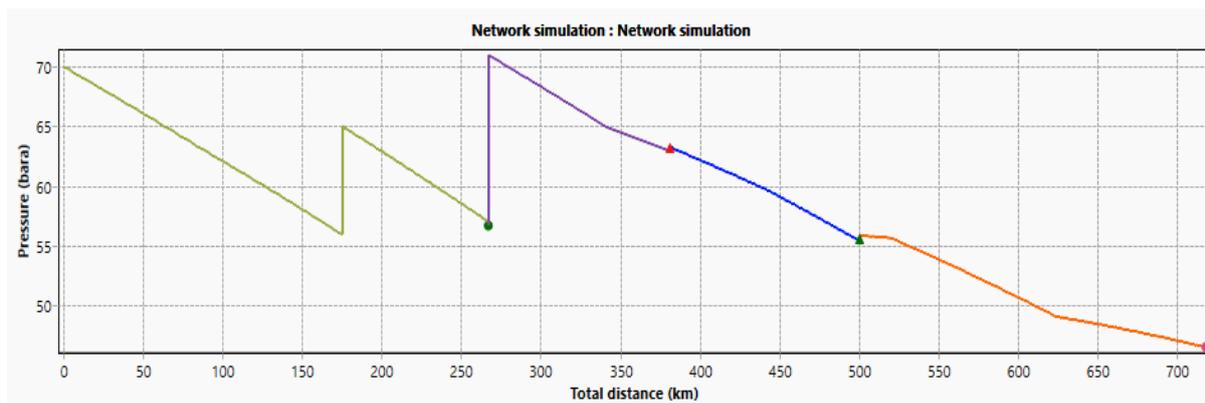


Figure V.68: variation de pression de GPDF en cas d'ajout de SC2

Variation de pression sur GZ4 :

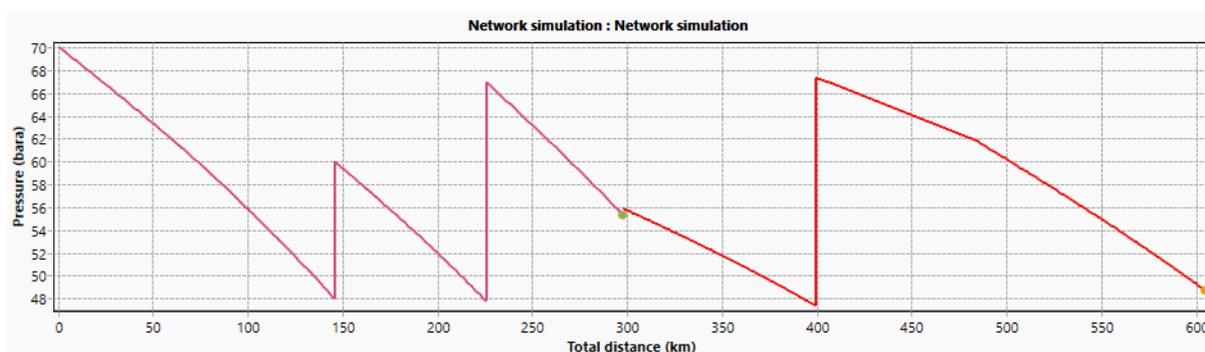


Figure V.69 :Variation de pression sur GZ4 apres l'activation de SC2,SC3, SC5

Interprétations des résultats :

Impact de l'ajout de 8 milliards Sm^3/an dans les gazoducs GPDF et GZ4

L'augmentation du débit annuel de gaz de 8 milliards de Sm^3/an dans les gazoducs GPDF et GZ4 nécessite plusieurs modifications pour garantir un fonctionnement efficace et sûr. Voyons en détail les actions proposées et leurs implications :

- **Pour le GPDF/EGPDF :**

Réalisation d'un looping de PC1 à PC2 :

Objectif: la construction d'un tronçon de pipeline parallèle entre PC1 et PC2, vise à maintenir la pression d'aspiration de la station de compression GPDF au-dessus de 50 bar.

Raison: Le débit de gaz supplémentaire augmentera les pertes de charge le long du pipeline, ce qui pourrait réduire la pression d'aspiration en dessous du minimum requis. Le looping augmente efficacement le débit transité dans le pipeline, réduisant les pertes de charge et garantissant une pression d'aspiration adéquate pour la station de compression.

- **Pour le GZ4 :**

Activation des stations SC2, SC3 et SC5 dans GZ4 :

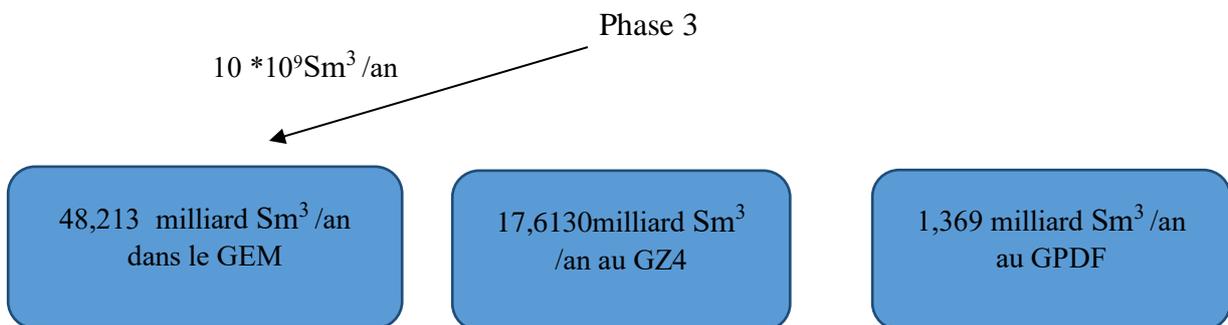
Objectif: vise à fournir une augmentation de pression suffisante pour gérer l'augmentation du débit de gaz.

Raison: Le pipeline GZ4 est connecté au pipeline GZ3, qui dispose déjà de stations de compression en fonctionnement. Cependant, le débit de gaz supplémentaire nécessite une augmentation de pression supplémentaire pour maintenir le débit et la pression requis le long du pipeline GZ4. L'activation de ces stations fournira l'augmentation de pression nécessaire pour assurer un transport fluide du gaz.

