

الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : Science de l'ingénierie

Département : Génie mécanique

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Génie mécanique

Spécialité : Energétique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

Comptage Transactionnel au niveau de gazoduc

Enrico mattei Oued Safsaf - bir el ater

Présenté par : OUNNAS Abd Errazak

Encadreur: DIB Ammar Grade MC-A- Université Badji Mokhtar ANNABA

Jury de Soutenance :

MZAD. Hocine	Pr	UBMA-Annaba	Président
DIB. AMAR	MC-A-	UBMA-Annaba	Encadrant
SARI. Mohammed Rafik	Pr	UBMA-Annaba	Examineur

Année Universitaire : 2020/2021

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier avant tout, Dieu le tout Puissant de nous avoir donné tous les moyens et nous a dirigé vers ce qui est le meilleur pour nous tous ici-bas.

Nos remerciements vont également à notre encadrant le **Pr. DIB AMAR**, de nous avoir encadrées et orientées dans ce modeste travail.

Nous tenons à remercier également les membres du jury le **Pr. MZAD HOCINE**. et **Pr. SARI MOHAMED RAFIK** . pour nous avoir fait le plaisir d'accepter de participer à notre jury et d'examiner ce travail.

Enfin, nous remercions l'encadreur au niveau de **GEM** , monsieur **REZAIGUIA MOHAMMED**, malgré notre court séjour au terminal arrivée de **GEM** . Leurs soutiens inconditionnels et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

Nos derniers remerciements et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail

L'ensemble des enseignants du Département Génie Mécanique.

A tous les étudiants de la promotion Génie Energétique.

DEDICAS

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect: mon cher père Ahmed Sassi.

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non âmes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse: mon adorable mère Halima.

A vous mes frères et sœurs qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'études.

A mes grands-mères, mes oncles et mes tantes. Que Dieu leur donne une longue et joyeuse vie.

A tous les cousins, les voisins et les amis que j'ai connu jusqu'à maintenant.

Sans oublier mon binôme 26/02/2016 pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension.

Résumé

L'objectif de cette étude consiste à la détermination de la valeur de débit, qui est un paramètre essentiel dans le comptage transactionnel, pour la comptabilisation et la facturation des quantités de gaz livrées par SONATRACH à ses clients étrangers. La précision et la simplicité des compteurs, doivent demeurer le souci majeur de tous les transporteurs d'hydrocarbures. Pour réussir cette tâche, nous avons utilisé les paramètres maximaux d'exploitations et la qualité du gaz réels du site GPDF, de la journée du **25 juin 2021** (voire annexe). Des programmes informatiques « MATLAB et Excel » (voire annexe 14), élaborés pour calculer tous les variantes possibles du problème. Après avoir obtenu le débit à l'entrée de terminal arrivée.

Abstract:

The objective of this study is to determine the flow value, which is an essential parameter in transactional metering, for the accounting and invoicing of the quantities of gas delivered by SONATRACH to its foreign customers. The accuracy and simplicity of the meters must remain the major concern of all hydrocarbon carriers. To succeed in this task, we used the maximum operating parameters and the actual gas quality of the GPDF site, from the day of **June 25, 2021** (see annex). Computer programs (MATLAB and Excel), developed to calculate all the possible variants of the problem (see annex 14). After obtaining the flow rate at the arrival terminal entrance.

ملخص:

الهدف من هذه الدراسة هو تحديد قيمة التدفق، والتي تعد معلمة أساسية في قياس المعاملات، لحساب وفواتير كميات الغاز التي تسلمها سوناطراك لعملائها الأجانب. يجب أن تظل دقة العدادات وبساطتها مصدر القلق الرئيسي لجميع ناقلات المحروقات. لتحقيق النجاح في هذه الدراسة، استخدمنا الحد الأقصى لمعايير التشغيل وجودة الغاز الفعلية لموقع GEM اعتباراً ليوم 25 جوان 2021 (أنظر الملحق). برامج الكمبيوتر "EXCEL.MATLAB" تم تطويرها لحساب جميع المتغيرات المحتملة للمشكلة (أنظر الملحق 01). بعد الحصول على معدل التدفق عند مدخل محطة الوصول.

Nomenclature

<i>Symbole</i>	<i>Signification</i>	<i>Unité SI</i>
<i>GEM</i>	<i>Gazoduc Enrico Mattei</i>	-
<i>TRC</i>	<i>Transport par canalisation</i>	-
<i>TA</i>	<i>Terminal arrivée</i>	-
<i>TD</i>	<i>Terminal départ</i>	-
<i>SC2</i>	<i>Station de comprissions N°02</i>	-
<i>Q</i>	<i>Débit volumique</i>	<i>m³/h</i>
<i>M</i>	<i>Débit massique</i>	<i>Kg/ s</i>
<i>ρ</i>	<i>Masse volumique</i>	<i>Kg/m³</i>
<i>ρ_c</i>	<i>Masse volumique aux conditions contractuelles</i>	<i>Kg/m³</i>
<i>ρ_{site}</i>	<i>Masse volumique du fluide aux conditions d'exploitation</i>	<i>Kg/m³</i>
<i>Q_c</i>	<i>Débit volumique aux conditions contractuelles</i>	<i>Cm³/s</i>
<i>α</i>	<i>Coefficient de débit</i>	<i>Sans</i>
<i>ε</i>	<i>Coefficient de détente</i>	<i>Sans</i>
<i>C</i>	<i>Coefficient de décharge</i>	<i>Sans</i>
<i>β</i>	<i>Rapport des diamètres</i>	<i>Sans</i>
<i>ΔP</i>	<i>Pression différentielle</i>	<i>Pa</i>
<i>d</i>	<i>Diamètre intérieur du diaphragme</i>	<i>m</i>
<i>D_{int}</i>	<i>Diamètre intérieur de la conduite</i>	<i>m</i>
<i>D_{ext}</i>	<i>Diamètre extérieur</i>	<i>m</i>
<i>R_e</i>	<i>Nombre de Reynolds</i>	<i>sans</i>
<i>U</i>	<i>Vitesse du fluide aux conditions d'exercice</i>	<i>m/s</i>
<i>S</i>	<i>Section interne de la conduite</i>	<i>m²</i>
<i>μ</i>	<i>Viscosité dynamique du fluide</i>	<i>Pas</i>
<i>ν</i>	<i>Viscosité cinématique du fluide</i>	<i>m²/s</i>
<i>γ</i>	<i>Exposant isentropique</i>	<i>sans</i>
<i>L</i>	<i>Distance séparant les deux sondes à ultrasons</i>	<i>m</i>
<i>t</i>	<i>Temps de transit moyen</i>	<i>s</i>
<i>ΔT</i>	<i>Différence de temps de transit</i>	<i>S</i>
<i>V_{AB}</i>	<i>Vitesse du point A au B</i>	<i>m/s</i>
<i>V_{BA}</i>	<i>Vitesse du point B au A</i>	<i>m/s</i>
<i>C₀</i>	<i>Vitesse du son dans le fluide à mesurer</i>	<i>m/s</i>
<i>φ</i>	<i>Angle formé par l'axe du tube et la ligne de mesure</i>	<i>rad</i>
<i>t_{AB}</i>	<i>Temps de parcours entre les points A et B</i>	<i>s</i>
<i>t_{BA}</i>	<i>Temps de parcours entre les points B et A</i>	<i>s</i>
<i>G</i>	<i>Constante d'étalonnage</i>	<i>m</i>
<i>M_g</i>	<i>Masse molaire moyenne du gaz</i>	<i>Kg/Kmol</i>
<i>M_i</i>	<i>Masse molaire de composant</i>	<i>Kg/Kmol</i>
<i>n</i>	<i>Nombre de composant chimique du gaz</i>	<i>Sans</i>

X_i	<i>Pourcentage de composition</i>	<i>Sans</i>
R	<i>Constante du gaz</i>	<i>J/Kg K</i>
R_u	<i>Constante universelle</i>	<i>J Kg K</i>
Δg	<i>Densité relative du gaz</i>	<i>Sans</i>
T_{cr}	<i>Température critique</i>	<i>K</i>
T_{cri}	<i>Température critique de composition</i>	<i>K</i>
P_{cr}	<i>Pression critique</i>	<i>Pa</i>
P_{cri}	<i>Pression critique de composition</i>	<i>Pa</i>
P_{int}	<i>Pression d'entrée</i>	<i>Pa</i>
P_{fin}	<i>Pression de sortie</i>	<i>Pa</i>
Z_m	<i>Facteur de compressibilité</i>	<i>Sans</i>
T_m	<i>Température moyenne</i>	<i>K</i>
P_m	<i>Pression moyenne</i>	<i>Pa</i>
λ_m	<i>Coefficient de perte de charge</i>	<i>Sans</i>
ξ	<i>Rugosité</i>	<i>M</i>
D_j	<i>Coefficient de joule Thompson</i>	<i>K/Pa</i>
C_p	<i>Chaleur spécifique</i>	<i>J/Kg K</i>
K	<i>Coefficient globale d'échange de chaleur</i>	<i>W/m2 K</i>
\square	<i>Hauteur de recouvrement</i>	<i>m</i>
λ_{sol}	<i>Conductivité de sol</i>	<i>W/m K</i>
α	<i>Coefficient de Choukov</i>	<i>sans</i>
T_{fin}	<i>Température à la fin du tronçon</i>	<i>K</i>
T_{sr}	<i>Température du sol réduite</i>	<i>K</i>
T_s	<i>Température de sole</i>	<i>K</i>
L_1	<i>Longueur de premier tançant</i>	<i>Km</i>
L_2	<i>Longueur de deuxième tançant</i>	<i>Km</i>
T_{int}	<i>Température initiale de tronçon</i>	<i>K</i>
T_{asp}	<i>Température d'aspiration du station</i>	<i>K</i>
Q_n	<i>Débit volumique aux conditions normales</i>	<i>Nm3/s</i>
e	<i>Epaisseur</i>	<i>m</i>
P_{asp}	<i>Pression d'aspiration de la station</i>	<i>Pa</i>
Z_{asp}	<i>Coefficient de compressibilité à l'aspiration de la station</i>	<i>Sans</i>
Z_{ref}	<i>Coefficient de compressibilité au refoulement de la station</i>	<i>sans</i>
T_{ref}	<i>Température de refoulement</i>	<i>K</i>
τ	<i>Taux de compression</i>	<i>sans</i>
η_{poly}	<i>Rendement poly tropique du compresseur</i>	<i>sans</i>
P_{ref}	<i>Pression de refoulement de la station</i>	<i>Pa</i>
H_{ad}	<i>Hauteur adiabatique</i>	<i>m</i>
g	<i>Constante de gravité</i>	<i>m/s2</i>

V	<i>Vitesse du compresseur</i>	<i>Tr/s</i>
H_n	<i>Hauteur nominale</i>	<i>m</i>
LP	<i>Rendement entre la turbine et le compresseur</i>	<i>sans</i>
V_n	<i>Vitesse nominale</i>	<i>Tr/s</i>
W_{th}	<i>Puissance théorique</i>	<i>KW</i>
W_n	<i>Puissance nominale</i>	<i>KW</i>
$W_{réel}$	<i>Puissance réelle</i>	<i>KW</i>
$\eta_{méc}$	<i>Rendement mécanique</i>	<i>sans</i>
η_{ad}	<i>Rendement adiabatique</i>	<i>sans</i>
η_t	<i>Rendement de la turbine</i>	<i>sans</i>
PCI	<i>Pouvoir calorifique inférieur</i>	<i>KJ/m³</i>
G_n	<i>Consommation nominale</i>	<i>m³/s</i>
G	<i>Consommation réelle</i>	<i>m³/s</i>
P_{atm}	<i>Pression atmosphérique</i>	<i>Pa</i>
T_{air}	<i>Température d air ambiante</i>	<i>K</i>
$Q_{ref.n}$	<i>Débit refoulé de la station aux conditions normale</i>	<i>Nm³/s</i>
$Q_{ref.c}$	<i>Débit refoulé de la station aux conditions contractuelle</i>	<i>Cm³/s</i>
P_{site}	<i>Pression de site</i>	<i>Pa</i>
T_{site}	<i>Température de site</i>	<i>K</i>
Q_s	<i>Débit volumique aux conditions standard</i>	<i>Sm³/s</i>
Q_{site}	<i>Débit volumique aux conditions du site</i>	<i>m³ s</i>

SOMMAIRE

Remerciements

Dedicas

Résumé

Nomenclature

Sommaire

Liste De Figure

Liste De Tableau

Introduction générale.....01

Chapitre I

Présentation structurelle de la direction GEM

Introduction.....03

1. La direction GEM.....03

1.1. Généralités.....03

1.2. Organisation des Structures de la direction GEM.....04

1.3. Départements de la direction GEM.....05

1.3.1. Le Département exploitation est chargé de.....05

1.3.2. Le Département sécurité industrielle (HSE) est chargé de.....05

1.3.3. Le Département maintenance / travaux neufs est chargé de.....06

1.3.4. Le Département approvisionnement et transport est chargé de.....06

1.3.5. Le Département administration et communication est chargé de.....06

1.3.6 Le Département finance & juridique est chargé de.....07

1.3.7 Centre informatique est chargé de.....07

1.3.8 Sureté interne est chargé de.....07

2. La line de transport gazoducs (CNDG-GEM).....08

2.1. Généralités.....08

2.2. Installations et infrastructures.....10

2.2.1. Terminal départ de Hassi R'mel.....10

2.2.2. Postes de coupure.....	11
2.2.3 Vannes de ligne.....	11
2.2.4 Postes de purge.....	12
2.2.5 Station de compression.....	13
2.2.5.1. Introduction.....	13
2.2.5.2 Description et rôle de la station SC2.....	13
2.2.5.3 Infrastructures.....	14
2.2.5.4. Equipements technique de la station.....	15
2.2.5.5. Terminal arrivée de Oued Safsaf.....	18
Conclusion:	18

Chapitre II

Généralité sur les gaz Naturel

Introduction:	21
1. Généralité sur les hydrocarbures:	21
2. Historique du gaz:	21
3. Définition de gaz naturel:	22
4. Origine du gaz:	22
5. Les caractéristiques du gaz:	23
5.1. Les composantes du gaz naturel.....	23
5.2. Pouvoir calorifique.....	24
6. Propriétés physico-chimiques du gaz nécessaires au calcul hydraulique d'un gazoduc:	24
6.1. Masse molaire moyenne du gaz M_g	24
6.2. Constante du gaz R.....	25
6.3. Densité relative du gaz Δ_g	25
6.4. Température critique t_{cr}	25
6.5. Pression critique P_{cr}	25
6.6. Viscosité dynamique à partir de la composition du gaz μ	26

7. Principales propriétés physiques du gaz:	27
8. Principaux objectifs du calcul hydraulique des gazoducs:	27
9. Calcul thermo-hydraulique de débit massique M:	27
9.1. Calcul hydraulique:.....	28
9.1.1. Facteur de compressibilité Z:.....	28
9.1.2. Pression moyenne P_m :.....	28
9.1.3. Coefficient de perte de charge λ :.....	28
9.1.4. Nombre de Reynolds R_e :.....	29
9.1.5. Correction de λ_c :.....	29
9.2. Calcul thermique:.....	29
9.2.1. Coefficient de joule Thompson Dj:.....	29
9.2.2. Calcul de la chaleur spécifique Cp:.....	29
9.2.3. Détermination du coefficient globale d'échange de chaleur K:.....	29
9.2.4. Détermination du paramètre a ou coefficient de Choukov α :.....	30
9.2.5. Calcul de la température à la fin du tronçon T_{fin} :.....	30
9.2.6. Vérification de la température moyenne T_m :.....	30
10. Calcul de débit volumique:	31
11. Types de gaz naturel:	31
12. Transport Par Canalisation:	33
13. La canalisation:	34
Conclusion:	34

Chapitre III

Comptage et débitmètres

Introduction:	37
1. Définition Du Comptage:	37
2. But et objectif du comptage:	37
2.1. Domaine commercial (transactionnel):.....	38
2.2. Domaine technique:.....	38

3. Installations de comptage:	38
3.1. Station de comptage:.....	38
4. Différents types de dispositifs de comptage:	40
4.1. Débitmètres à élément déprimogène:.....	40
4.1.1. Plaque à orifice (diaphragme):.....	40
4.1.2. Principe de la méthode de mesurage pour Compteur à élément déprimogène:.....	41
4.1.3. Perte de charge dans les diaphragmes:.....	44
4.2. Débitmètres à ultrasons:.....	45
4.2.1. Caractéristiques métrologiques:.....	47
4.2.2. Domaine d'utilisation:.....	47
4.2.3. Recommandations d'installation:.....	48
4.2.4. Techniques de débitmètres à ultrasons:.....	48
4.2.5.1. Débitmètre à effet Doppler:.....	48
4.2.5.2. Mesure par différence de temps de transit:.....	49
4.2.4.2.1. Principe de la mesure du temps de transit:.....	50
4.2.4.2.2. Avantages du procédé de mesure par différence de temps de transit:.....	51
5. Les Avantages de Débitmètres à ultrasons:	51
Conclusion:	52

Chapitre IV

Calcul de débit maximal de gazoduc avec compression intermédiaire

Introduction:	54
1. Premier tronçon de TD à SC2:	55
1.1. Calcul hydraulique:.....	55
1.1.1. Pression moyenne P_m ($G01, G02, G03$):.....	55
1.1.2. Facteur de compressibilité $Z_m(G01, G02, G03)$:.....	56
1.1.3. Constante de gaz R:.....	56

1.1.4. Débit massique $M(G01, G02, G03)$:	56
1.1.4.1. Débit massique totale M :	57
1.1.5. Débit aux conditions normales Q_n :	57
1.1.6. Nombre de Reynolds R_e :	57
1.1.7. Vérification de coefficient de perte charge λ_v :	58
1.1.8. Correction de λ_c :	58
1.1.9. Calcul de débit massique:	58
1.1.9.1. Débit massique totale M :	59
1.1.10. Calcul de débit volumique aux conditions normal $Q_n(G01, G02, G03)$:	59
1.1.10.1. Calcul de débit volumique total aux conditions normal $Q_{n,Tot}$:	59
1.1.11. Calcul de débit volumique aux conditions contractuelles $Q_c(G01, G02, G03)$:	59
1.1.11.1 Calcul de débit volumique total aux conditions contractuelles:	60
1.2. Calcul thermique:	60
1.2.1. Coefficient de joule Thompson $D_j (G01, G02, G03)$:	60
1.2.2. Chaleur spécifique $C_p (G01, G02, G03)$:	60
1.2.3. Détermination du coefficient global d'échange de chaleur K :	60
1.2.4. Détermination du coefficient de chokou $\alpha (G01, G02, G03)$:	61
1.2.5. Température du sol réduite $T_{sr} (G01, G02, G03)$:	61
1.2.6. Calcule de la température à la fin de tronçon $T_{asp} (G01, G02, G03)$:	62
1.2.7. Température moyenne $T_m(G01, G02, G03)$:	62
1.2.8. Recalcule de $Z_m (G01, G02, G03)$:	62
1.2.9. Recalcule de débit massique $M (G01, G02, G03)$:	63
1.2.9.1. Recalcule de débit massique total M_{Tot} :	63
1.2.10. Débit volumique total aux conditions normales $Q_{n,Tot}$:	64
1.2.11. Calcul de débit volumique total aux conditions contractuelles $Q_{c,Tot}$:	64
2. Calcul des paramètres de SC2:	65
2.1. Paramètres de station de compression SC2:	65
2.2. Coefficient de compressibilité moyenne Z_m :	65

2.3. Taux de compression τ	66
2.4. Température de refoulement de la station T_{ref}	66
2.5. Hauteur adiabatique H_{ad} (GO1).....	66
2.6. Vitesse du compresseur V	67
2.7. Rendement entre la turbine et le compresseur LP.....	67
2.8. Puissance théorique W_{th}	67
2.9. Puissance réelle $W_{réel}$	68
2.10. Consommation nominale G_n	68
2.11. Consommation réelle G	68
3. Deuxième tronçon de SC2 à TA.....	69
3.1. Calcul de débit massique M	69
3.2. Calcul hydraulique.....	69
3.1.1. Calcul le nombre de Reynolds de R_e	69
3.2.2. Calcul de λ	70
3.2.3. Correction de λ_C	70
3.2.4. Calcul de Z_m	70
3.2.5. Calcul de la pression de refoulement P_{ref}	71
3.2.6. Recalcule de P_m , Z_m , P_{ref}	71
3.3. Calcul thermique.....	72
3.3.1. Calcul de coefficient de Joule Thompson D_j	72
3.3.2. Chaleur spécifique C_p	72
3.3.3. Détermination du coefficient global d'échange de chaleur K	73
3.3.4. Détermination du coefficient de choukouv α	73
3.3.5. Calcul de la Température du sol réduite T_{sr}	73
3.3.6. Calcul de la température finale T_{fin}	74
3.3.7. Calcul de la température moyenne T_m	74
Conclusion.....	76
Conclusion générale.....	78
Bibliographie	
Annexe	

LISTE DE FIGURE

Figure I.1 Organigramme de la direction GEM.....	05
Figure I.2 Profil géographique du Gazoducs Enrico Mattei.....	08
Figure I.3 Illustration des infrastructures du GEM.....	09
Figure I.4 Schéma descriptif du principe de fonctionnement de LINEBREAK.....	12
Figure III.1 Station de Comptage.....	39
Figure III.2 Plaque à orifice à arête vive.....	41
Figure III.3 Pertes de charge Δw	44
Figure III.4 Compteurs à ultrasons.....	46
Figure III.5 principe de mesure de débit par effet doppler.....	49
Figure III.6 débitmètre ultrasonique par mesure du temps de transit.....	50
Figure III.7 Caractéristiques géométriques de la technique de mesure par différence de temps de transit.....	51
Figure IV.1 Evolution de la pression le long de tronçon TD-SC2.....	64
Figure IV.2 Evolution de la pression le long de tronçon SC2-TA.....	76

LISTE DE TABLEAU

Tableau I Caractéristiques techniques de l'ensemble du GEM	09
Tableau II.1 Composantes du gaz naturel	23
Tableau II.2 Pouvoir calorifique	24
Tableau II.3 Paramètres physicochimique de gaz	26
Tableau III.1 perte de charge dans les éléments déprimogène	45
Tableau III.2 perte de pression Δw en fonction de β	45
Tableau IV.1 Paramètres d'exploitation de la ligne GEM	55
Tableau IV.2 Paramètres de SC2	65

Introduction générale

Le développement du transport par gazoducs a conduit à la mise en place d'un vaste réseau de gazoducs dans le monde entier. La longueur totale des gazoducs dans le monde est environ le double de celle du pétrole brut, soit plus d'un million de kilomètres.

