

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd - Tlemcen -

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Présenté

Par : DJEZIRI Hemmem & TERBECHE Rafik

Sujet

***Comptage transactionnel au niveau de gazoduc
Pedro Duran Farell Aricha***

Soutenu publiquement, le 28/09/2020, devant le jury composé de :

M ^r BENRAMDANE Mohammed	MCA	Univ. Tlemcen	Président
M ^r SAIM Rachid	Pr	Univ. Tlemcen	Directeur de mémoire
Mme BENSEDDIK Lila	MAA	Univ. Tlemcen	Co-directeur de mémoire
M ^r ALIANE Abdennour	MCB	Univ. Tlemcen	Examinateur 1
M ^r ARAOUN Chabane	Cadre supérieur	GPDF Aricha	Invité

Année Universitaire : 2019/2020

Remerciements

Nous tenons à exprimer toute notre reconnaissance à nos encadreurs de mémoire, Monsieur SAIM Rachid et madame BENSEDDIK Lila. Nous les remercions de nous avoir encadrer, orienter et conseiller.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé nos réflexions durant nos parcours à l'université et particulièrement le département génie mécanique.

Nous tenons aussi à adresser nos sincères salutations aux membres de jury messieurs BENRAMDANE Mohammed & ALIANE Abdenour qui seront là pour évaluer notre travail.

Enfin, nous remercions nos deux encadreurs au niveau de G.P.D.F, messieurs BENDAOUD Abdelhafid et ARAOUN Chabane, malgré notre court séjour au terminal arrivée de l'Aricha. Leurs soutiens incondtionnels et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

À tous ces intervenants, nous présentons nos remerciements, nos respects et notre gratitude.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, notamment mon père qui m'a énormément aidé par son expérience dans le domaine de transport par pipeline, pour réaliser cette étude. Je le dédie aussi à mes sœurs et mes frères, pour leurs encouragements, à ma famille la plus proche et à mes fideles amis, tout en leurs souhaitant de la santé et de prospérité dans leur vie.

DJEZIRI Hemmem

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mes très chers
parents pour leur soutien moral et
Financier, pour leur encouragement,
qu'Allah les garde et les protège inchallah

A tous les enseignants et les éducateurs qui ont
Contribué à ma formation durant tout le parcours
de mes études

A tous mes amis sans exceptions

A tous les amis d'études

Surtout ceux la promotion

d'énergétique

2019/2020

Résumé

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. L'étude qu'on vous propose va se porter sur la comparaison entre deux systèmes de comptage à diaphragme (plaque à orifice calibre) pour le gazoduc GPDF, déjà installé et un autre type de comptage qui commence à gagner de terrain dans le monde par sa simplicité et son efficacité qui est le compteur à ultrason. 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 01 mars 2018(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, qui sera utilisé par la suite pour l'étude et le dimensionnement des deux systèmes de comptage, à savoir le comptage à diaphragme et le comptage à ultrason.

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. ستركز الدراسة التي نقترحها على المقارنة بين نظامي قياس الحجاب الحاجز (لوحة فتحة القياس) لخط أنابيب الغاز GPDF المثبت بالفعل ,ونوع آخر من القياس الذي بدأ يكسب الرهان في العالم من خلال بساطته وكفاءته وهو مقياس الموجات فوق الصوتية. لتحقيق النجاح في هذه الدراسة، استخدمنا الحد الأقصى لمعايير التشغيل وجودة الغاز الفعلية لموقع GPDF اعتباراً ليوم 1 مارس 2018(انظر الملحق). برامج الكمبيوتر « MATLAB , Excel » تم تطويرها لحساب جميع المتغيرات المحتملة للمشكلة (انظر الملحق 14). بعد الحصول على معدل التدفق عند مدخل محطة الوصول، والذي سيتم استخدامه لاحقاً لدراسة وتحجيم نظامي القياس، وهما قياس الحجاب الحاجز والقياس بالموجات فوق الصوتية.

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. The study we are proposing will focus on the comparison between two diaphragm metering systems (caliber orifice plate) for the GPDF gas pipeline, already installed and another type of metering which is beginning to gain ground in the world by its simplicity and its effectiveness which is the ultrasonic meter. To succeed in this task, we used the maximum operating parameters and the actual gas quality of the GPDF site, from the day of March 01, 2018(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, which will be used subsequently for the study and sizing of the two metering systems, namely diaphragm metering and ultrasonic metering.

Nomenclature

<i>Symbole</i>	Signification	<i>Unité SI</i>
GPDF	Gazoduc Pedro Duran Farell	-
TRC	Transport par canalisation	-
TA	Terminal arrivée	-
TD	Terminal départ	-
SC3	Station de comprissions N°03	-
Q	Débit volumique	m^3/s
M	Débit massique	Kg/s
ρ	Masse volumique	Kg/m^3
ρ_c	Masse volumique aux conditions contractuelles	Kg/m^3
ρ_{site}	Masse volumique du fluide aux conditions d'exploitation	Kg/m^3
Q_c	Débit volumique aux conditions contractuelles	Cm^3/s
α	Coefficient de débit	Sans
\mathcal{E}	Coefficient de détente	Sans
C	Coefficient de décharge	Sans
β	Rapport des diamètres	Sans
ΔP	Pression différentielle	Pa
d	Diamètre intérieur du diaphragme	m
D_{int}	Diamètre intérieur de la conduite	m
D_{ext}	Diamètre extérieur	m
Re	Nombre de Reynolds	sans
U	Vitesse du fluide aux conditions d'exercice	m/s
S	Section interne de la conduite	m^2
μ	Viscosité dynamique du fluide	$Pa \cdot s$
ν	Viscosité cinématique du fluide	m^2/s
γ	Exposant isentropique	sans
L	Distance séparant les deux sondes à ultrasons	m
t	Temps de transit moyen	s
ΔT	Différence de temps de transit	s
V_{AB}	Vitesse du point A au B	m/s
V_{BA}	Vitesse du point B au A	m/s
C_0	Vitesse du son dans le fluide à mesurer	m/s
ϕ	Angle formé par l'axe du tube et la ligne de mesure	rad
t_{AB}	Temps de parcours entre les points A et B	s
t_{BA}	Temps de parcours entre les points B et A	s
G	Constante d'étalonnage	m
M_g	Masse molaire moyenne du gaz	$Kg / Kmol$
M_i	Masse molaire de composant	$Kg / Kmol$
n	Nombre de composant chimique du gaz	Sans
x_i	Pourcentage de composition	Sans

Nomenclature

R	Constante du gaz	$J/Kg K$
R_u	Constante universelle	$J/Kg K$
Δg	Densité relative du gaz	sans
t_{cr}	Température critique	K
t_{cri}	Température critique de composition	K
P_{cr}	Pression critique	Pa
P_{cri}	Pression critique de composition	Pa
P_{int}	Pression d'entrée	Pa
P_{fin}	Pression de sortie	Pa
Z_m	Facteur de compressibilité	sans
T_m	Température moyenne	K
P_m	Pression moyenne	Pa
λ_m	Coefficient de perte de charge	sans
ξ	Rugosité	m
D_j	Coefficient de joule Thompson	K/Pa
C_p	Chaleur spécifique	$J/Kg K$
K	Coefficient globale d'échange de chaleur	$W/m^2 K$
h	Hauteur de recouvrement	m
λ_{sol}	Conductivité de sol	$W/m K$
a	Coefficient de Choukov	
T_{fin}	Température à la fin du tronçon	K
T_{sr}	Température du sol réduite	K
T_s	Température de sole	K
L_1	Longueur de premier tançant	Km
L_2	Longueur de deuxième tançant	Km
T_{int}	Température initiale de tronçon	K
T_{asp}	Température d aspiration du station	K
Q_n	Débit volumique aux conditions normales	Nm^3/s
e	Epaisseur	m
P_{asp}	Pression d aspiration de la station	Pa
Z_{asp}	Coefficient de compressibilité à l aspiration de la station	Sans
Z_{ref}	Coefficient de compressibilité au refoulement de la station	sans
T_{ref}	Température de refoulement	K
τ	Taux de compression	sans
η_{poly}	Rendement poly tropique du compresseur	sans
P_{ref}	Pression de refoulement de la station	Pa
P_{asp}	Pression d aspiration de la station	Pa
H_{ad}	Hauteur adiabatique	m
g	Constante de gravité	m/s^2
V	Vitesse du compresseur	tr/s
H_n	Hauteur nominale	m

Nomenclature

LP	Rendement entre la turbine et le compresseur	sans
V_n	Vitesse nominale	tr/s
W_{th}	Puissance théorique	KW
W_n	Puissance nominale	KW
$W_{réel}$	Puissance réelle	KW
$\eta_{méq}$	Rendement mécanique	sans
η_{ad}	Rendement adiabatique	sans
η_t	Rendement de la turbine	sans
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	KJ/m^3
G_n	Consommation nominale	m^3/s
G	Consommation réelle	m^3/s
P_{atm}	Pression atmosphérique	Pa
T_{air}	Température d air ambiante	K
$Q_{ref.n}$	Débit refoulé de la station aux conditions normale	Nm^3/s
$Q_{ref.c}$	Débit refoulé de la station aux conditions contractuelle	Cm^3/s
P_{site}	Pression de site	Pa
T_{site}	Température de site	K
Q_s	Débit volumique aux conditions standard	Sm^3/s
Z_{site}	Coefficient de compressibilité aux conditions du site	sans
ρ_{site}	Masse volumique aux conditions du site	Kg/m^3
Q_{site}	Débit volumique aux conditions du site	m^3/s
N	Nombre de rampe en service	sans
D_r	Diamètre de la rampe	m
$\Delta\omega$	Pertes charge	Pa
$Q_{max.rampe}$	Débit maximale par rampes	m^3/s
$Q_{min.rampe}$	Débit minimal par rampes	m^3/s
$V_{max.rampe}$	Vitesse maximale par rampes	m/s
$V_{min.rampe}$	Vitesse minimale par rampes	m/s
$V_{moy.rampe}$	Vitesse moyenne par rampes	m/s
$Q_{max.compteur}$	Débit maximale de compteur	m^3/s
$Q_{min.compteur}$	Débit minimal de compteur	m^3/s
$V_{max.coumpteur}$	Vitesse maximale de compteur	m/s
$V_{min.compteur}$	Vitesse minimale de compteur	m/s

Liste des figures

Figures	Description	page
Figure 1.1	Champ d'hydrocarbures et pipeline	2
Figure 1.2	Réseau de transport de gaz TRC	5
Figure 1.3	Position Géographique du GPDF.	8
Figure 1.4	Tronçon Algérien, traverse trois wilaya (Laghouat, El bayadh et Naama).	12
Figure 1.5	Gare arrivée du piston- racleur.	13
Figure 1.6	Filtres séparateurs	13
Figure 1.7	Vanne régulatrice	14
Figure 1.8	Orifice Daniel senior	15
Figure 1.9	Lignes de mesure avec les vannes d'isolement et le tranquiliseur de flux	16
Figure 1.10	Prises de densimètre et transmetteur de température	17
Figure 1.11	Calculateurs S600	18
Figure 1.12	Floboss 103	18
Figure 1.13	Chromatographes Daniel Model GC700	19
Figure 1.14	Analyseur de gaz (laboratoire)	21
Figure 1.15	Skid gaz	22
Figure II.1	Plaque à orifice à arête vive	26

Liste des figures

Figure II.2	Pertes de charge Δw	29
Figure II.3	Débitmètre à ultrason.	31
Figure II.4	Schéma d'un compteur a ultrason	32
Figure IV.1	Evolution de la pression le long de tronçon TD-SC3	58
Figure IV.2	Evolution de la pression le long de tronçon SC3-TA	72
Figure V.1	Graphe de la pression déffirencielle en fonction de la perte charge	81

Liste des tableaux

Tableau	Description	page
Tableau I.1	Caractéristique de l’ouvrage	8
Tableau I.2	Situation des PC et terminaux du GPDF	11
Tableau III.1	Caractéristiques de gaz	40
Tableau III.2	Paramètres physicochimiques de gaz	42
Tableau IV.1	Paramètres du linge GPDF	50
Tableau IV.2	Paramètres de SC3	59
Tableau V.1	Paramètres de site étudié	73
Tableau V.2	Répartition des vitesses en fonction de nombre de rampe	76
Tableau V.3	Valeurs de la pression différentielle en fonction de nombre de rampe	79
Tableau V.4	Valeurs de la perte de charge en fonction de la pression différentielle	80
Tableau V.5	Régime de fonctionnement de la SC3	81
Tableau V.6	Paramètres de site	82
Tableau V.7	Détermination de diamètre de compteur en fonction de débit	83
Tableau V.8	Vitesse d’écoulement en fonction de diamètre et nombre de rampe en service	83
Tableau V.9	Avantages et inconvénients des deux systèmes	86

Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	
Nomenclature	
Liste des figures	
Liste des tables	
Introduction générale.....	1

CHAPITRE I : Présentation de SONATRAC

I.1.Généralités sur SONATRACH.....	2
I.2.Transport de gaz par canalisation.....	2
I.2.1.Principaux champ de gaz dans l'Algérie.....	2
I.2.2.Transport de gaz naturel par gazoduc.....	3
I.2.3.Différentes étapes de la chaîne de transport de gaz par gazoduc.....	4
I.2.4.Réseau de transport de gaz TRC.....	4
I.2.5.Rôle de TRC.....	5
I.3.Présentation de « GPDF ».....	6
I.3.1.Historique de GPDF.....	6
I.3.2.Phases de réalisation GPDF.....	6
I.3.3.Normes de GPDF.....	7
I.3.4.Présentation de groupe GPDF.....	7
I.3.5.Description technique du tronçon algérien.....	8
I.4.Terminal arrivée.....	12
I.4.1.Gare arrivée du piston-racleur.....	13
I.4.2.Filtre séparateur.....	13
I.4.3.Banc de régulation.....	14
I.4.4.Banc de comptage de débit et analyse du gaz.....	15
I.4.5.Skid gaz.....	22

CHAPITRE II : Comptage et débitmètres

Introduction.....	23
II.1.Définition du comptage.....	23
II.2.But et objectif du comptage.....	23
II.2.1.Domaine commercial (transactionnel).....	24
II.2.2.Domaine technique.....	24
II.3.Installations de comptage.....	24
II.4.Différents types de dispositifs de comptage.....	24
II.4.1.Débitmètres à élément déprimogène.....	25
II.4.2.Débitmètres basés sur la mesure de la vitesse des fluides.....	29

CHAPITRE III : Propriétés physico-chimiques du gaz

Introduction.....	38
III.1.Conditions de base.....	38

Sommaire

III.2. Caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel.....	38
III.2.1. Compositions chimiques du gaz.....	38
III.3. Propriétés physico-chimiques du gaz nécessaires au calcul hydraulique d'un gazoduc.....	39
III.3.1. Masse molaire moyenne du gaz M_g	40
III.3.2. Constante du gaz R	40
III.3.4. Température critique t_{cr}	41
III.3.5. Pression critique P_{cr}	41
III.3.6. Viscosité dynamique à partir de la composition du gaz μ	42
III.4. Principales propriétés physiques du gaz.....	42
III.5. Principaux objectifs du calcul hydraulique des gazoducs.....	43
III.6. Calcul thermo-hydraulique de débit massique M	43
III.6.1. Calcul hydraulique.....	44
III.6.2. Calcul thermique.....	45
III.7. Calcul de débit volumique.....	47
III.8. Conclusion.....	47

CHAPITRE IV : Calcul de débit maximal de gazoduc avec compression intermédiaire

Introduction.....	49
IV.1. Premier tronçon de TD à SC3.....	50
IV.1.1. Calcul hydraulique.....	50
IV.1.2. Calcul thermique.....	54
IV.2. Calcul des paramètres de SC3.....	59
IV.2.1. Paramètres de station de compression SC3.....	59
IV.2.2. Coefficient de compressibilité moyenne Z_m	59
IV.2.3. Température de refoulement T_{ref}	60
IV.2.4. Taux de compression τ	60
IV.2.5. Hauteur adiabatique H_{ad}	61
IV.2.6. Vitesse du compresseur V	61
IV.2.7. Rendement entre la turbine et le compresseur LP	61
IV.2.8. Puissance théorique W_{th}	62
IV.2.9. Puissance réelle $W_{réel}$	62
IV.2.10. Consommation nominale G_n	62
IV.2.11. Consommation réelle G	63
IV.3. Deuxième tronçon de SC3 à TA.....	63
IV.3.1. Calcul de débit massique M	64
IV.3.2. Calcul hydraulique.....	64
IV.3.3. Calcul thermique.....	67
IV.4. Conclusion.....	72

CHAPITRE V : Calcul de dimensionnement d'un banc de comptage ultrasonique

Introduction.....	73
V.1. Convertissement de débit volumique aux conditions de site «TA»	73
V.1.1. Calcul de débit volumique aux conditions standard Q_s	73
V.1.2. Calcul de coefficient de compressibilité aux conditions du site Z_{site}	74
V.1.3. Calcul de la masse volumique aux conditions du site ρ_{site}	74
V.1.4. Calcul de débit volumique aux conditions du site Q_{site}	74
V.1.5. Vérification de la vitesse maximale découlement V_{max}	74
V.2. Système de comptage à orifice.....	75
V.2.1. Contrainte de la vitesse dans un banc de comptage.....	75
V.2.2. Contrainte sur la portée maximale du système.....	76
V.2.3. Contrainte de la pression différentielle dans un banc de comptage.....	76
V.2.4. Contrainte sur le diamètre des rampes dans un banc de comptage.....	79
V.2.5. Calcul des pertes charge $\Delta\omega$	80
V.2.6. Courbe de la perte de charge en fonction de la pression différentielle.....	81
V.2.7. Détermination de la quantité de gaz perdu du aux pertes des charges causées par le diaphragme.....	81
V.3. Système de comptage à ultrason.....	82
V.3.1. Dimensionnement de compteur ultrasonique.....	82
V.3.2. Calcul de la vitesse d'écoulement de gaz à l'intérieur des rampes de comptage en fonction des diamètres.....	83
V.3.3. Calcul de débit maximal par rampes $Q_{max.rampe}$	84
V.3.4. Calcul de la vitesse maximale par rampes $V_{max.rampe}$	84
V.3.5. Calcul de débit minimal par rampes $Q_{min.rampe}$	84
V.3.6. Calcul de la vitesse minimale par rampes $V_{min.rampe}$	85
V.3.7. Calcul de la vitesse moyenne par rampes $V_{moy.rampe}$	85
V.3.8. Vérification de l'adaptation de compteur choisi par rapport au débit	85
V.4. Avantage et inconvénient.....	86
V.5. Conclusion.....	86
Conclusion générale.....	87
Références bibliographiques	
Annexes	

Introduction générale

Le développement du transport du gaz naturel par canalisation a entraîné la mise en place d'un important réseau de gazoduc dans le monde. La longueur totale de gazoduc dans le monde représente environ le double de celle qui est utilisée pour le transport du pétrole brut et dépasse le million de kilomètres.