La phase 3

L'ajout de $10 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{s}$ au débit GEM précédent entraîne une augmentation significative du débit total. Le nouveau débit,

$$Q = (38,213 + 10) * 10^9 = 48,213 * 10^9 \text{ Sm}^3/\text{an}$$



Ce qui représente un saut substantiel par rapport au niveau précédent.

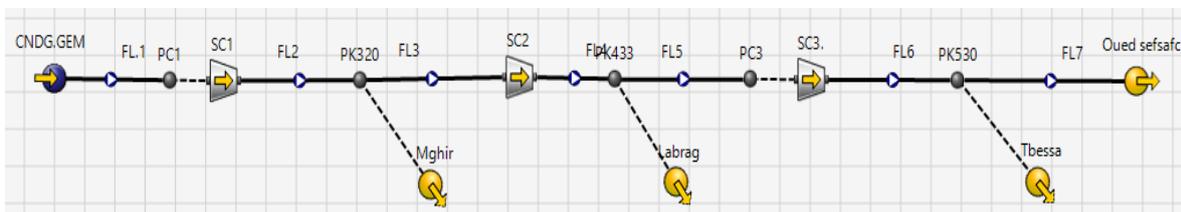


Figure V.70 : représentation de la ligne GEM après l'ajout de 2 SC

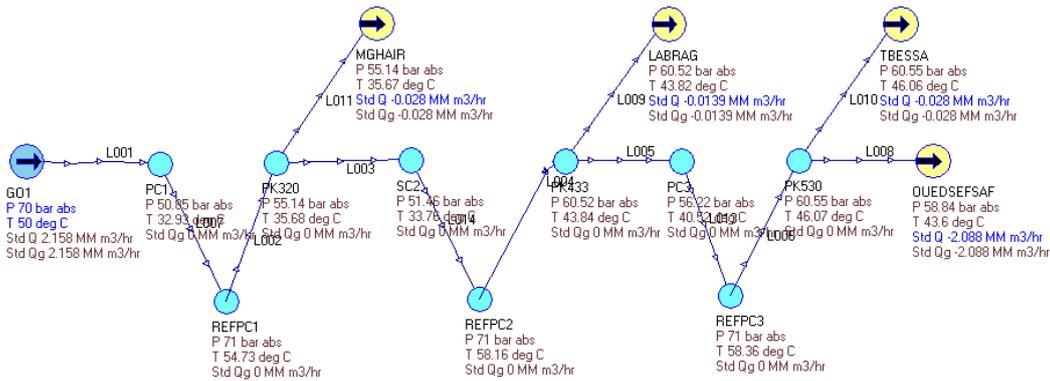


Figure V.71: représentation de la ligne GEM après l'ajout de 2 SC sous PIPEPHASE

Variation de pression le long de pipeline GEM :

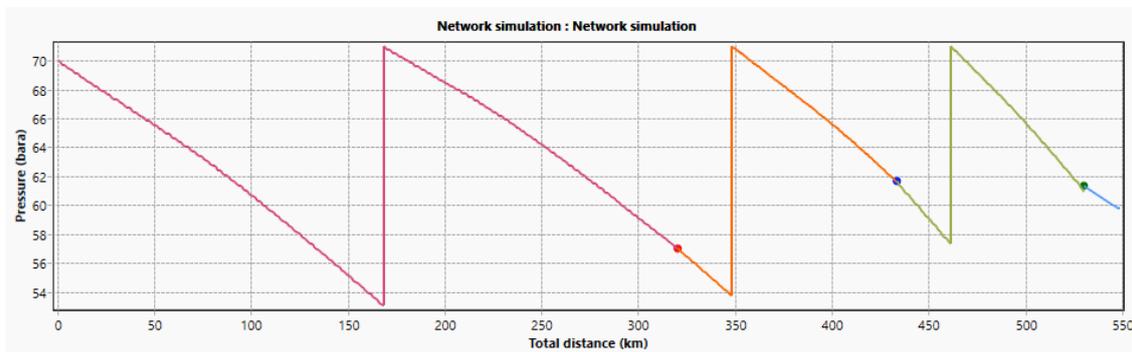


Figure V.72: Variation de pression de GEM

Interprétation :

L'augmentation proposée du débit représente un saut significatif de capacité. Cette augmentation substantielle aura probablement un impact notable sur le profil de pression le long du pipeline.

L'activation des stations de compression PC1 et PC3 permettront de maintenir le profil de pression requis le long du pipeline, garantissant que le débit de gaz accru peut être transporté de manière sûre et efficace vers l'Italie.

Le volume de 30 milliards de m³/an de gaz nigérian représente une quantité importante, équivalente à environ 25% de la production gazière actuelle de l'Algérie. Cela met en évidence l'ampleur du projet de transport de ce gazoduc et les défis logistiques qu'il implique. L'utilisation des gazoducs algériens existants (GZ4, GPDF et GEM) pour transporter une partie de ce gaz est une solution viable et économique. Cela permet de tirer parti des infrastructures déjà en place, évitant la construction de nouveaux gazoducs entiers, tout en

nécessitant des travaux d'adaptation pour les rendre compatibles avec le transport de gaz nigérian.

Même en utilisant les gazoducs algériens existants, des modifications importantes seront nécessaires pour augmenter leur capacité et les adapter au transport de volumes de gaz aussi importants. Ces modifications pourraient inclure l'ajout des stations de compression pour augmenter la pression du gaz, l'installation de stations de régulation pour contrôler le débit, et le renforcement des infrastructures existantes pour garantir leur sécurité et leur fiabilité.