En Algérie, le gaz naturel est transporté par gazoducs pour acheminer le gaz naturel des champs pétrolifères du sud vers les terminaux maritimes (complexe GNL), ou vers l'Europe via les terminaux terrestres GPDF (Aricha), TRANSMED (Oued Saf Saf) ou MEDGAZ (Beni Saf). Ces trois pipelines fournissent aux clients (Maroc, Espagne, Portugal et Italie) en moyenne 50 milliards de mètres cubes contractuelle par ans

L'augmentation de la perte de charge entraîne une augmentation des coûts d'exploitation, ce qui nécessite la mise en place de stations de compression. Il est donc nécessaire de pouvoir corréliser la perte de charge dans la canalisation avec le débit de gaz, tout en prenant en compte différentes caractéristiques géométriques . Pipeline : diamètre, longueur et irrégularité rencontrer.

Compte tenu de l'augmentation rapide des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel dans le monde, des études ont été menées sur les moyens pouvant faire face aux différents problèmes qui surviennent de temps à autre.

Le choix de ces moyens privilégie toujours ceux qui sont très efficaces et rapides dans la prise de décision.

La diversité des problèmes rencontrés dans le processus de transport de gaz par gazoduc nous incite toujours à mener des recherches pour conduire des évaluations techniques et économiques des variantes d'utilisation possibles de solutions techniques spécifiques

Afin de faciliter cette tâche, un fonctionnement raisonnable du réseau et des équipements installés est nécessaire pour déterminer la mesure de débit transmise avec une précision satisfaisante et nécessaire. Le transport des hydrocarbures du site de production aux utilisateurs par canalisations nécessite un contrôle strict et rigoureux par le personnel technique chargé de déterminer la quantité de produits. Pour effectuer cette opération de comptage, plusieurs facteurs entrent en jeu.

L'objectif ultime est toujours de livrer des produits avec le moins de déchets et de livrer des quantités aux clients de manière juste et équitable

Compte tenu des quantités importantes à livrer, une erreur même minime sur les quantités transportées, peut représenter du point de vue financier des montants non négligeables dans la vie d'une entreprise.

Compte tenu des quantités importantes à livrer, une erreur même minime sur les quantités transportées, peut représenter du point de vue financier des montants non négligeables dans la vie d'une entreprise.

Chapitre I:



Présentation structurelle de la direction GEM



Introduction:

Le gaz naturel occupe une place prépondérante dans la consommation énergétique mondiale puisque, il représente près du quart de la consommation mondiale.

L'industrie gazière connaît un développement considérable. Ce développement est dû de la grande partie à l'utilisation du gaz naturel comme combustible pour son aspect assez non polluant et propre.

De son débit d'apparition; le gaz naturel a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacture. son développement a ensuite été très rapide, grâce a l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final. Donc Le gaz naturel algérien d'une part de sa haute qualité est parmi les produits hydrocarbures les plus recherchés par les consommateurs d'énergies propres et moins chères, l'Algérie autant que pays producteur et exportateur de cette énergie, a investi ces dernières années dans ce domaine, et parmi ces projets ambitieux et stratégiques; l'exportation du gaz naturel par canalisations GEM ,

Cet ouvrage traversant le méditerrané est le premier du genre lancé par SONATRACH. L'idée de construire une canalisation reliant l'Afrique du Nord à l'Italie exprimée par la société italienne ENI remonte au début des années 70. Sonatrach et ENI, après de longues discussions et pour des considérations historiques et stratégiques ont abouti le 22 octobre 1977 à un accord pour le financement et la construction de la canalisation.

En ce qui concerne la partie algérienne, les gazoducs Enrico Mattei , GO1/GO2/GO3 d'un diamètre de 48' chacun s'étend sur une longueur de 549 km de Hassi R'mel à Oued Safsaf et transitent par les wilayas de Laghouat (terminal départ), passant par Djelfa, Biskra (station de compression à Ain Naga SC2), Khenchela, El Oued et enfin Tébessa (terminal arrivée).

1. La direction GEM:

1.1. Généralités:

La direction GEM a été créée en 1996 au nom de Enrico Mattei fervent partisan de la révolution algérienne, fondateur et premier P.D.G de l'ENI (Italie).

Ladite direction est venue pour faciliter les tâches et rendre les activités faisable dans les bons temps avec un plus de rentabilité, c'est ce que on touche sur le terrain avec une multitude de spécialité et diversification de services.

On note que les missions essentielles de la direction se résument dans les points suivantes:

- Exploitation du tronçon algérien des gazoducs TRANSMED Algérie-Tunisie-Italie.
- Exécution des opérations de livraison commerciale contractuelle de gaz naturel aux clients de sonatrach.
- Coordination avec les centres opérationnels des gazoducs GEM : Hassi R'mel, CAP BON et MILAN.
- Maintenance et sécurité des installations des gazoducs GO1/GO2/GO3 et la station de compression SC2 à AIN NAGA.
- Développement et animation des activités de gestion administrative, financière et approvisionnement de la direction.

1.2. Organisation des Structures de la direction GEM:

La direction ENRICO MATTEI est organisée comme illustré dans ce qui suit :

- Un Directeur.
- Un Sous Directeur Technique.
- Un Assistant Sûreté Interne.
- Un chef Département Exploitation.
- Un chef Département Maintenance / Travaux Neufs.
- Un chef Département Administration et Communication.
- Un chef Département Finance et Juridiques.
- Un chef Département Sécurité /HSE.
- Un chef Département Approvisionnement / Transport.
- Un chef Centre Informatique.

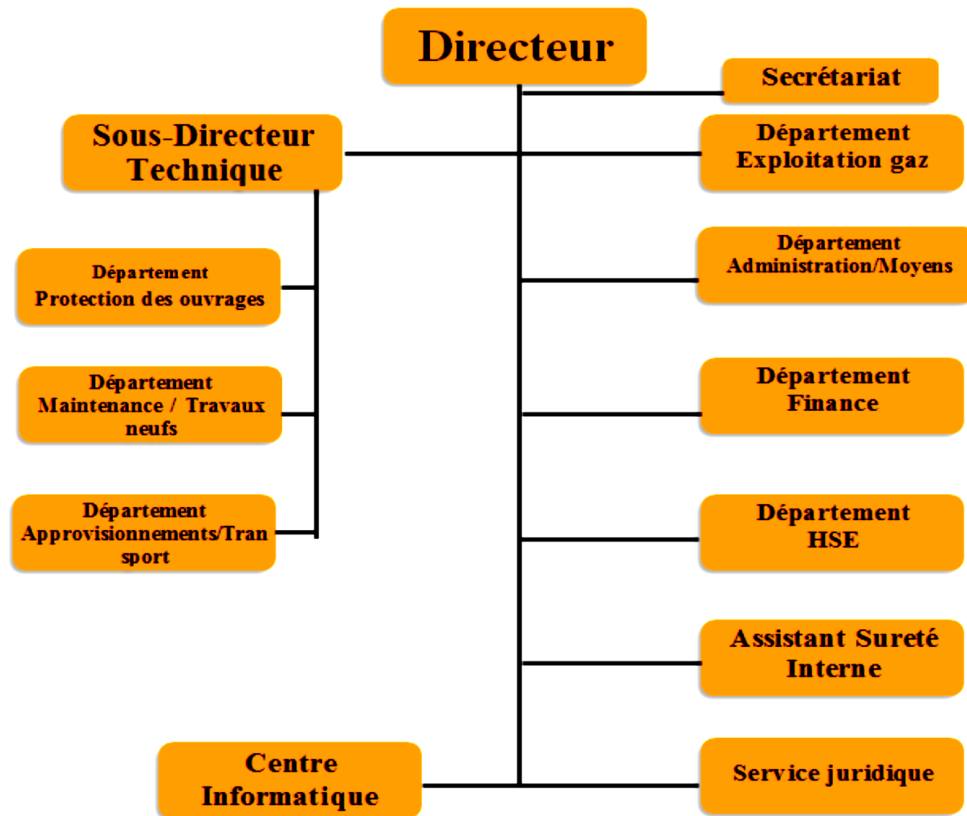


Fig I.1 Organigramme de la direction GEM

1.3. Départements de la direction GEM:

1.3.1. Le Département exploitation est chargé de:

La réalisation des programmes de transport des hydrocarbures gazeux.

- L'exécution des livraisons aux différents clients conformément aux programmes arrêtés.
- Le suivi et le contrôle de la qualité du gaz, l'application et le respect des règles, normes et consignes de sécurité.
- La préparation des conditions de démarrage et de mise en exploitation de nouvelles station et/ou installation et la notification de leur transfert à la direction.
- Le contrôle et la protection des ouvrages et installation contre les différents effets de détérioration.

1.3.2. Le Département sécurité industrielle (HSE) est chargé de:

- L'animation de la fonction sécurité et hygiène au sein de la direction par des actions constantes de sensibilisation et de formation.

- L'établissement et la diffusion des consignes de sécurité et hygiène en matière de prévention, intervention et surveillance propre à la direction et conformément à la politique de la branche en ce domaine en veillant à leur application sur le terrain.
- la conception l'établissement et la mise en œuvre, en collaboration avec les services d'exploitation ; des plans d'intervention.
- L'organisation et l'animation des séances d'entraînement du personnel dans la lutte contre l'incendie et autres sinistres.
- L'inspection de l'ensemble des installations de la direction.

1.3.3. Le Département maintenance / travaux neufs est chargé de:

- L'élaboration des programmes de maintenance
- L'exécution des opérations de maintenance relevant de son champ d'activité pour l'ensemble des installations de la direction
- L'acquisition en collaboration avec la structure approvisionnement ; des pièces de recharge équipements et outillages nécessaires aux opérations de maintenances relevant de ses compétences.
- Les relevés et prises des mesures du niveau de protection cathodique des ouvrages leur analyse et le déclenchement des actions correctives
- La coordination et le suivi des travaux pour la lutte contre les phénomènes de corrosion.

1.3.4. Le Département approvisionnement et transport est chargé de:

- L'approvisionnement de la direction en matériels, équipements, outillage, pièce de rechanges et fournitures nécessaires à ses activités.
- La gestion des stocks et des inventaires physiques de la direction conformément à la politique de l'entreprise et aux normes en vigueur.
- La préparation et le suivi des programmes d'importation
- Les opérations de codification ; de réception et d'emmagasiner.
- La gestion du parc véhicule et engins et son entretien
- Les prestations de transport et de manutention nécessaires aux activités des différentes structures.
- Le suivi et le contrôle des applications informatiques en matière d'approvisionnement.

1.3.5. Le Département administration et communication est chargé de:

- Le suivi de gestion des carrières du personnel de la direction.

- L'évaluation des besoins de la direction en personnel et l'élaboration des plans de recrutement et de formation dans le cadre des budgets approuvés.
- La prise en charge des prestations sociales de médecine du travail d'animation socioculturelle et sportive.
- La gestion et le suivi des activités liées à l'intendance d'hôtellerie l'économat l'hygiène et l'entretien des installations.
- L'accent et la prise en charge des formalités de transport d'hébergement et de restauration des agents en mission de la direction ainsi que des démarches d'obtention des visas etc...

1.3.6 Le Département finance & juridique est chargé de:

- La gestion financière et comptable de la direction dans le cadre de budgets approuvés.
- La préparation des budgets d'exploitation et d'investissements de la direction en relation avec les structures concernées.
- La gestion le suivi des différents comptes et le contrôle de la réalisation des budgets de la direction.
- L'élaboration et la gestion des différents contrats de la direction et le suivi et le traitement des situations de contentieux financiers.
- L'élaboration des bilans financiers et comptables de la direction.

1.3.7 Centre informatique est chargé de:

- La promotion de l'utilisation de l'outil informatique dans la gestion technique et administrative des activités de la direction.
- Les développements en relation avec les autres structures des applications informatiques.
- L'initiation et la formation du personnel de la direction pour l'utilisation des logiciels usités au sein de la branche.
- La maintenance du parc informatique de la direction.

1.3.8 Sureté interne est chargé de:

- Assurer la sécurité de tout le patrimoine de la direction GEM.
- Le contrôle du mouvement de tous personnel.

2. La ligne de transport gazoducs (CNDG-GEM):

2.1. Généralités:

Les gazoducs ENRICO MATTIE venant du centre national de dispatching Gaz (CNDG) situé à Hassi R'mel et parcourant une distance de 549 Km jusqu'au terminal arrivée situé à Oued Safsaf.

On décrit dans la partie ci-dessous la variété d'installation et équipement qui compose cette méga infrastructure.



Fig I.2 Profil géographique du Gazoducs Enrico Mattei

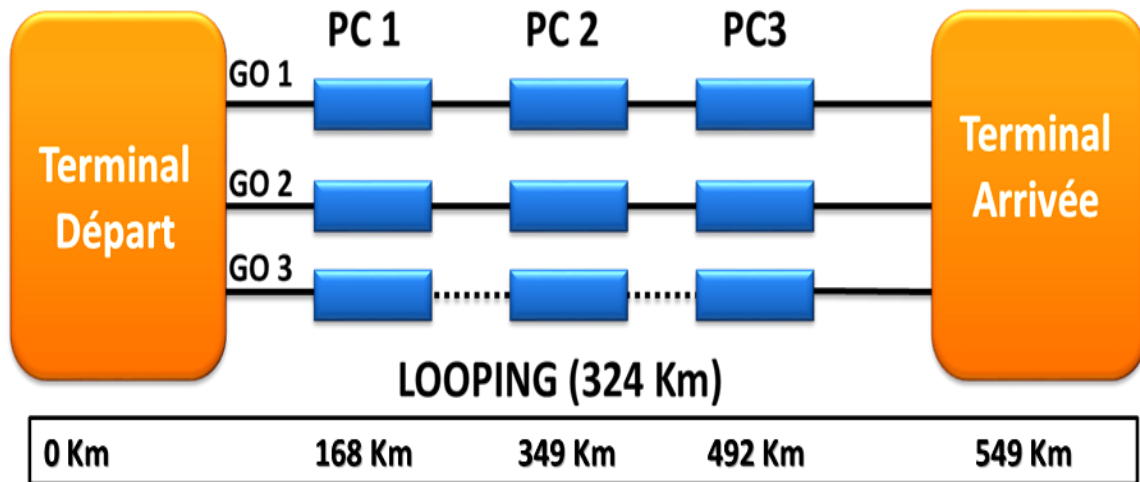


Fig I.3 Illustration des infrastructures du GEM

Longueur (km)	548,285 X 3
Diamètre 'en pouce'	48'
Epaisseur 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 (109 Sm ³ /an)	32,72
Capacité Maximale Réelle (109 Sm ³ /an)	32,72
Date de la mise en service	GO1 1982, GO2 1987, GO3 2008 / 2010
Constructeur	GO1:SAIPEM GO2:SADELMI GO3: BRC / COSIDER

Tab I.1 Caractéristiques techniques de l'ensemble du GEM

2.2. Installations et infrastructures:

La configuration hydraulique finale de l'ouvrage (avec SC2) est conçu pour le transport d'un débit de gaz correspondant à $32.10^9 \text{Cm}^3/\text{An}$.

Les ouvrages des gazoducs GO1/2/3 se composent de:

- Terminal départ de Hassi R'mel.
- Trois postes de coupure (deux postes et une station de compression SC2).
- 13 postes de sectionnement (GO1), 14 postes (GO2) et 18 postes (GO3) .
- 7 (sept) postes de purge.
- 15 (quinze) postes de protection cathodique.
- Terminal arrivé de Oued Safsaf.

2.2.1. Terminal départ de Hassi R'mel:

Il se compose essentiellement pour chaque gazoduc d'un banc de comptage, banc de régulation de pression, un système de vanne de sécurité et une gare de lancement des racleurs.

- Banc De Comptage:

Il se compose de 7 lignes de comptage ayant un diamètre de 16'. Le principe de comptage est basé sur un système perturbateur statique constitué d'un organe d'étranglement ou organe déprimogène (diaphragme) qui provoque une chute de pression dont la valeur est fonction du débit de l'écoulement et des caractéristiques thermodynamiques du fluide à mesurer.

- Banc de régulation de pression:

Se compose de trois lignes 18' équipées de vanne de régulation de diamètre 10', il consiste à donner une valeur de pression au départ en fonction de la valeur demandée par l'exploitation des gazoducs.

- Système de soupape de sécurité:

Le système de soupapes de sécurité se compose d'un groupe de 4 soupapes (3 en fonction et 1 de réserve), qui ont pour but de protéger le terminal de départ de la haute pression.

- Gare de lancement:

Sert au lancement des racleurs dans le gazoduc, pour assurer le nettoyage ou l'inspection du pipeline.

2.2.2. Postes de coupure:

Les postes de coupure le long de gazoduc sont deux (2), situés aux PK suivantes:

- PC1: PK 168.345

- PC3: PK 461.151

Chaque poste de coupure projeté pour l'installation future d'une station de compression, se compose essentiellement d'une gare de réception des racleurs, d'un groupe de filtrage de gaz et d'une gare de lancement des racleurs d'un système de gaz combustible domestique.

2.2.3 Vannes de ligne :

Les vannes de ligne ou Les postes de sectionnement sont répartis le long du gazoduc dont le nombre est de:

- 13 pour G01;
- 14 pour G02;
- 18 pour G03.

Chaque poste de sectionnement se compose essentiellement d'une vanne à boisseau sphérique 48" à passage intégral, d'un by-pass et d'un dispositif de décharge à l'atmosphère.

La vanne est pourvue d'un système de fonctionnement de type pneumo hydraulique doté d'un dispositif 'line break' pour la fermeture automatique de la vanne en cas rupture de la ligne dont son principe de fonctionnement est comme suit:

Toutes ruptures dans le Gazoduc provoque une augmentation de la vitesse du gaz dans la canalisation et par conséquent une augmentation de la chute de pression, mais on ne peut utiliser comme signal, pour le dispositif de commande, la chute de pression entre en amont et en aval du robinet car, pour un robinet complètement ouvert, il prend une valeur très faible. Si un réservoir de référence est connecté par un orifice calibrée et un clapet anti-retour au gazoduc, alors que la pression dans la canalisation va monter la pression dans le réservoir de référence, à travers le clapets anti retour, égalise immédiatement celle dans le gazoduc. Mais

lors que la pression dans la canalisation baisse, dans le réservoir de référence la pression reste plus haute que celle dans le gazoduc.

Plus élevée est la vitesse de baisse de la pression dans le gazoduc, plus petite est la dimension du trou de l'orifice calibré, plus grand est le volume du réservoir de référence, plus est élevée la différence de pression entre le réservoir et le gazoduc.

Cette différence de pression est mesurée par un dispositif à membrane qui, quand la valeur est supérieure à celle de tarage, au moyen d'un signal pneumatique. Commande la fermeture du robinet et empêche la possibilité d'actionner le robinet en ouverture.

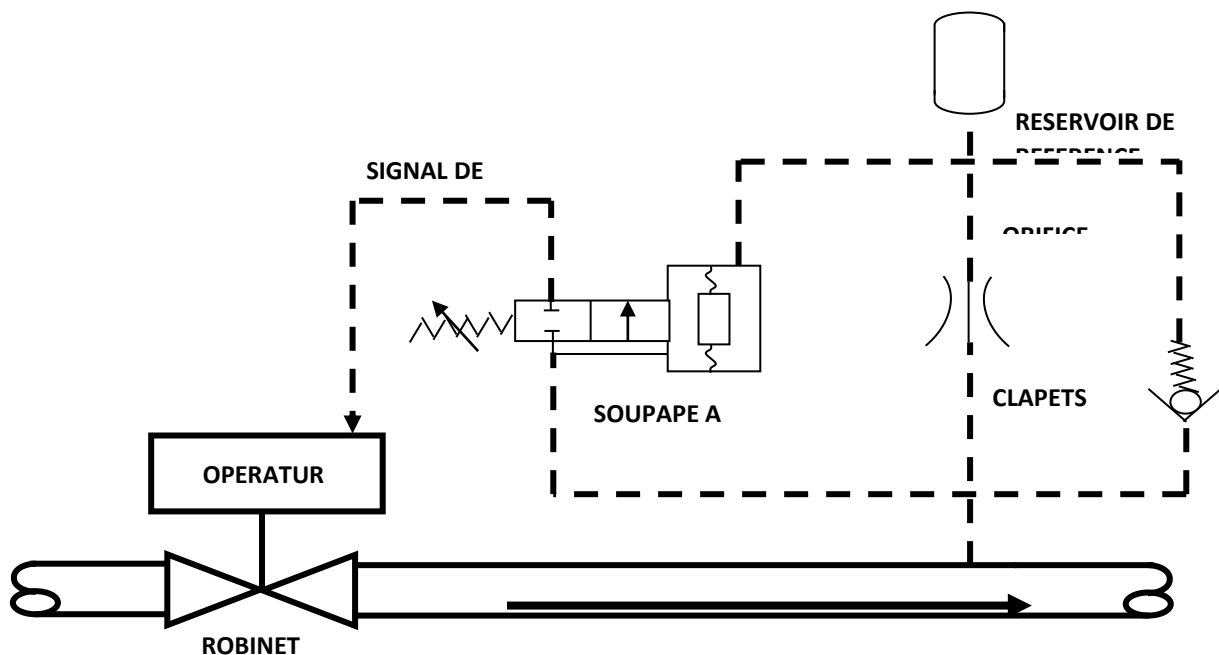


Fig I.4 Schéma descriptif du principe de fonctionnement de LINEBREAK

Le système de fonctionnement est équipé en outre d'un dispositif avec temporisateur qui après l'intervention du dispositif 'line break' ré-ouvre la vanne quand la pression de la ligne est supérieure à 40 bars aléas par le système de haute pression.