En Algérie le transport du gaz par canalisation est utilisé pour acheminer le gaz naturel des champs de sud vers les terminaux marins (les complexes GNL), ou vers l'Europe à travers les terminaux terrestres le G.P.D.F(Aricha), TRANSMED(Oued Saf Saf) ou le MEDGAZ(Beni Saf). Ces trois gazoducs fournissent en moyenne 50 milliards de Cm^3 /ans aux clients (Marocain, Espagnol, Portugais et Italien).

L'augmentation de perte de charge entraîne des frais de fonctionnement accrus ce qui nécessite d'introduire des stations de compression, il faut donc pouvoir relier la perte de charge dans la conduite au débit de gaz transporté, en prenant en compte les différentes caractéristiques géométriques de la conduite : diamètre, longueur et les dénivellations rencontrées.

Vu l'augmentation rapide des réseaux de transport et de distribution du gaz dans le monde a fait naître de plusieurs études sur les moyens qui puissent faire face aux différents problèmes qui surgissent d'un temps à un autre.

Le choix de ces moyens s'incline toujours vers ceux qui ont une efficacité très grande et une rapidité de décision.

La diversité des problèmes rencontrés dans le transport du gaz par canalisation nous amène toujours à faire des recherches pour l'évaluation technico-économique des variantes probables d'utilisation de telle ou telle solution technique.

Pour faciliter cette tâche, une nécessité d'exploitation rationnelle du réseau et des équipements installés, d'où une détermination de la mesure de débit transporté avec une précision satisfaisante et nécessaire. Le transport d'hydrocarbures par canalisations, des champs de production vers l'utilisateur, nécessite un suivi strict et rigoureux de la part des techniciens chargés de la détermination des quantités de produits. Pour réaliser cette opération de comptage plusieurs facteurs entrent en jeu.

L'objectif final, demeure l'acheminement des produits avec un minimum de perte et des livraisons des quantités mesurées d'une façon juste et équitable vis-à-vis des clients.

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 de l'entreprise
SONATRACH

I.1 Généralités sur SONATRACH

La société nationale de transport et de la commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH), c'est le pilier de l'économie algérienne. C'est l'outil national nécessaire pour la valorisation de ces richesses, elle se présente comme l'une des plus grandes des sociétés pétrolières au monde. Elle a été créée le 31 décembre 1963 et nationalisée le 24 janvier 1971. Elle a pour mission:

- Approvisionnement énergétique national.
- Accroissement, développement et conservation des réserves d'hydrocarbures.
- Valorisation et commercialisation des hydrocarbures liquides et gazeux.

I.2. Transport de gaz par canalisation

I.2.1. Principaux champs de gaz dans l'Algérie :

Le gisement géant de Hassi R'mel représente à lui seul 72% de la production, soit environ 100 milliards de mètres cubes. La part de la production commercialisée en 2008.

Le gaz naturel est collecté des champs limitrophes puis envoyé vers le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG) à Hassi R'mel (W.Laghouat) pour être transporté à travers des gazoducs vers les installations (GNL), ou vers le marché extérieur [9].

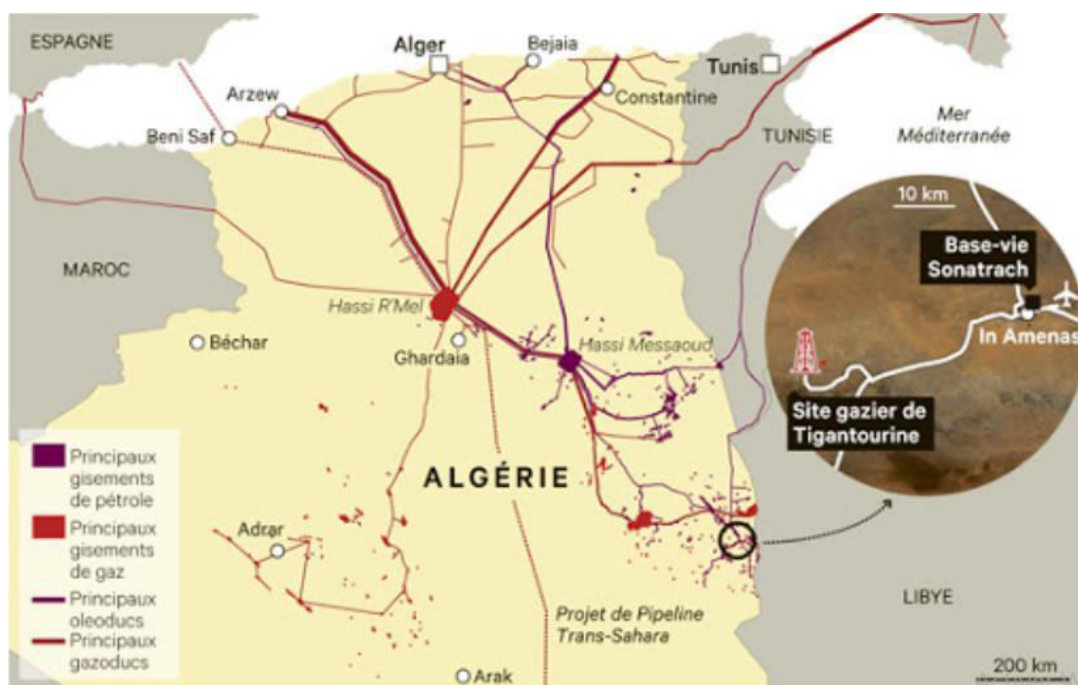


Figure 1.1 : Champ d'hydrocarbures et pipeline [5].

Vu que la totalité des points de production du pétrole et du gaz se trouvant dans le sud algérien et que toutes les complexes de raffinage et de transformation se trouve au nord cette situation à donner lieu à un énorme réseau de transfère de ces hydrocarbures.

Au sein du groupe SONATRACH, l'Activité Transport par Canalisation (TRC) prend en charge le transport des hydrocarbures, (pétrole brut, gaz, GPL), depuis les zones de production, jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL et GPL, aux raffineries, et aux terminaux marins (ports pétroliers), ainsi que vers l'exportation.

Les livraisons par pipes représentent 60% du gaz algérien exporté par SONATRACH, les deux voies d'accès aux marchés européens sont :

- Gazoduc Enrico Mattei : il a été créé en 1983 avec une capacité de 24 milliards m³/ans. Il relie l'Algérie à l'Italie via la Tunisie d'une longueur de 2484 km dont 549 km traversant l'Algérie.
- Gazoduc Pedro Duran Farrell: il a été créé en 1996 avec une capacité de 30 milliards m³/ans. Il relie l'Algérie à l'Espagne via le Maroc. [9]

1.2.2. Transport de gaz naturel par gazoduc :

Un gazoduc est une canalisation destinée au transport de matières gazeuses sous pression, la plupart du temps des hydrocarbures, sur de longues distances à haute pression, (de 16bar jusqu'à plus de 100.39bar), dans des réseaux de grand transport dont les gazoducs constituent les principaux maillons. Ces réseaux comprennent en outre :

- Des stations de compression: régulièrement espacées qui maintiennent la pression du gaz transporté et assurent sa progression dans les canalisations.
- Des stations d'interconnexion: qui constituent des nœuds importants du réseau de transport.
- Des postes de livraison: qui assurent la livraison du gaz naturel chez les gros industriels ou dans les réseaux aval de distribution.

Ces postes assurent généralement des fonctions de détente, réchauffage, filtrage et de mesurage du gaz.

1.2.3. Différentes étapes de la chaîne de transport de gaz par gazoduc :

Une chaîne de transport par gazoduc comprend les principales étapes (voir le Schéma au-dessous):

- La collecte : des effluents provenant des différents puits.
- Le traitement du gaz : pour le mettre aux spécifications de transport.
- La compression du gaz : si la pression en tête de puits est insuffisante (notamment en phase d'épuisement du gisement).
- Le transport : en pipe (conduite).
- La ré-compression : en cours de transport, si la distance est importante, pour éviter une chute trop significative de pression.
- Le traitement complémentaire : éventuel pour mettre le gaz aux spécifications de distribution.
- Stockage et transfert : au réseau de distribution.
- La distribution : du gaz.

1.2.4. Réseau de transport de gaz TRC :

L'Activité Transport par Canalisation assure l'acheminement des hydrocarbures (pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL).

Les centres de dispatching comptent parmi les installations névralgiques de l'Activité. Depuis les zones de production, jusqu'aux zones de stockage, aux complexes GNL et GPL, aux raffineries, aux ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs.

Le Centre National de Dispatching Gaz (le CNDG) se situe à Hassi R'mel. C'est le point où se fait la collecte et le dispatching du gaz à travers les gazoducs vers les clients nationaux (Sonelgaz clients tiers et autoconsommations des unités de Sonatrach) et internationaux (livraison aux complexes de liquéfaction et des gazoducs transcontinentaux (PEDRO DURAN FARELL, ENRICO MATTEI et MEDGAZ). Quant au réseau de canalisation, sa longueur est de près de 18 512 Km :

- Le réseau transport par canalisation compte 20 oléoducs d'une longueur de 9883 KM avec une capacité de transport de 145 Millions Tonnes.
- Le réseau transport par canalisation compte 14 gazoducs d'une longueur totale de 8629 Km, avec une capacité de transport de 142 milliards de m³ / ans.

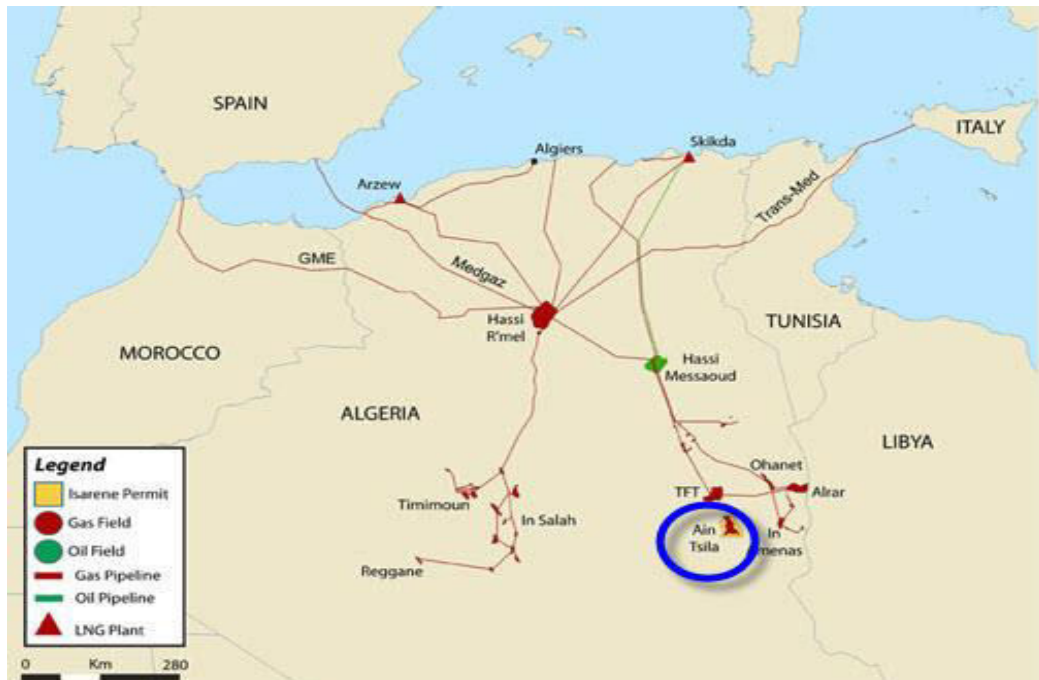


Figure I.2 : Réseau de transport de gaz TRC [6].

1.2.5. Rôle de TRC :

L'Activité Transport par Canalisation à la charge de définir, de réaliser, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de faire évoluer le réseau de canalisation ainsi que les différentes installations qui s'y rattachent. Il constitue le maillon intermédiaire entre l'Amont de l'activité pétrolière et gazière et les activités en Aval en matière de transformation, de traitement des hydrocarbures et leur commercialisation.

Le transport par canalisations est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures, il a pour mission :

- Le transport, le stockage et la livraison des hydrocarbures liquides et gazeux.
- L'exploitation, la maintenance et la protection du patrimoine de la direction.
- L'élaboration et la réalisation des programmes et budgets annuels.
- Le suivi de la réalisation des projets d'extension, de renouvellement de valorisations du potentiel existant confié à la direction.

Les hydrocarbures transportés à travers les canalisations sont :

- Le gaz naturel.
- Le pétrole brut.
- Le condensat.
- Le gaz de pétrole liquéfié (G.P.L).

I.3. Présentation de « GPDF »

1.3.1. Historique de GPDF :

En hommage à sa mémoire et en reconnaissance à l'amitié entre les peuples Algérien et Espagnol, le Président de la République a décidé de baptiser le tronçon Algérien du Gazoduc Maghreb- Europe (GME) du nom de Pedro Duran Farrell, suivant le décret présidentiel du 14 novembre 1999. A sa mort le 11 juillet 1999 à Barcelone. Pedro Duran Farrell avait 78 ans. Il était président d'honneur de Gaz Naturel, président de Catalana de Gaa Fondation et président de la fondation Ortega y Gasset.

Il a joué un rôle de pionnier dans l'introduction du gaz en Espagne et a été un fervent partisan de la construction du gazoduc qui transporte le gaz algérien de Hassi-R'mel en Espagne à travers le détroit de Gibraltar.

Dès le début des années 60, Pedro Duran Farrell travaillait déjà sur le projet d'acheminement du gaz Algérien via son pays. C'était un humaniste amoureux de l'histoire et de la préhistoire.

En limite aussi le nom de Pedro Duran Farrell à l'œuvre dont il a porté l'idée et contribué grandement à sa réalisation, l'Algérie entend, non seulement honorer sa mémoire, mais consacrer aussi un symbole d'une sincère conception des liens de solidarité et d'amitié entre les peuples de la Méditerranée.

1.3.2. Phases de réalisation GPDF [8]:

Le projet passe par deux phases qui sont :

Première phase :

- Octobre 1994 : lancement des travaux de réalisation du gazoduc par BECHTEL.
- 24 Février 1996 : Inauguration de GME par le Président de République.
- Juillet 1996 : Réception provisoire.
- Novembre 1996 : Début de la commercialisation du gaz
- Création de la direction GME.
- Juillet 1998 : Réception définitive
- 14 Novembre 1999 : Baptême du gazoduc.
- 2002 : Réalisation de la station de compression SC3.
- 2004 : Mise en service de station de compression SC3.

1.3.3. Normes de GPDF :

Normes de l'GPDF : elle est triplement certifiée en QHSE (Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement)

Norme ISO9001V 2000 :

- Démontrer son aptitude à fournir régulièrement un produit conforme aux exigences réglementaires.
- Accroître la satisfaction de ses clients par l'application efficace du système, y compris les processus pour l'amélioration.
- Elle s'applique aux aspects environnementaux que l'organisme (GPDF) a identifiée comme étant ceux qu'il a les moyens de maîtriser et ceux sur lesquels il a les moyens d'avoir une influence.
- Donner l'assurance aux parties intéressées (clients, partenaires, société civile, etc....) qu'un système approprié de management environnemental est mis en place dans le respect des exigences légales applicables.

OHSAS 18001V2007 :

Prévenir, voir éliminer les conditions et facteurs qui affectent l'hygiène, la santé et la sécurité du personnel, des travailleurs temporaires, des personnels fournisseurs, des visiteurs et toute autre personne présente sur le lieu de travail dans le respect des exigences légales.

1.3.4. Présentation de groupe GPDF :

Le gazoduc de diamètre 48'' est posé et enterré à une profondeur d'enfouissement de 80 cm au minimum de la génératrice supérieure, il est imperméable à l'eau et à l'air et il présente une bonne innocuité chimique et bactériologique vis-à-vis de l'environnement naturel.

Diamètre	Epaisseur	Rugosité	Limite élastique	Résistance à rupture	Langueur	Nuance de tube en acier
48 "	12.7 mm	0.015mm	5.65 Kbar	4.82 Kbar	520.951 Km	API SL X.70
	14.27mm					
	22.22mm					

Tableau I.1 : Caractéristique de l'ouvrage [8].

Le tronçon Algérien G.P.D.F s'étend sur 521 km du CNDG (Terminal Départ) à Mechraa- Ennour (w.Naama), frontière Algéro-Marocaine (Terminal Arrivée)

I.3.5 Description technique du tronçon algérien :

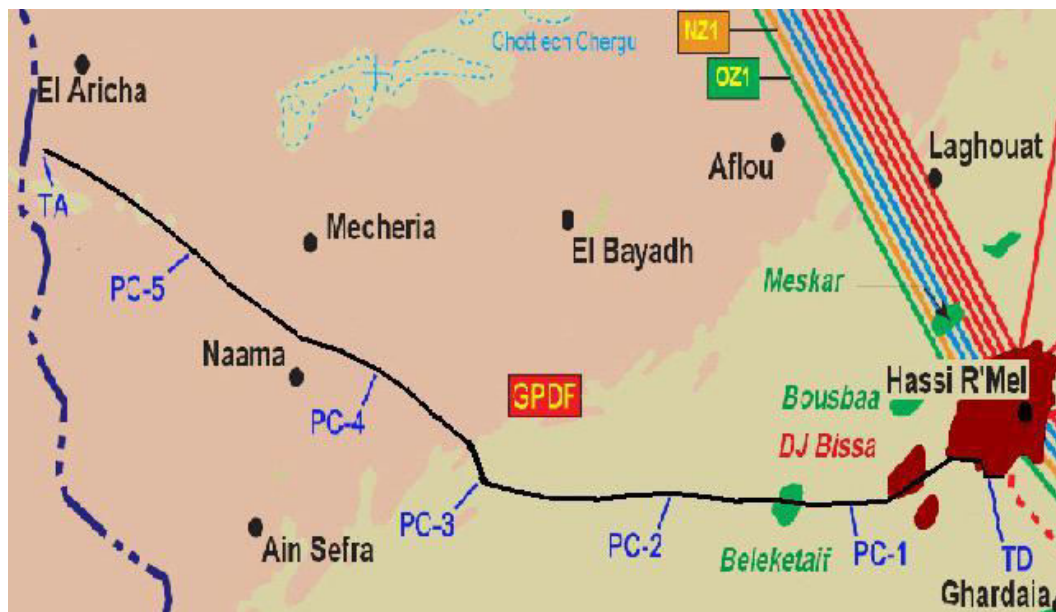


Figure I.3 : Position Géographique Du G.P.D.F [9].