Régime de fonctionnement des stations de la Partie nord :

Les données :

	Données fixes			
	Phase 1	Phase2		Phase3 (max)
	GEM	GPDF	GZ4	GEM
Débit ligne ; en [Sm ³ /h]	5136155,91	1810215,05	2320430,11	6493682,8
Densité relative Δ	0,65	0,66		0,66
Vitesse de rotation nominale ;en [tr/min]	6500			
Pouvoir calorifique inférieur du gaz ; en [KJ/m ³]	38541,376	38963,3031		39347,1391
Masse volumique du gaz aux conditions Standard ; en [Kg/m ³]	18,94	19,13		19,32

Tableau : Paramètres de calcul (**Partie nord**)

Calcul des paramètres fixes :

Paramètres	R_{gaz} [J/Kg°k]	ρ^{st} [Kg/m ³]	ρ^n [kg/m ³]
Phase1	438,96	0,7991	0,8451
Phase2	434,6	0,8071	0,8536
Phase3	430,33	0,8151	0,8621

Tableau: Paramètres fixes (Partie nord)

En se référant aux courbes caractéristiques de compresseur et de turbine utilisés pour les stations étudiées nous avons extraits les données suivantes :

Données courbes				
	GZ4			SC3 (GPDF)
	SC2	SC3	SC5	
Puissance nominale turbine ; en [KW]	10745,6			23261
Rendement thermique nominal turbine [KJ/KW.s]	3,85			2,65
Facteur correction tenant compte de température d'admission au compresseur.	0,935			0,95
Facteur de correction tenant compte de l'altitude de la station.	0,89	0,9	0,95	0,89

Tableau : données courbes pour la partie nord

Phase 1 :

Pour cette phase seulement le régime de fonctionnement de SC Ain-Naga qui va changer puisque on a ajouté 5,493 milliards m³/an au débit max de STC GEM par contre le GPDF et le GZ4 vont fonctionner avec leur régime max.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
Sc AIN-Naga	297,46	47,93

Tableau : Paramètres de fonctionnement de SC Ain-Naga

Pour cette station le facteur de correction de puissance tenant compte de l'altitude est : $K_p=1$

Calcul préliminaire de SC Ain-Naga :

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SC Ain-Naga	1,491	0,8878	41,34	330,95	1,363

Tableau : Différentes propriétés du gaz pour SC Ain-Naga (phase1)

Régime de fonctionnement de compresseur :

La station d'Ain-Naga dispose de 4 TC (3+1), étudions d'abord le régime de fonctionnement pour le nombre de compresseur actuel, le calcul nous donne le résultat suivant :

$Q_{asp}=32978,179 \text{ m}^3/\text{h}$

Le taux de compression est $\epsilon=1,491$

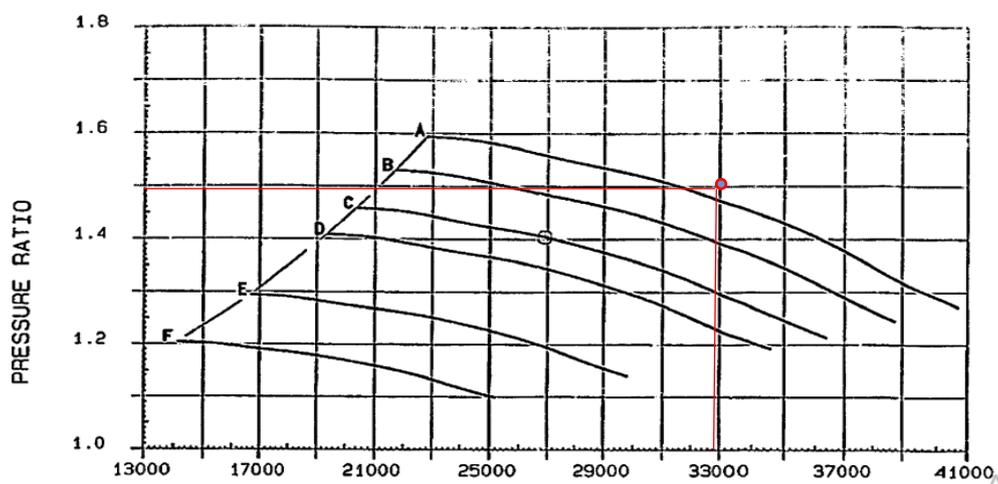


Figure V.73: courbe caractéristique de compresseur de SC Ain-Naga pour la phase 1

On remarque que le point de fonctionnement est dans une zone où la vitesse de rotation dépasse la vitesse de rotation nominale, donc il est nécessaire d'ajouter un quatrième compresseur, les résultats pour 4 TC sont les suivants :

	SC Ain-Naga
Nombre de compresseur	(4+1)
Le débit du compresseur aux conditions standards; en [Sm ³ /h]	1284005,376
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration; en [m ³ /h]	24818,128
Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [Nm ³ /h]	1214116,476
La Hauteur polytropique ; en [m]	5043,512
Le rendement polytropique	0,83
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	6377,53
Le pourcentage vitesse ; en [%]	98,11
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	17505,922

Tableau : Régime de fonctionnement de compresseur de SC Ain-Naga (phase1)

Régime de la turbine :

	SC Ain-Naga
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	17682,75
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	76,01
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	95
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	105,63
Le rendement thermique de la turbine	0,356
Débit du gaz combustible de la station ; en [m ³ /h]	4633,058

 Tableau : Régime de turbine de **SC Ain-Naga (phase1)**
Phase2 :

Pour cette phase 8 milliards m³/an vont être dispatché entre le GPDF et le GZ4.

Dans ce cas nous étudions le nouveaux régime des stations (SC3) et (SC2, SC3, SC5) des lignes GPDF et GZ4 respectivement.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)	P_{ref}^c
SC3(GPDF)	300,14	53,91	71,5
SC2(GZ4)	304,88	47,53	60,5
SC3(GZ4)	309,66	47,27	67,5
SC5(GZ4)	311,68	46,84	67,5

Tableau : Paramètres de fonctionnement des compresseurs (phase 2)

Calcul préliminaire de la phase 2 :

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique γ /adiabatique γ

SC3(GPDF)	1,326	0,8746	47,25	323,16	1,354
SC2(GZ4)	1,272	0,8956	40,05	321,48	$\gamma=1,281$
SC3(GZ4)	1,427	0,9019	38,94	334,88	1,281
SC5(GZ4)	1,441	0,9051	38,20	337,74	1,281

Tableau : Différentes propriétés du gaz (phase2)

Régimes des compresseurs :

En premier lieu, on réalise le calcul de ces stations pour le nombre de TC actuel, pour le cas de SC3(GZ4) le nombre de TC est (3+1), le calcul nous donne les résultats suivants :