2.2.4 Postes de purge:

Les postes de purge sont implantés le long du gazoduc dont le nombre est de (7) pour chaque gazoduc; ils sont situés en amont et en aval de chacun des trois postes de coupure et en amont du terminal arrivée de Oued Safsaf.

Les PK des postes des purges sont les suivantes:

- PP1 : PK 166.977 (en amont de PC1)

- PP2 : PK	169.061 (en aval de PC1)
- PP3 : PK	342.324 (en amont de PC2)
- PP4 : PK	349.00 0 (en aval de PC2)
- PP5 : PK	453.725 (en amont de PC3)
- PP6 : PK	462.700 (en aval de PC3)
- PP7 : PK	546.992 (en amont de TA)

Chaque poste de purge se compose essentiellement d'une tronçon de tube de 48'ayant une longueur de 12 m et positionné à un niveau inférieur par rapport à la conduite principale, d'une ligne de purge située en amont du poste de coupure, permettent à l'opérateur de vérifier l'éventuelle présence d'eau ou gazoline et de programmer des opérations de ramonage la ligne, les postes de purge permettent la vérification et éventuelles récupérations des liquides (Gazoline, eau, huile).

2.2.5 Station de compression:

2.2.5.1. Introduction:

En vue de pouvoir faire face à une plus forte demande des clients, Sonatrach a réalisé la station de compression SC2 de Ain Naga, située à environ 350 Km du terminal de départ Hassi R'mel.

2.2.5.2 Description et rôle de la station SC2:

Elle se trouve dans la commune de Ain Naga Daïra de Sidi Okba, située à 50 km au sud-est de Biskra et à une altitude de -3 m.

La station est réalisée pour répondre à la demande croissante des clients de Sonatrach en gaz naturel et assurer ainsi la livraison du volume contractuel de 27.25 Milliards CM3/An avec le nouveau looping.

Elle est installée sur le réseau des gazoducs et a pour rôle le renforcement de leur capacité de transport pendant les périodes de pointes selon un programme prévisionnel d'approvisionnement prévu pour l'enlèvement régulier.

La station de compression SC2 est dimensionnée de manière à ce qu'elle puisse répondre à une certaine demande tout en respectant les conditions et restrictions qui

s'imposent, à savoir la pression disponible au terminal départ (Hassi R'mel) et la pression minimale contractuelle de livraison à garantir au terminal arrivé Oued Safsaf.

Elle comprend trois assiettes pour les gazoducs GO1/GO2/GO3, dans chacune il y a de deux gares racleur arrivée et départ, les assiettes GO1/GO2 contiennent deux batteries à quatre (04) filtres séparateurs, chaque filtre est de type à cyclone. Le gaz combiné dans le collecteur d'aspiration 56'' est comprimé à travers les quatre (04) turbocompresseurs TC21, TC22, TC23 et TC24 puis refroidi à travers les trois (03) Aéro- réfrigérants EA21, EA22, EA23 avant d'être envoyé dans les trois gazoducs,

Toutes les utilités (génération d'électricité, eau incendie, gaz instruments....) nécessaire à la marche de la station sont installées à proximité.

En ce qui concerne la mise en marche ; le contrôle et arrêt des turbocompresseurs sont possibles, depuis la salle de contrôle avec report d'information au dispatching de Oued Safsaf.

Le traitement des défauts et des alarmes est assuré par un automate programmable appelé PLC. Lorsqu'une condition d'alarmes ou un événement survient , le système informe l'opérateur au moyen de l'imprimante des événements installé dans la salle de contrôle ou bien par un voyant lumineux suivie d'une alarme sonore qui s'affiche sur le tableau synoptique.

La logique assure l'exécution des fonctions suivantes :

- Traitement et affichage des vannes.
- Signalisation de position des vannes.
- Arrêt d'urgence de la station.

2.2.5.3 Infrastructures:

- Bâtiment de contrôle: salle de contrôle, salle technique, bureaux.
- Bâtiment des services: local sécurité, atelier mécanique, atelier instrumentation + électricité, magasin, gestion de stock.
- Bâtiment turbo compresseur: 04 abri TC
- Centrale électrique: abri TA, salle de contrôle TA, abri MCC, abri groupe de secours.
- Bâtiment équipements lourds.

- Bâtiment abri des pompes.
- Station d'approvisionnement en carburant.
- Loge de garde.

2.2.5.4. Equipements technique de la station:

- **Les Turbocompresseurs:**

Les turbocompresseurs sont au nombre de 4, ils sont repérés TC21, TC22, TC23 et TC24, ces compresseurs sont montés en parallèle avec une puissance délivrée unitaire au conditions (ISO) de 22686 kW/unité.

- **Equipements pour la production d'énergie électrique:**

- Les Turboalternateurs: Deux groupes de turbos générateurs TA21 et TA22 constituant l'une des trois sources principales d'énergie électrique de la station de compression SC2, ils permettent de garantir une alimentation continue en courant électrique. Ces turbogénérateurs sont composés de turbines type EGT TB5000 à deux arbres entraînant des alternateurs GEC Alsthom UNIPAK DG 710/1900R.
- Puissance de l'alternateur est de 4634KVA à 25°C avec facteur de puissance 0.8
- Vitesse nominale du générateur de gaz environ 10000 tr/min
- Vitesse de la turbine de Puissance est de 7950 tr/min
- Arbre de sortie réducteur de vitesse 1500 tr/min
- Huile de graissage Torba 46.

- **Ligne SONELGAZ:**

Elle constitue la deuxième source d'énergie électrique, composée d'un transformateur qui convertit le 30 KVA du réseau SONELGAZ en 11 KVA.

- **Groupe de secours :**

Le groupe électrogène de secours permet d'alimenter la station de compression lorsque les deux sources normales (ligne SONELGAZ, turbogénérateurs) son en défaut.

Il démarre automatiquement par la procédure de « shut-down ».

Il y a deux groupes de secours, un pour la station et l'autre pour la base de vie.

Station: P= 350 KVA

Base de vie : P= 230 KVA

- **Les transformateurs:**

Afin d'assurer l'alimentation de tous les auxiliaires station un ensemble de transformateurs à été mis en place:

- Le transformateur d'arrivée TL1 qui converti le 30 KV du réseau SONELGAZ en 11KV.
- Les transformateurs TR1 à TR4 d'une puissance de 315KVA/unité alimentent les quartes turbocompresseurs en 380V à partir du 11KVa.
- Les transformateurs TG1 et TG2 de puissance 1600KVA/unité alimentent le tableau des services généraux TSG1 et le tableau de secours en 380V à partir du 11KV.
- Le transformateur TQH de puissance 630KVA alimente le quartier d'habitation en 380V à partir du 11KV.

• **Les Aéro-réfrigérants:**

Lors de la compression du gaz naturel la température de refoulement des compresseurs augmente jusqu'à une valeur de l'ordre de 72°C à 80°C (température prise à la sortie des compresseurs). Pour que les gazoducs conservent leurs calorifugeage (enrobages) et transportent le gaz jusqu'au terminal arrivée Oued Safsaf dans les conditions contractuelles, des batteries d'Aéro- réfrigérants repérées EA21, EA22 et EA23 fournis par Nuovo Pignone sont installés en parallèle sur la station SC2 au refoulement des compresseurs (une quatrième batterie EA24 est en phase terminale de construction pour renforcer la capacité de refroidissement).

Chaque batterie est équipée de quatre ventilateurs entraînés par des moteurs électriques d'une puissance de 30 KW chacun.

La transmission de mouvement entre la poulie moteur et la poulie du ventilateur est assurée par quatre courroies trapézoïdales.

Les moteurs électriques sont équipés de détecteur de vibration et commandés depuis la salle de contrôle.

• **Le Système Pomperie :**

Le circuit d'alimentation en eau comprend:

- Un bac de stockage d'eau d'une capacité de 1000 M3 alimenté par une pompe de puits, ce bac de stockage alimente également en eau les différents services et utilités.
- Un bâtiment pomperie, dans lequel sont installés :
 - o Deux pompes jockeys en parallèle destinés pour le maintien sous pression du réseau d'eau anti-incendie, ces pompes sont entraînées par des moteurs électriques.
 - o Une pompe principale centrifuge horizontale, entraînée par moteur électrique.
 - o Une pompe de secours centrifuge horizontale entraînée par un moteur diesel.

- **Réseau Gaz:**

- Circuit Gaz Principal:

Le système gaz principal comprend:

- o Les gares racleurs départ et arrivée.
- o Les collecteurs aspiration et refoulement de la station
- o Les circuits d'aspiration et de refoulement des TC
- o Les circuits d'alimentation du skid GAZ.
- o Les circuits entrées et sorties des Aéro- réfrigérants.

- Circuit Gaz Sécurité:

Appelé Gaz d'arrêt d'urgence, deux circuits sont installés :

- o Un circuit d'arrêt d'urgence
- o Un circuit motorisations

- Circuit Gaz auxiliaire:

On appelle gaz auxiliaire tout gaz prélevé sur le Gazoduc et conditionné par un skid conçu spécialement pour alimenter la station par cinq types de gaz qui sont :

Gaz motorisé 40 bars.

- o Gaz combustible turbo- compresseurs 30 bars
- o Gaz instrument 07 bars
- o Gaz combustible/ démarrage turboalternateurs 15v bars

- Gaz Domestique 04 bars.

Le skid de conditionnement de gaz est installé sur site GO2.

2.2.5.5. Terminal arrivée de Oued Safsaf:

Le terminal arrivée de Oued Safsaf reçoit le gaz venant du terminal départ de Hassi R'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.

En détail de terminal arrivé de Oued Safsaf comprenait les installations suivantes:

❖ Un réseau haute pression constitué :

- Gare de racleurs arrivés pour chaque gazoduc.
- Un banc de filtration constitué de trois filtres horizontaux pour gazoduc.
- Un banc de régulation de pression se compose de cinq rampes de régulation et d'un by-pass (pour chaque gazoduc).
- Un banc de comptage de cinq rampes calorifugées équipées d'instrumentations on-line et d'instrumentations off line pour la détermination fiscale des quantités de gaz livrées à la frontière. les instruments On-line sont installés sous un abri et ceux électroniques sont montés dans des armoires regroupées dans le bâtiment instrumentation et laboratoire du G02 attendant au banc comptage.

Des installations d'analyse du gaz comprenant les raccordements aux réseaux haute pression , les laboratoires du GO1, du GO2 et du GO3 qui regroupent les calorimètres, chromatographes, gravimètres enregistreurs, analyseur de concentration en soufre, analyseur du point du rosée.

Conclusion:

Les stations de compression jouent un rôle important dans l'exploitation d'un réseau de transport. Régulièrement réparties sur chaque canalisation, elles permettent de relever, au plus

près de sa valeur maximale autorisée la pression de transport et d'assurer ainsi à la fois du point de vue technique et économique, la meilleure capacité de transport.

Les turbocompresseurs et turboalternateurs sont Parmi les installations les plus importantes équipant la station de compression SC2 de Ain Naga, elles jouent donc un rôle considérable du point de vue technico-économique, et c'est pourquoi il est intéressant d'étudier leur fonctionnement et leurs performances.

Chapitre II:



Généralité sur les gaz Naturel



Introduction:

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ses réserves et les avantages qu'elle présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation. C'est une houille qui ne porte pas de couleur, néanmoins elle reste à ce jour, l'une des énergies les plus fiable, propres, et respectueuse de l'environnement, mais aussi la plus abondante, avec la meilleure efficacité énergétique de toutes les énergies fossiles du marché elle s'érige actuellement en combustible du siècle, à l'image du pétrole au siècle dernier et du charbon il y a deux siècles. [2]

Face au problème d'optimisation lié au transport des hydrocarbures, et plus particulièrement des stations de compression, nous présenterons dans ce chapitre la terminologie nécessaire avant de décrire le problème et ses aspects.

1. Généralité sur les hydrocarbures:

Les hydrocarbures (CH) sont des composés organiques qui ne contiennent que des atomes de carbone (C) et d'hydrogène (H) dans trois états : selon leur taille moléculaire, ils sont gazeux, liquides et solides à température ambiante, le plus petit étant le gaz naturel, le carburant liquide, La valeur moyenne de l'huile de graissage, la valeur moyenne la plus épaisse de l'asphalte. Il a la formule $C_n H_m$, où n et m sont deux nombres naturels. Entre C_1 et C_4 se trouve un état gazeux, entre C_5 et C_{12} est un état liquide et C_{13} est un état solide. [3]

2. Historique du gaz:

Bien que le gaz naturel soit largement connu depuis l'Antiquité, son exploitation à grande échelle est un cas relativement nouveau. Au départ, la consommation de gaz naturel provenait de la capture Diffusion, principalement utilisée pour l'éclairage, cette pratique est très courante dans la Chine ancienne et près de Bakou sur la côte de la mer Caspienne, il y avait plus de deux millénaires. Cependant, ce n'est qu'en 1824 que le premier puits de gaz commercial a été foré. Dans le New Jersey, le premier gazoduc principal de 160 kilomètres a été construit aux États-Unis en 1891. Producteur mondial de gaz naturel

Au début de 1910, une industrie du gaz naturel organisée avec des objectifs à long terme a démarré Commencez à apparaître. Depuis, le gaz naturel s'est développé La terre est utilisée comme source d'énergie (principalement aux États-Unis). Ce pays continuera d'exister Jusqu'à la Seconde Guerre mondiale, il était le seul producteur et consommateur au monde

Bien qu'il existe des marchés potentiels ailleurs (notamment en Europe), mais à l'échelle mondiale (Ouest) et d'autres régions liées à la production de gaz naturel lié au pétrole (Principalement au Venezuela et au Proche-Orient), mais beaucoup de transports L'essence n'était pas disponible à l'époque.

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

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

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

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

Un système de transport du gaz comprend les pipelines, les stations de compression, les points d'approvisionnement (champs producteurs injectant dans le système), et les points de consommation (centrales électriques, complexes industriels, usines...). [3]

3. Définition de gaz naturel:

Le gaz naturel est un produit extrait de gisements gaziers ou pétroliers. Lorsque qu'il est livré pour la consommation (gaz de ville), c'est du méthane presque pur, les autres gaz présents dans le gisement étant retirés. [4]

4. Origine du gaz:

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient dans l'antiquité. Il y a de cela quelques milliers d'années. L'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement été

assimilée à des sources ardentes. En Perse, en Grèce ou en Inde, les Hommes ont érigé des temples autour de ces feux pour leurs pratiques religieuses. Cependant ils n'évaluèrent pas immédiatement l'importance de leur découverte. 19 En 1821, à Fredonia (Etats-Unis), les habitants ont découvert le gaz naturel dans une crique par l'observation de bulles de gaz qui remontaient jusqu'à la surface. William Hart est considéré comme le "père du gaz naturel". C'est lui qui creusa le premier puits nord-américain. En Europe, la Grande- Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790. [4]

5. Les caractéristiques du gaz:

5.1. Les composantes du gaz naturel:

Le gaz naturel est un mélange de plusieurs composants, le tableau suivant contient quelques caractéristiques du gaz naturel [3]:

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

Tab II.1: Composantes du gaz naturel

5.2. Pouvoir calorifique:

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

On distingue deux types de pouvoir calorifique:

- **Pouvoir calorifique supérieur (PCS):**

L'eau qui résulte de la combustion des hydrocarbures est supposée ramenée à l'état liquide dans les produits de combustion.

- **Pouvoir calorifique inférieur (PCI) :**

L'eau qui résulte de la combustion des hydrocarbures est supposée ramenée à l'état vapeur dans les produits de combustion. [3]

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

Tab II-2 : Pouvoir calorifique

6. Propriétés physico-chimiques du gaz nécessaires au calcul hydraulique d'un gazoduc [7]

6.1. Masse molaire moyenne du gaz M_g :

$$M_g = \sum_{i=1}^n M_i X_i \quad (\text{II.1})$$

$$M_g = 18.94 \text{ Kg/Kmol}$$

6.2. Constante du gaz R:

$$R = \frac{R_u}{M_g} \quad (\text{II.2})$$

$$R = 438.96 \text{ J/Kg K}$$

$$R_u : \text{Constante universelle } R_u = 8314 \frac{\text{J}}{\text{mol K}}$$

M_g : Masse molaire moyenne du gaz en (Kg/Kmol).

6.3. Densité relative du gaz Δg :

$$\Delta g = \frac{M_g}{28.9} \quad (\text{II.3})$$

$$\Delta g = 0.6541$$

28,9 kg/kmol : masse molaire de l'air.

M_g : Masse molaire moyenne du gaz en (Kg/Kmol).

6.4. Température critique t_{cr} :

$$t_{cr} = \sum_{i=1}^n t_{cr} X_i \quad (\text{II.4})$$

$$t_{cr} = -71.24 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$= 201.91 \text{ K}$$

t_{cr} : Température critique de composition en (K).

X_i : Composition en %.

6.5. Pression critique P_{cr} :

$$P_{cr} = \sum_{i=1}^n P_{cr} X_i \quad (\text{II.5})$$

$$P_{cr} = 44.14 \text{ Bar}$$

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

X_i : Composition en %.

6.6. Viscosité dynamique à partir de la composition du gaz μ :

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i X_i M_i^{0.5}}{\sum_{i=1}^n X_i M_i^{0.5}} \quad (\text{II.6})$$

$$\mu = 0.01023 \text{ cP}$$

M_i : Masse molaire en (Kg/Kmol).

μ_i : Viscosité de composant du gaz en (cP).

X_i : La composition en %.

$t_{cr} X_i$	$P_{cr} X_i$	$M_i X_i$	$P_{ci} X_i$	$X_i M_i^{0.5}$	$\mu_i X_i M_i^{0.5}$
-69.39	37.76	13.49	31 288	3.36852	0.034359
3.08	4.53	2.88	6 289	0.52571	0.004626
1.48	0.62	0.66	1 428	0.10000	0.000770
0.26	0.07	0.11	240	0.01487	0.000103
0.40	0.09	0.15	321	0.01982	0.000137
0.11	0.02	0.04	82	0.00476	0.000031
0.09	0.02	0.03	70	0.00408	0.000025
0.12	0.02	0.04	100	0.00483	0.000028
-0.14	0.00	0.00	0	0.00106	0.000019
-4.33	0.96	0.82	0	0.15563	0.002459
0.34	0.79	0.49	0	0.07331	0.001158
0.00	0.00	0.00	0	0.00000	0.000000
0.00	0.00	0.00	0	0.00000	0.000000
0.00	0.00	0.00	0	0.00000	0.000000
-67.97	44.89	18.734	39 818	4.27258	0.043714

Tab II.3: Paramètres physicochimique de gaz.

7. Principales propriétés physiques du gaz

- Facteur De compressibilité.
- Densité relative.
- Viscosité dynamique.
- Chaleur spécifique.
- Coefficient de Joule-Thompson.

8. Principaux objectifs du calcul hydraulique des gazoducs

Nous optons un calcul hydraulique dans les cas suivants :

- ❖ Pour un débit Q donné:
 - Définir la pression initiale P_{int} .
 - Définir la pression finale P_{fin} .
- ❖ P_{int} et P_{fin} donnés:
 - Définir le débit max.

9. Calcul thermo-hydraulique de débit massique M:

Pour déterminer le débit massique dans un gazoduc, on doit connaître les pressions d'entrée et de sortie ainsi que le diamètre de la canalisation et la température moyenne et surtout les caractéristiques du gaz transporté, et on peut résumer tout ça dans la formule suivante:

$$M = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(P_{int}^2 - P_{fin}^2) \times D_{int}^5}{Z_m \times T_m \times \lambda_m \times L_1 \times R}} \quad (\text{II.7})$$

P_{int} : Pression d'entrée en (bar).

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

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

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.

Pour procéder à la détermination de ce débit massique on doit effectuer notre calcul en deux parties:

9.1. Calcul hydraulique:

D'où on détermine les paramètres suivants:

9.1.1. Facteur de compressibilité Z:

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

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P}{P_{cr}} \times \left(\frac{T}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right] \quad (\text{II.8})$$

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

T_{cr} : Température critique en (K).

Dans la pratique on retient généralement pour Z_m une valeur moyenne ou la valeur prise par Z à la température T_m et à la pression P_m .

9.1.2. Pression moyenne P_m :

$$P_m = \frac{2}{3} \times \left(\frac{(P_{int}^3 - P_{fin}^3)}{(P_{int}^2 - P_{fin}^2)} \right) \quad (\text{II.9})$$

P_{int} : Pression d'entrée en (bar).

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

9.1.3. Coefficient de perte de charge λ :

Ce coefficient dépend du nombre de Reynolds R_e et de la rugosité relative $\frac{\xi}{D_{int}}$.

$$\lambda = 0.067 \left(\frac{158}{R_e} + \frac{2\xi}{D_{int}} \right)^{0.2} \quad (\text{II.10})$$

ξ : Rugosité en (mm).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

R_e : Nombre de Reynolds (sans dimension).

9.1.4. Nombre de Reynolds R_e :

$$R_e = 0.4344 \left(\frac{Q \times \Delta g}{\mu \times D_{int}} \right) \quad (\text{II.11})$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Δg : Densité relative de gaz (sans dimension).

μ : Viscosité dynamique en (cP).

9.1.5. Correction de λ_c :

$$\lambda_c = 1.05 \times \left(\frac{\lambda}{E^2} \right) \quad (\text{II.12})$$

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

$E = 0.95$ Pour les conduites périodiquement ramonées et $E = 0.92$ sans ramonage.

9.2. Calcul thermique:**9.2.1. Coefficient de joule Thompson D_j :**

$$D_j = 1.393 - (0.0041 \times P_m - 0.00315 \times T_m + 0.00001 \times P_m \times T_m) \quad (\text{II.13})$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

9.2.2. Calcul de la chaleur spécifique C_p :

$$C_p = 0.4313 + (0.0051 \times T_m + 0.0658 \times P_m - 0.000175 \times P_m \times T_m) \quad (\text{II.14})$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

9.2.3. Détermination du coefficient globale d'échange de chaleur K :

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

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

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

9.2.4. Détermination du paramètre α ou coefficient de Choukov α :

$$\alpha = \left(\frac{2.43 \times K \times D_{ext}}{\Delta g \times C_p \times Q_n} \right) \quad (\text{II.16})$$

K : 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 (KJ/Kg. K).