D'après la figure 3, le système du gazoduc se compose de :

- Canalisation principale 48" de diamètre et 521 Km de long.
- Un terminal Départ à Hassi R'mel au CNDG.
- Un terminal arrivé situé à la frontière Alger-Marocaine PK 520.951.
- Une station de compression (SC3) à El-Abiodh Sidi Cheikh..

- Cinq postes de coupures (PC1-2-3-4-5) qui seront de futures stations de compression, la distance entre deux PC est environ 80 km.
- 22 postes de sectionnements (PS) sont installés sur la ligne afin d'isoler un tronçon en cas d'urgence ou de la nécessité.
- Pot de purge.
- Système SCADA et télécommunication par fibres optiques.
- Des piquages pour les livraisons du gaz à SONELGAZ.
- Redresseurs pour la protection cathodique.

1.3.5.1. Terminal départ :

Le terminal de départ c'est le point de départ du gazoduc dont le gaz naturel en provenance du centre national de distribution du gaz CNDG débite dans la canalisation du gazoduc, le terminal de départ comprend :

- Vanne d'entrée MOV 1001.
- Huit (08) rampes de comptage de 18'', dotées des transmetteurs et des enregistreurs de pression et de température et de pression différentielle. Ils sont reliés à un calculateur de débit.
- Cinq (05) vannes de régulation de 24'' de diamètre, dotés de 05 vannes PCV de 16'', le point de consigne de la régulation est contrôlé au moyen d'un commutateur-sélecteur HS, fonctionnant en mode : Local / distance.
- Gare de piston racleur de lancement, avec soupapes de sécurité 73,5 bar (PSV) et un indicateur de pression (PI).

1.3.5.2. Postes de sectionnement (PS) :

Le gazoduc comporte 22 postes de sectionnement, 12 postes avec redresseurs de protection cathodique, et avec plusieurs piquages pour la livraison du gaz à SONELGAZ.

Les PS sont équipés de :

- Un générateur thermoélectrique à gaz pour l'alimentation de l'instrumentation (SCADA) et la protection cathodique.

- Un Skid gaz de traitement de gaz combustible avec filtration, avec deux étages de détente et un réservoir de gaz.

- Système de protection cathodique et incendie.

Les vannes motorisées équipant les postes de sectionnement MOV X00X, sont dotées d'un actuateur de type gaz / huile, dans lequel le gaz qui a la même pression de la canalisation, fournit la force motrice pour l'actionnement des vannes.

1.3.5.3. Poste de coupure (PC) :

Le gazoduc est doté de 05 postes de coupure, dont un poste relié a la station de compression SC3, chaque poste comprend :

- Une gare de piston-racleur d'arrivée.
- Une gare de piston-racleur de lancement.
- 03 filtres séparateurs type horizontal.
- Bac récupérateur du condensât.
- Bâtiment des générateurs : loge deux générateurs de 100 KVA, un groupe diesel et l'autre groupe à gaz.
- Bâtiment de contrôle : loge le système de commande local et le système SCADA.
- Skid gaz d'alimentation.
- Système de protection cathodique et protection incendie.

Les postes de coupure sont conçus pour être des futures stations de compressions.

1.3.5.4. Pot de purge :

Un pot de purge d'une capacité d'environ 9.0 mètres cube, est installé, il a pour fonction d'extraire le condensat du gazoduc ; il est situé en un point bas de la canalisation à proximité du terminal arrivé .les pots de purge est posé au-dessous de la canalisation, les liquides s'écoulant an fonds de la canalisation s'accablent par gravité dans le pot de purge.

Périodiquement un camion-citerne sous vide peut être utilisé pour extraire les liquides accumulés.

Désignation	PK (Km)	Altitude (m)
Terminal Départ	0.000	749.22
PC1	87.006	789.79
PC2	175.978	807.00
SC3	267.599	965.96
PC4	341.917	1225.60
PC5	441.016	1077.31
Terminal Arrivé	520.951	1171.00

Tableau I.2: Situation des PC et terminaux du GPDF [8].

1.3.5.5. Station de compression :

La station est dimensionnée de manière à ce qu'elle puisse satisfaire une certaine demande. Tous en respectant les conditions et restrictions qui s'imposent, à savoir la pression disponible au terminal départ et la pression minimale à garantir au Terminal Arrivé. Elle se trouve au milieu du tronçon algérien PK 267.599 m et altitude de 966m dans la daïra d'EL - Abiodh Sidi Cheikh.

La station SC3 est renferme deux unités de compresseur type PCL 802-1/36" entraîné par une turbine à gaz type PGT25 installé par NUOVO PIGNONE

1.3.5.6. Terminal Arrivé :

Le Terminal Arrivé, implanté à EL-Aricha (Frontière marocaine) PK520.951, comprend :

- Gare arrivée du piston- racleur.
- Filtre séparateur : 02 en service, 01 en réserve.
- Bac récupérateur de condensât.
- Un étage de régulation.
- Système de comptage de débit et analyse du gaz.
- Système de protection cathodique.
- Système SCADA.
- Bâtiment de contrôle

- Bâtiment des générateurs.
- Un système de protection incendie.
- Un skid gaz

Le Système de comptage de débit et analyse du gaz est le système importance dans TA, le système comporte des rampes de comptage, avec porte orifice Senior, transmetteurs électroniques de pression et de pression différentielle, de température et de densité. Le système est doté des enregistreurs à disques mécaniques.

La qualité du gaz sera contrôlée en permanence au moyen d'un système d'analyseur.

I.4. Terminal arrivée

Le terminal d'arrivée est situé au PK 521 à la frontière Algéro-Marocaine, il est constitué des équipements principaux suivants:

- Gare arrivée du piston- racleur
- Filtre séparateur
- Banc de régulation
- Banc de comptage de débit et analyse du gaz
- Skid de Gaz

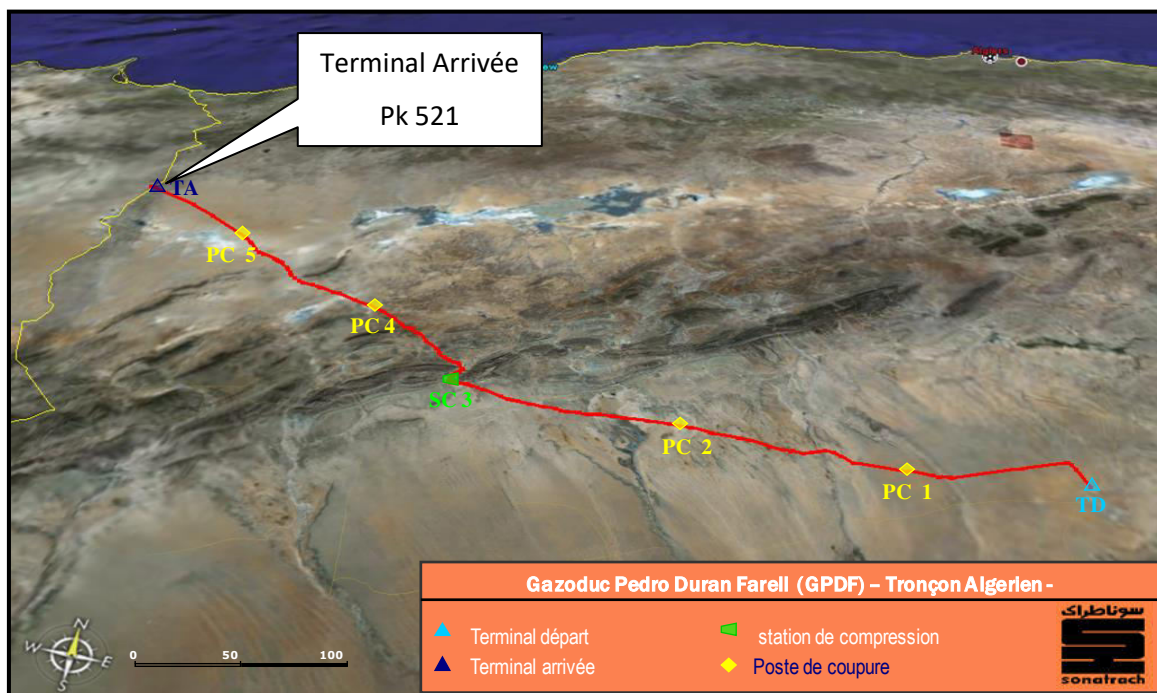


Figure I.4 : Tronçon Algérien, traverse trois wilaya (Laghout, El bayadh et Naama)

[8].

1.4.1. Gare arrivée du piston- racleur :



Figure I.5 : Gare arrivée du piston- racleur [1].

Accessoire de canalisation comprenant tubes et vannes conçu pour introduire ou extraire le racleur en extrémité de la canalisation.

1.4.2. Filtre séparateur:

- Conçu pour éliminer les impuretés solide et liquide véhiculés à l'intérieure du gazoduc par le gaz naturel ; sa capacité d'exploitation est de 660 Nm³/h.

Trois (03) filtres séparateur par Poste de coupure + trois (03) filtres au niveau du Terminal, soit au total 18 filtres.



Figure I.6 : Filtres séparateurs [1].

Les filtres séparateurs installés dans chaque poste de coupure, et au terminal arrivée ont pour rôle d'éliminer les impuretés liquides (condensat) et solides qui pourraient endommager les compresseurs au niveau de la station de compression ou fausser les mesures de débit au niveau du terminal arrivée.

Les indications de niveau des bacs récupérateurs de condensat des filtres séparateurs devraient être vérifiées quotidiennement. Le bac devra être drainé vers la bonbonne de condensat une fois les indicateurs de niveau de liquide sont visibles.

Les bacs récupérateurs sont aussi équipés d'alarmes de niveau haut et très haut, pour alerter l'opérateur lorsque le niveau s'approche du niveau haut de la capacité du bac.

Ces alarmes exigent une action immédiate afin de drainer les bacs récupérateurs de condensat des filtres séparateurs.

Bac récupérateur de condensât.

A chaque poste de coupure, le condensat drainé de la gare de racleur, des filtres séparateurs et de la station de compression est recueilli dans un bac enterré, muni de deux pompes verticales pour le transfert vers un borbier ou vers des camions citernes.

1.4.3. Banc de régulation :

Vannes régulatrices, au nombre de trois (3), régulent la pression de livraison vers le client à 50 bars



Figure I.7 : Vanne régulatrice [1].

1.4.4. Banc de comptage de débit et analyse du gaz :

1.4.4.1. Comptage :

Un banc de comptage de cinq (05) lignes de mesure de diamètre de 24'' et d'une longueur normalisée.

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.



Figure I.8 : Orifice Daniel senior [1].

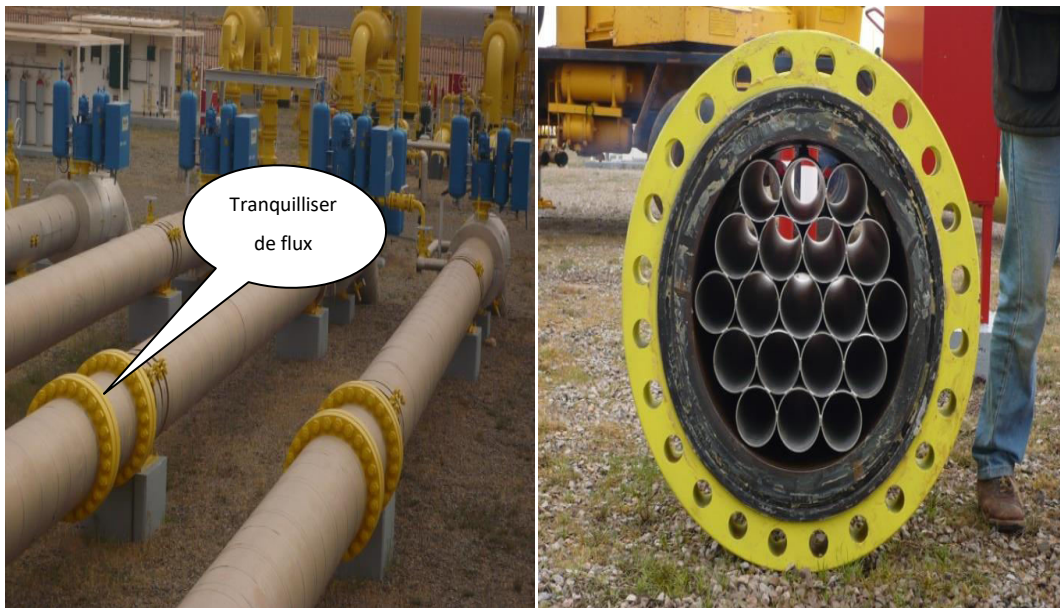


Figure I.9 : Lignes de mesure avec les vannes d'isolement et le tranquilliseur de flux [1].

Chaque rampe de comptage est équipée de :

- Des vannes barrage pour isoler la rampe
- Un tranquillisant de flux
- Diaphragme : c'est une plaque percée d'un trou calibré perpendiculaire à la conduite
- Des prises de pression différentielle
- Des transmetteurs de pression
- Des transmetteurs électroniques de température
- un densimètre

La mesure et le calcul de la quantité du Gaz au Point de Comptage sont conformes à la Norme ISO 5167/91.

Les instruments de mesure sont conformes aux normes internationales et aux normes et règlements en vigueur en Algérie

La mesure du Gaz sera effectuée par des voludéprimomètres à diaphragme et des prises de pression à la bride.

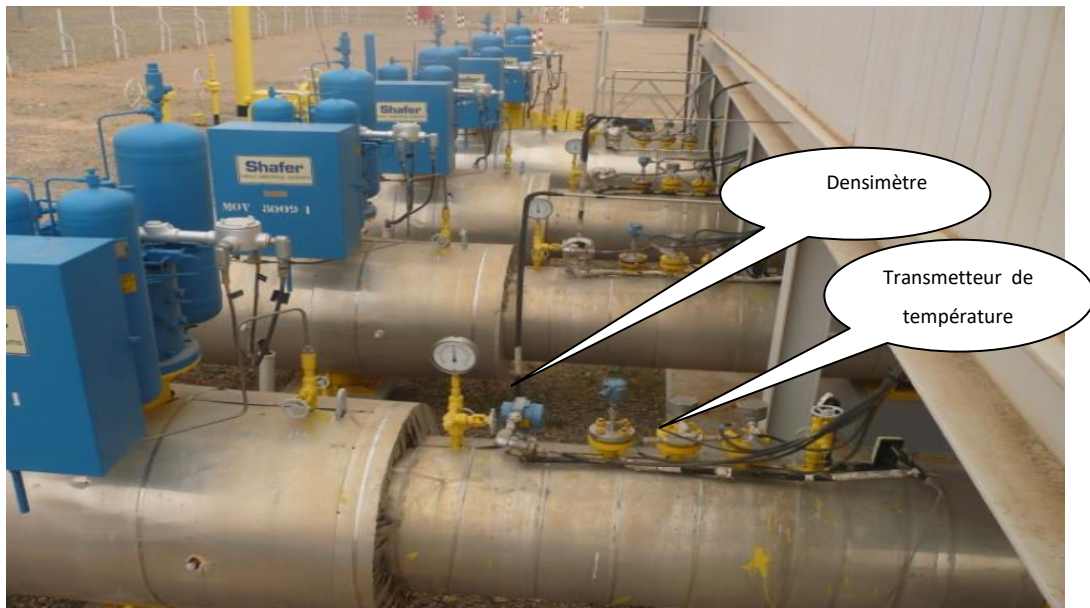


Figure I.10 : Prises de densimètre et transmetteur de température [1].

Deux systèmes de mesure sont utilisés pour la détermination des quantités de Gaz:

a. Système de mesure officiel avec les Floboss S600 :

Les unités de comptage sont constituées par des calculateurs de débit mono rampe. Chaque ligne de mesure est équipée de deux (2) calculateurs de débit fonctionnant en parallèle et de façon indépendante. Ces calculateurs sont de modèle Floboss S600 et effectuent automatiquement l'acquisition des données fournies par les transmetteurs et le calcul des quantités conformément aux normes en vigueur.



Figure I.11 : Calculateurs S600 [1].

b. Système de mesure de secours, Floboss 103 :

Ce système est utilisé en cas de défaillance du système de mesure officiel et pour la comparaison.



Figure I.12 : Floboss 103 [1].

Pour chaque ligne de mesure, un transmetteur multi variable Floboss 103 est installé pour assurer la mesure en continu, de la pression différentielle, la pression relative, la température et le calcul du débit massique selon la même norme utilisée par le système officiel. Pour le système de comptage de secours, chaque rampe est équipée d'une unité

de mesure et de calcul, appelée « Flowboss 103 ». Cet instrument assure en même temps la mesure et l'enregistrement des paramètres tels que : la pression différentielle, la pression et la température.

Un programme de calcul de débit selon la norme ISO 5167 est installé dans le Flowboss.

La composition chimique du gaz est injectée dans le système manuellement à travers une interface conçue pour.

Les Flowboss 103, effectuent les calculs nécessaires pour trouver le facteur de compressibilité selon l'AGA NX-19, la densité aux conditions contrats et de service et affichent chaque heure les résultats.

La journée est comptabilisée en faisant la somme des valeurs horaires pour le débit en Cm3 et en MMBTU, le PCS moyen.

1.4.4.2. Qualité du gaz

a. Analyseurs Gaz-chromatographes de procédé :

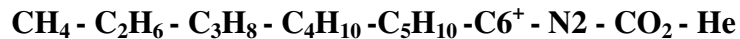


Figure I.13: Chromatographes Daniel Model GC700 [1].

La composition chimique du Gaz est déterminée en utilisant deux Gaz-chromatographes de procédé de type DANIEL MODEL GC700.