$Q_{asp} = 16356, 193 \text{m}^3/\text{h} = 272,603 \text{m}^3/\text{min}$

$H_{ad} = 4585, 3 \text{ m.}$

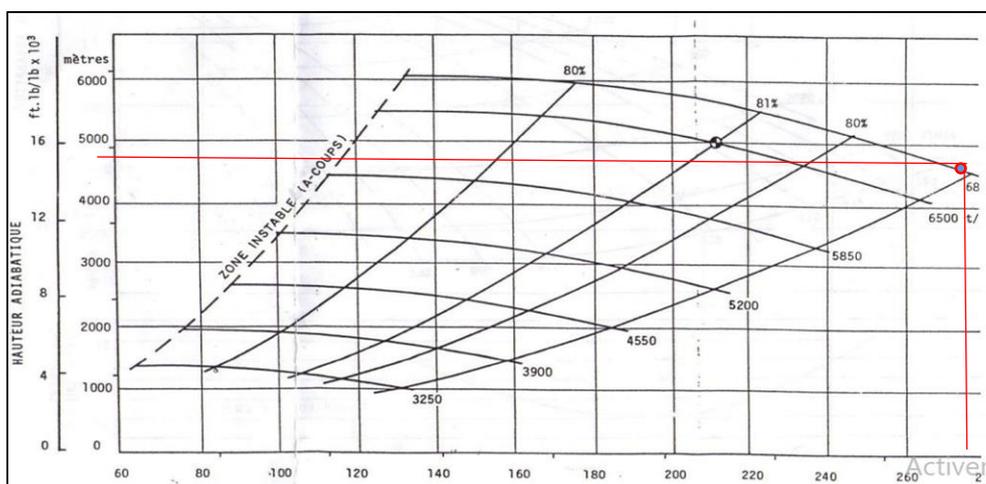


Figure V.74 : courbe caractéristique de SC3(GZ4) pour la phase 2

D'après la courbe, on remarque que le point de fonctionnement est dans une zone où la vitesse de rotation est supérieure à la vitesse de rotation nominale, aussi le point est très proche à la limite de gavage, alors pour avoir un bon positionnement du point de fonctionnement un quatrième TC est nécessaire, les résultats pour 4 TC sont les suivants :

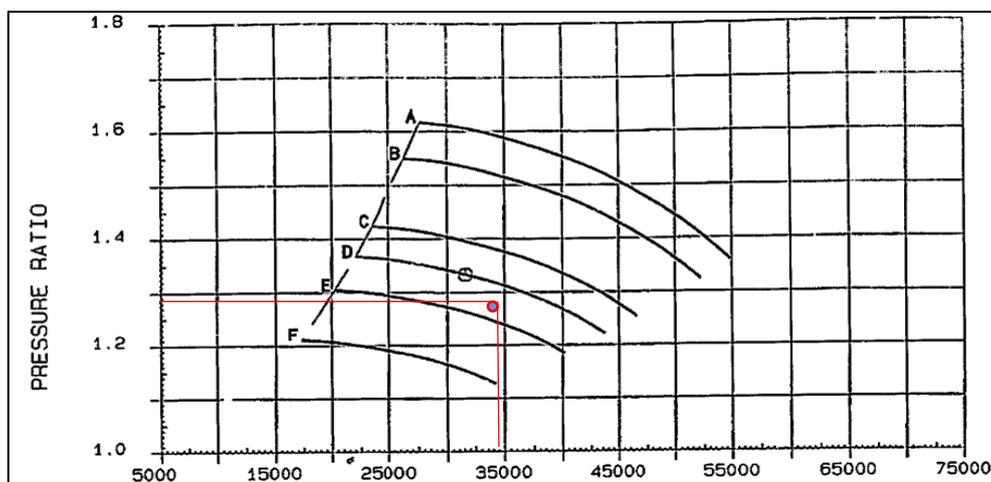
Pour les stations SC2(GZ4) et SC5(GZ4), le calcul est fait de la même manière.

	GPDF	GZ4		
	SC3	SC2	SC3	SC5
Nombre de compresseur	(1+1)	(4+1)	(4+1)	(4+1)
Le débit du compresseur aux conditions standards ; en $[\text{Sm}^3/\text{h}]$	1725736,56	591834,677		
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration ; $n[\text{m}^3/\text{h}]$	29478,329	11927,4358	12267,145	12504,472

Le débit du compresseur aux conditions normales ; en [Nm³/h]	1631804,06	559620,891		
La Hauteur polytropique / adiabatique ; en [m]	3432,750	2997,598	4585,300	4755,133
Le rendement polytropique/ adiabatique	0,84	0,795	0,81	0,81
La vitesse de rotation de compresseur ; en [tr/min]	5502,5	5292,122	6236	6356,37
Le pourcentage vitesse ; en [%]	84,65	81,41	95,93	97,79
La puissance absorbée par le compresseur ; en [KW]	15982,193	4838,410	7401,112	7675,238

 Tableau : Régime de fonctionnement des compresseurs (**phase 2**)

Pour la station SC3 (GPDF) le point de fonctionnement est comme suit :


 Figure V.75: courbe caractéristique de compresseur de **SC3(GPDF)** pour la **phase 2**

Régime des turbines :

	SC3(GPDF)	SC2 (GZ4)	SC3 (GZ4)	SC5 (GZ4)
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	16143,629	4937,153	7552,155	7831,875

Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	69,40	46	70,28	72,88
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	84,55	83,215	84,15	88,82
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	107,83	125	111,36	110,77
Le rendement thermique de la turbine	0,332	0,184	0,200	0,222
Débit du gaz combustible de la station ; en [m³/h]	3469,905	6237,876	5495,449	5178,631

Tableau : Régimes des turbines pour la **phase 2****Phase3 :**

Pour cette phase un débit de 15,493 milliards m³/an sera ajouté au STC GEM, alors nous allons étudier le nouveau régime de la station SC2. Cette phase nécessite aussi la réalisation des stations SC1 et SC3 localisées au PC 1 et PC 3 respectivement.