Q_n : Débit volumique aux conditions normales en (Nm^3/h).

9.2.5. Calcul de la température à la fin du tronçon T_{fin} :

$$T_{fin} = T_{sr} + (T_{int} - T_{sr}) \times e^{-\alpha \times L} \quad (\text{II.17})$$

T_{sr} : Température de sol réduite en ($^{\circ}\text{C}$).

D'où:

$$T_{sr} = T_s - \left(D_j \times \frac{(P_{int}^2 - P_{fin}^2)}{2 \times \alpha \times L \times P_m} \right) \quad (\text{II.18})$$

T_s : Température de sole en ($^{\circ}\text{C}$).

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

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

P_{fin} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

P_m : Pression moyenne en (bar).

α : Coefficient de choukov.

L : Longueur de tançant avec en Km .

9.2.6. Vérification de la température moyenne T_m :

$$T_m = T_{sr} + \frac{(T_{int} - T_{fin})}{\alpha \times L} \quad (\text{II.19})$$

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

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

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

α : Coefficient de chokouov.

L: Longueur de tançant en(Km).

10. 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:

$$Q_n = \frac{3600 \times M}{1.293 \times \Delta g} \quad (\text{II.20})$$

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

$$Q_c = \frac{3600 \times M}{1.212 \times \Delta g} \quad (\text{II.20})$$

M: Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

11. Types de gaz naturel:

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

• Gaz conventionnel non associé:

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

• Gaz associé:

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

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

• Gaz biogénique:

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

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

• Gaz de charbon:

Le gaz de charbon contient naturellement du méthane et du (CO₂) dans ses pores. Historiquement, ce gaz a surtout été connu pour la menace mortelle qu'il présentait sur la sécurité des mineurs, il est alors resté dans la mémoire collective sous le nom « grisou ». Cependant, son exploitation est en plein développement, en particulier aux Etats-Unis.

L'exploitation porte sur des strates de charbon riches en gaz et trop profondes pour être exploiter de façon conventionnelle. Il y a eu des essais en Europe également, mais la plupart des charbons européens sont assez pauvres en méthane. La Chine s'intéresse de plus en plus à l'exploitation de ce gaz naturel.

• Gaz de schiste:

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

gaz est présent en faible concentration dans un énorme volume de roche), ce qui rend l'exploitation bien plus difficile [4]

12. Transport Par Canalisation:

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

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

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

Les principaux systèmes de transport par canalisation concernent:

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

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

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

13. La canalisation:

Les tubes d'acier utilisés actuellement pour la construction des gazoducs transportant du gaz naturel sur de longues distances, sont exclusivement fabriqués en acier à haute résistance, plus exactement ceux ayant un grade élevé, l'emploi de ces aciers a permis de réduire l'épaisseur des tubes ; Ces derniers sont obtenus par cintrage d'une tôle et soudure le long d'une génératrice, ensuite ils sont soudés entre eux et enterrés à une profondeur d'environ 1,5m.

Les spécifications auxquelles doivent répondre les tubes d'acier destinés au transport du pétrole et du gaz naturel sont fixées par la norme A.P.I mise au point par l'American Petroleum Institute en collaboration avec l'American Gaz Associations...

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

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

- **Moyens de protection passifs:** peintures spéciales, revêtements isolant.
- **Moyen de protection actif:** protection cathodique. [6]

Conclusion:

Le gaz naturel doit dans l'avenir occuper une place de plus en plus importante dans la satisfaction des besoins en énergie du monde entier. Les réserves existent et s'accroissent mais leur situation géographique par rapport aux zones consommatrices entraînera un fort développement du commerce international et donc des divers moyens de transport à grande distance. Cette place croissante occupée par le gaz ne devrait pas, toutefois, en faire un élément directeur sur le marché mondial de l'énergie (sauf exceptions localisées, comme les Pays-Bas).

Le commerce international du gaz naturel devrait donc continuer à être soumis à des contraintes extérieures (telles que la concurrence des autres énergies) qui s'ajoutent à ses contraintes propres (en particulier l'importance des investissements nécessaires à la

réalisation des chaînes de transport terrestres ou maritimes). Les développements à venir restent donc liés à une bonne entente réciproque entre producteurs et consommateurs afin de satisfaire au mieux les intérêts à long terme des uns comme des autres.

Chapitre III:

Comptage et débitmètres

Introduction:

Le transport d'hydrocarbures par canalisations a eu lieu ces dernières années place importante dans le développement des ressources du pays et pour cette raison augmentation des produits usagés et consommation en constante augmentation.

Prise en compte du développement rapide des réseaux de transport et de distribution de gaz en le monde a engendré plusieurs études sur les moyens de faire face divers problèmes qui surviennent de temps en temps.

Le choix de ces remèdes est toujours basé sur ceux qui sont très efficaces. grande et rapide prise de décision. La variété des problèmes rencontrés dans le transport du gaz par canalisations nous conduit toujours à mener des recherches pour une évaluation technique et économique variantes probables de l'utilisation d'une solution technique spécifique.

Pour faciliter cette tâche, la nécessité d'un fonctionnement rationnel du réseau et équipements installés, d'où la détermination de la mesure du débit transporté depuis précision satisfaisante et nécessaire.

Transport d'hydrocarbures par canalisations, champs de production pour l'utilisateur, nécessite une surveillance étroite et rigoureuse techniciens chargés de déterminer la quantité de produits.

Parvenir il y a plusieurs facteurs impliqués. L'objectif ultime reste de livrer des produits avec un minimum de déchets et la livraison de quantités mesurées de manière juste et équitable les clients.

En raison des grandes quantités à livrer, même une légère erreur dans le fichier les quantités transportées peuvent être nos sommes d'un point de vue financier sans importance dans la vie de l'entreprise.

1. Définition Du Comptage:

La mesure ou le comptage de gaz circulant dans un tuyau est défini comme un ensemble d'opérations qui donne accès à la connaissance de la quantité de gaz qui a traversé une certaine longueur de tuyau dans un temps donné.

2. But et objectif du comptage:

Sur un réseau de transport, le gaz est compté pour connaître les quantités mises en jeu dans: [7]

2.1. Domaine commercial (transactionnel):

Il est le fondement des applications des contrats d'achat, de vente et de transit. Il est à l'origine de l'établissement des statistiques et des prévisions. Il nécessite une mesure rigoureuse et précise préconisée par une réglementation élaborée par les services de métrologie, et devant impérativement respecter la condition sur l'erreur maximale tolérable par le règlement des transactions.

2.2 Domaine technique:

Il donne les informations primaires indispensables à l'exploitation rationnelle des réseaux de transport et de distribution et l'établissement des bilans (répartition des débits dans les canalisations, gestion des stocks, prévision de consommation, étude de réseau, ...).

3. Installations de comptage:

Les comptages commerciaux sont situés aux points de « transfert de garde » du gaz:

- Soit entre une installation (champs producteur, usine de traitement,..) et un réseau de transport
- Soit entre deux réseaux de transport nationaux et internationaux ;
- Soit entre un réseau de transport et un réseau de consommation (client industriel ou distribution publique).

Dans les deux premiers cas, les quantités concernées sont importantes, et le comptage sera réalisé par une unité indépendante destinée uniquement à cette fonction. Elle est généralement dénommée « station de comptage ». Dans le dernier cas, il y a généralement détente de gaz et le comptage est alors intégré dans une unité qui réalise les fonctions de détente, régulation et comptage. Cette unité est appelée « poste de détente et comptage » ou plus simplement « poste de livraison ». [7]

3.1. Station de comptage

Une station de comptage peut être située (Fig. III.1) : [8]

- Soit à l'entrée d'un réseau : Comptage d'émission.
- Soit à la jonction de deux parties d'un réseau: Comptage divisionnaire.

Une station de comptage comporte:

- ◆ Tous les appareils nécessaires au comptage.

- **Éléments primaires:** plusieurs rampe de comptage sont installées en parallèle. Actuellement la plupart d'entre elles sont équipées de systèmes de mesure par organes déprimogènes.
- **Éléments secondaires :** Ils sont associés à chaque rampe de comptage et comprennent des capteurs de pression, de température, des appareils de mesure de la masse volumique et des calculateurs électroniques pour l'acquisition et le calcul des quantités.
- **Éléments annexes :** Les appareils de détermination des caractéristiques du gaz seront présents sauf pour les comptages divisionnaires car dans ces cas les caractéristiques du gaz sont mesurées en un autre point du réseau.

D'autres appareils pour la surveillance de la quantité du gaz (hygromètre, détecteur d'impuretés,..)

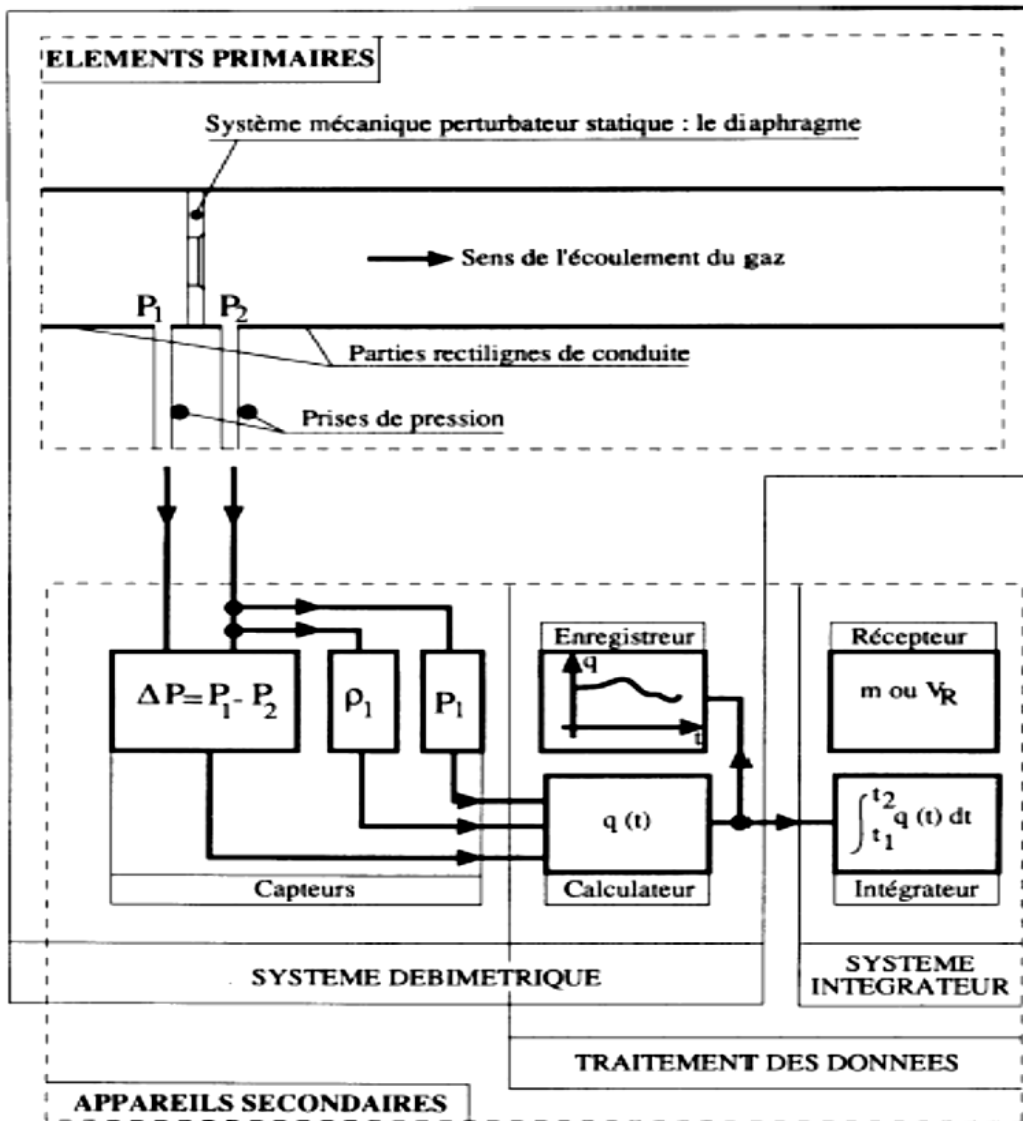


Fig III.1 Station de Comptage

4. Différents types de dispositifs de comptage:

Il existe différents types de compteurs pour le mesurage, selon le niveau du débit nature du fluide, le principe du débitmètre adapté est très variable, il existe une classification simple selon la nature du paramètre mesuré:

- Débitmètres basés sur la mesure de la perte de charge (perte de pression) ou pression différentielle entre un repère amont et un repère aval, ceci à l'aide d'un organe déprimogène. Exemple: plaque à orifice (diaphragme), tuyère, Venturi;
- Débitmètres basés sur la mesure de la vitesse du fluide. Exemple : débitmètre à turbine, débitmètre à ultrasons, débitmètre à vortex;
- Débitmètres basés sur la mesure du débit massiques: thermique ou à effet Coriolis,

Le débit est calculé d'une manière directe ou indirecte à partir du paramètre mesuré (pression différentielle, vitesse, ..).

4.1. Débitmètres à élément déprimogène:

4.1.1. Plaque à orifice (diaphragme):

Une plaque à orifice ou diaphragme concentrique est l'élément primaire le plus utilisé pour la mesure de débit par pression différentielle, il constitue le plus simple et le moins coûteux des éléments déprimogènes. Il consiste en une plaque mince, percée d'un orifice circulaire dont le centre coïncide avec celui de la conduite et dont l'arête amont forme un angle droit à bord vif. Faisant fonction d'élément primaire, le diaphragme limite l'écoulement du fluide, inséré au sein d'une tuyauterie circulaire, il crée un obstacle, augmente la vitesse du fluide et engendre une différence de pression entre l'amont et l'aval de la restriction. Cette mesure de pression différentielle est traduite en valeur de débit. Un diaphragme engendre habituellement une pression différentielle supérieure à celle des autres éléments primaires.

La mesure par pression différentielle est le seul principe normalisé (ISO 5167). La plaque à orifice est utilisée pour de nombreux types d'applications et de fluides couvrant de larges plages de fonctionnement. La plaque à orifice est caractérisée par une grande précision de mesure, un coût de pièces et de maintenance faible, une longue durée de vie sans défaillance d'usure. Elle permet également une installation rapide et simple car cet élément normalisé ne nécessite aucun calibrage sur site. Ce dispositif a pour avantage pratique de ne pas entraîner une augmentation importante du prix en fonction du diamètre de la conduite.

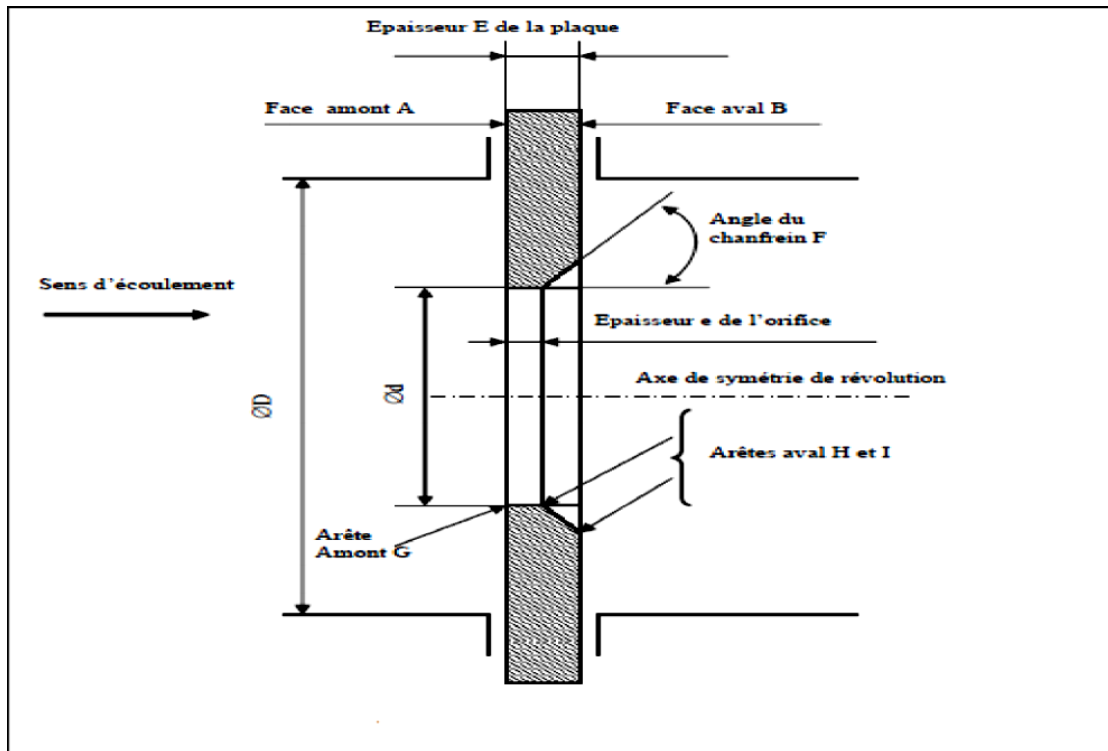


Figure III.2 Plaque à orifice à arête vive

4.1.2. Principe de la méthode de mesurage pour Compteur à élément déprimogène:

La méthode de mesurage est basée sur la propriété de conservation d'énergie lors d'un écoulement permanent d'une masse de fluide, dont l'équation de Bernoulli constitue l'expression la plus connue. Elle utilise ainsi le principe de continuité qui stipule que le débit massique d'un fluide en toute section d'une conduite est continu.

Dans sa mise en œuvre, elle consiste à interposer un élément primaire tel qu'un diaphragme, un tube de venturi ou une tuyère sur le passage d'un fluide s'écoulant en charge dans une conduite, ce qui a pour résultat la création d'une pression différentielle au sein du fluide entre l'amont et l'aval de cet élément déprimogène. Le débit massique est lié à la pression différentielle par l'une des formules de base suivante:

La formule originale du débit en masse selon la norme **ISO 5167** est la suivante:

$$Q = \frac{M}{\rho} \quad (\text{III.1})$$

M: Débit massique en (kg/s)

Q: Débit volumique en (m³/s)

ρ : Masse volumique en (kg/m^3).

Le débit en volume aux conditions contractuelles (15°C et 1 bar) se déduit de cette expression à l'aide de la relation

$$Q_c = \frac{M}{\rho_c} \quad (\text{III.2})$$

ρ_c : Masse volumique du fluide dans les conditions contractuelles (15°C et 1 bar), elle est calculée à partir de la masse volumique aux conditions d'écoulement et convertie par P, T, Z par le calculateur de rampe.

La valeur du débit volumique Q_c dans les conditions contractuelles (15°C et 1bar) est:

Formule générale

$$Q_c = \frac{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2 \times \sqrt{2 \times \Delta P}}{4} \times \frac{\sqrt{\rho_{site}}}{\rho_c} \quad (\text{III.3})$$

ρ_{site} : Masse volumique du fluide aux conditions d'exploitation, mesurée par le densimètre en aval du diaphragme en (kg/m^3).

ρ_c : Masse volumique du fluide dans les conditions contractuelles en (kg/m^3)

α : Coefficient de débit (sans dimension).

ε : Coefficient de décharge (sans dimension).

ΔP : Pression différentielle en (mbar).

a. Expression de coefficient de débit α :

$$\alpha = \frac{C}{\sqrt{1-\beta}} \quad (\text{III.4})$$

C: Coefficient de décharge (sans dimension).

β : Rapport des diamètres avec $\beta = \frac{d}{D_{int}}$ (sans dimension).

d: Diamètre intérieur du diaphragme de mesure en (m).

D_{int} : Diamètre intérieur de la conduite en (m).

b. Expression de coefficient de décharge C:

$$C = 0.5959 + 0.0312 \times \beta^{2.1} - 0.184 \times \beta^8 + 0.090 \times l_1 \times \frac{\beta^4}{(1-\beta^4)} - 0.0337 \times l_1 \times \beta^3 + 0.0029 \times \beta^{2.5} \times \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0.75} \quad (\text{III.5})$$

l_1 et l_2 : L'éloignement relatif des prises de pression à la bride avec $l_1 = l_2 = \frac{25.4}{D_{int}}$

β : Rapport des diamètres avec $\beta = \frac{d}{D_{int}}$ (sans dimension).

c. Expression du nombre de Reynolds Re :

$$Re = \frac{U \times D_{int}}{\mu} \quad (\text{III.6})$$

U : vitesse du fluide aux conditions d'exercice en (m/s).

$$U = \frac{Q}{S} \quad (\text{III.7})$$

Q : Débit volumique aux conditions d'exercice (m^3/s)

S : Section interne de la conduite (m^2)

μ : Viscosité cinématique du fluide (m^2/s)

$$S = \frac{\pi \times D_{int}^2}{4} \quad (\text{III.8})$$

$$\mu = \frac{\nu}{\rho} \quad (\text{III.9})$$

ν : Viscosité dynamique du fluide (Pa.s)

ρ : Masse volumique du fluide (Kg / m³)

$$Re = \frac{4 \times Q \times \rho}{D_{int} \times \pi \times \nu} \quad (\text{III.10})$$

d. Expression de coefficient de détente ε :

Le coefficient moyen de détente dans la période considérée est donné par la formule suivante:

$$\varepsilon = 1 - (0.41 + 0.35 \times \beta^4) \times \frac{\Delta P}{P \times \gamma} \quad (\text{III.11})$$

β : Rapport des diamètres avec $\beta = \frac{d}{D_{int}}$ (sans dimension).