Le premier gaz-chromatographe travaillera en continu et le second sera en veille, étalonné, sous Gaz et prêt à fonctionner en cas de défaillance du gaz-chromatographe "maître".

Le gaz-chromatographe effectuera une analyse chaque **05 min** et déterminera la concentration moléculaire des composants suivants :



Sur la base de la composition normalisée, les calculateurs de débit Floboss S600 calculent le Pouvoir Calorifique Supérieur et la masse volumique du Gaz Naturel aux conditions contractuelles (1 Bar et 15°C).

En cas de défaillance du gaz-chromatographe en service (maître), la composition du Gaz sera déterminée par le second chromatographe selon la même méthode.

b. Analyseur gaz-chromatographe de laboratoire :

En cas d'hors service simultané des gaz-chromatographes de procédé pendant une période supérieure à vingt quatre (24) heures, la composition du Gaz sera déterminée par chromatographe de laboratoire selon la norme ASTM-D-1945/91.

La dite composition sera déterminée une fois toutes les quatre (04) heures par le Vendeur en présence de l'Acheteur sur la base d'un échantillon prélevé au point d'échantillonnage.

Pour chaque analyse il sera prélevé deux échantillons de Gaz, dont un sera utilisé pour l'analyse et l'autre sera tenu à disposition des Parties, pour l'utilisation en cas de contestation et/ou de différend.

La composition représentative du Gaz livré sera celle résultant de la moyenne arithmétique de deux analyses successives obtenues à partir du même échantillon de Gaz.



Figure I.14: Analyseur de gaz (laboratoire) [1].

c. Etalonnage et gaz de référence :

- Gaz - chromatographe de procédé

L'étalonnage des deux gaz-chromatographes de procédé, sera effectué automatiquement une (01) fois par Jour.

Un gaz de référence, est nécessaire pour l'étalonnage des chromatographes, selon la méthode gravimétrique et les normes ISO 6141/79, ISO 6142/81 et ASTM-D-1945/91.

- Gaz-chromatographe de laboratoire

L'étalonnage du chromatographe de laboratoire devra être réalisé immédiatement avant chaque utilisation.

Cet étalonnage sera effectué en utilisant un gaz de référence conformément aux clauses contractuelles.

1.4.4.3. Contrôle du soufre

a. Méthode officielle d'analyse :

Les teneurs en hydrogène sulfuré, soufre mercaptan et soufre total seront déterminées instantanément toutes les dix (10 mn) par un analyseur de soufre on line.

La moyenne de toutes les analyses effectuées durant la journée est donnée par le rapport qualité Gaz.

b. Méthode alternative :

En cas d'hors service de l'analyseur de soufre, la détermination des teneurs en soufre sera effectuée par l'analyseur de soufre de secours.

*1.4.4.4. Contrôle du point de rosée eau/hydrocarbure :***a. Méthode officielle de mesure :**

La détermination du point de rosée eau est effectuée instantanément par un analyseur de point de rosée eau, on line. La moyenne de toutes les analyses effectuées durant la journée est donnée par le rapport qualité Gaz.

L'analyseur du point de rosée eau sera étalonné une (01) fois par semaine.

b. Méthode alternative de mesure :

En cas d'hors service de l'analyseur du point de rosée eau, la détermination du point de rosée eau sera effectuée par l'analyseur du point de rosée eau de secours.

1.4.5. Skid Gaz

Figure I.15 : Skid gaz [1].

Le skid de gaz combustible a pour rôle l'alimentation en gaz les opérateurs des vanne à commande électropneumatique a une pression de 8 bars, le générateur électrique de secours a une pression de 3 bars et le gaz destine pour la consommation domestique tel que la cuisine a une pression de 1.8 bars, un réchauffeur électrique est installé pour élever la température de gaz avant les trois étapes de détente pour éviter la formation d'hydrates lors de la chute de pression sous l'effet de joule Thomson.

Chapitre II : Comptage et débitmètres

Introduction

Le transport des hydrocarbures par canalisation a pris dans les dernières années une place majeure dans le développement des ressources du pays et ce en raison de l'augmentation des produits mis en œuvres et des consommations sans cesse croissante.

Vu l'augmentation rapide des réseaux de transport et de distribution du gaz dans le monde a fait naissance de plusieurs études sur les moyens qui puissent faire face aux différents problèmes qui surgissent d'un temps a un autre.

Le choix de ces moyens s'incline toujours vers ceux qu'ont une efficacité très grande et une rapidité de décision.

La diversité des problèmes rencontres dans le transport du gaz par canalisation nous amène toujours à faire des recherches pour l'évaluation technico-économique des variantes probables d'utilisation de telle ou telle solution technique.

Pour facilite cette tache, une nécessite d'exploitation rationnelle du réseau et des équipements installés, d'où une détermination de la mesure de débit transporté avec une précision satisfaisante et nécessaire. Le transport d'hydrocarbures par canalisations, des champs de production vers l'utilisateur, nécessite un suivi stricte et rigoureux de la part des techniciens chargés de la détermination des quantités de produits. Pour réaliser cette opération de comptage plusieurs facteurs entrent en jeu.

L'objectif final, demeure l'acheminement des produits avec un minimum de perte et des livraisons des quantités mesurées d'une façon juste et équitable vis-à-vis des clients.

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

II.1. Définition du comptage

Le mesurage ou comptage d'un gaz en circulation dans une conduite est défini comme l'ensemble des opérations donnant accès à la connaissance de la quantité de gaz ayant traversée une section définie de la conduite pendant un intervalle de temps bien déterminé.

II.2. But et objectif du comptage

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

II.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.

II.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, ...).

II.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 ».

II.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, ..).

II.4.1. Débitmètres à élément déprimogène :

II.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.

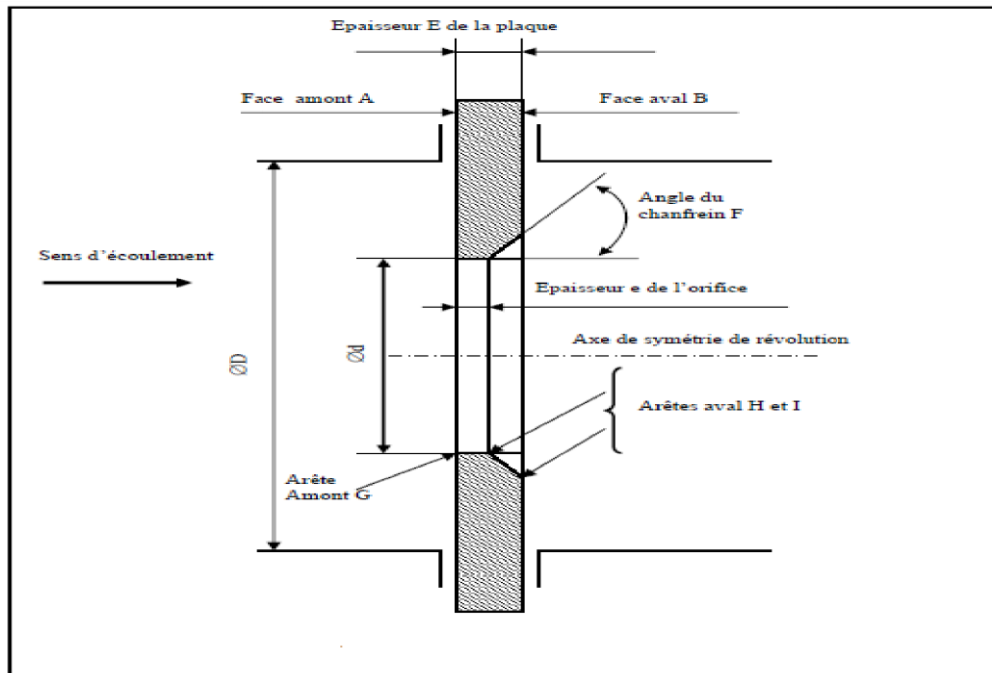


Figure II.1 : Plaque à orifice à arête vive. [3].

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

La méthode de mesure 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:

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

M : Débit massique en (Kg/s).

Q : Débit volumique en (m^3/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

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

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:

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

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 :

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

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 :

$$C = 0.5959 + 0.0312 \times \beta^{2.1} - 0.184 \times \beta^8 + 0.090 \times l_1 \frac{\beta^4}{(1-\beta^4)} - 0.0337 \times l_2 \times \beta^3 + 0.0029 \times \beta^{2.5} \times \left[\frac{10^6}{\text{Re}} \right]^{0.75} \quad (\text{II.5})$$

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

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

c. Expression du nombre de Reynolds Re :

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

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

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

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

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

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

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

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

ν : Viscosité dynamique du fluide (Pa.s)

ρ : Masse volumique du fluide (Kg / m^3)

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

d. Expression de coefficient de détente \mathcal{E} :

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

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

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

ΔP : Pression différentielle à travers le diaphragme (mbar)

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

γ : Exposant isentropique avec $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$.

II.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

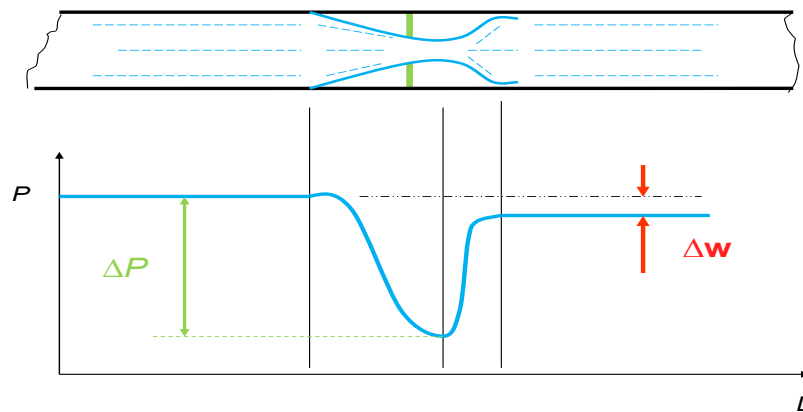


Figure II.2 : Pertes de charge Δw [2].

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 DP 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...)

II.4.2. Débitmètres basés sur la mesure de la vitesse des fluides :

II.4.2.1. Débitmètre à ultrasons :

Le débitmètre à ultrasons est un instrument utilisant les ultrasons pour mesurer la vitesse moyenne d'un fluide. La connaissance de la section permet d'avoir la mesure du débit. La mesure de débit par ultrasons fait appel à plusieurs techniques mettant en œuvre des sondes émettrices et réceptrices (les deux pouvant être confondues). Différentes méthodes sont possibles :

a. Débitmètre à effet Doppler :

l'effet Doppler consiste à analyser la fréquence de l'ultrason qui est « réfléchi » par une particule du fluide. La variation de fréquence est une image de la vitesse de la particule, et donc du fluide.

b. Débitmètre par mesure de différence des 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.

II.4.2.2.Principe de la mesure du temps de transit :

Une corde de mesure est constituée de deux transducteurs : le premier est placé en amont (sonde A) tandis que le second est placé en aval (sonde B). Le premier transducteur transmet un signal dans le sens de l'écoulement tandis que l'autre transmet un signal dans le sens opposé le long du même chemin. Une onde sonore se propage plus rapidement dans le sens d'écoulement d'un fluide que dans le sens opposé (Chaque sonde d'une corde est alternativement émettrice et réceptrice d'une onde ultrasonore impulsionnelle dirigée vers l'autre sonde).

Le temps que l'impulsion acoustique met pour traverser, avec et contre l'écoulement, est mesuré de manière précise. La différence de temps de transit est directement proportionnelle à la vitesse d'écoulement moyenne du milieu. La formule de calcul de la vitesse est la suivante :

$$v = \frac{L^2 \times \Delta T}{2 \times D \times t^2} \quad (\text{II.12})$$

Où :

L: Distance séparant les deux sondes (m).

t : Temps de transit moyen (s).

D : Diamètre de la conduite (m).

ΔT : Différence de temps de transit(s).

Et de là, le débit volumique est déduit par intégration du profil de vitesse sur l'ensemble de la section considérée. C'est le produit de la vitesse moyenne multipliée par la section transversale du tuyau. L'information de volume est transmise au calculateur par des impulsions électroniques.

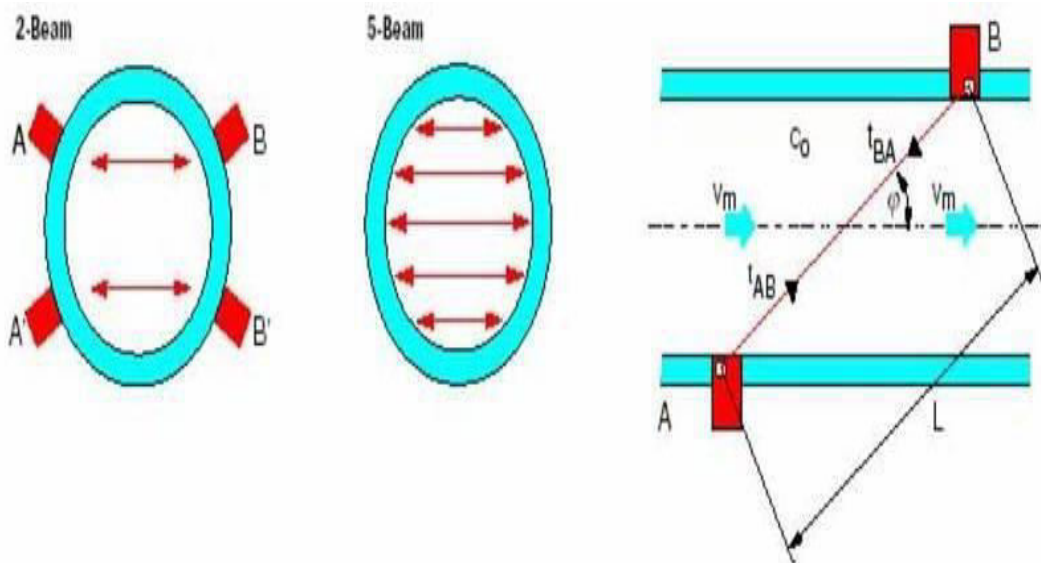


Figure II.3. : Débitmètre à ultrason [2].

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.

- Un son est une vibration que l'on peut caractériser par sa fréquence.
- On distingue :
- Les infrasons : 0 à 20 Hz,
- Le son : 20 Hz à 20 kHz,
- Les ultrasons: de 20 kHz à 3 GHz.
- Dans les applications de débitmètre, les fréquences utilisées sont comprises entre 0, 5 et 4 MHz.

II.4.2.3. Mesure par différence de temps de transit :

Le temps nécessaire à une onde qui se propage d'un point donné à un dans le sens de l'écoulement du fluide (parcours A-B) est inférieur à celui de l'onde se déplaçant en sens inverse (parcours B-A).

Du point A au point B, les ultrasons se propagent à la vitesse :

$$V_{AB} = C_0 + (U \times \cos \varphi) \tag{II.13}$$

Inversement, du point B au point A, les ultrasons se propagent à la vitesse :

$$V_{BA} = C_0 - (U \times \cos \varphi) \tag{II.14}$$

C_0 : vitesse du son dans le fluide à mesurer en (m/s).

U : vitesse moyenne d'écoulement du fluide en (m/s).

ϕ : angle formé par l'axe du tube et la ligne de mesure en (degré).

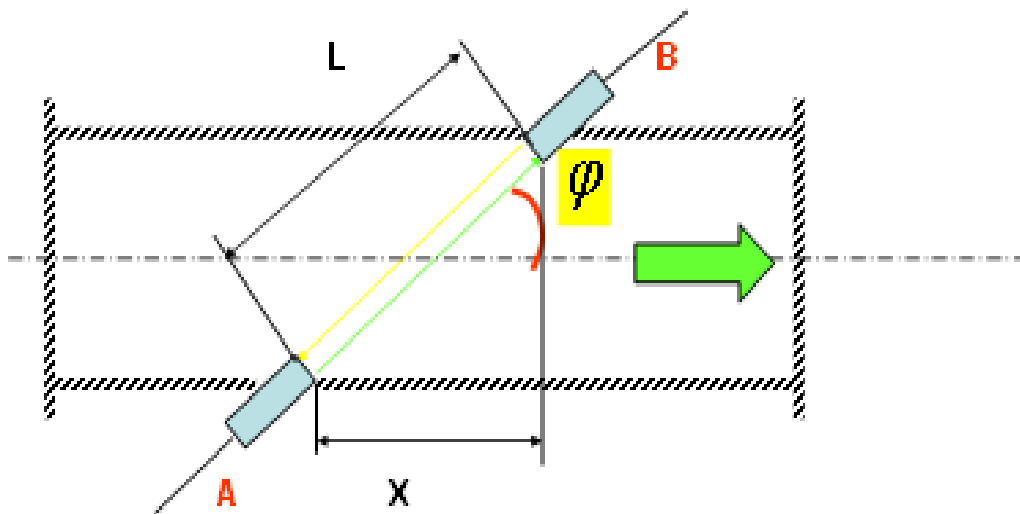


Figure II.4 : Schéma d'un compteur à ultrason [3].

Le temps de parcours entre les points A et B est alors :

$$t_{AB} = \frac{L}{C_0 + (U \times \cos \varphi)} \tag{II.15}$$

Le temps de parcours entre les points B et A :

$$t_{BA} = \frac{L}{C_0 - (U \times \cos \varphi)} \quad (\text{II.16})$$

L : distance entre les sondes à ultrasons étant constante. On a donc :

$$t_{AB} (C_0 + (U \times \cos \varphi)) = t_{BA} (C_0 - (U \times \cos \varphi)) \quad (\text{II.17})$$

Comme :

$$\cos \varphi = \frac{X}{L} \quad (\text{II.18})$$

On tire :

$$U = G \times \left(\frac{t_{BA} - t_{AB}}{t_{AB} \times t_{BA}} \right) \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$$G = \frac{L^2}{2 \times X} \quad (\text{II.20})$$

U est calculé en permanence à partir de mesure en continu. De ce fait, le débit volumique peut être calculé en continu selon la relation :

$$Q_v = U \times S \quad (\text{II.21})$$

G : constante d'étalonnage en (m).