Paramètres	T_{asp}^c en (°K)	P_{asp}^c en (bars)
SC1	296,86	52,56
SC2	296,81	53,23
SC3	296,12	56,8

Tableau : Paramètres de fonctionnement des compresseurs (**phase3**)**Calcul préliminaire :**

Paramètres	Taux de compression	Z_{asp}	ρ_{asp}	T_{ref} en (°K)	Coefficient polytropique n
SC1	1,36	0,8692	47,33	322,56	1,369
SC2	1,342	0,8675	48,04	321,25	1,366
SC3	1,258	0,8574	51,98	315,34	1,375

Tableau : Différentes propriétés du gaz (phase3)

Régime de fonctionnement des compresseurs :

	SC1	SC Ain-Naga	SC3
Nombre de compresseur	(4+1)	(4+1)	(4+1)
Le débit du compresseur aux conditions standards; en [Sm³/h]	1620060,484		
Le débit du compresseur aux conditions d'aspiration; en [m³/h]	27902,61	27491,361	25404,423
Le débit du compresseur aux conditions normales; en [Nm³/h]	1531879,977		
La Hauteur polytropique; en [m]	3668,448	3500,126	2666,936
Le rendement polytropique	0,81	0,815	0,8
La vitesse de rotation de compresseur; en [tr/min]	5951	5800	5218,181
Le pourcentage vitesse; en [%]	91,55	89,23	80,27
La puissance absorbée par le compresseur; en [KW]	16792,635	115923,834	12360,733

Tableau : Régime de fonctionnement des compresseurs (**phase3**)**Régimes des turbines :**

	SC1	SC Ain-Naga	SC3
La puissance exigée sur l'arbre de la turbine ; en [KW]	16962,257	16084,681	12485,589
Le pourcentage de la puissance exigée ; en [%]	72,92	69,14	53,67
Le pourcentage de la puissance disponible ; en [%]	90,25	95	92,15
Pourcentage du rendement de la turbine pour la pression 1 bar	105,63	107	115,28
Le rendement thermique de la turbine	0,338	0,351	0,316

Débit du gaz combustible de la station ; en [m³/h]	4582,389	4181,585	3605,255
----------------------------------------------------------------------	----------	----------	----------

Tableau : Régime des turbines (**phase3**)

Interprétation des 3 phases de la partie nord :

-Pour la phase 1 : Les 3 compresseurs de la station d'Ain-Naga ne suffit pas d'après le calcul de point de fonctionnement alors, un quatrième compresseur doit être ajouté à la station pour assurer le transport de débit souhaité.

-Pour la phase 2 : D'après la courbe de SC3(GPDF) qui dispose d'un seul compresseur, on constate que le nombre est suffisant. Pour les stations SC2, SC3, SC5 de la ligne GZ4 qui disposent toutes les trois de 3TC, il est indispensable de leur ajouter un quatrième TC pour assurer le transport de débit qu'on a ajouté dans la phase 2 soit (20 milliards m³/an).

On remarque aussi que la température de refoulement pour la SC3 et SC5 dépasse 60 °c et cela exige l'installation des aéro-refrigerants au niveau de ces stations pour la protection de revêtement.

-Pour la phase 3 : Les stations SC1 et SC3 exigent l'installation de 4 TC (4+1) et pour la SC d'Ain-Naga le nombre de TC en marche sera le même que pour la phase 1 (4TC).

Etapes de réalisation de projet partie nord :

	Description
Phase 1	Exploitation de STC GPDF et GZ4 avec leur régime max
	Exploitation de STC GEM en ajoutant 1 TC pour la station Ain-Naga, le nombre total sera (4+1)
Phase 2	Exploitation de STC GPDF avec sa station 3, le nombre total de TC (1+1)
	Exploitation de STC GZ4 en activant les stations SC2, SC3et SC5 tout en rajoutant 1 TC pour chaque station, le nombre total sera (4+1)
Phase 3	Réalisation des stations 1 et 3 qui correspondent aux PC1et PC 3 de STC GEM
	Chaque station doit disposer 4 TC en marche, le nombre total sera (4+1)
	Maintenir le nombre de TC de même que la phase 1 (4+1)

Conclusion

Après une analyse approfondie des paramètres techniques et économiques, le dimensionnement final du gazoduc transsaharien (TSGP) a été déterminé, garantissant un transport optimal du gaz algérien vers les marchés européens.

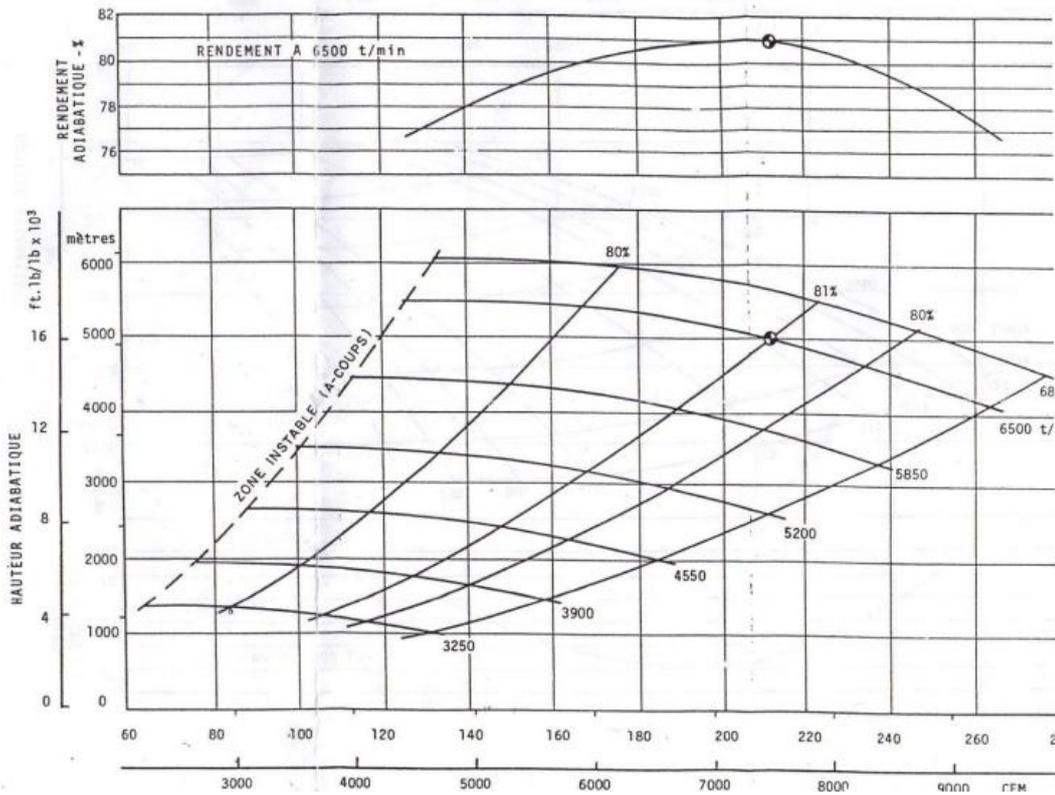
Le diamètre convenant du gazoduc a été soigneusement sélectionné (2 conduite de 52'' de diamètre) pour assurer un débit fluide tout en minimisant les coûts de construction et d'exploitation. Le nombre de stations de compression a été optimisé pour maintenir une pression adéquate le long du tracé (12 stations), permettant un transport efficace du gaz sur de longues distances.