ΔP : Pression différentielle à travers le diaphragme (mbar)

P : Pression du gaz à l'amont du diaphragme (bar)

γ : Exposant isentropique avec $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$

4.1.3. Perte de charge dans les diaphragmes:

Les diaphragmes présentent une perte de charge (ou perte de pression statique) qu'il ne faut pas confondre avec la pression différentielle mesurée, mais qui en dépend

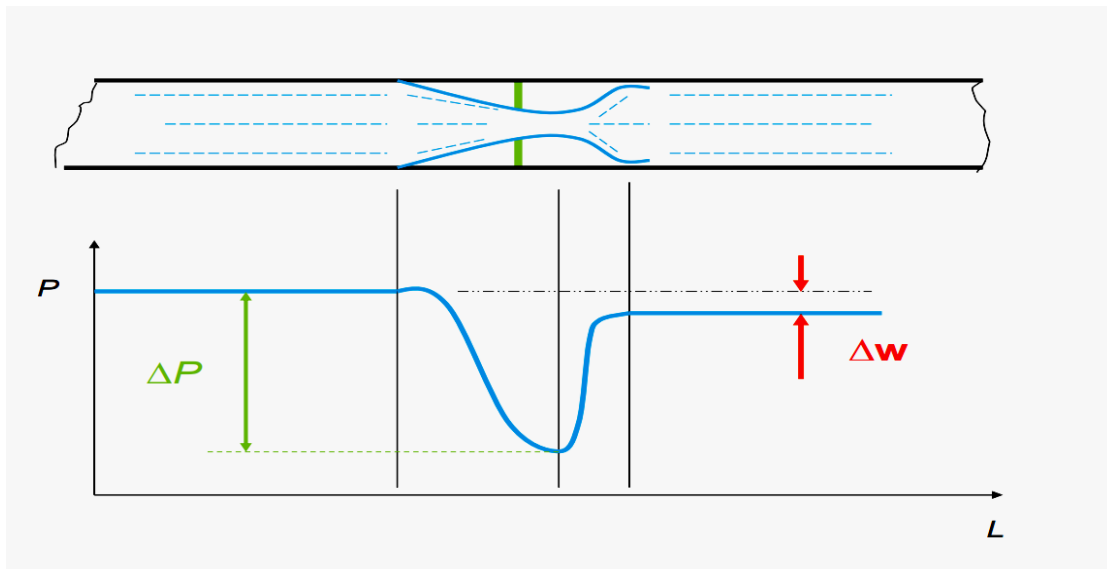


Fig III.3 : Pertes de charge Δw [2].

$$\Delta w = \frac{\sqrt{(1-\beta^4)} - C \times \beta^2}{\sqrt{(1-\beta^4)} + C \times \beta^2} \times \Delta P \quad (\text{III.12})$$

La perte de charge ainsi créée par l'élément déprimogène provient des tourbillons qui se forment en amont et en aval du diaphragme.

Mais si le diaphragme est le moins onéreux des organes déprimogènes, c'est aussi qui introduit la plus grande perte de charge des organes déprimogènes, puisque l'accroissement d'énergie cinétique est entièrement perdu en frottement dans le fluide situé en aval.

La valeur de cette perte de charge représente entre 40% à 95% de la ΔP mesurée.

Remarquons d'ailleurs qu'il ne faut pas confondre entre perte de charge et pression différentielle mesurée (par contre cette perte de charge dépend de la pression différentielle mesurée...).

La norme ISO 5176-1 donne les formules à utiliser pour le calcul des pertes de charge dans les éléments déprimogène:

Type	Paragraphe de la norme	Formule de calcul
Diaphragme (toute type de prise de pression)	8.4.2	Voir tuyère ISA 1912 Formule simplifiée: $w(1. \beta^{1.9}). \Delta P$
Tuyère ISA 1932	8.4.1	$\Delta w = \frac{\sqrt{(1 - \beta^4)} - C \times \beta^2}{\sqrt{(1 - \beta^4)} + C \times \beta^2} \times \Delta P$
Tuyère à long rayon	8.4.1	Idem
Venturi classique	10.1.9	$w=0.05 \text{ à } 0.2 \Delta P$
Venturi tuyère	10.2.6	Idem

Tab III.1 perte de charge dans les éléments déprimogène

Pertes de pression Δw dans les diaphragmes	
β	% ΔP
0.200	95
0.300	90
0.400	82
0.500	73
0.600	62
0.700	54
0.750	42

Tab III.2 perte de pression Δw en fonction de β

4.2. Débitmètres à ultrasons

Un émetteur et un récepteur sont montés en opposition de manière à ce que les ondes acoustiques allant de l'un à l'autre soient à 45° par rapport au sens d'écoulement dans la conduite. La vitesse du son allant de l'émetteur au récepteur constitue la vitesse intrinsèque du son, plus un apport dû à la vitesse du fluide. La mesure du temps t mis par le signal pour parcourir la distance L permet de connaître la vitesse du fluide et d'en déduire le débit.

La technologie non intrusive de mesure de débit par ultrasons, rend cette technologie particulièrement intéressante pour les applications mobile de mesure sur différents sites, et à différents point du process.

Outre la mesure du débit, les débitmètres à ultrasons permettent également des mesures thermiques et calorimétriques.

Qu'ils soient installés en poste fixe, ou en version mobile, ils sont associés à une interface utilisateur ergonomique, disposant de menus multi-langues, et permettant le report des informations mesurées via divers protocoles (USB, Modbus,...).

Les débitmètres à ultrasons sont appréciés pour leur polyvalence, leur facilité d'emploi et leur fiabilité. Grâce à leurs mesures d'une grande précision et à leur caractère non-intrusif, ils sont utilisés dans des contextes très variés. [10]

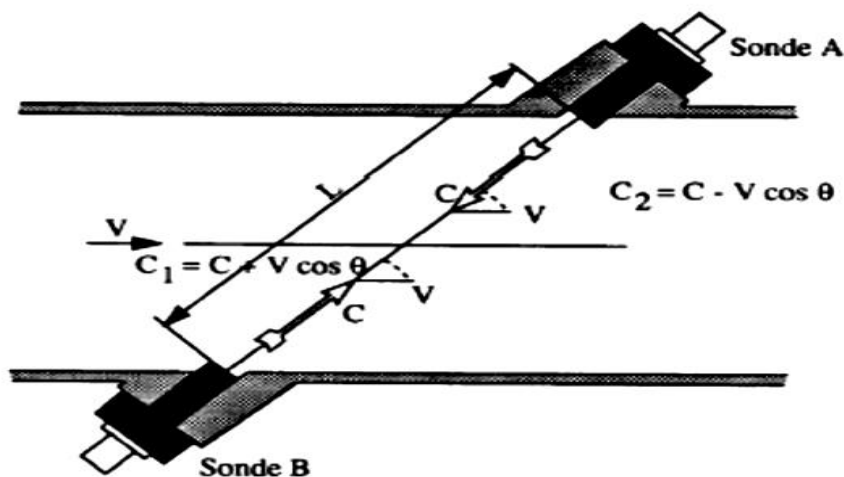


Fig III.4: Compteurs à ultrasons

Les signaux peuvent être des trains d'ondes ou des impulsions, le deuxième cas permettant d'atteindre de meilleures précisions.

On mesure la différence du temps de propagation du son dans chacun des deux sens entre les deux sondes. On montre que la vitesse du gaz V est telle que [13]

$$V = \frac{L^2 \times \Delta t}{2 \times D \times t^2} \quad (\text{III.13})$$

avec:

L: Distance entre les 2 sondes,

D: Diamètre de la conduite,

t: Différence de temps de transit,

Δt : Temps de transit moyen.

4.2.1. Caractéristiques métrologiques: [14]

- Plage de vitesse du gaz: 0.9 à 30m/s
- Temps de réponse très rapide, jusqu'à 1 ms.
- Perte de charge nulle.
- Précision : peut atteindre 0,5 %.
- Compteur à simple ou double cordes $\pm 1\%$.
- Compteur à triples cordes $\pm 0.7\%$.
- Compteur à quadruple ou cinq cordes $\pm 0.5\%$.
- Liquide relativement propre et homogène.

4.2.2. Domaine d'utilisation:

L'intérêt des débitmètres à ultrasons est qu'ils sont non intrusifs ; L'ensemble du dispositif est à l'extérieur de la conduite ; Il mesure le débit sans perturber l'écoulement et n'entraîne aucune perte de charge. De même, il est donc insensible à l'agressivité du fluide. Pourvu que le fluide transmet correctement les ultrasons, le débitmètre est utilisable aussi bien avec les gaz (généralement sous pression) qu'avec les liquides, même très visqueux. Si la paroi des conduites est perméable aux ultrasons, les transducteurs (émetteur / récepteur) peuvent être placés à l'extérieur de la conduite, sinon un perçage de la conduite est nécessaire.[15]

Ces débitmètres sont sensibles aux variations d'absorptions et aux conditions d'installation. Les perturbations spatiales du profil de la vitesse V , qui peuvent surgir lors du passage de l'écoulement par des coude pour ces débitmètres.

Le domaine d'application des débitmètres à ultrasons n'est pas limité par la taille des cristaux piézoélectriques. Le comptage à ultrasons s'applique pareillement à des vaisseaux sanguins, à des conduites industrielles en charge ou à des écoulements à surfaces libres tels que les rivières et les canaux [16]

4.2.3. Recommandations d'installation:

- Longueur droite amont: 10D.
- Longueur droite aval: 3D.
- Sonde de température: 1.5D à l'aval du compteur.
- Prise de pression: sur le compteur ou à 3D à l'aval du compteur.
- Ne doit pas être monté en un point bas pour éviter l'accumulation des liquides.
- Ne doit pas être monté à proximité immédiate d'appareils émettant des bruits à haute fréquence (ultrasons), tels les vannes de contrôle et compresseurs.
- Ne doit pas être installé après un poste de détente.
- La pression doit être supérieure ou égale à 10 bar.
- Doit être isolé thermiquement, lorsque la différence entre la T° du gaz et la T° ambiante est notable
- Utilisation de filtre en amont.
- Conditionneur d'écoulement à l'amont.
- Mesure de débit sans contact.
- Design résistant adapté aux environnements les plus rudes.
- 100% hygiénique!
- Coûts d'exploitation et de maintenance réduits.
- Sans pièces mobiles dans le tube.
- Mise en place sans modifier la canalisation, évitant un nettoyage très onéreux.
- Pas d'interruption de processus. [7]

4.2.4. Techniques de débitmètres à ultrasons:**4.2.5.1. Débitmètre à effet Doppler:**

L'effet doppler est un phénomène qui se produit lorsqu'une source de vibrations (sons ou ultrasons) de fréquence donnée f est en mouvement par rapport à un observateur et qui se traduit pour ce dernier par une modification de la fréquence perçue f' , qui est plus grave (diminution de la fréquence perçue). [12]

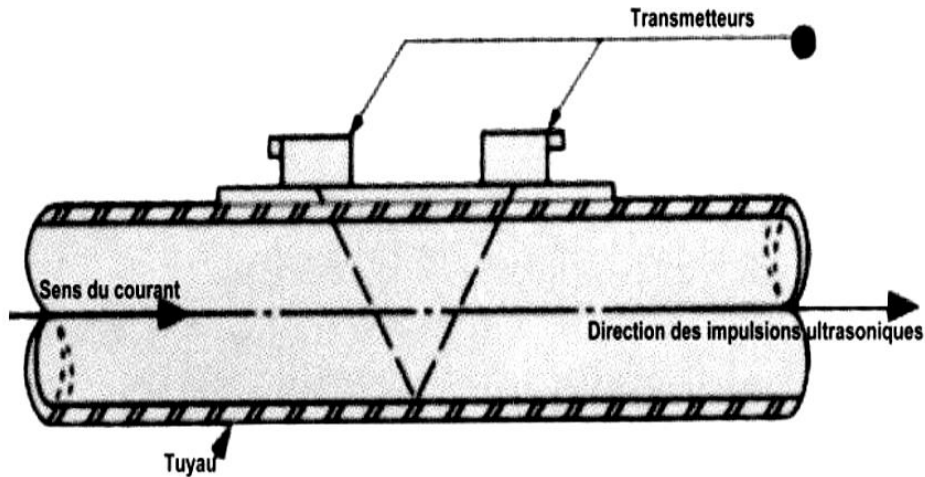


Fig III.5 principe de mesure de débit par effet doppler

Deux sondes A et B sont disposées suivant la (Fig III.5). La sonde A émet un signal continu de fréquence f . La sonde B fonctionne en récepteur. Les signaux émis par la sonde A sont réfléchit par des particules en mouvement. Le signal recueilli par la sonde B possède une fréquence f' telle que: [12]

$$\Delta f = f - f' = \frac{v \times f \times \cos \varphi}{c} \quad (\text{III.14})$$

La sensibilité de l'appareil dépend de f qui devra être cependant choisie pour que la pénétration des ondes acoustiques dans le liquide soit suffisante compte tenu de la dimension des particules.

Les dispositifs à effet doppler mesurent la vitesse du fluide situé au voisinage immédiat de la particule réfléchissante.

4.2.5.2. Mesure par différence de temps de transit:

On mesure le temps de parcours de l'onde ultrasonore d'amont/aval à aval/amont. Cette différence de temps est en fait l'image de la vitesse moyenne du fluide.

4.2.4.2.1. Principe de la mesure du temps de transit:

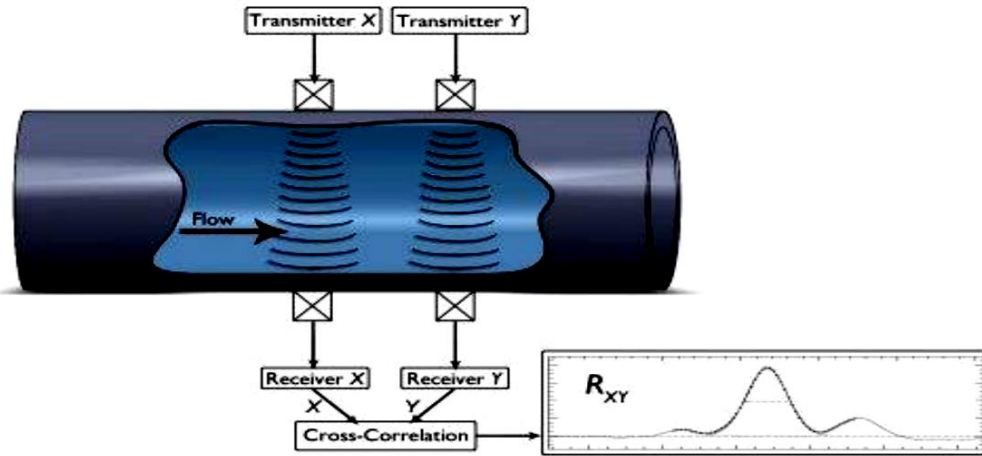


Fig III.6 débitmètre ultrasonique par mesure du temps de transit

Ce type de débitmètre mesure la différence des temps de transit entre deux impulsions ultrasoniques transmises en amont t_{21} et en aval t_{12} à travers l'écoulement. Les temps de transit sont donnés par:

$$t_{12} = \frac{L_w}{c + v_a \times \cos \varphi} \quad (\text{III.15})$$

$$t_{21} = \frac{L_w}{c - v_a \times \cos \varphi} \quad (\text{III.16})$$

Où:

L_w : Distance entre les deux sondes.

c : vitesse de son dans les conditions d'opération.

φ : Angle formée entre l'axe de la conduite et le chemin acoustique.

V_a : vitesse axiale moyenne le long de la distance L_w .

Vu que les transducteurs sont généralement utilisés comme émetteurs et récepteurs, la différence de temps de transit doit être déterminée par la même paire de transducteurs. Ainsi la vitesse moyenne axiale v_a le long du chemin est donnée par: [12]

$$v_a = \frac{L_w}{2 \times \cos \varphi} \times \left(\frac{1}{t_{12}} - \frac{1}{t_{21}} \right) = \frac{D}{2 \times \cos \varphi \times \sin \varphi} \times \left(\frac{1}{t_{12}} - \frac{1}{t_{21}} \right) \quad (\text{III.17})$$

L'exemple suivant montre les exigences des techniques de mesure du temps de transit : soit une conduite fermée avec $D=150\text{mm}$; un angle $\varphi = 60^\circ$, une vitesse d'écoulement $v_a=1\text{m/s}$. ceci nous donne un temps de transit autour de 160s et une différence du temps de transit de l'ordre Δt ($t_{21}-t_{12}$) de 78ns. Pour atteindre une précision de 1% en pleine échelle Δt doit être mesurée avec une résolution de 100ps (10^{-10})

4.2.4.2.2. Avantages du procédé de mesure par différence de temps de transit:

- ne dépend que des paramètres géométriques L et D,
- est totalement indépendant de la célérité du son dans le fluide,
- intègre la vitesse moyenne de plusieurs profils de vitesse (jusqu'à 8),
- permet une mesure bidirectionnelle,
- est non intrusif,
- ne produit aucune perte de charge,
- permet une grande dynamique de mesure

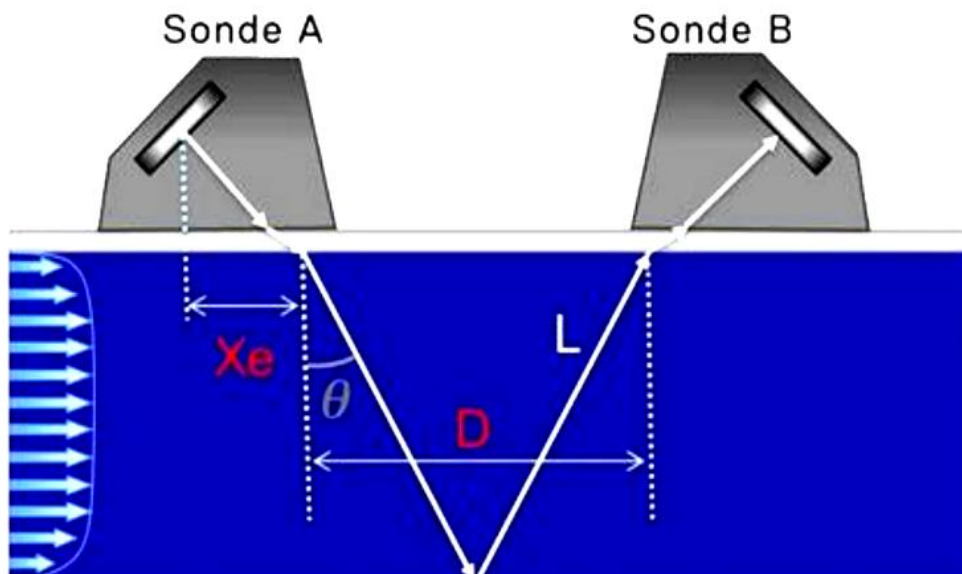


Fig III.7 Caractéristiques géométriques de la technique de mesure par différence de temps de transit

5. Les Avantages de Débitmètres à ultrasons:

- Le débitmètre à temps de transit comporte de nombreux avantages en comparaison des techniques traditionnelles de comptage (orifice, turbine, vortex ou diaphragme).

- Tout d'abord, ce système n'obstrue pas l'écoulement et crée des chutes de pression tout à fait négligeables.
- Il ne possède aucune pièce en mouvement dans la conduite et de ce fait ne subit pas de phénomène d'usure.
- Il reste insensible aux changements de composition du gaz.
- Il permet d'acquérir des informations redondantes qui laissent la possibilité de contrôler simplement la précision du compteur dès le stade de la mesure.
- Les possibilités d'auto vérification du compteur sont nombreuses et une alarme automatique peut y être associée.
- Il permet également une mesure bidirectionnelle.
- Il possède une rapidité de réponse appréciable pour effectuer des mesures dans le cas d'écoulements transitoires ou pulsants.
- Les contraintes d'installation d'un tel débitmètre sont moins sévères que pour les autres technologies : 10 D de longueurs droites en amont et 3D en aval du compteur sont nécessaires pour atteindre la précision requise pour les compteurs multi cordes.
- Un tel système ne nécessite pas de graissage ou de maintenance périodique.
- Sa dynamique de mesure est très grande. Elle peut aller jusqu'à 100 alors que celle d'une rampe à diaphragmes n'est que de 5.
- En cas de défaillance d'une paire de transducteurs, l'appareil continue de fonctionner grâce aux autres cordes.
- Ce type de compteurs s'avère donc tout à fait adapté aux transactions commerciales Internationales puisqu'il remplit les deux principaux objectifs qui sont une bonne précision et une limitation du coût d'exploitation.

Conclusion:

Le présent travail entre dans le cadre du thème portant sur l'étude des différents débitmètres utilisés pour le comptage du gaz. L'objectif était de visualiser les différents travaux publiés dans la littérature sur les débitmètres et d'illustrer l'importance pratique ainsi que l'aspect économique du comptage.

Chapitre IV



**Calcul de débit maximal de gazoduc
avec compression intermédiaire**



Introduction:

Le calcul de la capacité de transport d'un gazoduc est régi par les lois de la mécanique des fluides.

Les principaux paramètres qui permettent de calculer la capacité Q (débit volumique) d'une conduite de transport de gaz sont son diamètre (D), sa longueur (L) et sa rugosité (ξ), la nature du gaz caractérisé par sa densité (Δg) et les paramètres de fonctionnement du réseau que sont les pressions à l'entrée (P_{int}) et la sortie (P_{fin}) de l'ouvrage.

Notre étude consiste à la détermination des paramètres d'exploitation dans les conditions maximales de service, dans notre cas de débit journalier max de service qui est de $64056000 \text{ m}^3/\text{j}$, soit un débit horaire de $2669000 \text{ m}^3/\text{h}$

Le but de ce travail est d'établir un programme (voire annexe 14) pour:

Le calcul hydraulique dans les cas suivants:

- Entre terminal départ (TD) et la station de compression (SC2).
- Entre la station de compression (SC2) et le terminal Arrivée (TA).
- Détermination de la consommation de gaz dans la station de compression (SC2).

Pour réussir cette tâche j'ai utilisé les caractéristiques techniques, les paramètres d'exploitations et la qualité du gaz réels du site GEM.

Le choix a été fait sur une journée où les valeurs d'exploitations étaient maximales c'est-à-dire la journée du **25/06/2021** (voire annexe).