Accessoirement, la vitesse du son dans le fluide transporté peut être déterminée par la relation :

$$C_0 = \frac{L}{2 \times X} \times \frac{(t_{BA} - t_{AB})}{(t_{AB} \times t_{BA})} \quad (\text{II.22})$$

$$t_{AB} = \frac{L}{C_0 + \left(V \times \frac{X}{L} \right)} \quad (\text{II.23})$$

$$t_{BA} = \frac{L}{C_0 - \left(V \times \frac{X}{L} \right)} \quad (\text{II.24})$$

V: Vitesse d'écoulement (m/s)

t_{AB}: Temps de parcours de A à B (s).

t_{BA} : Temps de parcours de B à A (s).

$$V = \frac{L^2}{2 \times X} \times \frac{(t_{BA} - t_{AB})}{(t_{AB} \times t_{BA})} \quad (\text{II.25})$$

$$Q = V \times S \quad (\text{II.26})$$

Les dispositifs monocordes sont toujours à ligne centrée.

De ce fait, on procède en réalité à la mesure de la vitesse axiale (vitesse max).

Pour calculer la vitesse moyenne (et donc le débit) on introduit un coefficient de correction de la vitesse de la forme suivante :

Vitesse moyenne :

$$V_{moy} = V_{max} \times C_f \quad (\text{II.27})$$

Avec :

$$C_f = 1 + \frac{0.242}{\text{Log} \left[\left(0.2703 \times \frac{R_{ug}}{d} \right) + \left(\frac{0.835}{\text{Re}^{0.8}} \right) \right]} \quad (\text{II.28})$$

Et en fin de compte :

$$Q = V_{moy} \times S \quad (\text{II.29})$$

II.4.2.4. Dans quels cas utiliser un débitmètre ultrason ?

Le champ d'application de ce type d'appareil est très diversifié. Un débitmètre à ultrasons peut être utilisé pour mesurer le débit (et contrôles de fuite) des matériels d'irrigation, des pompes ou des réseaux d'eau potable ou d'assainissement. Cet appareil est fréquemment utilisé par les professionnels de secteurs comme l'environnement, l'énergie, l'agroalimentaire ou les services des eaux. Un débitmètre ultrason peut également rendre de nombreux services dans l'industrie chimique ou pharmaceutique, la mécanique ou les gaz et hydrocarbures. Les débitmètres à ultrasons conviennent aussi bien au diagnostic, au contrôle de production qu'à la maintenance, sur des canalisations de tous diamètres jusqu'à 5 m.

- Les Débitmètres Ultrasoniques permettent de mesurer des Débits importants (>100 000 m³/h) et des débits faibles (< 20l/min) ainsi que les Liquides Visqueux.

II.4.2.5. Comment fonctionne un débitmètre à ultrason :

Un débitmètre ultrason est conçu pour mesurer la vitesse moyenne d'un fluide à l'aide des ultrasons. La méthode de mesure utilisée est celle de la différence des temps de transit. Le temps de parcours de l'onde ultrasonore entre deux sondes sécurisées permet de mesurer la vitesse du liquide. Grâce à des processeurs très performants, les mesures sont d'une grande précision.

Il existe deux (2) types :

Débitmètre ultrason fixe ou mobile, La version fixe est particulièrement adaptée aux mesures continues sur des installations permanentes.

II.4.2.6. Débitmètre A Ultrasons :

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.

II.4.2.7. Domaine d'utilisation :

- Les écoulements turbulents.
- Diamètre de canalisations : (6000 mm)
- Installation selon norme AGA9 ou ISO/TR 12765 et recommandations du constructeur.
- Installation très facile et simple (pas toujours nécessaire de percer la conduite).
- L'onde sonore traverse la paroi de la conduite.

II.4.2.8 Caractéristiques métrologiques : [20].

- 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.

II.4.2.9 .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.

I.4.2.10. Avantages de la méthode :

- 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.

***Chapitre III : Propriétés physico-chimique
du gaz***

Introduction

La détermination des quantités de gaz transitées au niveau des stations de comptage fait appel à la fois :

- A des mesures directes de paramètres tels que : la pression, la température, la densité...etc.
- A des calculs réalisés à partir d'expressions algébriques, faisant intervenir des grandeurs caractéristiques du gaz dont la valeur est déterminée à partir des paramètres mesurés. Ce chapitre a pour but de rappeler les définitions de ces grandeurs physiques et de donner quelques méthodes pour la détermination de leurs valeurs à partir d'abaques et corrélations.

III.1. Conditions de base

Dans les comptages commerciaux de gaz, les débits sont généralement exprimés en volumes à des conditions de base. Les plus courantes sont :

- Les conditions normales (n) : $T = 0\text{ °C}$ et $P = 1\text{ atm}$.
- Les conditions standards (S) : $T = 25\text{ °C}$ et $P = 1\text{ atm}$.
- Les conditions contractuelles (C) : $T = 15\text{ °C}$ et $P = 1\text{ bar}$.

L'unité de mesure est le m^3 . Pour exprimer les conditions de base dans lesquelles ce volume est exprimé, les conventions suivantes ont été adoptées :

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

III.2. Caractéristiques physico-chimiques du gaz naturel

III.2.1. Compositions chimiques du gaz :

La composition du gaz est un paramètre très important ayant une influence primordiale sur le résultat de comptage. En effet, cette composition nous donne la concentration de chaque composant compris dans le gaz, ce qui va nous permettre de calculer plusieurs facteurs très importants tels que le facteur de compressibilité, la masse volumique, la densité et le pouvoir calorifique.

La détermination de cette composition se fait par une analyse chromatographique, basée sur la séparation des constituants d'un mélange.

III.3. Propriétés physico-chimiques du gaz nécessaires au calcul hydraulique d'un gazoduc

- détermination des caractéristiques d'un gaz à partir de tableau suivant :

Composantes	% mol	M_i <i>Kg/Kmol</i>	T_{cr} °C	P_{cr} <i>bar</i>	pci <i>Kj/m³</i>	μ_i <i>cp</i>
Méthane CH_4	84.108	16.04	-82.5	44.9	37200	0.0102
Ethane C_2H_6	9.587	30.07	32.1	47.3	65600	0.0102
Propane C_3H_8	1.506	44.09	98.6	41.2	94800	0.0088
Iso-butane C_4H_{10}	0.195	58.12	133.5	36.2	123000	0.0077
n-butane C_4H_{10}	0.260	58.12	152.5	35.3	123400	0.0069
Iso-pentane C_5H_{12}	0.056	72.15	187.7	32.2	146500	0.0069
n-pentane C_5H_{12}	0.048	72.15	197.2	32.4	191927	0.0065
Hexane+ $C_6H_{14}+$	0.052	86.17	234.8	28.9	0.00	0.0061

Hélium <i>He</i>	0.053	4.00	-268.0	2.3	0.00	0.0057
Azote <i>N₂</i>	2.940	28.02	-147.2	32.8	0.00	0.0176
Oxyde de carbone <i>CO₂</i>	1.105	44.01	31.1	71.6	0.00	0.0158
hydrogène <i>H₂</i>	0.00	2.02	33.3	13.2	0	0.0079
Sulfure d'hydrogène <i>H₂S</i>	0.00	34.08	100.5	87.7	0	0.00
Vapeur d'eau <i>H₂O</i>	0.00	18.02	374.0	220.0	0	0.00

Tableau III.1 : Caractéristiques de gaz [7].

III.3.1 Masse molaire moyenne du gaz M_g :

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

$$M_g = 18.73 \text{ Kg/Kmol}$$

M_i : Masse molaire de composant en (Kg/Kmol).

n : Nombre de composant chimique du gaz.

x_i : Composition en %.

III.3.2. Constante du gaz R :

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

$$R = 443.79 \text{ J/Kg K}$$

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

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

III.3.3 Densité relative du gaz Δg :

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

$$\Delta g = 0.6467$$

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

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

III.3.4 Température critique t_{cr} :

$$t_{cr} = \sum_{i=1}^n t_{cri} x_i \quad (\text{III.4})$$

$$\begin{aligned} t_{cr} &= -67.97 \text{ }^\circ\text{C} \\ &= 205.18 \text{ K} \end{aligned}$$

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

x_i : Composition en %.

III.3.5 Pression critique P_{cr} :

$$P_{cr} = \sum_{i=1}^n P_{cri} x_i \quad (\text{III.5})$$

$$P_{cr} = 44.89 \text{ bar}$$

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

x_i : Composition en %.

III.3.6 Viscosité dynamique à partir de la composition du gaz μ :

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

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

M_i : Masse molaire en (Kg/Kmol).

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

x_i : La composition en %.

$t_{cri} x_i$	$p_{cri} x_i$	$M_i x_i$	$p_{c,i} x_i$	$x_i M_i^{0.5}$	$\mu_i x_i M_i^{0.5}$
-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

Tableau III.2. Paramètres physicochimique de gaz.

III.4.Principales propriétés physiques du gaz

- Facteur De compressibilité.
- Densité relative.
- viscosité dynamique.

- chaleur spécifique.
- Coefficient de Joule-Thompson.

III.5.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.

III.6.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 :

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

Avec :

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 :

III.6.1. Calcul hydraulique :

D'où on détermine les paramètres suivants :

III.6.1.1. Facteur de compressibilité Z :

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

$$Z = 1 - 0.4273 \frac{P}{P_{cr}} \left(\frac{T}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \quad (\text{III.8})$$

Avec :

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 .

III.6.1.2. Pression moyenne P_m :

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

P_{int} : Pression d'entrée en (bar).

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

III.6.1.3. Coefficient de perte de charge λ :

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

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

ξ : Rugosité en (mm).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).

III.6.1.4. Nombre de Reynolds R_e :

$$R_e = 0.4344 \left(\frac{Q \Delta_g}{D_{\text{int}} \mu} \right) \quad (\text{III.11})$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Δ_g : Densité relative de gaz (sans dimension).

μ : Viscosité dynamique en (cP).

III.6.1.5. Correction de λ_c :

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

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

D'où $E=0,92$

III.6.2. Calcul thermique:

III.6.2.1. Coefficient de joule Thompson D_j :

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

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

III.6.2.2. Calcul de la chaleur spécifique C_p :

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

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

III.6.2.3. Détermination du coefficient globale d'échange de chaleur K :

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

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

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

III.6.2.4. détermination du paramètre a ou coefficient de Choukov a :

$$a = \left(\frac{2.43 \times K \times D_{ext}}{\Delta g \times Cp \times Q_n} \right) \quad (\text{III.16})$$

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

D_{ext} : Diamètre extérieur en (m).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

Cp : Chaleur spécifique en (J/Kg.K).

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

III.6.2.5. calcul de la température à la fin du tronçon T_{fin} :

$$T_{fin} = T_{sr} + (T_{int} - T_{sr}) \times e^{-a \times l} \quad (\text{III.17})$$

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

D'où :

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

T_s : Température de sole en (K).

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

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

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

P_m : Pression moyenne en (bar).

a : Coefficient de choukov.

L_l : Longueur de tançant en (Km).

III.6.2.6. Vérification de la température moyenne T_m :

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

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

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

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

a : Coefficient de choukouv.

L : Longueur de tançant en(Km).

III.7.CALCUL DE DEBIT 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 :

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

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

$$Q_c = \frac{3600 M}{1.212 \Delta g} \quad (\text{III.21})$$

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

M : Débit massique en (Kg/s).

III.8.Conclusion

À la fois ressource énergétique abondante et carburant pour le transport, le gaz naturel offre des caractéristiques physico- chimiques qui en font un carburant à très fort potentiel pour la diversification énergétique et la réduction des émissions de CO₂.

C'est principalement du gaz naturel dit «conventionnel non associé» , qui alimente le marché européen de production du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers puis de distribution.

Le gaz naturel traité, en vue d'être commercialisé, est incolore, inodore, insipide. Il contient entre 81 et 97 % de méthane, le reste étant majoritairement de l'azote. Il est moins dense que l'air : sa densité est de 0,6 par rapport à l'air et sa masse volumique est d'environ $0,8 \text{ kg m}^{-3}$. Il se présente sous sa forme gazeuse au-dessus de -161 °C environ, à pression atmosphérique.

Son pouvoir calorifique supérieur (PCS) est d'environ $11,5 \text{ kWh m}^{-3}$ (52 MJ/kg), pour le gaz le plus couramment consommé.

Pour des raisons de sécurité, depuis l'accident de 1937 à New London au Texas, qui causa la mort de 295 personnes dans une école, un odorisant chimique, à base de tétra hydro thiophène (THT) ou de mercaptan (composé soufré), lui donne une odeur particulière afin de permettre sa détection olfactive lors d'une fuite.

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 (ζ), 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 $37032 \times 10^3 \text{ m}^3/J$, soit un débit horaire de $1543000 \text{ m}^3/h$.

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 (SC3).
- Entre la station de compression (SC3) et le terminal Arrivée (TA).
- Détermination de la consommation de gaz dans la station de compression (SC3).

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

Le choix a été fait sur une journée où les valeurs d'exploitations étaient maximales c'est-à-dire la journée du 01 mars 2018 (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)	67.62
Pression d'aspiration P_{asp} en (bar)	47.14
Pression finale P_{fin} en (bar)	51.05
Température initiale T_{int} en (°C)	33.33
Diamètre extérieur D_{ext} en (pouce)	48= (1.2192 m)
Épaisseur e en (mm)	12.7
Rugosité ζ en (mm)	0.015
Conductivité du sol λ_{sol} en (Kcal/h.m.°C)	0.6
Température du sol T_s en (°C)	19
Hauteur de recouvrement h en (m)	0.8

Densité relative Δg en (Kg/Kmol)	0.6467
Diamètre intérieur D_{int} en (m)	1.1938

Tableau IV.1. Paramètres d'exploitation de la ligne GPDF.

❖ *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.

IV.1.Premier tronçon de TD à SC3

IV.1.1.Calcul hydraulique:

On suppose que: $T_m = 308.15 K$
 $\lambda_m = 0.011$

IV.1.1.1.Pression moyenne P_m :

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

$$P_m = 57.99 \text{ bar}$$

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

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

IV.1.1.2.Facteur de compressibilité Z_m :

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

$$Z_m = 0.876$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

IV.1.1.3. Constante de gaz R :

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

$$R = 443.79 \text{ J/Kg K}$$

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

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

IV.1.1.4. Débit massique M :

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

$$M = 315.61 \text{ Kg/s}$$

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 $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.1.5. Débit aux conditions normales Q_n :

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

$$Q_n = 1358817.31 \text{ Nm}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

IV.1.1.6. Nombre de Reynolds R_e :

$$R_e = 0.4344 \times \left(\frac{Q_n \times \Delta g}{D_{\text{int}} \times \mu} \right) \quad (\text{IV.6})$$

$$R_e = 31252002.34$$

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

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

μ : Viscosité dynamique de gaz en (cP).

IV.1.1.7. Vérification de coefficient de perte charge λ_v :

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

$$\lambda_v = 0.00836$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

R_e : Nombre de Reynolds (sans dimension).

ζ : Rugosité en (mm).

IV.1.1.8. Correction de λ_c :

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

$$\lambda_c = 0.01026$$

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.

IV.1.1.9. CALCUL DE DEBIT MASSIQUE:

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

$$M = 326.87 \text{ Kg/s}$$

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 $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.1.10. Calcul de débit volumique aux conditions normal:

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

$$Q_n = 1407301.78 \text{ Nm}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

IV.1.1.11. Calcul de débit volumique aux conditions contractuelles Q_c :

$$Q_c = \frac{3600 \times M}{1.212 \times \Delta g}$$

$$Q_c = 1501354.13 \text{ Cm}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

IV.1.2. Calcul thermique:

IV.1.2.1. Coefficient de joule Thompson D_j :

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

$$D_j = 0.37 \text{ K/bar}$$

IV.1.2.2. Chaleur spécifique C_p :

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

$$C_p = 2.691 \text{ KJ/Kg K}$$

$$= 0.644 \text{ Kcal/Kg K}$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

T_m : Température moyenne en (K).

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

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

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

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur (m).

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

IV.1.2.4. Détermination du coefficient de choukouv a :

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

$$a = 0.00000777$$

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

D_{ext} : Diamètre extérieur en (m).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

Cp : Chaleur spécifique en (KJ/Kg.K).

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

IV.1.2.5. Température du sol réduite T_{sr} :

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

$$T_{sr} = 15.03 \text{ °C}$$

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).

a : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.2.6. Calcule de la température à la fin de tronçon T_{asp} :

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

$$T_{asp} = 17.31 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$= 290.46 \text{ K}$$

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

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

a : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.2.7. Température moyenne T_m :

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

$$T_m = 22.73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$= 296.24 \text{ K}$$

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).

a : Coefficient de choukouv.

L_1 : Longueur de tançant avec $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.2.8.Recalcul de Z_m :

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

$$Z_m = 0.856$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

IV.1.2.9.Recalcul de debit M :

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

$$M = 337.11 \text{ Kg/s}$$

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 $L_1 = 267.6 \text{ Km}$.

IV.1.2.10. Débit volumique aux conditions normales Q_n :

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

$$Q_n = 1451430.98 \text{ Nm}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

IV.1.2.11. Débit volumique aux conditions contractuelles Q_c :

$$Q_c = \frac{3600 \times M}{1.212 \times \Delta g}$$

$$Q_c = 1548432.56 \text{ Cm}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s).

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

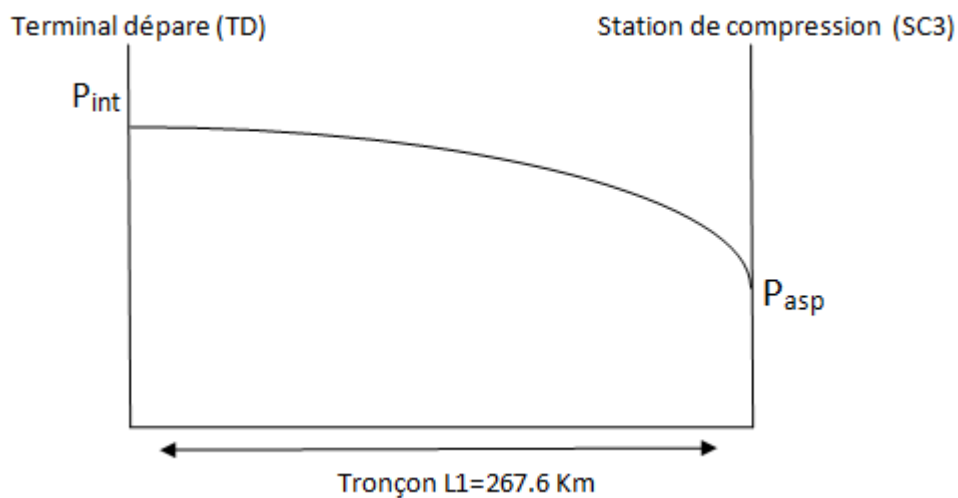


Figure IV.1 : Evolution de la pression le long de tronçon TD-SC3.