Il a été confirmé que le réseau actuel est capable de transporter le débit maximal prévu par le TSGP.

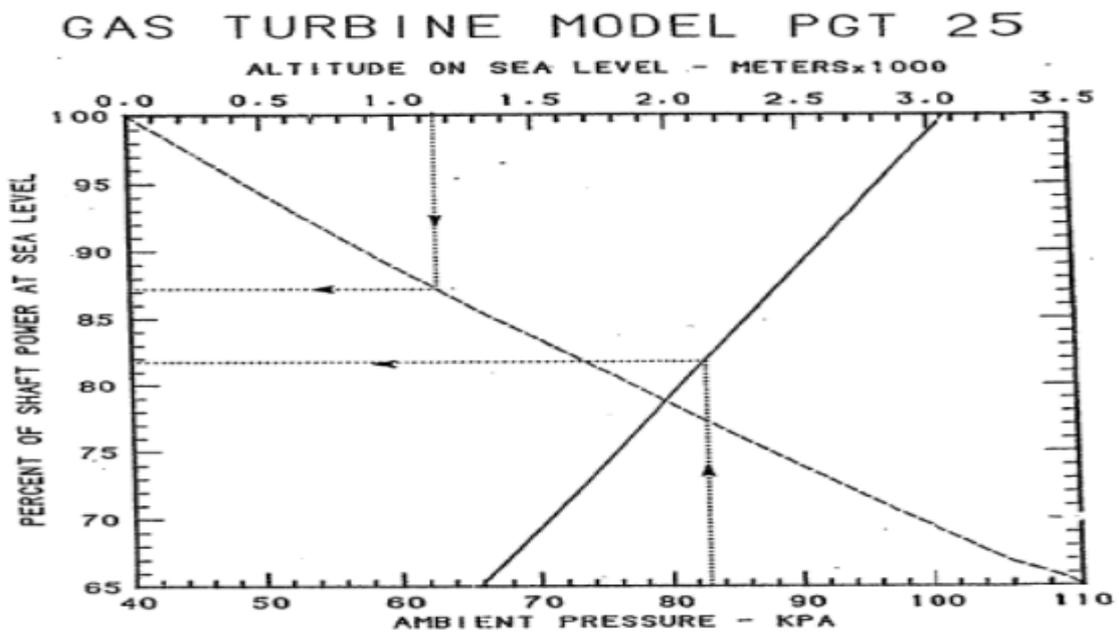
- L'augmentation du nombre de turbocompresseurs dans les stations existantes
- L'ajout d'un looping sur le GPDF (a partir de PC2-SC3)
- Activation des stations de compression situées dans les postes de coupure suivants :
 - PC2, PC3 et PC5 sur le GZ4
 - PC1 et PC3 sur le GEM

L'intégration du TSGP au réseau gazier algérien du nord confirme la viabilité de ce projet et ouvre la voie à une nouvelle ère de coopération énergétique entre l'Algérie et l'Europe. Le gazoduc transsaharien n'est pas seulement un projet d'infrastructure; il est un symbole de l'ambition partagée de l'Afrique et de l'Europe de construire un avenir énergétique durable et prospère.

ANEX :



Anex 1 : courbe caractéristique du compresseur SC2,SC3,SC4,SC5 (GZ4)



Anex 2 : Courbe correction de la puissance de la turbine SC3-GPDF en tenant compte de l'altitude