Les paramètres d'exploitation de gazoduc obtenu dans le manuel opératoire et calculées sont donnés dans le tableau ci-dessous:

Les paramètres de la ligne	
Pression initiale P_{int} en (bar)	GO1 = 60
	GO2 = 60
	GO3 = 60.1
Pression d'aspiration P_{asp} en (bar)	GO1 = 46.2
	GO2 = 55.2
	GO3 = 56.1
Pression finale P_{fin} en (bar)	49.3

Température initiale T_{int} en (°C)	GO1= 50
	GO2 = 50
	GO3= 45
Diamètre extérieur D_{ext} en 6.5(pouce)	48 pouce = (1.2192 m)
Épaisseur e en (mm)	12,7 / 14,27 / 22,22
Rugosité ξ en (mm)	0,015
Conductivité du sol λ_{sol} en (Kcal/h.m.°C)	0.6
Température du sol T_s en (°C)	20
Hauteur de recouvrement h en (m)	0.8
Densité relative Δg en (Kg/Kmol)	0.6541
Diamètre intérieur D_{int} en (m)	1.1938
Nombre de Station de compression	(01) SC2 Ain Naga W. Biskra
Nuance d'Acier	X60 et X70
Longueur (km)	548,285 X 3
Date de la mise en service	GO1 1982, GO2 1987, GO3 2008 / 2010

Tab IV.1. Paramètres d'exploitation de la ligne GEM

• **Note:**

Le calcul s'effectuera en deux tronçons L1 en amont de la station de compression et L2 en aval avec le calcul de la consommation station.

1. Premier tronçon de TD à SC2:

1.1. Calcul hydraulique:

On suppose que:

$$T_m = 308.15 \text{ K}$$

$$\lambda_m = 0.011$$

1.1.1. Pression moyenne P_m (GO1, GO2, GO3):

$$P_m = \frac{2}{3} \times \left(\frac{P_{int}^3 - P_{asp}^3}{P_{int}^2 - P_{asp}^2} \right) \quad (IV.1)$$

$$P_m(GO1) = 53.39 \text{ bar}$$

$$P_m(GO2) = 57.82 \text{ bar}$$

$$P_m(GO3) = 58.12 \text{ bar}$$

P_{int} : Pression initiale en (bar)

P_{asp} : Pression d'aspiration en (bar)

1.1.2. Facteur de compressibilité $Z_m(GO1, GO2, GO3)$:

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right] \quad (\text{IV.2})$$

$$Z_m(GO1) = 0.890$$

$$Z_m(GO2) = 0.881$$

$$Z_m(GO3) = 0.880$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

1.1.3. Constante de gaz R:

$$R = \frac{R_u}{M_g} \quad (\text{IV.3})$$

$$R = 438.96 \text{ J/Kg K}$$

R_u : Constante universelle $R_u = 8314 \text{ J/mol.k}$

M_g : Masse molaire moyenne du gaz en (Kg/K. mol).

1.1.4. Débit massique $M(GO1, GO2, GO3)$:

$$M = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(P_{int}^2 - P_{asp}^2) \times D_{int}^5}{Z_m \times T_m \times \lambda_m \times L_1 \times R}} \quad (\text{IV.4})$$

$$M_{(GO1)} = 287.78 \text{ Kg / s}$$

$$M_{(GO2)} = 170.95 \text{ Kg / s}$$

$$M_{(GO3)} = 135.34 \text{ Kg / s}$$

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

P_{asp} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité.

T_m : Température moyenne en (K).

R : Constante du gaz en (J/Kg. K).

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

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$

1.1.4.1. Débit massique totale M:

$$M_{Tot} = M_{(GO1)} + M_{(GO2)} + M_{(GO3)}$$

$$M_{Tot} = 594.077 \text{ Kg / s}$$

1.1.5. Débit aux conditions normales Q_n :

$$Q_n = \frac{3600 \times M}{1.293 \times \Delta g} \quad (\text{IV.5})$$

$$Q_n = 2528700.13 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

1.1.6. Nombre de Reynolds R_e :

$$R_e = 0.4344 \times \left(\frac{Q_n \times \Delta g}{D_{int} \times \mu} \right)$$

(IV.6)

$$R_e = 47624612.21$$

Q_n : Débit volumique aux conditions normales en (Nm^3/h).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

μ : Viscosité dynamique de gaz en (CP).

1.1.7. Vérification de coefficient de perte charge λ_v :

$$\lambda_v = 0.067 \times \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \times \xi}{D_{int}} \right)^{0.2} \quad (IV.7)$$

$$\lambda_v = 0.00836$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).

ξ : Rugosité en (mm).

1.1.8. Correction de λ_c :

$$\lambda_c = 1.05 \times \left(\frac{\lambda_v}{E^2} \right) \quad (IV.8)$$

$$\lambda_c = 0.00972$$

λ_v : Coefficient de perte charge vérifié (sans dimension).

E : Coefficient d'efficacité.

E = 0.95 Pour les conduites périodiquement ramonées et E = 0.92 sans ramonage.

1.1.9. Calcul de débit massique:

Après la correction de λ_c on trouve

$$M = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(P_{int}^2 - P_{asp}^2) \times D_{int}^5}{Z_m \times T_m \times \lambda_c \times L_1 \times R}} \quad (IV.9)$$

$$M_{(GO1)} = 293.92 \text{ Kg / s}$$

$$M_{(GO2)} = 176.34 \text{ Kg / s}$$

$$M_{(GO3)} = 141.34 \text{ Kg / s}$$

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

P_{asp} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

T_m : Température moyenne en (K).

R : Constante du gaz en (J/Kg. K).

λ_c : Coefficient de perte charge (sans dimension).

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$.

1.1.9.1. Débit massique totale M:

$$M_{Tot} = M_{(GO1)} + M_{(GO2)} + M_{(GO3)}$$

$$M_{Tot} = 611.8 \text{ Kg / s}$$

1.1.10. Calcul de débit volumique aux conditions normal $Q_n(GO1, GO2, GO3)$:

$$Q_{n,GO_n} = \frac{3600 \times M_{GO_n}}{1.293 \times \Delta g}$$

$$Q_{n,GO1} = 1303113.2554(Nm^3/h)$$

$$Q_{n,GO2} = 690576.2556(Nm^3/h)$$

$$Q_{n,GO3} = 610420.9642(Nm^3/h)$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

1.1.10.1. Calcul de débit volumique total aux conditions normal $Q_{n,Tot}$:

$$Q_n = \frac{3600 \times M_{Tot}}{1.293 \times \Delta g}$$

$$Q_{n,Tot} = 2604109.538(Nm^3/h)$$

1.1.11. Calcul de débit volumique aux conditions contractuelles $Q_c(GO1, GO2, GO3)$:

$$Q_{c,GO_n} = \frac{3600 \times M_{GO_n}}{1.212 \times \Delta g}$$

$$Q_{c,(GO1)} = 1053113.567(Cm^3/h)$$

$$Q_{c,(GO2)} = 623576.1934 (Cm^3/h)$$

$$Q_{c,(GO3)} = 596420.7489 (Cm^3/h)$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

1.1.11.1 Calcul de débit volumique total aux conditions contractuelles:

$$Q_{c,(Tot)} = \frac{3600 \times M_{Tot}}{1.212 \times \Delta g}$$

$$Q_{c,(Tot)} = 2273188.455 (Cm^3/h)$$

1.2. Calcul thermique:

1.2.1. Coefficient de joule Thompson D_j (GO1, GO2, GO3):

$$D_j = 1.393 - 0.0041 \times P_m - 0.00315 \times T_m + 0.00001 \times P_m \times T_m \quad (IV.10)$$

$$D_{j(GO1)} = 0.3679 \text{ k/bar}$$

$$D_{j(GO2)} = 0.3634$$

$$D_{j(GO3)} = 0.3631$$

1.2.2. Chaleur spécifique C_p (GO1, GO2, GO3):

$$C_p = 0.4313 + (0.0051 \times T_m + 0.0658 \times P_m - 0.000175 \times P_m \times T_m) \quad (IV.11)$$

$$C_{p(GO1)} = 2.63 \frac{Kj}{Kg.K} = 0.628 \frac{Kcal}{Kg.K}$$

$$C_{p(GO2)} = 2.689 \frac{Kj}{Kg.K} = 0.642 \frac{Kcal}{Kg.K}$$

$$C_{p(GO3)} = 2.692 \frac{Kj}{Kg.K} = 0.642 \frac{Kcal}{Kg.K}$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

1.2.3. Détermination du coefficient global d'échange de chaleur K:

$$K = \frac{\lambda_{sol}}{D_{ext}} \times \left(h + \left(\frac{D_{ext}}{h} \right)^2 \right) \quad (IV.12)$$

$$K = 1.537 \text{ W/m k}$$

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

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

1.2.4. Détermination du coefficient de choukouv α (G01, G02, G03):

$$\alpha = \left(\frac{2.43 \times K \times D_{ext}}{\Delta g \times C_p \times Q_n} \right) \quad (\text{IV.13})$$

$$\alpha_{G01} = 1.12297994 \times 10^{-5}$$

$$\alpha_{G02} = 1.85516395 \times 10^{-5}$$

$$\alpha_{G03} = 1.9366143 \times 10^{-5}$$

K : 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 (KJ/Kg. K).

Q_n : Débit volumique aux conditions normales en (Nm³/h).

1.2.5. Température du sol réduite T_{sr} (G01, G02, G03):

$$T_{sr} = T_s - \left(D_j \times \frac{(P_{int}^2 - P_{asp}^2)}{2 \times \alpha \times L_1 \times P_m} \right) \quad (\text{IV.14})$$

$$T_{sr,G01} = 18.71^\circ\text{C}$$

$$T_{sr,G02} = 19.73^\circ\text{C}$$

$$T_{sr,G03} = 19.78^\circ\text{C}$$

T_s : Température de sole en (°C).

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

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

P_{asp} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

P_m : Pression moyenne en (bar).

α : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$.

1.2.6. Calcule de la température à la fin de tronçon T_{asp} (G01, G02, G03):

$$T_{asp} = T_{sr} + (T_{int} - T_{sr}) \times e^{-\alpha \times L_1} \quad (\text{IV.15})$$

$$T_{asp,G01} = 28.33 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{asp,G02} = 28.77 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{asp,G03} = 28.80 \text{ }^\circ\text{C}$$

T_{sr} : Température de sol réduite en ($^\circ\text{C}$).

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

α : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$.

1.2.7. Température moyenne T_m (G01, G02, G03) :

$$T_m = T_{sr} + \frac{(T_{int} - T_{asp})}{\alpha \times L_1} \quad (\text{IV.16})$$

$$T_m(G01) = 24.23 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_m(G02) = 22 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_m(G03) = 21.10 \text{ }^\circ\text{C}$$

T_{sr} : Température de sol réduite en ($^\circ\text{C}$).

T_{int} : Température initiale en(K).

T_{asp} : Température d'aspiration de la station en(K).

α : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$.

1.2.8. Recalcule de Z_m (G01, G02, G03):

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right]$$

$$Z_{m(GO1)} = 0.8785$$

$$Z_{m(GO2)} = 0.8650$$

$$Z_{m(GO3)} = 0.862$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

1.2.9. Recalcul de débit massique M (GO1, GO2, GO3):

$$M = \frac{\pi}{4} \times \sqrt{\frac{(P_{int}^2 - P_{asp}^2) \times D_{int}^5}{Z_m \times T_m \times \lambda_c \times L_1 \times R}}$$

$$M_{(GO1)} = 265.78$$

$$M_{(GO2)} = 187.153$$

$$M_{(GO3)} = 175.252$$

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

P_{asp} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

T_m : Température moyenne en (K).

R: Constante du gaz en (J/Kg. K).

λ_c : Coefficient de perte charge (sans dimension).

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 349 \text{ Km}$.

1.2.9.1. Recalcul de débit massique total M_{Tot} :

$$M_{\text{Tot}} = M_{(G01)} + M_{(G02)} + M_{(G03)}$$

$$M_{\text{Tot}} = 628.18 \text{ (Kg/s)}.$$

1.2.10. Débit volumique total aux conditions normales $Q_{n,\text{Tot}}$:

$$Q_{n,\text{Tot}} = \frac{3600 \times M_{\text{Tot}}}{1.293 \times \Delta g}$$

$$Q_n = 2673892.43 \text{ (Nm}^3/\text{h)}$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

1.2.11. Calcul de débit volumique total aux conditions contractuelles $Q_{c,\text{Tot}}$:

$$Q_{c,\text{Tot}} = \frac{3600 \times M}{1.212 \times \Delta g}$$

$$Q_c = 2726879.152 \text{ (Cm}^3/\text{h)}$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

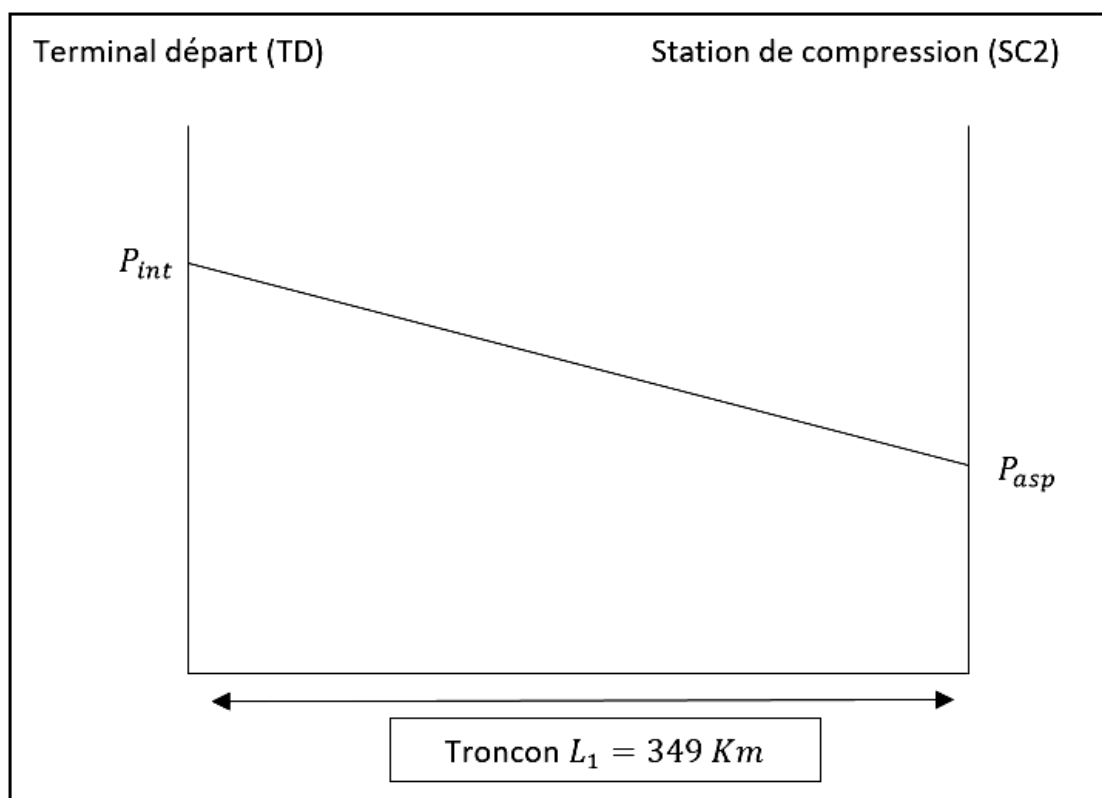


Fig IV.1 : Evolution de la pression le long de tronçon TD-SC2.

2. Calcul des paramètres de SC2:

2.1. Paramètres de station de compression SC2:

caractéristiques du compresseur PLC603/2	
Vitesse nominale	6200 tr/min
Hauteur nominale	5000 m
Exposant adiabatique	1.427
Rendement adiabatique η_{adb}	80 %
Rendement mécanique $\eta_{méc}$	98 %
Pouvoir calorifique inférieur PCI	39425.47 KJ/m ³
Caractéristique de la turbine	
Rendement de la turbine η_t	37.7 %
Puissance nominale	22.6 MW
Paramètres d exploitations	
Débit horaire	2673892.43(Nm ³ /h)
Pression aspiration station	46.2 Bar
Pression refoulement station	59 Bar
Température aspiration station	301.15 K
Paramètres du site	
Température ambiante	311.15 K
Pression atmosphérique	1.01325 mbar

Tab IV.2: Paramètres de SC2.

Dans cette partie, nous étudierons le premier pipe GO1 Parce qu'en état de compression

2.2. Coefficient de compressibilité moyenne Z_m :

$$Z_m = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2} \quad (IV.17)$$

$$Z_m = 0.8965$$

Z_{asp} : Coefficient de compressibilité à l'aspiration de la station (sans dimension).

Z_{ref} : Coefficient de compressibilité au refoulement de la station (sans dimension).

D'où:

$$Z_{asp} = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_{asp}}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_{asp}}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right] \quad (\text{IV.18})$$

$$Z_{asp} = 0.896$$

$$Z_{ref} = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_{ref}}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_{ref}}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right] \quad (\text{IV.19})$$

$$Z_{ref} = 0.897$$

2.3. Taux de compression τ :

$$\tau = \left(\frac{P_{ref} + 0.5}{P_{asp} - 0.5} \right) \quad (\text{IV.20})$$

$$\tau = 1.27$$

P_{ref} : Pression de refoulement de la station en (bar).

P_{asp} : Pression d'aspiration de la station en (bar).

2.4. Température de refoulement de la station T_{ref} :

$$T_{ref} = T_{asp} \times \tau^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma \times \eta_{poly}} \right)} \quad (\text{IV.21})$$

$$T_{ref} = 50.08 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$= 323.23 \text{ K}$$

T_{asp} : Température d'aspiration de la station en (K).

τ : Taux de compression (sans dimension).

η_{poly} : Rendement poly tropique du compresseur (sans dimension).

γ : Exposant adiabatique (sans dimension).

2.5. Hauteur adiabatique H_{ad} (GO1):

$$H_{ad(GO1)} = \frac{1}{g} \times \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right) \times Z_m \times R \times T_{asp} \times \left(\tau^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \quad (\text{IV.22})$$

$$H_{ad,(GO1)} = 4336.46 \text{ m}$$

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

T_{asp} : Température d'aspiration de la station en (K).

τ : Taux de compression (sans dimension).

γ : Exposant adiabatique (sans dimension).

R : Constante du gaz en (J/Kg. K).

g : Constante de gravité en (m/s²).

2.6. Vitesse du compresseur V:

$$V = V_n \times \sqrt{\frac{H_{ad}}{H_n}} \quad (\text{IV.23})$$

$$V = 5773.92 \text{ tr/min}$$

V_n : Vitesse nominale en (tr/min).

H_{ad} : Hauteur adiabatique en (m).

H_n : Hauteur nominale en (m)

2.7. Rendement entre la turbine et le compresseur LP:

$$LP = \frac{V}{V_n} \%$$

$$LP = 93.11\% \quad (\text{IV.24})$$

V : Vitesse du compresseur en (tr/min).

V_n : Vitesse nominale en (tr/min)

2.8. Puissance théorique W_{th} :

$$W_{th} = \frac{\Delta g \times Q_n \times H_{ad}}{283990.7} \quad (\text{IV.25})$$

$$W_{th} = 26706.64 \text{ KW}$$

Q_n : Débit aux conditions normales en (Nm³ /s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

H_{ad} : Hauteur adiabatique en (m).

2.9. Puissance réelle $W_{réel}$:

$$W_{réel} = \frac{W_{th}}{\eta_{méc} \times \eta_{ad}} \quad (IV.26)$$

$$W_{réel} = 34064.59 \text{ KW}$$

W_{th} : Puissance théorique en (KW).

$\eta_{méc}$: Rendement mécanique (sans dimension).

η_{ad} : Rendement adiabatique (sans dimension).

2.10. Consommation nominale G_n :

$$G_n = \frac{3600 \times W_n}{\eta_t \times \text{Pci}} \quad (IV.27)$$

$$G_n = 5577.40 \text{ m}^3/\text{h}$$

W_n : Puissance nominale en (KW).

η_t : Rendement de la turbine (sans dimension).

PCI : Pouvoir calorifique inférieur en (KJ/m^3).

2.11. Consommation réelle G :

$$G = G_n \times \left(0.75 \times \frac{W_{réel}}{W_n} + 0.25 \times \frac{P_{atm}}{1.033} \times \sqrt{\frac{T_{air}}{273.15}} \right) \quad (IV.28)$$

$$G = 7764.77 \text{ m}^3/\text{h}$$

G_n : Consommation nominale en (m^3/h).

$W_{réel}$: Puissance réelle en (KW).

W_n : Puissance nominale en (KW).

P_{atm} : Pression atmosphérique en (mbar).

T_{air} : Température d'air ambiante en (K).

D'où on enregistre une consommation journalière de : $G_j = 186354.68 \text{ m}^3/\text{jour}$

3. Deuxième tronçon de SC2 à TA:

Dans cette deuxième partie on déterminera la pression de refoulement au niveau de station de compression nécessaire pour assurer une pression de livraison de 50 bars pour le débit maximal.

On suppose que:

Le débit entrant à la station aux conditions normales $Q_n = Q_0$

Avec: $Q_n = 2673892.43 \text{ Nm}^3/h$

Donc le débit refoulé de la station aux conditions normale $Q_{ref.n}$:

$$Q_{ref.n} = Q_0 - G \quad (IV.29)$$

$$Q_{ref.n} = 2666127.66 \text{ Nm}^3/h$$

$$Q_{ref.c} = 2719114.38 \text{ Cm}^3/h$$

Q_0 : Débit entrant à la station aux conditions normales en (Nm^3/h) .

G : Consommation du la station en (m^3/h) .

3.1. Calcul de débit massique M:

$$M = \frac{Q_{ref.n} \times \Delta g \times 1.293}{3600} \quad (IV.30)$$

$$M = 626.355 \text{ Kg/s}$$

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

$Q_{ref.n}$: Débit de refoulement de la station aux conditions normales en (Nm^3/h) .

3.2. Calcul hydraulique:

3.1.1. Calcul le nombre de Reynolds de R_e :

$$R_e = 0.4344 \times \left(\frac{Q_{ref.n} \times \Delta g}{\mu \times D_{int}} \right) \quad (IV.31)$$

$$R_e = 63457554.54$$

$Q_{ref.n}$: Débit volumique aux conditions normal en (Nm^3/h) .