IV.2.Calcul des paramètres de SC3

IV.2.1.Paramètres de station de compression SC3 :

caractéristiques de compresseur	
Vitesse nominale	6500 <i>tr/min</i>
Hauteur nominale	5000 <i>m</i>
Exposant adiabatique	0.21
Rendement adiabatique η_{adb}	0.8
Rendement mécanique η_m	0.98
Pouvoir calorifique inférieur <i>PCI</i>	39817.79 <i>KJ/m³</i>
Caractéristique de la turbine	
Rendement de la turbine η_t	0.35
Puissance nominale	23270 <i>KW</i>
Paramètres d exploitations	
Débit horaire	1451430.98 <i>Nm³/h</i>
Pression aspiration station	47.14 <i>bar</i>
Pression refoulement station	67.29 <i>bar</i>
Température aspiration station	290.46 <i>K</i>
Paramètres du site	
Température ambiante	308.15 <i>K</i>
Pression atmosphérique	1.013 <i>mbar</i>

Tableau IV.2: Paramètres de SC3 [9].

IV.2.2.Coefficient de compressibilité moyenne Z_m :

$$Z_m = \frac{Z_{asp} + Z_{ref}}{2} \tag{IV.17}$$

$$Z_m = 0.876$$

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 :

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

$$Z_{asp} = 0.875$$

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

$$Z_{ref} = 0.8783$$

IV.2.3. Température de refoulement de la station T_{ref} :

$$T_{ref} = T_{asp} \times \tau^{\left(\frac{\gamma - 1}{\gamma \times \eta_{poly}} \right)} \quad (\text{IV.20})$$

$$\begin{aligned} T_{ref} &= 48.35^\circ\text{C} \\ &= 321.50\text{ K} \end{aligned}$$

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).

IV.2.4. Taux de compression τ :

$$\tau = \left(\frac{P_{ref} + 0.5}{P_{asp} - 0.5} \right) \quad (\text{IV.21})$$

$$\tau = 1.453$$

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

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

IV.2.5. Hauteur adiabatique H_{ad} :

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

$$H_{ad} = 4477.87 \text{ m}$$

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).

IV.2.6. Vitesse du compresseur V :

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

$$V = 6151.26 \text{ tr/min}$$

V_n : Vitesse nominale en (tr/min).

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

H_n : Hauteur nominale en (m)

IV.2.7. Rendement entre la turbine et le compresseur LP :

$$LP = \frac{V}{V_n} \% \quad (\text{IV.24})$$

$$LP = 94.64 \%$$

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

V_n : Vitesse nominale en (tr/min)

IV.2.8. Puissance théorique W_{th} :

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

$$W_{th} = 14807.04 \text{ KW}$$

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

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

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

IV.2.9. Puissance réelle $W_{réel}$:

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

$$W_{réel} = 18886.53 \text{ KW}$$

W_{th} : Puissance théorique en (KW).

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

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

IV.2.10. Consommation nominale G_n :

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

$$G_n = 6011.10 \text{ m}^3/h$$

W_n : Puissance nominale en (KW).

η_t : Rendement de la turbine (sans dimension).

PCI : Pouvoir calorifique inférieur en (KJ/m³).

IV.2.11. Consommation réelle G :

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

$$G = 5224.32 \text{ m}^3/h$$

G_n : Consommation nominale en (m³/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: $G_j = 125383.64 \text{ m}^3/J$

IV.3. Deuxième tronçon de SC3 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 maximale.

On suppose que :

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

Avec: $Q_n = 1451430.98 \text{ Nm}^3/h$

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

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

$$Q_{ref.n} = 1446206.66 \text{ Nm}^3/h$$

$$Q_{ref.c} = 1542859.09 \text{ Cm}^3/h$$

Q_0 : Débit entrant à la station aux conditions normales en (Nm³/h).

G : Consommation du la station en (m³/h).

IV.3.1.Calcul de débit massique M :

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

$$M = 335.903 \text{ Kg/s}$$

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

$Q_{ref.n}$: Débit de refoulement de la station aux conditions normales en (Nm³/h).

IV.3.2.Calcul hydraulique:

IV.3.1.1.Calcul le nombre de Reynolds de Re :

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

$$Re = 33278630.18$$

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

Δg : Densité relative du gaz (sans dimension).

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

μ : Viscosité dynamique de gaz en (cP)

IV.3.2.2. Calcul de λ :

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

$$\lambda = 0.00834$$

D_{int} : Diamètre intérieur en (m).

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension).

ζ : Rugosité en (mm).

IV.3.2.3. Correction de λ_c :

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

$$\lambda_c = 0.00865$$

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).

IV.3.2.4. Calcul de Z_m :

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

$$Z_m = 0.8788$$

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

T_m : Température moyenne en (K).

T_{cr} : Température critique en (K).

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

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

$$P_{ref} = 68.02 \text{ bar}$$

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 $L_2 = 253.4 \text{ Km}$.

M : Débit massique en (Kg/s).

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

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

$$P_m = 59.94 \text{ bar}$$

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

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

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

$$Z_m = 0.879$$

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 :

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

$$P_{ref} = 68.02 \text{ bar}$$

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 $L_2 = 253.4 \text{ Km}$.

M : Débit massique en (Kg/s).

IV.3.3. Calcul thermique :

IV.3.3.1. Calcul de coefficient de Joule Thompson D_j :

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

$$D_j = 0.349 \text{ K/bar}$$

T_m : Température moyenne en (K).

P_m : Pression moyenne en (bar).

IV.3.3.2. Chaleur spécifique C_p :

$$C_p = 0.4313 + (0.0051 \times T_m + 0.0658 \times P_m - 0.000175 \times T_m \times P_m)$$

$$\begin{aligned} C_p &= 2.688 \text{ KJ/Kg K} \\ &= 0.643 \text{ Kcal/Kg K} \end{aligned}$$

T_m : Température moyenne en (K).

P_m : Pression moyenne en (bar).

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

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

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

h : Hauteur de recouvrement en (m).

D_{ext} : Diamètre extérieur en (m).

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

IV.3.3.4. Calcul du coefficient de Choukouv a :

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

$$a = 0.00000757$$

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).

$Q_{ref.n}$: Débit de refoulement de la station aux conditions normales en (Nm³/h).

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

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

$$\begin{aligned} T_{sr} &= 15.94 \text{ } ^\circ\text{C} \\ &= 289.09 \text{ } K \end{aligned}$$

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

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).

a : Coefficient de choukouv.

L_2 : Longueur de taçant avec $L_2 = 253.4 \text{ } Km$.

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

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

$$\begin{aligned} T_{fin} &= 20.49 \text{ } ^\circ\text{C} \\ &= 293.64 \text{ } K \end{aligned}$$

T_{sr} : Température de sole réduite en (bar).

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

a : Coefficient de choukouv.

L_2 : Longueur de deuxième taçant avec $L_2 = 253.4 \text{ } Km$.

IV.3.3.7. Calcul de la température moyenne T_m :

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

$$\begin{aligned} T_m &= 29.74 \text{ }^\circ\text{C} \\ &= 302.89 \text{ K} \end{aligned}$$

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

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

T_{fin} : Température finale en (K).

a : Coefficient de chokouov.

L_2 : Longueur de deuxième tançant avec $L_2 = 253.4 \text{ Km}$.

D'où :

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

$$Z_m = 0.863$$

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 :

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

$$P_{ref} = 67.27 \text{ bar}$$

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 $L_2 = 253.4 \text{ Km}$.

M : Débit massique en (Kg/s).

Alors:

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

$$P_m = 59.53 \text{ bar}$$

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

$$Z_m = 0.864$$

Finalement on aura :

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

$$P_{ref} = 67.29 \text{ bar}$$

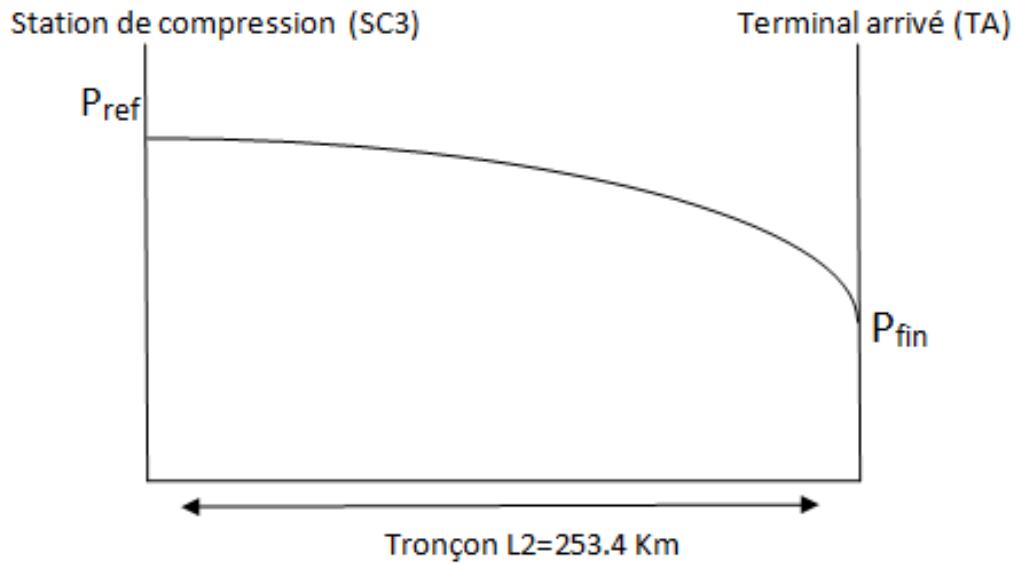


Figure IV.2 : Evolution de la pression le long de tronçon SC3-TA.

IV.4.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 sale 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.

***Chapitre V : Calcul de dimensionnement
d'un banc de comptage ultrasonique***

Introduction

Vu les charges très élevées de la maintenance et de l'entretien du comptage à diaphragme, une étude comparative à d'autres techniques traditionnelles s'avère nécessaire.

Dans notre cas, nous allons essayer d'étudier le comptage ultrasonique qui commence à gagner du terrain dans le domaine de comptage des hydrocarbures. C'est un équipement très simple, son installation est rapide et qui ne possède aucune pièce en mouvement (pas de phénomène d'usure).

Un calcul de dimensionnement des bancs de comptage sera élaboré sur le terminal arrivée GPDF, c'est pour donner une idée précise sur le système en question, il est aussi précis et peut être installé rapidement et ne demande pas assez d'espace pour son installation, donc moins encombrant par rapport au compteur utilisé sur site.

V.1. Convertissement de débit volumique aux conditions de site «TA»

Données utiles du site	
P_{site} en bar	51.05
T_{site} en °C	20.49
Mg	18.73
Δg	0.6467
ρ_c en Kg/m ³	0.77036
$Q_{ref.c}$ en Cm ³ /h	1542859.09
$Q_{ref.n}$ en Nm ³ /h	1446206.66
M en Kg/s	335.911

Tableau V.1 : Paramètres de site étudié [Recapt]

V.1.1. Calcul de débit volumique aux conditions standard Q_s :

$$Q_s = \frac{Q_{ref.c}}{1.01325} \quad (V.1)$$

$$Q_s = 1522688.41 \text{ Sm}^3/h$$

$Q_{ref.c}$: Débit volumique refoulé de la station aux conditions contractuelles en (Cm³/h).

V.1.2. Calcul de coefficient de compressibilité aux conditions du site Z_{site} :

$$Z_{site} = 1 - 0.4273 \times \frac{P_{site}}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_{site}}{T_{cr}} \right)^{-3.668} \quad (V.2)$$

$$Z_{site} = 0.870$$

P_{site} : Pression de gaz au site en (bar).

T_{site} : Température de gaz au site en (K).

V.1.3. Calcul de la masse volumique aux conditions du site ρ_{site} :

$$\rho_{site} = \frac{P_{site} \times \rho_c \times T_c}{Z_{site} \times T_{site}} \quad (V.3)$$

$$\rho_{site} = 42.072 \text{ Kg/m}^3$$

P_{site} : Pression de gaz au site en (bar).

T_{site} : Température de gaz au site en (K).

Z_{site} : Coefficient de compressibilité aux conditions de site (sans dimension).

ρ_c : Masse volumique aux conditions contractuelle en (Kg/m³).

T_c : Température contractuelle (15°C).

V.1.4. Calcul de débit volumique aux conditions du site Q_{site} :

$$Q_{site} = \frac{M}{\rho_{site}} \quad (V.4)$$

$$Q_{site} = 28743.24 \text{ m}^3/h$$

M : Débit massique en (Kg/s)

ρ_{site} : Masse volumique aux conditions de site en (Kg/m³).

V.1.5. Vérification de la vitesse maximale d'écoulement V_{max} :

La valeur la plus élevée de la vitesse de gaz dans les pipelines peut atteindre 40 Km/h, soit 11.1 m/s.

La norme API RP 14 –E fixe une vitesse limite du gaz pour éviter le risque d'érosion. Pour un gaz de densité relative équivalente au gaz algérien, cette vitesse limite est de l'ordre de 15,24 m/s, ce qui s'exprime par la contrainte suivante :

$$\frac{4 \times Q_s \times P_c \times T_{site.m} \times Z_{site.m}}{\pi \times D_{int}^2 \times P_{site.m} \times T_c \times Z_c} \leq V_{max} \quad (V.5)$$

Nous allons vérifier cette contrainte par des valeurs réelles d'exploitation enregistrées durant la journée du 01 mars 2018.

Q_s : Débit volumique aux conditions standards en (Sm³/s).

$P_{site.m}$: Pression d'écoulement en (bar).

P_c : Pression contractuelle (1 bar).

$T_{site.m}$: Température d'écoulement en (K).

T_c : Température contractuelle (15°C).

$Z_{site.m}$: Coefficient de compressibilité aux conditions d'écoulement (sans dimension).

Z_c : Coefficient de compressibilité aux conditions contractuelle (sans dimension).

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

Dans notre cas la vitesse de gaz dans le gazoduc est de :

$$\frac{4 \times 422.969 \times 1 \times 29.83 \times 0.872}{3.14 \times 1.193^2 \times 59.53 \times 15 \times 0.997} \leq V_{max}$$

$$11.23 \text{ m/s} \leq V_{max}$$

V.2. Système de comptage à orifice

V.2.1. Contrainte de la vitesse dans un banc de comptage:

La valeur de la vitesse de gaz au niveau des rampes de comptage sera déterminée en fonction de nombre de rampe en service.

$$\frac{4 \times Q_s \times P_c \times T_{site} \times Z_{site}}{N \times \pi \times D_{int.r}^2 \times P_{site} \times T_c \times Z_c} \leq V_{max} \quad (V.6)$$

Q_s : Débit volumique aux conditions standards en (Sm³/s).

P_{site} : Pression d'écoulement en (bar).

P_c : Pression contractuelle (1 bar).

T_{site} : Température d'écoulement en (K).

T_c : Température contractuelle (15°C).

Z_{site} : Coefficient de compressibilité aux conditions d'écoulement (sans dimension).

Z_c : Coefficient de compressibilité aux conditions contractuelle (sans dimension).

$D_{int.r}$: Diamètre intérieur de la rampe en (m).

N : Le nombre de rampe en service.

N	1	2	3	4	5
V_{max} en m/s	39.34	19.67	13.11	9.83	7.86

Tableau V.2 : Répartition des vitesses en fonction de nombre de rampe.

V.2.2. Contrainte sur la portée maximale du système:

En pratique courante du comptage transactionnel, il est recommandé d'installer une rampe supplémentaire en redondance (stand-by), utilisée en cas de défaillance de la rampe de comptage principale. Cela se traduit par une contrainte sur le débit maximal transitant le système.

Dans notre cas pour ce débit, on doit installer un banc de comptage de (3rampes+ 1), de 24'' de diamètre.

V.2.3. Contrainte de la pression différentielle dans un banc de comptage:

On utilise la formule du débit en masse selon la norme ISO 5167 suivante utilisée dans le système de mesure électronique:

Le débit en volume aux conditions contractuelles (15°C et 1 bar) se déduit de cette expression à l'aide de la relation c est la masse volumique du fluide dans les conditions de référence (15°C et 1 bar), calculée à partir de la masse volumique aux conditions d'écoulement et convertie par P , T , Z par le calculateur de chaque rampe.

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

On a :

$$M = \frac{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2 \times \sqrt{2 \times \Delta P \times \rho_{site}}}{4} \quad (V.7)$$

$$Q_c = \frac{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2 \times \sqrt{2 \times \Delta P}}{4} \times \frac{\sqrt{\rho_{site}}}{\rho_c} \quad (\text{V.8})$$

ΔP : Pression différentielle à travers le diaphragme en (mbar).

ρ_{site} : Masse volumique aux conditions de site en (Kg/m³).

ρ_c : Masse volumique aux conditions contractuelles en (Kg/m³).

α : Coefficient de débit (sans dimension).

ε : Coefficient de détente (sans dimension).

d : Diamètre de diaphragme (orifice) en (m).

V.2.3.1. Calcul de coefficient de débit α :

$$\alpha = \frac{C}{\sqrt{1 - \beta}} \quad (\text{V.9})$$

$$\alpha = 0.9063$$

β : Coefficient de diamètre en (m).

C : Coefficient de décharge (sans dimension).

V.2.3.2. Calcul de coefficient de diamètre β :

$$\beta = \frac{d}{D_{int}} \quad (\text{V.10})$$

$$\beta = 0.5621$$

d : Diamètre de diaphragme (orifice) en (m).

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

V.2.3.3. Calcul de coefficient de décharge C :

$$C = 0.5959 + 0.0312 \times \beta^{2.1} - 0.184 \times \beta^8 + 0.090 \times \frac{l_1}{(1 - \beta^4)} \times \beta^4 - 0.0337 \times l_2 \times \beta^3 + 0.0029 \times \beta^{2.5} \times \left[\frac{10^6}{Re} \right]^{0.75} \quad (\text{V.11})$$

$$C = 0.5997.$$

l_1 et l_2 : Eloignement relatifs des pris de pression à la bride avec $l_1 = l_2 = \frac{24.5}{D_{int}}$.

β : Coefficient de diamètre (sans dimension).

R_e : Nombre de Reynolds (sans dimension).