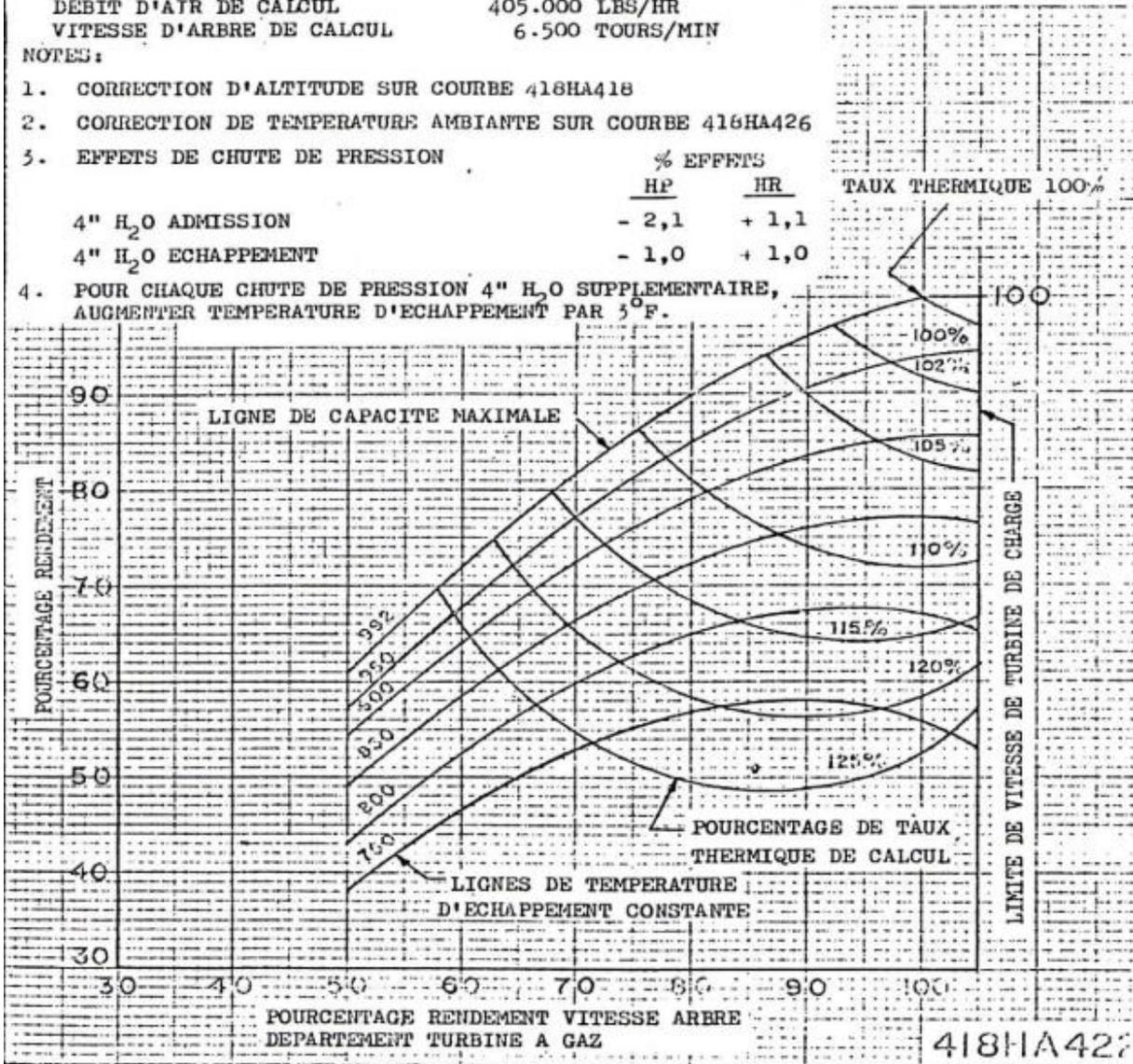
PERFORMANCE PREVUE
 TEMPERATURE ADMISSION COMPRESSEUR 59F (15C)
 PRESSION ADMISSION COMPRESSEUR 14,7 PSIA (760mm de Hg)

CARBURANT		GAZ NATUREL	DISTILLAT
PUISSANCE DE CALCUL	HP	14.600	14.150
TAUX THERMIQUE DE CALCUL (LHV)	BTU/HP-HR	9.650	9.790
CONSOMMATION ENERGETIQUE DE CALCUL (LHV)	BTU/HR	140,9 x 10 ⁶	138,6 x 10 ⁶
RAPPORT HHV/LHV		1,11	1,06
DEBIT D'ATR DE CALCUL	405.000 LBS/HR		
VITESSE D'ARBRE DE CALCUL	6.500 TOURS/MIN		

NOTES:

- CORRECTION D'ALTITUDE SUR COURBE 418HA418
- CORRECTION DE TEMPERATURE AMBIANTE SUR COURBE 416HA426
- EFFETS DE CHUTE DE PRESSION

	% EFFETS		TAUX THERMIQUE 100%
	HP	HR	
4" H ₂ O ADMISSION	- 2,1	+ 1,1	
4" H ₂ O ECHAPPEMENT	- 1,0	+ 1,0	
- POUR CHAQUE CHUTE DE PRESSION 4" H₂O SUPPLEMENTAIRE, AUGMENTER TEMPERATURE D'ECHAPPEMENT PAR 5°F.



J. E. HOPKINS OCT. 27, 1970

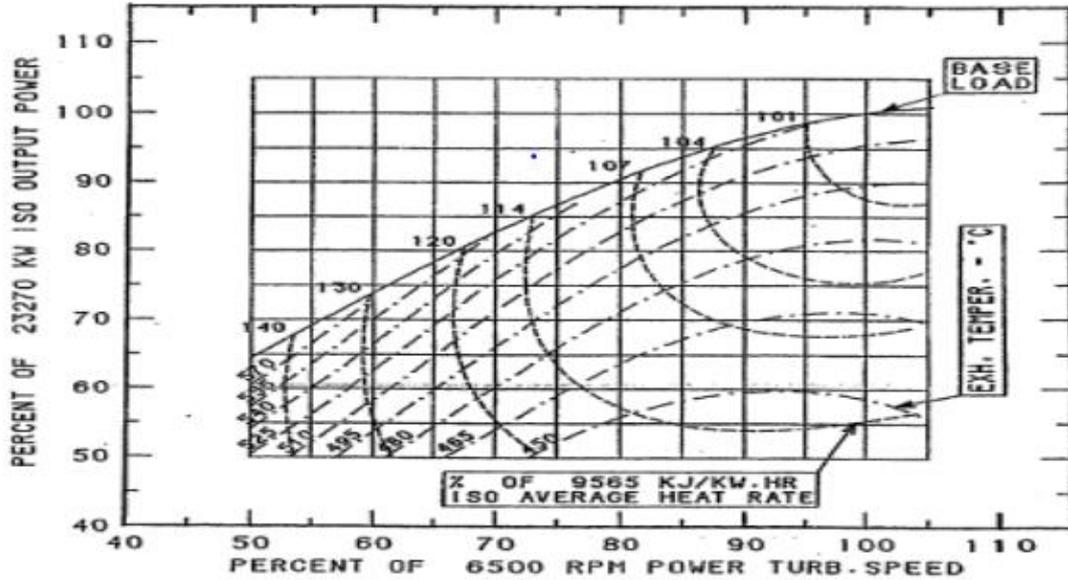
Anex 3 : Courbe caractéristique du la turbine SC2, SC3, SC4 et SC5 –la ligne GZ4.