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

μ : Viscosité dynamique de gaz en (cP)

3.2.2. Calcul de λ :

$$\lambda = 0.067 \times \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \times \xi}{D_{int}} \right)^{0.2} \quad (\text{IV.32})$$

$$\lambda = 0.00242$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).

ξ : Rugosité en (mm).

3.2.3. Correction de λ_c :

$$\sqrt{\frac{1}{\lambda_c}} = -2 \times \left[\log \left(\frac{2.51}{Re \times \sqrt{\lambda_c}} + \frac{\xi}{3.7 \times D_{int}} \right) \right] \quad (\text{IV.33})$$

$$\lambda_c = 0.0042$$

λ_c : Coefficient de perte charge corrigé (sans dimension).

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

ξ : Rugosité en (mm).

3.2.4. Calcul de Z_m :

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right]$$

$$Z_m = 0.8785$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

3.2.5. Calcul de la pression de refoulement P_{ref} :

$$P_{ref} = \sqrt{\frac{16 \times \lambda_C \times Z_m \times R \times L_2}{\pi^2 \times D_{int}^5} + M^2 + P_{fin}^2} \quad (IV.34)$$

$$P_{ref} = 60.88 \text{ bar}$$

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

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

R : Constante du gaz en (J/Kg. K).

λ_C : Coefficient de perte charge (sans dimension).

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

M : Débit massique en (Kg/s).

3.2.6. Recalcule de P_m , Z_m , P_{ref} :

$$P_m = \frac{2}{3} \times \left(\frac{P_{ref}^3 - P_{fin}^3}{P_{ref}^2 - P_{fin}^2} \right) \quad (IV.35)$$

$$P_m = 54.29 \text{ bar}$$

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

P_{ref} : Pression de refoulement de la station en (bar).

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right]$$

$$Z_m = 0.871$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

D'où:

$$P_{ref} = \sqrt{\frac{16 \times \lambda_c \times Z_m \times R \times L_2}{\pi^2 \times D_{int}^5} + M^2 + P_{fin}^2}$$

$$P_{ref} = 60.72$$

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

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

R : Constante du gaz en (J/Kg. K).

λ_c : Coefficient de perte charge (sans dimension).

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

M : Débit massique en (Kg/s).

3.3. Calcul thermique:

3.3.1. Calcul de coefficient de Joule Thompson D_j :

$$D_j = 1.393 - 0.0041 \times P_m - 0.00315 \times T_m + 0.00001 \times P_m \times T_m$$

$$D_j = 0.395$$

T_m : Température moyenne en (K).

P_m : Pression moyenne en (bar).

3.3.2. Chaleur spécifique C_p :

$$C_p = 0.04313 + (0.0051 \times T_m + 0.0658 \times P_m - 0.000175 \times P_m \times T_m)$$

$$C_p = 2.694 \frac{\text{Kj}}{\text{Kg} \cdot \text{K}}$$

$$C_p = 0.644 \frac{\text{Kcal}}{\text{Kg} \cdot \text{K}}$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

3.3.3. Détermination du coefficient global d'échange de chaleur K:

$$K = \frac{\lambda_{sol}}{D_{ext}} \times \left(h + \left(\frac{D_{ext}}{h} \right)^2 \right)$$

$$K = 1.537 \text{ W/mK}$$

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

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

3.3.4. Détermination du coefficient de choukouv α :

$$\alpha = \left(\frac{2.43 \times K \times D_{ext}}{\Delta g \times C_p \times Q_{n.ref}} \right) \quad (\text{IV.36})$$

$$\alpha = 4.0545638 \times 10^{-6}$$

K : 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 (KJ/Kg. K).

$Q_{n.ref}$: Débit volumique aux conditions normales en (Nm³/h).

3.3.5. Calcul de la Température du sol réduite T_{sr} :

$$T_{sr} = T_s - \left(D_j \times \frac{(P_{ref}^2 - P_{fin}^2)}{2 \times \alpha \times L_2 \times P_m} \right) \quad (\text{IV.37})$$

$$T_{sr} = 288.437 \text{ K}$$

$$= 15.28 \text{ °C}$$

T_s : Température de sole en (°C).

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

P_{ref} : Pression de refoulement de la station en (bar).

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

P_m : Pression moyenne en (bar).

α : Coefficient de chokouv.

L_2 : Longueur de tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

3.3.6. Calcul de la température finale T_{fin} :

$$T_{fin} = T_{sr} + (T_{ref} - T_{sr}) \times e^{-\alpha \times L_2} \quad (\text{IV.38})$$

$$\begin{aligned} T_{fin} &= 21.74 \text{ } ^\circ\text{C} \\ &= 294.89 \text{ K} \end{aligned}$$

T_{sr} : Température de sol réduite en ($^\circ\text{C}$).

T_{ref} : Température de refoulement de la station en (bar).

α : Coefficient de chokouv.

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

3.3.7. Calcul de la température moyenne T_m :

$$T_m = T_{sr} + \frac{(T_{ref} - T_{fin})}{\alpha \times L_2} \quad (\text{IV.39})$$

$$\begin{aligned} T_m &= 30.84 \text{ } ^\circ\text{C} \\ &= 303.99 \text{ K} \end{aligned}$$

T_{sr} : Température de sol réduite en ($^\circ\text{C}$).

T_{ref} : Température de refoulement de la station en (bar).

T_{fin} : Température finale en (K).

α : Coefficient de chokouv.

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

D'où:

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right]$$

$$Z_m = 0.851$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

On recalcule P_{ref} jusqu'à l'obtention d'une convergence des résultats :

$$P_{ref} = \sqrt{\frac{16 \times \lambda_m \times Z_m \times R \times L_2}{\pi^2 \times D_{int}^5} + M^2 + P_{fin}^2}$$

$$P_{ref} = 60.18 \text{ bar}$$

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

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Z_m : Facteur de compressibilité (sans dimension).

R: Constante du gaz en (J/Kg. K).

λ_m : Coefficient de perte charge (sans dimension).

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 200 \text{ Km}$.

M: Débit massique en (Kg/s).

Alors:

$$P_m = \frac{2}{3} \times \left(\frac{P_{ref}^3 - P_{fin}^3}{P_{ref}^2 - P_{fin}^2} \right)$$

$$P_m = 54.45 \text{ bar}$$

$$Z_m = 1 - \left[0.4273 \times \frac{P_m}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_m}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \right]$$

$$Z_m = 0.881$$

Finalement on aura:

$$P_{ref} = \sqrt{\frac{16 \times \lambda_c \times Z_m \times R \times L_2}{\pi^2 \times D_{int}^5} + M^2 + P_{fin}^2}$$

$$P_{ref} = 59.9 \text{ bar}$$

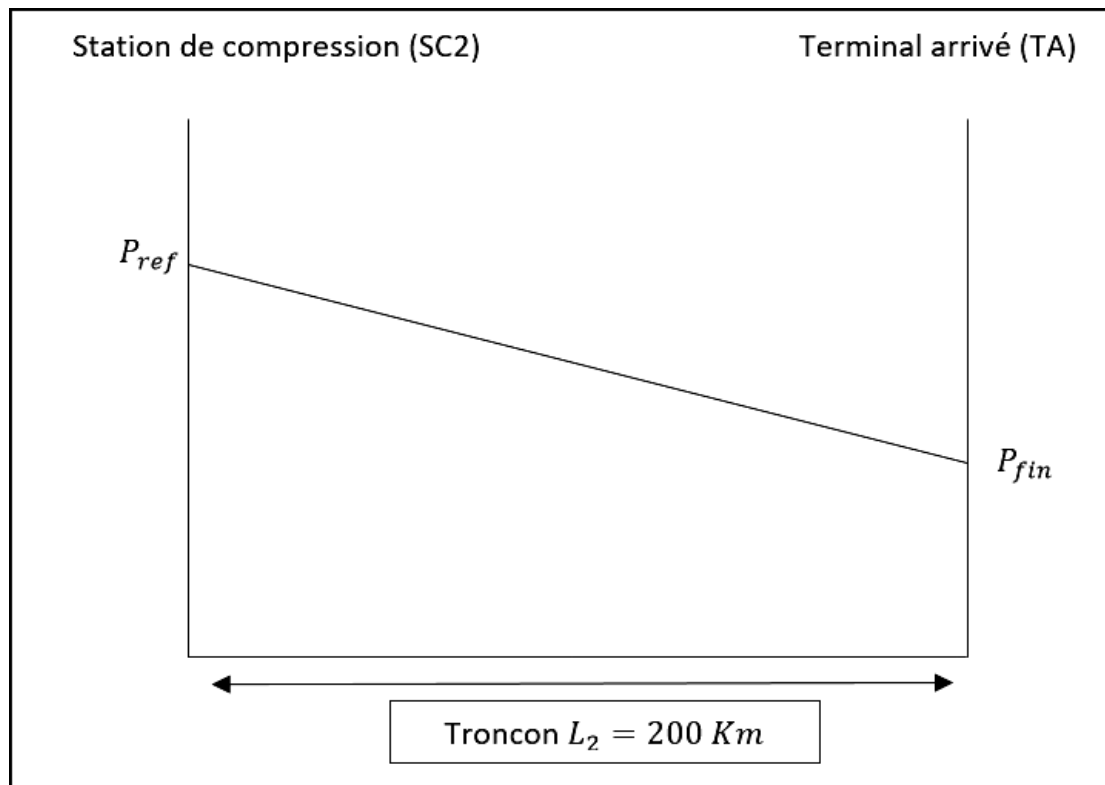


Figure IV.2 : Evolution de la pression le long de tronçon SC2-TA.

Conclusion:

Compte tenu des résultats trouvés, nous avons constaté que les valeurs obtenues sont très proches aux valeurs relevés par les opérateurs au niveau de la salle de contrôle.

Cette légère différence est due peut être à l'absence de l'étalonnage des transmetteurs des sites lointains, ainsi que la consommation en gaz de ville le long de gazoduc.

Conclusion générale

L'élaboration d'un programme informatique (voire annexe 01), nous a permis d'établir différents calculs hydrauliques d'un gazoduc. Nous avons procédé au calcul des régimes d'écoulements dans le cas le plus défavorable c'est-à-dire régime max de fonctionnement (débit et pression de service maximal avec une pression à l'entrée de terminal arrivée minimale) (contractuelle).

Le calcul permet de comparer la valeur obtenue avec la valeur enregistrée en salle de contrôle.

Nos recherches ont porté sur les paramètres en juin 2021, et nous avons enregistré le débit de pointe (voir annexe).

Le calcul a été réalisé en deux sections, de terminal de départ à la station de compression et de la station de compression vers le terminal arrivée avec la détermination des paramètres d'exploitation de la station de compression SC2.

Cette étude nous fournit un concept précis de deux modes de comptage basés sur la pression différentielle ΔP et la vitesse V

À la différence du compteur à orifice calibré, le compteur à ultrasons ne comporte aucune pièce mobile. Il n'est donc pas affecté par l'usure et conserve une précision extrême tout au long de sa durée de vie.

La lecture à distance d'un débitmètre ultrason permet de réduire le temps de collecte des données de plusieurs semaines à quelques heures, des relevés plus fiables.

Les diaphragmes présentent une perte de charge importante qui dépend de la pression différentielle mesurée, cette perte de charge est de 40% à 95% de la pression différentielle ΔP mesurée.

Bibliographie

- [1] Rezaiguia Mohammed , rapport de fin de période d'essai.
- [2] Melle MOALI Nora, «prédiction et prévention de la formation d'hydrates dans les gazoduc. étude de cas.», projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de Master Académique en Génie Mécanique, Option: Energétique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [3] AMRANE Kahina; Modèles Adaptatifs d'Optimisation Des Régimes de Fonctionnement d'un Gazoduc»; projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de Master 2 En recherche opérationnelle Faculté de sciences ; Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [4] Belkhiri-Belhoucine, «simulation des paramètres dynamiques du réseau transport gaz du centre», Projet de Fin d'Etudes En vue de l'obtention du diplôme D'Ingénieur d'Etat en Recherche Opérationnelle, Faculté de Mathématiques Département de Recherche Opérationnelle, USTHB ,2006/2007.
- [5] ALILECH Kenza, TEBAH Sabrina: « Optimisation de l'exploitation d'une canalisation de transport des hydrocarbures»; projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Recherche Opérationnelle, Faculté de Mathématique UMMTO 2011/2012.
- [6] TRABELSI Abderraouf, «Conception d'un logiciel de dimensionnement de gazoducs Application: Gazoduc GR4 reliant le champ de production de Rhourde Nouss au CNDG Hassi R'mel» Projet de Fin d'Études Pour l'obtention du diplôme D'Ingénieur d'État en Génie Mécanique, École Nationale Supérieure Polytechnique 2009.
- [7] DJEZIRI Hemmem & TERBECHE Rafik; «Comptage transactionnel au niveau de gazoduc Pedro Duran Farell Aricha», MEMOIRE Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER En: Génie Mécanique Spécialité: Energétique, Université Aboubakr Belkaïd–Tlemcen – Faculté de TECHNOLOGIE 2019/2020.
- [8] Comité techniciens, «Commercialisation des gaz naturels», Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du gaz naturel, Spécification et comptage, 1994.
- [9] OULHADJ Mohammed, «Étude comparative technico-économique des différents systèmes de comptage de gaz transactionnels utilisés par sonatrach et ses partenaires», Mémoire de magister 2013/2014.Université Africaine Ahmed Draia Adrar, Faculté des sciences et technologies.

[10] M.JOLOVET, «Comptage du gaz», Conception Construction et Exploitation des Réseaux de Transport de Gaz Naturel, Association Technique de l'Industrie du Gaz en France, Révision 1 de 1992.

[11] Mr Mouloud; «GUEMANA MESURE DES GROS DEBITS DE GAZ. CONTRIBUTION DES VENTURI-TUYERES A COL SONIQUE», Mémoire De Magister, Spécialité: Génie Mécanique, Option: Maintenance Industrielle Et Tribologie, Université M'hamed Bouguerra Boumerdes, Faculté Des Hydrocarbures Et De La Chimie.

[12] imad otmani, Etudes Comparative entre diaphragme et débitmètres ultrasonic, Mémoire de magister en génie mécanique, option Maintenance Industrielle et Tribologie, Université M'hamed BOUGERRA Boumerdès 2009.

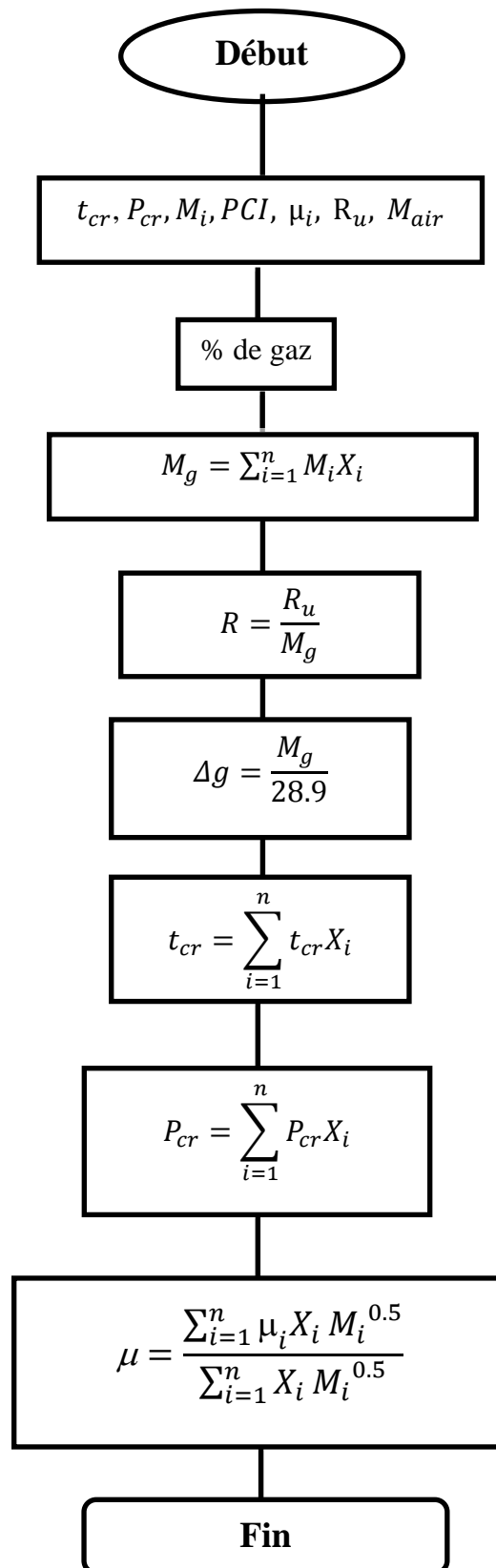
[13] American Gas Association, «Ultrasonic Flow Measurement for Natural Gas Applications», A.G.A, Engineering Technical, Note M-96-2-3, The Ultrasonic Metering Task Group of the Operating Section Transmission Measurement Committee, Arlington, Virginia, USA, March 1996.

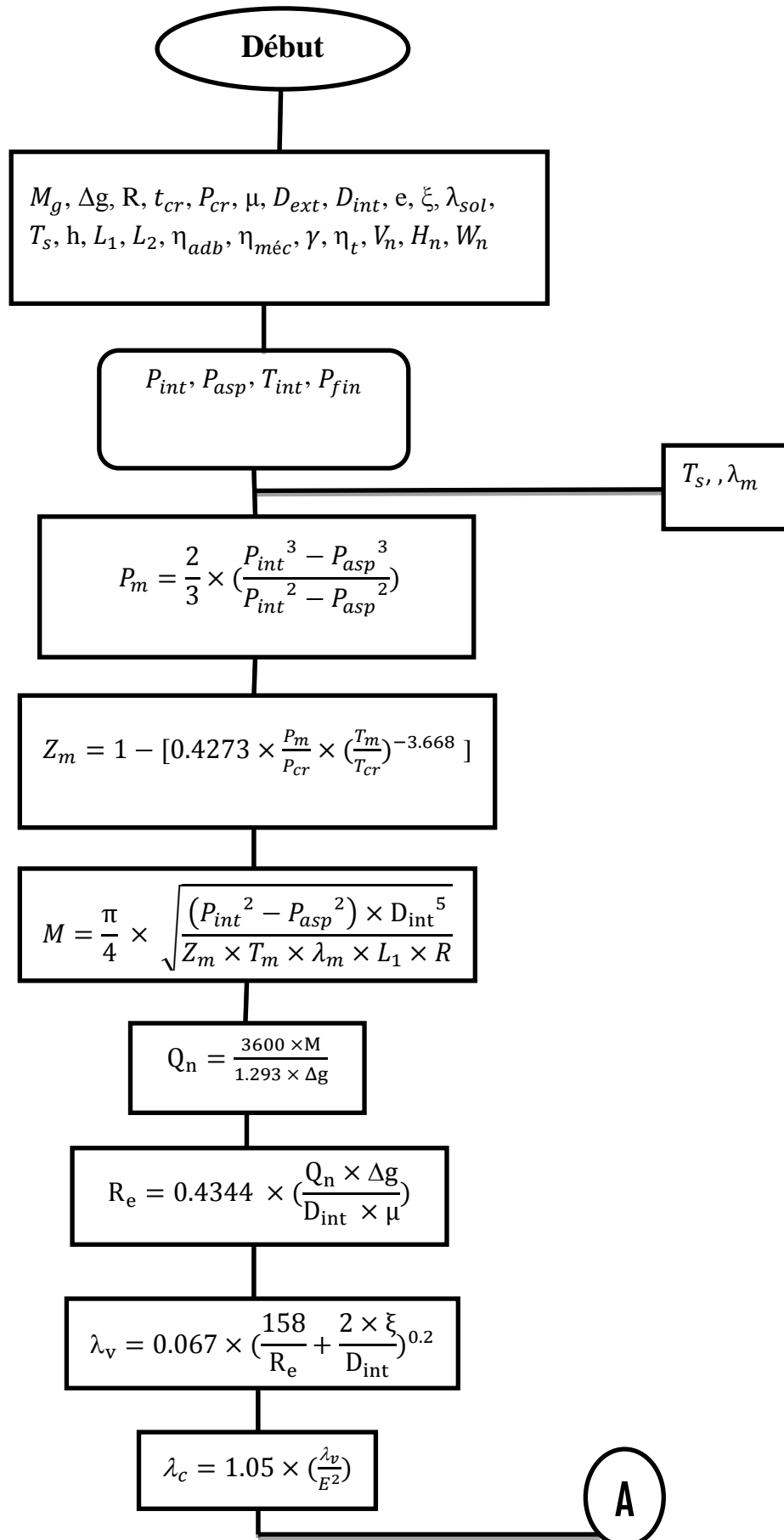
[14] Manuel d'utilisation FLOWSIC 600 compteur de gaz à ultrasons janvier 2013 .N° commande : 8010689 .Version: 3.0 .fabricant: Waldkirch Germany.