V.2.3.4. Calcul de coefficient de détente ε :

$$\varepsilon = 1 - \left(0.41 + 0.35\beta^4\right) \frac{\Delta P}{P_{site} \times \gamma} \quad (V.12)$$

$$\varepsilon = 0.9978$$

ΔP : Pression différentielle à travers le diaphragme (bar).

P_{site} : Pression du gaz au site (bar).

γ : Exposant isentropique égal $\gamma = \frac{C_p}{C_v}$ (sans dimension).

D'après les équations (V.7) et (V.8) on trouve que :

$$\Delta P = \frac{8 \times M^2}{\alpha^2 \times \varepsilon^2 \times \pi^2 \times d^4 \times \rho_{site}} \quad (V.13)$$

Formule générale, dans la quelle, on va déduire La pression différentielle

On obtient :

$$\Delta P = \left(\frac{4 \times Q_c \times \rho_c}{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2} \right)^2 \times \left(\frac{1}{2 \times \rho_{site}} \right) \quad (V.14)$$

On doit prendre en considération le nombre de rampe en service.

C'est-à-dire :

$$\Delta P = \frac{1}{N} \times \left(\frac{4 \times Q_c \times \rho_c}{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2} \right)^2 \times \left(\frac{1}{2 \times \rho_{site}} \right) \quad (V.15)$$

Q_c : Débit volumique aux conditions contractuelles en (Cm³/h).

ρ_{site} : Masse volumique aux conditions de site en (Kg/m³)

ρ_c : Masse volumique contractuelle (Kg/m³)

α : Coefficient de débit (sans dimension).

β : Coefficient de diamètre (sans dimension).

ε : Coefficient de détente (sans dimension).

d : Diamètre de diaphragme (orifice) en (m).

N : Nombre de rampe en service (sans dimension).

N	1	2	3	4	5
ΔP en mbar	1207.88	603.94	402.62	301.97	241.57

Tableau V.3 : Valeurs de la pression différentielle en fonction de nombre de rampe.

Pour $N = 1$:

$$\Delta P = 1207.88 \text{ mbar} \quad \Delta P \geq \Delta P_{\max.T} \text{ (500 mbar)}$$

Pour $N = 2$:

$$\Delta P = 603.94 \text{ mbar} \quad \Delta P \geq \Delta P_{\max.T} \text{ (500 mbar)}$$

Pour $N = 3$:

$$\Delta P = 402.62 \text{ mbar} \quad \Delta P \leq \Delta P_{\max.T} \text{ (500 mbar)}$$

La valeur de la pression différentielle est généralement limitée à 500 mbar. La tendance à travers le monde est vers l'augmentation de cette valeur pouvant dépasser 1 000 mbar. Aussi, la ΔP dépend de l'étendu de mesure du transmetteur, ce qui se traduit par la contrainte suivante :

$$\Delta P_{\min.T} \leq \Delta P \leq \Delta P_{\max.T} \quad (\text{V.16})$$

Où :

$\Delta P_{\min.T}$: L'étendu de mesure minimale du transmetteur de pression différentielle fourni par le constructeur.

$\Delta P_{\max.T}$: L'étendu de mesure maximale du transmetteur de pression différentielle fourni par le constructeur avec $\Delta P_{\max.T} = 500 \text{ mbar}$.

ΔP : La pression différentielle en (mbar).

V.2.4. Contrainte sur le diamètre des rampes dans un banc de comptage:

Les critères d'ordre technique qu'il faudra impérativement respecter en vue d'un dimensionnement d'un système de comptage régi par la norme ISO 5167 est posés sous forme de contrainte :

La plaque à orifice est fournie pour des diamètres ne dépassant pas 24 pouces (D_{\max}) pour le comptage transactionnel. Cette contrainte exprime la limite sur le diamètre maximal :

$$D_r \leq D_{\max} \quad (\text{V.17})$$

D_r : Diamètre de la rampe en (pouce).

D_{\max} : Diamètre à ne pas atteindre pour la rampe a orifice calibrée $D_{\max} = 24''$ en (pouce).

V.2.5. Calcul des pertes charge $\Delta\omega$:

La perte de charge est liée approximativement à la pression différentielle ΔP par l'équation suivante :

$$\Delta\omega = \frac{\sqrt{1 - \beta^4 \times (1 - C^2)} - C \times \beta^2}{\sqrt{1 - \beta^4 \times (1 - C^2)} + C \times \beta^2} \times \Delta P \quad (\text{V.18})$$

$\Delta\omega$: Perte de charge en (mbar).

ΔP : Pression différentielle (mbar).

β : Coefficient de diamètre (sans dimension).

C : Coefficient de décharge (sans dimension).

N	1	2	3	4	5
ΔP en mbar	1207.88	603.94	402.62	301.97	241.57
$\Delta\omega$ en mbar	725.29	362.65	241.76	181.32	145.06

Tableau V.4. Valeurs de la perte de charge en fonction de la pression différentielle.

Si on Calcul le rapport $\frac{\Delta\omega}{\Delta P}$ on trouve que :

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta P} = 60\% \quad (\text{V.19})$$

La valeur de cette perte de charge $\Delta\omega$ est de 60% de la pression différentielle ΔP mesurée.

V.2.6. Courbe de la perte de charge en fonction de la pression différentielle :

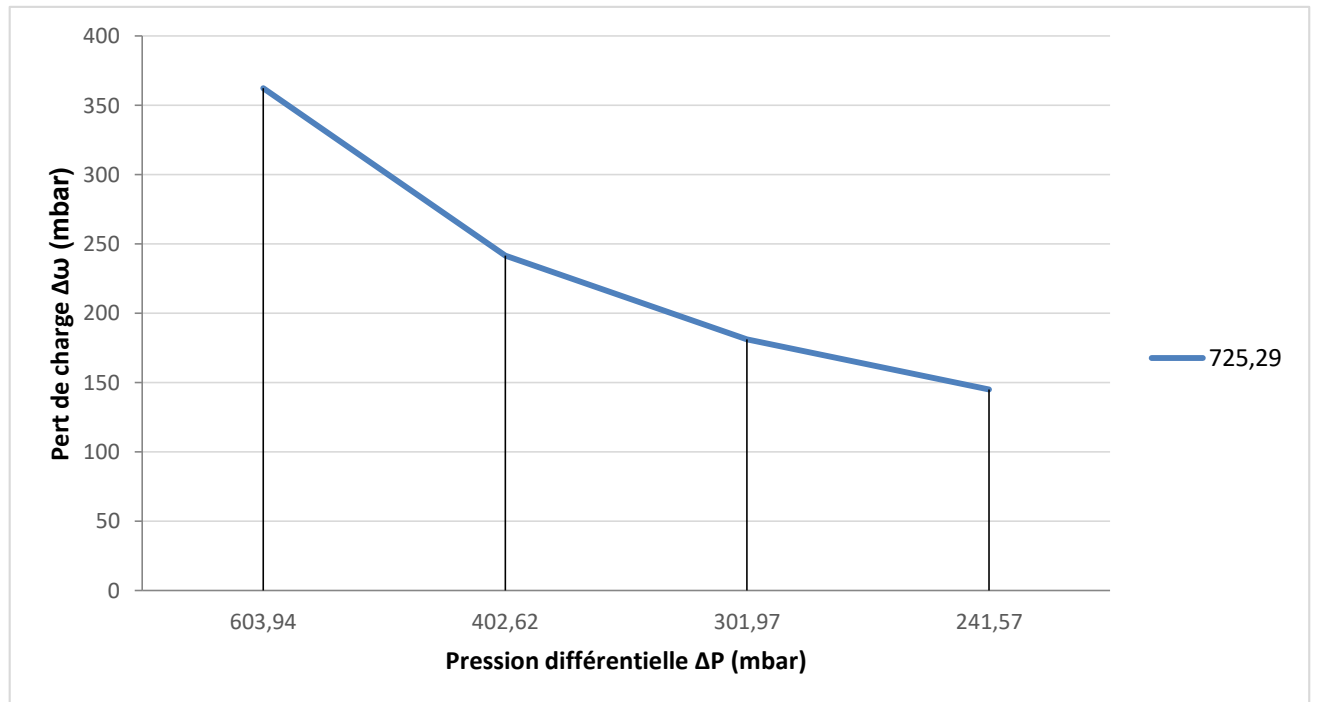


Figure V.1. Graphe de la pression différentielle en fonction de la perte charge.

Constatations :

Nous Remarquons que la valeur de perte de charge dans notre cas représente 60 % de la pression différentielle.

D'ailleurs cette perte de charge dépend de la pression différentielle provoquée par l'orifice calibré.

Cette perte de charge qui est causée par la pression différentielle, représente une perte inestimable en gaz et en énergie.

V.2.7. Détermination de la quantité de gaz perdu du aux pertes des charges causées par le diaphragme :

Les valeurs ci-dessous correspondent au régime de fonctionnement de la station de compression (chapitre 04):

P_{ref} en bar	$Q_{ref.c}$ en Cm^3/h	LP en %	G en m^3/h	P_{fin} en bar
67.29	1542859.09	94.64	5224.32	51.05

Tableau V.5 : Régime de fonctionnement de la SC3.

	$Q_{ref.c}$ en Cm^3/h	LP en %	G en m^3/h	P_{int} en bar	P_{ref} en bar	P_{fin} en bar
Avec perte charge	1542859.09	94.64	5224.32	67.62	67.29	51.05
Sans perte charge		93.90	5167.85	67.7	67.10	50.81

Les pertes de charges engendrées par l'orifice est de 241.76 mbar, soit 0.24 bar.

V.2.7.1. Calcul de la consommation de gaz combustible perdu G_p :

$$G_p = G_{avec.perte} - G_{sans.perte} \quad (V.20)$$

$$\begin{aligned} G_p &= 5224.32 - 5167.85 \\ &= 56.47 \text{ m}^3/h \end{aligned}$$

Soit 40 708 m^3 /mois la quantité perdue de gaz mensuellement, qui représente la consommation mensuelle d'un village de 7 000 habitants.

V.3. Système de comptage à ultrason

V.3.1. Dimensionnement de compteur ultrasonique :

Pour les conditions réelles d'exploitation :

Paramètres de site	
$Q_{ref.c}$ en Cm^3/h	1542859.09
Q_{site} en m^3/h	28743.24
P_{site} en bar	51.05
T_{site} en $^{\circ}C$	20.4

Tableau V.6 : Paramètres de site [Recapt].

On à :

$$Q_{site} = V_{max} \times S \quad (V.21)$$

Nous allons prendre le cas le plus défavorable avec $V_{max} \leq 15 \text{ m/s}$.

Donc :

$$D_{\text{int}} \geq \sqrt{\frac{4 \times Q_{\text{site}}}{N \times \pi \times V_{\text{max}}}} \quad (\text{V.22})$$

N	1	2	3	4	5
D_{int} en mètre	0.823	0.582	0.475	0.412	0.368
D_{int} en pouce	32.40157	22.91339	18.70078	16.22047	14.48819
Taille de compteur	34"	24"	20"	18"	16"

Tableau V.7 : Détermination de diamètre de compteur en fonction de débit.

V.3.2. Calcul de la vitesse d'écoulement de gaz à l'intérieur des rampes de comptage en fonction des diamètres :

$$V = \frac{4 \times Q_{\text{site}}}{N \times \pi \times d_{\text{rempe}}^2} \quad (\text{V.23})$$

D_{ext} en pouce		34	24	20	18	16
D_{int} en mètre		0.823	0.571	0.475	0.412	0.368
S en mètre au carré		0.531703	0.255942	0.177116	0.133249	0.106308
V en m/s	$N = 1$	15.016	31.195	45.079	59.919	75.104
	$N = 2$	7.508	15.597	22.539	29.959	37.552
	$N = 3$	5.005	10.398	15.026	19.973	25.034
	$N = 4$	3.754	7.798	11.269	14.979	18.776
	$N = 5$	3.003	6.239	9.015	11.983	15.020

Tableau V.8 : Vitesse d'écoulement en fonction de diamètre et nombre de rampe en service.

Avec : N le nombre de rampe (sans dimension).

Compte tenu des résultats trouvés nous déduisant que pour un diamètre de 34" la vitesse sera de 15.01m/s.

Nous pouvant choisir un compteur de 34" de diamètre avec une rampe en service est une autre en réserve (une rampe+1).

Donc pour :

Ø 34" → 1 rampe + 1

Ø 24" → 2 rampe + 1

Ø 20" → 3 rampe + 1

Ø 18" → 4 rampe + 1

Ø 16" → 5 rampe + 1

Notre choix sera porté sur le compteur ultrasonique FLOWSIC 600 de 24"

Pour éviter le changement du banc de comptage, nous allons opter à un banc de comptage de 24" et en aura 2 rampes en service et une rampe en réserve (2rampes +1).

C'est à dire un gain d'une rampe.

V.3.3. Calcul de débit maximal par rampes $Q_{\max .rampe}$:

$$Q_{\max .rampe} = \frac{Q_{site}}{N} \quad (V.24)$$

$$Q_{\max .rampe} = 3.992 \text{ m}^3/\text{s}$$

Q_{site} : Débit volumique aux conditions de site en (m³/s).

N : Nombre de rampe (sans dimension).

V.3.4. Calcul de la vitesse maximale par rampes $V_{\max .rampe}$:

La vitesse maximale de gaz dans chaque rampe sera égale :

$$V_{\max .rampe} = \frac{4 \times Q_{\max .rampe}}{\pi \times d_{rampe}^2} \quad (V.25)$$

$$V_{\max .rampe} = 15.59 \text{ m/s}$$

$Q_{\max .rampe}$: Débit volumique maximal de chaque rampe aux conditions de site en (m³/s).

d_{rampe} : Diamètre de la rampe en (m).

V.3.5. Calcul de débit minimal par rampes $Q_{\min .rampe}$:

$$Q_{\min .rampe} = 0.05 \times Q_{\max .rampe} \quad (V.26)$$

$$Q_{\min.rampe} = 718.58 \text{ m}^3/h$$

$$= 0.199 \text{ m}^3/s$$

$Q_{\max.rampe}$: Débit volumique maximal de chaque rampe aux conditions de site en (m^3/h).

V.3.6. Calcul de la vitesse minimale par rampes $V_{\min.rampe}$:

$$V_{\min.rampe} = \frac{4 \times Q_{\min.rampe}}{\pi \times d_{rampe}^2} \quad (\text{V.27})$$

$$V_{\min.rampe} = 0.779 \text{ m/s}$$

V.3.7. Calcul de la vitesse moyenne par rampes $V_{\text{moy.rampe}}$:

$$V_{\text{moy.rampe}} = 0.8 \times V_{\max.rampe} \quad (\text{V.28})$$

$$V_{\text{moy.rampe}} = 12.472 \text{ m/s}$$

V.3.8. Vérification de l'adaptation de compteur choisi par rapport au débit :

Selon la spécification technique de compteur FLOWSIC 600 on a (voire annexe) :

$$Q_{\max.compteur} = 32000 \text{ m}^3/h$$

$$Q_{\min.compteur} = 320 \text{ m}^3/h$$

$$V_{\max.compteur} = 33 \text{ m/s}$$

$$V_{\min.compteur} = 0.3 \text{ m/s}$$

D'après les résultats trouvés, le compteur choisi dont les caractéristiques techniques ci-dessus répondent parfaitement à l'exigence souhaitée.

Nous constatons les valeurs des vitesses se trouvent à l'intérieur de l'intervalle des vitesses de compteurs choisis.

V.4. Avantage et inconvénient

	Diaphragme	Ultrason
<ul style="list-style-type: none"> • Pression différentielle 	Créée par l'élément déprimogène	Pas de pièces obturatrices
<ul style="list-style-type: none"> • Perte de charge 	Perte de charge importante, La valeur de cette perte de charge est de 40% à 95% de la DP mesurée	Perte de charge nulle
<ul style="list-style-type: none"> • Consommation de gaz 	Dépend de la Perte de charge	Négligeable
<ul style="list-style-type: none"> • Diamètre 	Limité à 24''	Pas de limite
<ul style="list-style-type: none"> • Précision 	$\pm 2 \%$	$\pm (2 \text{ à } 0.5) \%$

Tableau V.9 : Avantages et inconvénients des deux systèmes.

V.5. Conclusion

Pendant des années, le compteur à diaphragme s'est imposé comme un choix évident. Mais dans le monde numérique actuel, marqué par des besoins sans cesse croissants en communication et en connectivité, Le comptage intelligent représente l'avenir et ses avantages sont multiples.

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. A la clé, des relevés plus fiables, une meilleure utilisation de vos ressources et un service client amélioré.

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

Conclusion générale

L'élaboration d'un programme informatique (voire annexe 14), 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 maximal de fonctionnement (débit et pression de service maximal avec une pression à l'entrée de terminal arrivée minimale) (contractuelle).

Le calcul nous a permis de comparer les valeurs obtenues avec les valeurs relevées au niveau de la salle de contrôle.

Notre étude est portée sur les paramètres de mois de mars 2018, dont nous avons enregistré des pics des débits (voire annexe).

Le calcul a été réalisé en deux sections, de terminal de départ à la station de compression et de la station vers le terminal arrivée avec la détermination des paramètres d'exploitation de la station de compression SC3.

Sur la base des valeurs obtenues, nous avons procédé à la vérification des grandeurs propres au comptage transactionnel entre autre la pression différentielle vitesse d'écoulement et les pertes de charge engendrées par ce système (comptage à orifice calibré).

Ces valeurs nous ont permis aussi d'établir un dimensionnement de compteur à ultrason et d'opérer une comparaison entre les deux systèmes en question.

Cette étude nous a donné une idée précise sur les deux modes de comptage à base de la pression différentielle ΔP et de 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.

Références bibliographiques

[1] Photos réelles de site durant la période de stage a terminal arrivée -Aricha -.

[2] **HIMEUR Rania Majda & DJEMA Anissa** «Dimensionnement optimal d'un système de comptage transactionnel et évaluation de l'incertitude sur la mesure de débit par simulation de monte Carlo ».Mémoire de master 2017.Université M'Hamed Bougara Boumerdes, Faculté des Hydrocarbures et de la chimie, Département Transport et Equipements des Hydrocarbure.

[3] **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.