GAS TURBINE MODEL PGT 25

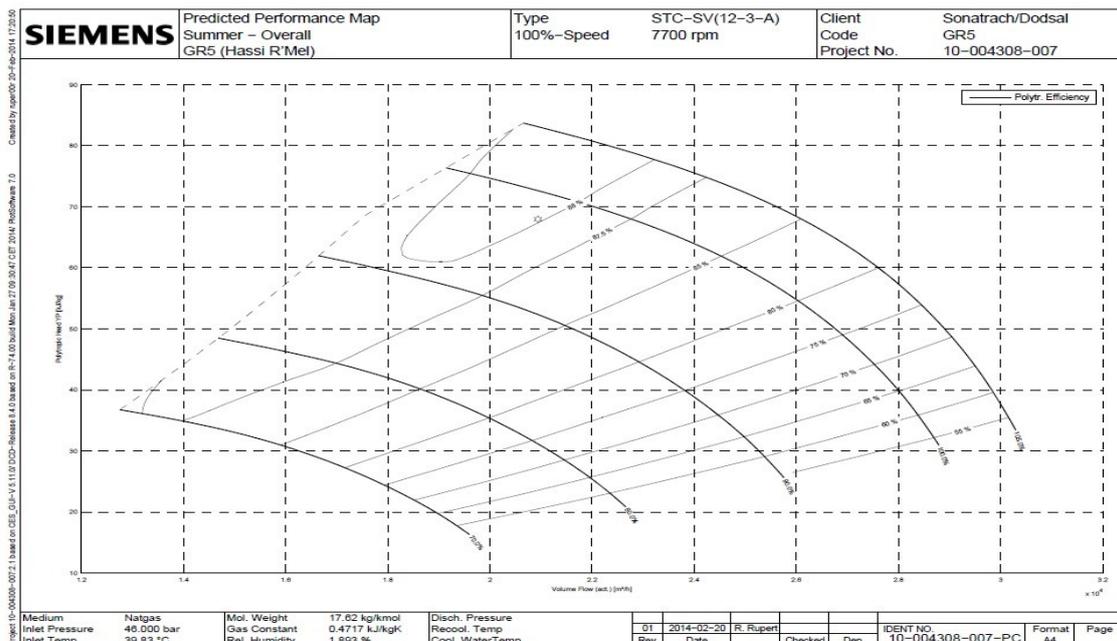
ESTIMATED PERFORMANCE - MECHANICAL DRIVE - FUEL: STD-N-GAS

AMBIENT AIR PRES. 101.33 KPA	INLET AIR TEMPERAT. 15.0 °C
RELAT. HUMIDITY 60 %	INLET PRESSURE LOSS 0.00 MM.H2O
	EXHAUST PRESS. LOSS 0.00 MM.H2O

NOTES : PERFORMANCE OBTAINED WITH MAX. POWER TURBINE INLET TEMPERATURE OF 818°C.



Anex 4 : Courbe caractéristique de la turbine SC3-GPDF



- Confidential -

Anex5 : courbe caractéristique du compresseur de SCGR5

Recherche bibliographique

- [1] Neeka Jacob et al, «Design Parameters and Conceptual Analysis on Gas Resource and Infrastructure Management: Trans-Nigeria Gas Pipeline Projects in Nigeria », International Journal of Engineering Research & Science, 2019.
- [2] Jerome G.Egbe et al, «Design Approach for Trans –Sahara Gas Pipeline Transmission », International Journal of Engineering Research & Science ,2016.
- [3] Chikezie Nwaoha et David A. Wood , « A review of the utilization and monetization of Nigeria’s natural gas resources: Current realities », Journal of Natural Gas Science and Engineering,2014.
- [4]Baba Freeman, «A view from the ground along the proposed Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP) route »,the payne institute for public policy.
- [5]Benjamin Augé, « the Trans-Saharan gaz pipeline :an illusion or a real prospect »,Ifri,2010.
- [6]PETER Truscott, « ALGERIA, NIGERIA AND THE TRANS-SAHARAN PIPELINE », <http://www.tandfonline.com/action/journalInformation?journalCode=rwhi20,2009>.
- [7] Oksana Voytyuk , «New Gas Pipelines as an Element of the Geopolitical Competition of Algeria and Morocco in Africa », African Journal of Economics, Politics and Social Studies,2023.
- [8] Charles Asekhame Odumugbo, « Natural gas utilisation in Nigeria: Challenges and opportunities »,Journal of Natural Gas Science and Engineering,2010.
- [9] Z. DJELLAT et B.CHAALA, « Etude technico-économique d’un système de transport de gaz par canalisation et dimensionnement des principaux équipements des stations de compression »,2021.
- [10] D.MIR et A. HADJRI, Etude énergétique de fonctionnement d’un compresseur centrifuge ,2021.
- [11] B. MERINE, Simulation de l’opportunité d’alimentation du MEDGAZ via le GPDF/EGPDF sous PIPEPHASE avec analyse des risques de formation de condensat et d’hydrates, 2023.
- [12] Fiche technique STC GPDF, Décembre2019.
- [13] Fiche technique STC GEM, Aout 2018.
- [14] Fiche technique GZ4, Aout 2018.
- [15] Fiche technique STC GR5, Décembre2019
- [16] K.YOUNSI, Cours de Transport de gaz.
- [17]Chimie organique : eec 2006 1) – tp 1996 3)a – tp 2006 1) – af 2010)
- [18]Chapitre I Transport du gaz naturel par gazoducs (enp.edu.dz)

[19]<https://fr.statista.com/statistiques/722382/consommation-gaz-naturel-union-europe>

[20] Perspectives d'exportation de GNL et d'hydrogène de l'Afrique subsaharienne vers l'UE

Kohnert, Dirk www.ssoar.info

[21] Origine énergétique : Gaz naturel formation expliquée - Le blog de l'énergie (9energies.info)

[22]<https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:20765:-2:ed-1:v1:fr>

[23] Cours Réseaux de Transport du Gaz Naturel M1-TDH.pdf (umc.edu.dz)

[24] Dr .A.BENMOUNAH, brochure de transport

[25] DESCRIPTION DU RESEAU DE TRANSPORT PAR CANALISATION DES HYDROCARBURES & TARIFS DE TRANSPORT-2024

[26] E. Shashi Meno, GAS PIPELINE HYDRAULICS , 2005

[27] Saeid Mokhatab - William A. Poe - John Y. Mak , Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices ; 2015.