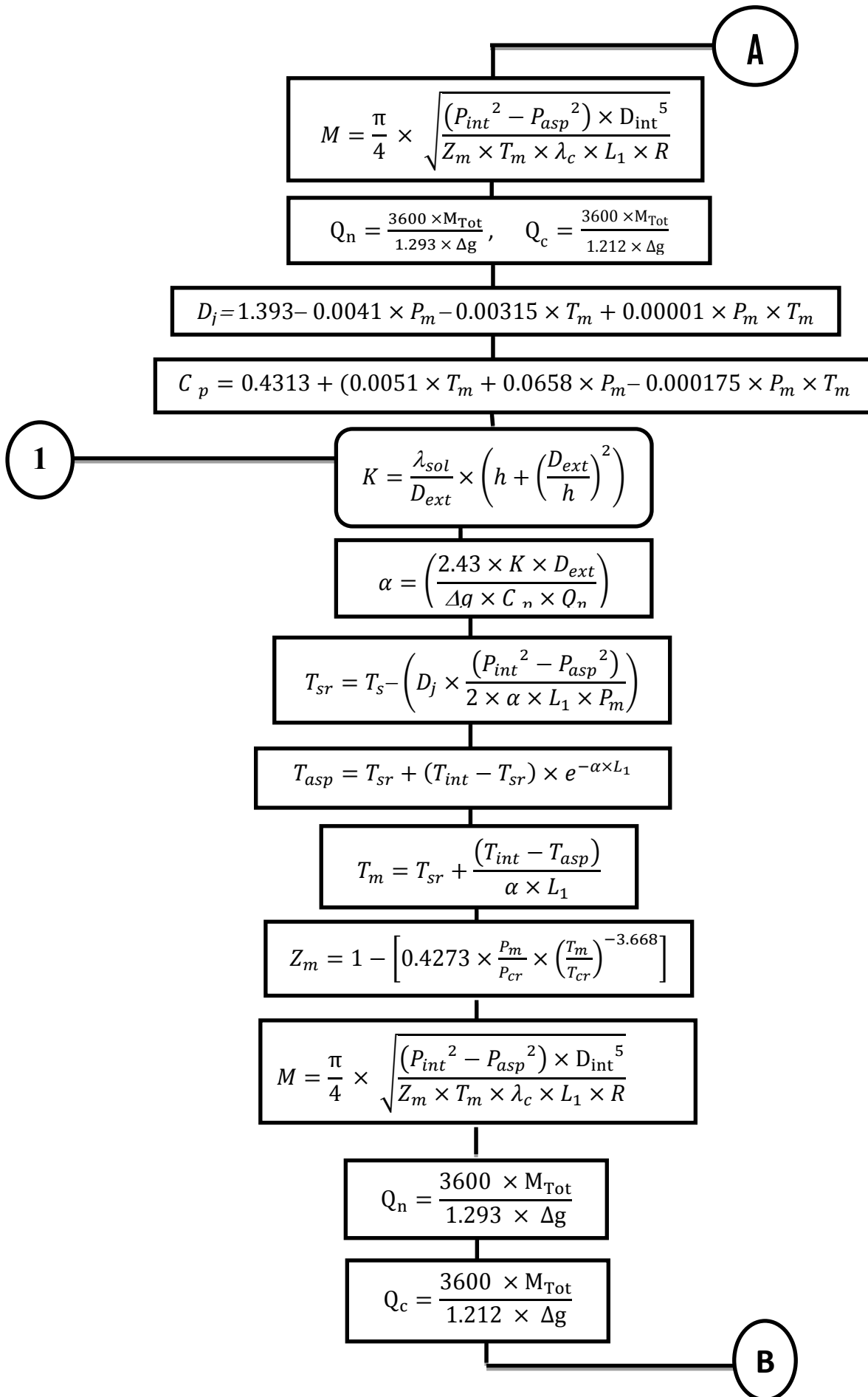
[15] Mohamed CHERIGUI, «Etude expérimentale des effets d'installations sur les débitmètres à organes déprimogènes utilisés pour le comptage des fluides industrielles», mémoire de magister en mécanique des fluides appliquée, Université de Mostaganem 2003.

[16] Mouloud GUEMANA, «Mesure des gros débits de gaz, Contribution des venturi tuyères à col sonique»; Mémoire de magister en génie mécanique, option Maintenance Industrielle et Tribologie, Université M'hamed BOUGERRA Boumerdès 2002.

ANNEXE







B

$$Z_{ref} = 1 - [0.4273 \times \frac{P_{ref}}{P_{cr}} \times (\frac{T_{ref}}{T_{cr}})^{-3.668}]$$

$$Z_m = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2}$$

$$Z_{asp} = 1 - [0.4273 \times \frac{P_{asp}}{P_{cr}} \times (\frac{T_{asp}}{T_{cr}})^{-3.668}]$$

$$\tau = \left(\frac{P_{ref} + 0.5}{P_{asp} - 0.5} \right)$$

$$T_{ref} = T_{asp} \times \tau^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma \times \eta_{poly}} \right)}$$

$$H_{ad} = \frac{1}{g} \times \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right) \times Z_m \times R \times T_{asp} \times \left(\tau^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)$$

$$V = V_n \times \sqrt{\frac{H_{ad}}{H_n}}$$

$$LP = \frac{v}{v_n} \%$$

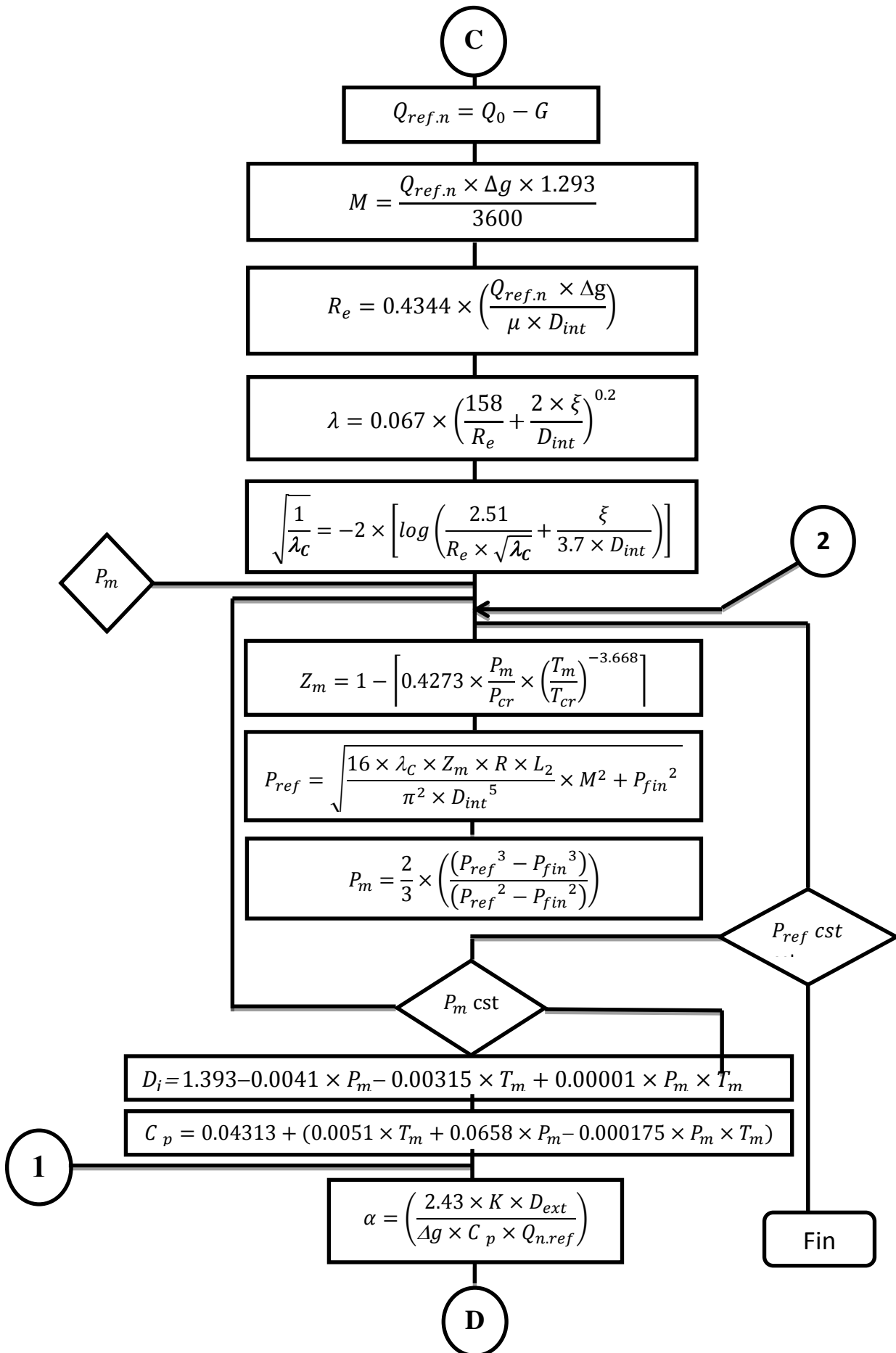
$$W_{th} = \frac{\Delta g \times Q_n \times H_{ad}}{283990.7}$$

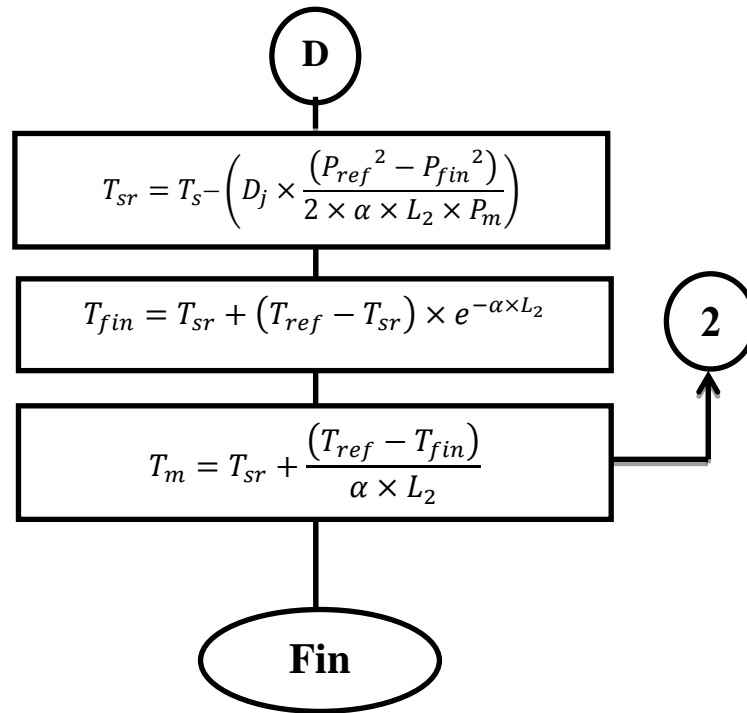
$$W_{réel} = \frac{W_{th}}{\eta_{méc} \times \eta_{ad}}$$

$$G_n = \frac{3600 \times W_n}{\eta_t \times Pci}$$

$$G = G_n \times \left(0.75 \times \frac{W_{réel}}{W_n} + 0.25 \times \frac{P_{atm}}{1.033} \times \sqrt{\frac{T_{air}}{273.15}} \right)$$

C





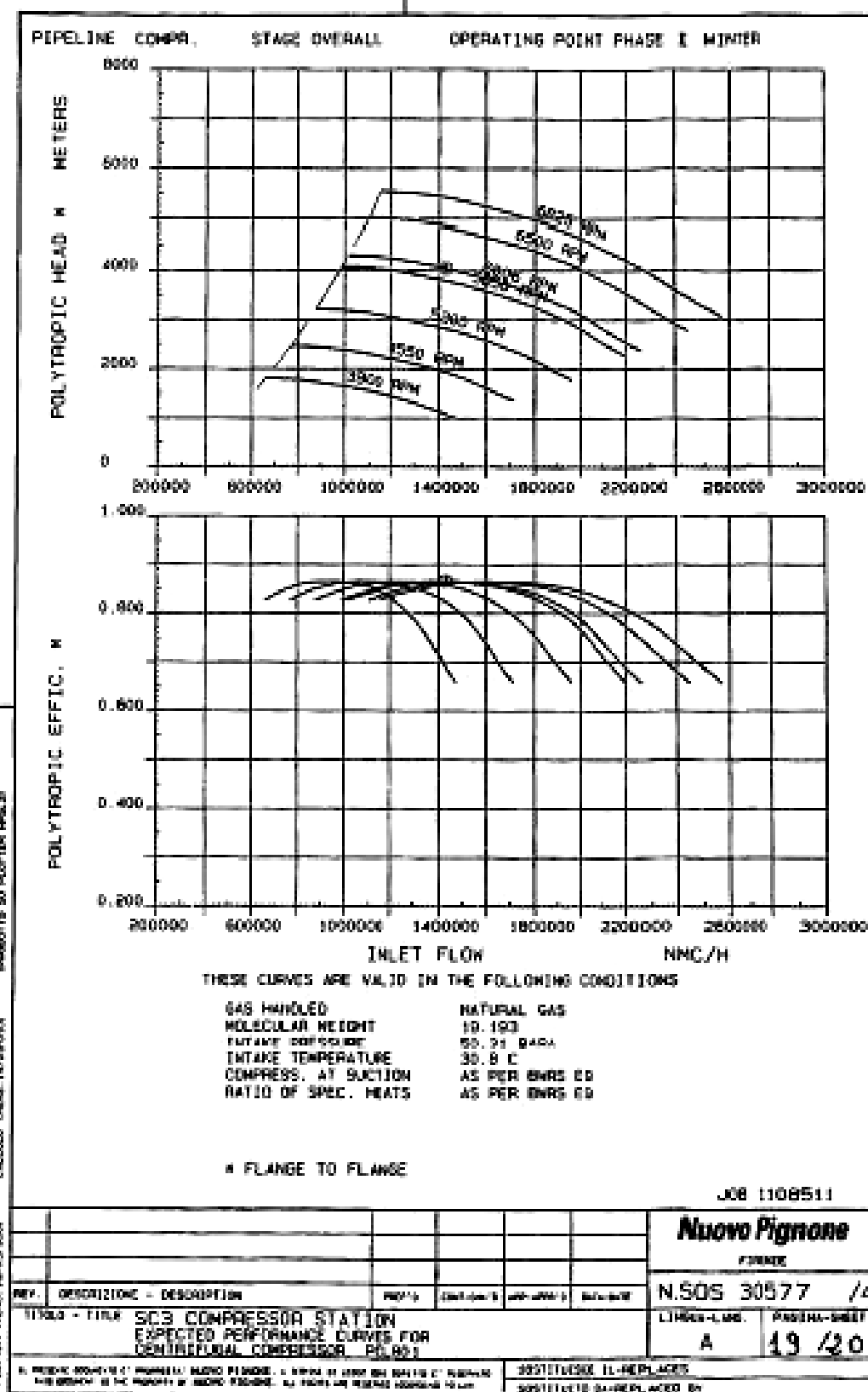
Annexe 01: Organigrammes de calcul

H		TERMINAL DEPART				HASSI			PCI			VL08	STATION DE COMPRESSION SC2										PC3			TERMINAL ARRIVEE						
		R/MEL																								OUCD SAF SAF						
		GG01 10E3	GG02 10E3	GG03 10E3	GTOT 10E3	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P-G03	P1	P2	P3	Parp	Tarp	Prof	Trof	CH TC21	CH TC22	CH TC23	CH TC24	P1	P2	P3	Q liv x 10E3	P liv	P_entré G0H02	T liv	RC ca scc	Débit moyen
Le 25/06/2021 débit journalier : 2,664,669 Cm ³ /h																																
08h	990	###	870	2863	60.0	60.0	60.1	55.4	55.6	57.9	56.7		55.2	56.1	46.2			59.0	49	84				52.7	52.7	52.8	2669	49.3		22.5	8	334
10h	995	###	865	2866	60	60	60.2	55.4	55.6	58	56.8		55.3	56.1	46.2			59.2	###	84				52.7	52.7	52.8	2661	49.3		22.6	8	333
12h	990	995	857	2842	60.0	60.0	60.3	55.4	55.7	58	56.8		55.3	56.1	46.2			59.3	###	84				52.8	52.7	52.7	2664	49.3		22.7	8	333
14h	1005	###	895	2906	60.0	60.0	60.3	55.4	55.6	58	56.7		55.3	56.1	46.2			59.3	###	84				52.7	52.7	52.7	2667	49.3		22.8	8	333
16h	1003	###	895	2904	60.0	60.0	60.4	55.5	55.7	58.1	56.7		55.3	56.1	46.3			59.3	50	84				52.7	52.7	52.7	2670	49.3		22.8	8	334
18h	1000	###	898	2903	60.0	60.0	60.4	55.5	55.7	58.1	56.7		55.3	56.1	46.3			59.4	51	84				52.7	52.7	52.8	2681	49.3		22.7	8	335
20h	1005	###	904	2915	60.0	60.0	60.4	55.5	55.7	58.1	56.7		55.3	56.0	46.2			59.2	###	84				52.7	52.7	52.7	2672	49.2		22.5	8	334
22h	1011	###	922	2943	60.0	60.0	60.5	55.5	55.7	58.1	56.7		55.3	56.0	46.2			59.2	###	84				52.7	52.6	52.7	2672	49.2		22.6	8	334
00h	1006	###	912	2926	60.0	60.0	60.5	55.6	55.8	58.2	56.7		55.3	56.1	46.2			59.1	###	84				52.7	52.8	52.9	2674	49.3		22.6	8	334
02h	1006	###	919	2932	60.0	60.0	60.5	55.6	55.8	58.2	56.8		55.4	56.2	46.2			59.1	###	84				52.9	52.8	52.9	2676	49.3		22.6	8	335
04h	1002	###	913	2920	60.0	60.0	60.5	55.7	55.8	58.2	56.8		55.4	56.2	46.3			59.2	46	84				52.9	52.8	52.9	2664	49.5		22.6	8	333
06h	1004	###	911	2923	60	60	60.6	55.7	55.8	58.3	56.9		55.5	56.3	46.3			59.2	46	84				52.9	52.9	53	2671	49.6		22.6	8	334

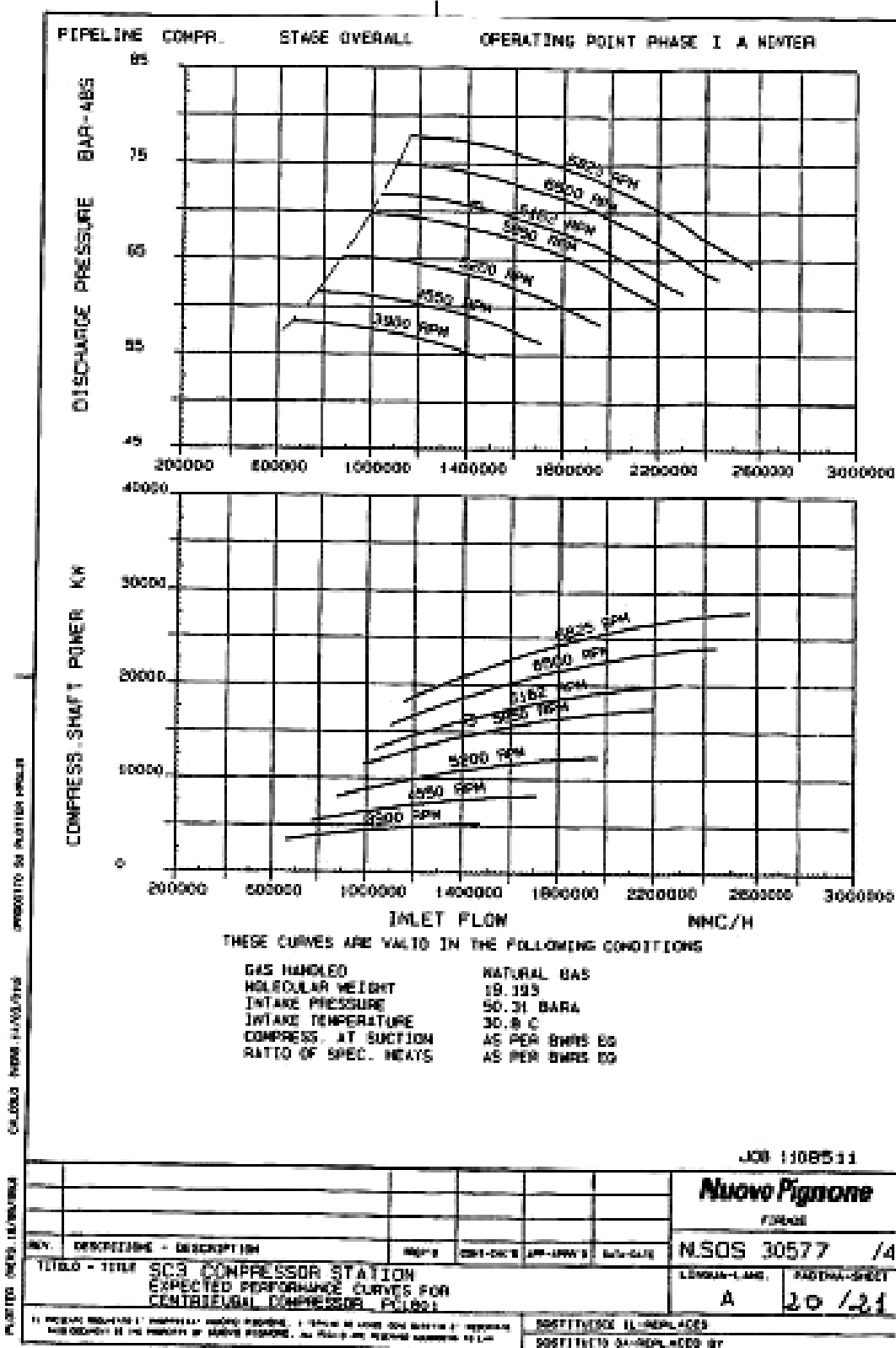
Annexe 02: Journal d'exploitation des gazoducs GO1/GO2/GO3 mois de juin 2021

S.V.C.A. PIRRELLA		BONNES DES CHROMATOGRAPHES							
		GO-1		GO-2		GO-3			
		AT-6-001 (1)	AT-6-002 (1)	AT-6-001 (2)	AT-6-002 (2)	AT-6-001 (3)	AT-6-002 (3)		
C1	(méthane)	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	0.054	mol-%	
C2	(éthane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
C3	(propane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
C4	(i-butane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
nC4	(n-butane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
C5	(i-pentane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
nC5	(n-pentane)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
C6+	(hexane+)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
CO2		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
N2		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
He		0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	mol-%	
	Masses Volumique Ref.	0.7480	0.7480	0.7480	0.7480	0.7480	0.7480	kg/Cm3	
	PCS	0.48232	0.48232	0.48232	0.48232	0.48232	0.48232	kcal/Cm3	
	Analyses Validées	120	116	120	116	120	116		

Annexe 03: Données des chromatophes (état A – état B)



Annexe 05: Courbe de performance PLC603/2



Annexe 06: Courbe de performance PLC603/02