[4] <https://www.ps-france.com/domaines-activites/comptage-transactionnel/undefined>

Consulter le : 22/07/2020

[5] <https://www.google.com/search?q=principaux+champs+de+gaz+en+algerie&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=2ahUKEwiN2bKU2pvrAhUPSBUiHR9iBBIQAUoAXoECA0QA w&biw=1366&bih=657#imgsrc=zrL0LLv6rawtyM>

Consulter le : 12/08/2020

[6] https://www.2b1stconsulting.com/wp-content/uploads/2014/01/Petroceltic_Ain-Tisla_Central-Processing-Facility_Algeria_Map.jpg

Consulter le : 12/08/2020

[7] Manuel opératoire de contrat de vente de gaz

2011 .Activité commercial Alger

[8] Manuel opératoire du gazoduc Maghreb-Europe (GME) tronçon algérien

Septembre 1995 .BECHTEL International INC

[9] Manuel d'exploitation de la station de compression SC3

12 décembre 2002 .ABB LUMMUS Global SPA

[10] Norme ISO 5167/91,G.P.D.F

[11] Norme ISO 6141/79,G.P.D.F

[12] Norme ISO 6146/81,G.P.D.F

[13] Norme ASTM-D-1945/91,G.P.D.F

Références bibliographiques

[14] Norme GERG 88, G.P.D.F

[15] AGA 9, G.P.D.F

[16] **Smati abdenacer** «Comptage des hydrocarbures liquide et gazeux» .Université de Mostaganem décembre 2007

[17] **Benmounah Amar** «Calcul hydraulique des pipelines» .Séminaire T.R.C juillet, Août 2007

[18] Comptage et qualité de gaz

8 juin 1992.contrat SONATRACH-SAGANE Alger

[19] Courbe de performances PLC 800

19 juin 2001.Condition de fonctionnement Nuovo Pignone

[20] Manuel d'utilisation FLOWSIC 600 compteur de gaz à ultrasons

janvier 2013 .N° commande : 8010689 .Version : 3.0 .fabricant : Waldkirch Germany


7.1.3 Caractéristiques techniques



Certification de type

Les informations de ce paragraphe peuvent dévier de celles de la certification de type du FLOWSIC600 valable pour votre pays.
Veuillez utiliser la certification de type de votre pays pour le FLOWSIC600.

Table 8 Tailles habituelles des compteurs et débits volumiques

 CERTIFICATION DE TYPE	Taille nominale	Débit volumique réel [m ³ /h]		Débit volumique réel [ft ³ /h]		Vitesse max. *	
		min.	max. ¹	min.	Max. ¹	[m/sec]	[ft/sec]
		DN 50 (NPS 2)	4	400	140	14,000	65
DN 80 (NPS 3)	8	1,000	280	35,000	65	213	
DN 100 (NPS 4)	13	1,600	460	56,000	60	197	
DN 100 (NPS 6)	20	3,000	710	106,000	50	164	
DN 200 (NPS 8)	32	4,500	1,130	159,000	45	148	
DN 250 (NPS 10)	50	7,000	1,770	247,000	40	131	
DN 300 (NPS 12)	65	8,000	2,300	282,000	33	108	
DN 350 (NPS 14)	80	10,000	2,830	353,000	33	108	
DN 400 (NPS 16)	120	14,000	4,240	494,000	33	108	
DN 450 (NPS 18)	130	17,000	4,600	600,000	33	108	
DN 500 (NPS 20)	200	20,000	7,070	707,000	33	108	
DN 600 (NPS 24)	320	32,000	11,300	1,131,000	33	108	
DN 700 (NPS 28)	400	40,000	14,100	1,414,000	30	98	
DN 750 (NPS 30)	400	45,000	14,100	1,590,000	30	98	
DN 800 (NPS 32)	400	50,000	14,100	1,767,000	30	98	
DN 900 (NPS 36)	650	66,000	23,000	2,333,000	30	98	
DN 1000 (NPS 40)	650	80,000	23,000	2,828,000	30	98	
DN 1050 (NPS 42)	1,300	85,000	46,000	3,004,000	30	98	
DN 1100 (NPS 44)	1,400	90,000	49,500	3,181,000	28	92	
DN 1200 (NPS 48)	1,600	100,000	56,600	3,535,000	27	89	

¹ Q_{max} peut être limité par la pression de travail et l'amortissement du gaz



En cas d'utilisation d'une configuration avec stabilisateur d'écoulement, la vitesse du gaz dans la conduite ne doit pas dépasser 40 m/s.

Annexes

Annexes

Table 9 Caractéristiques techniques

Matériau	
Corps du compteur de mesure	Acier au carbone Acier inox Acier au carbone basse température Acier duplex
Caractéristiques compteur	
Nombre de voies de mesure	1, 2, 4, 4+1, 4+4
Vitesse mini. du gaz	0,3 m/s
Plage de mesure ($Q_{min(m3/h)}$)	Max. 1 : 130
Fluides à mesurer	
Gaz	Gaz naturel, gaz de procédés, air, éthylène etc.
Plage de pression ¹	0 bar(g) ... 250 bar(g) (0 psi(g) ... 3600 psi(g)) ; jusqu'à 450 bar(g) (6500 psi(g)) sur demande
Gamme de température	-40 °C ... + 180 °C (-40 °F ... 356 °F); -194 °C ... 280 °C (-317 °F ... 536 °F) sur demande
Incertitude de mesure	
Reproductibilité	< 0,1 % de la valeur mesurée
Incertitude de mesure typique *	1 voie de mesure ± 2,0 % ² 2 voies de mesure ± 1,0 % ² 4 voies de mesure ± 0,5 % ³ (calibré à sec) ; ± 0,2 % ³ (après étalonnage du débit + réglage avec un facteur constant) ; ± 0,1 % ³ (après étalonnage du débit + réglage avec polynôme de correction ou correction par morceaux)
Alimentation	
Tension d'alimentation	12 ... 28,8 V CC (min. 15 V CC pour la sortie courant activée)
Consommation typique	< 1 W
Sorties	
Grandeurs mesurées	Débit volumique et volumes réels et normalisés, vitesse du gaz, vitesse des ultrasons
Sortie analogique	4 ... 20 mA ; active/passive ; isolée galvaniquement ; charge max. = 200 Ω (y compris câbles)
Sorties impulsions et états	Passif, isolée galvaniquement, collecteur ouvert ou selon NAMUR, $f_{max} = 6$ kHz (mise à échelle poss.), selon DIN EN 60947-5-6 (NAMUR)
Interfaces	
MODBUS ASCII et RTU	2 x RS485 pour configuration, sortie mesures et diagnostic
HART®	Configuration, sortie mesures et diagnostic
Protection antidéflagrante	
Europe (ATEX 94/9/EG)	II 1/2G Ex de ib [ia] IIA T4 ou II 1/2G Ex de ib [ia] IIC T4 sondes ultrasons, sécurité intrinsèque "ia" ⁴
IECEX	Ex Gb/Ga Ex d e ib [ia Ga] IIA T4 Gb ou Ex Gb/Ga Ex d e ib [ia Ga] IIC T4 sondes ultrasons, sécurité intrinsèque "ia" ⁴
USA / Canada (CSA)	Class I, Division 1, Groups D T4; Class I, Division 2, Groups D T4 Class I, Division 1, Groups B, C, D T4; Class I, Division 2, Groups A, B, C, D T4 Transducteurs ultrasonores, sécurité intrinsèque
Conditions environnementales	
Plage de température selon ATEX	-40 °C ... +60 °C (-40 °F .. 140 °F) ⁵
Plage de température selon IECEx	-40 °C ... +70 °C (-40 °F .. 158 °F) en option -50 °C ... +70 °C (-58 °F .. 158 °F) ⁵
Température de stockage	-40 °C ... +70 °C (-40 °F .. 158 °F)
Indice de protection	IP65 / IP 67
Humidité relative	< 95 %

¹ En fonction du type de capteur et de la taille du compteur, une pression minimale de fonctionnement peut être nécessaire. Veuillez consulter le fabricant

² Par rapport à Q_t jusqu'à Q_{max} et un avec trajet d'entrée/sortie non perturbé de 20 D/3 D ou de 10 D/3 D avec un stabilisateur d'écoulement.

³ Par rapport à Q_t jusqu'à Q_{max} et un avec trajet d'entrée/sortie non perturbé de 10D/3D ou de 5 D/3 D avec un stabilisateur d'écoulement.

⁴ La certification pour le fonctionnement des transducteurs ultrasonores en zone 0 n'est valable que dans ces conditions atmosphériques : (-20 °C ≤ T_{Medium} ≤ +60 °C; 0,8 bar(a) ≤ P_{Medium} ≤ 1,1 bar(a)) (-4 °F ≤ T_{Medium} ≤ 140 °F; 11,6 psi(a) ≤ P_{Medium} ≤ 16 psi(a))

⁵ En cas de températures inférieures à -20°C, la lisibilité de l'écran LCD peut être limitée

Sujet à modifications sans préavis

Annexe 2 : Caractéristiques techniques.

Critères applicables au compteur en cas d'installation répondant aux spécifications des certifications métrologiques

Table 10 Taille des compteurs répondant aux spécifications des certifications métrologiques

Taille du compteur	Taille du compteur	Gamme de mesure (Qmin [m³/h])					Débit maximum Qmax [m³/h]	Facteur compteur [Impulsions/m³]
		≥1 :100	1:80	1:50	1:30	1:20		
DN 80 (3")	G100					8	160	45000
	G160				8	13	250	28800
	G250			8	13	20	400	18000
	G400 *		8	13	20	32	650	11100
DN 100 (4")	G160					13	250	28800
	G250				13	20	400	18000
	G400			13	20	32	650	11100
	G650 *		13	20	32	50	1000	7200
DN 100 (6")	G250					20	400	18000
	G400				20	32	650	11100
	G650			20	32	50	1000	7200
	G1000		20	32	50	80	1600	4500
	G1000E		32				2200	3272
	G1600 *	20	32	50	80	130	2500	2880
DN 200 (8")	G400					32	650	11100
	G650				32	50	1000	7200
	G1000			32	50	80	1600	4500
	G1600		32	50	80	130	2500	2880
	G1600E	32	40				3600	2000
	G2500 *	32		80	130	200	4000	1800
DN 250 (10")	G1000				50	80	1600	4500
	G1600			50	80	130	2500	2880
	G2500		50	80	130	200	4000	1800
	G2500E	50					5000	1285
	G4000 *	50	80	130	200	320	6500	1110
DN 300 (12")	G1600				80	130	2500	2880
	G2500			80	130	200	4000	1800
	G4000	65	80	130	200	320	6500	1110
	G4000 E	65					7800	920
DN 350 (14")	G1600				80		2500	2880
	G2500			80	130	200	4000	1800
	G4000		80	130	200	320	6500	1110
	G4000 E	80					7800	920

Sujet à modifications sans préavis

Annexes

Annexes

Taille du comp- teur	Taille du compteur	Gamme de mesure (Qmin [m³/h])					Débit maximum Qmax [m³/h]	Facteur compteur [Impul- sions/m³]
		≥ 1:100	1:80	1:50	1:30	1:20		
DN 400 (16")	G2500				130	200	4000	1800
	G4000			130	200	320	6500	1110
	G6500		120	200	320	500	10000	720
	G6500 E	120					12000	600
DN 450 (18")	G4000			130	200	320	6500	1110
	G6500		130	200	320	500	10000	720
	G10000	130					16000	450
DN 500 (20")	G4000				200	320	6500	1110
	G6500			200	320	500	10000	720
	G10000		200	320	500	800	16000	450
	G10000 E	200					20000	360
DN 550 (22")	G6500			200	320	500	10000	720
	G10000		200	320	500	800	16000	450
	G16000	200					25000	288
DN 600 (24")	G6500				320	500	10000	720
	G10000			320	500	800	16000	450
	G16000		320	500	800	1300	25000	288
	G16000 E	320					32000	225
DN 650 (26")	G6500				320	500	10000	720
	G10000			320	500	800	16000	450
	G16000		320	500	800	1300	25000	288
	G16000E	320					32000	225
DN 700 (28")	G6500					500	10000	720
	G10000				500		16000	450
	G16000			500			25000	288
	G25000	400	500				40000	180
DN 750 (30")	G6500					500	10000	720
	G10000				500		16000	450
	G16000			500			25000	288
	G25000	400	500				40000	180
DN 800 (32")	G10000				500	800	16000	450
	G16000			500			25000	288
	G25000	400	500				40000	180
DN 850 (34")	G16000				800		25000	288
	G25000			800			40000	180
	G40000	650	800				65000	111

Sujet à modifications sans préavis

Annexe 4 : Suite des spécifications métrologiques.

Taille du comp- teur	Taille du compteur	Gamme de mesure (Qmin [m³/h])					Débit maximum Qmax [m³/h]	Facteur compteur [Impul- sions/m³]
		≥1 :100	1:80	1:50	1:30	1:20		
DN 900 (36")	G16000				800		25000	288
	G25000			800			40000	180
	G40000	650	800				65000	111
DN950 (38")	G16000					1300	25000	288
	G25000				1300		40000	180
	G40000		800	1300			65000	111
DN 1000 (40")	G16000					1300	25000	288
	G25000				1300		40000	180
	G40000	650	800	1300			65000	111

- Toutes les données de débit sont également valables pour un fonctionnement bidirectionnel.
- Les compteurs dont la taille est marquée d'une astérisque (*) doivent être impérativement montés selon la configuration 2 (voir → page 33, 3.2.2).
- Les compteurs marqués par (E) ont un débit maximum augmenté (vitesse maximale de l'écoulement $v_{max} = 36$ m/s) par rapport aux tailles habituelles des compteurs à turbine.
- Le débit de transition Q_t résulte de la plage de débits pour laquelle le compteur est destiné selon sa plaque signalétique. Il est de :
 - pour une plage de débit de 1:20 $Q_t = 0,20 Q_{max}$ et
 - pour une plage de débit de 1:30 $Q_t = 0,15 Q_{max}$ et
 - pour une plage de débit de $\geq 1:50$ $Q_t = 0,10 Q_{max}$
- Des valeurs plus hautes pour Q_{min} et plus basses pour Q_{max} sont permises, à condition que : $Q_{min} \geq 0,05 Q_{max}$.
- Un autre facteur de comptage est autorisé si la fréquence en sortie impulsions est < 6 kHz pour $1,2 Q_{max}$.



AVERTISSEMENT : Danger d'explosion

N'ouvrir le capot que s'il s'agit d'une zone non explosive.

Annexes



GAZODUC PEDRO DURAN FARELL

Système de Comptage Officiel du Gaz Naturel

Rapport d'Analyse Gaz

SONATRACH TRC
Direction GPDF

Date Du : 3/1/2018 8:00:00 Au 3/2/2018 8:00:00

Composant	Valeurs minimales de la journée (% Molaire)	Valeurs maximales de la journée (% Molaire)	Valeurs moyennes de la journée (% Molaire)
He	0.046	0.054	0.050
C6+	0.054	0.090	0.073
N2	2.688	5.489	4.619
Methane	83.896	84.871	84.064
CO2	0.224	1.218	0.548
Ethane	7.365	9.658	8.200
Propane	1.428	1.881	1.735
I-Butane	0.175	0.270	0.238
N-Butane	0.222	0.393	0.338
I-Pentane	0.052	0.076	0.066
N-Pentane	0.044	0.088	0.069
Masse vol. Cont. (kg/Cm3)	0.78122	0.78866	0.78610
Pouvoir cal. (kcal/Cm3)	9363.41	9539.60	9427.86
Densité	0.64473	0.65022	0.64876

Moyennes Journalière			
	A	B	Unité
Masse Volumique Contractuelle	0.78610	0.78665	kg/Cm3
Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS)	9427.86	9454.91	kcal/Cm3
Densité	0.64876	0.64921	
Point de rosee eau	-18.12		°C
Point de rosee HC	-6.77		°C
Teneur en H2S			ppm

Observations:

Pmoy H Pmed
= 28.7 bar
Pcont = 32.152 m³

Annexe 6 : Qualité de gaz de la journée du 01/03/2018.

GAZODUC PEDRO DURAN FARELL

Système de Comptage Officiel du Gaz Naturel

Rapport Journalier



SONATRACH TRC
Direction GPDF

Date du: 30/03/18 8:30:34 46 pages 8/10/08

Compte	RAMPE 1		RAMPE 2		RAMPE 3		RAMPE 4		RAMPE 5		TOTAUX	
	FB1A	FB1B	FB2A	FB2B	FB3A	FB3B	FB4A	FB4B	FB5A	FB5B	A	B
Cumuls												
Masse (Kg)	7.206.260	7.201.279	7.210.865	7.210.865	7.226.684	7.222.478	7.253.655	7.258.196	202.587	202.587	29.100.506	29.093.300
Volumé (Cm3)	8.155.326	8.149.012	8.156.814	8.156.814	8.181.261	8.175.941	8.215.788	8.221.316	258.721	258.721	38.870.243	38.864.614
Energie (MMBTU)	347.568	347.318	347.677	347.677	348.542	348.341	349.853	350.063	9.667	9.667	1.403.488	1.403.289
Débits												
Masse (Kg/h)	300.435	300.283	308.888	0	301.894	301.548	302.465	302.315	0	0	1.213.879	904.346
Volumé (Cm3/h)	301.261	301.410	302.033	0	303.249	303.265	304.163	304.198	0	0	1.340.818	1.148.803
Energie (MMBTU/h)	14.473	14.477	14.838	0	14.527	14.556	14.580	14.581	0	0	58.476	43.814
Moyennes												
D.P. (mbar)	305.5	305.6	322.7	0.0	308.2	308.3	318.7	318.6	12.8	12.8		
Press (bars)	48.99	48.96	48.00	0.00	48.96	48.83	48.96	48.98	8.18	8.18		
Temp (°C)	18.35	18.30	19.50	0.00	18.83	18.96	19.88	19.74	2.33	2.32		
Densité (Kg/m3)	43.88	43.81	42.95	0.00	42.83	42.77	42.80	42.87	5.41	5.23		

Annexe 7 : Rapport journalier de comptage électronique.

Annexes

Constituant	Formule	Masse moléculaire	Masse vol. liquide kg/m ³ 101.325 KPa, 15°C.	Point d'ébullition °C Sous 101.235kPa (abs)	Constantes critiques			Facteur de compressibilité Z 101.325 Kpa (abs), 15°C	Chaleur spécifique 101.325 Kpa (abs), 15C		Pouvoir calorifique			
					Pression KPa (abs)	Température °K	Volume massique m ³ /kg		Gaz parfait	Liquide	inférieur		supérieur	
											MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 Kpa 15C	MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 Kpa 15C	MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 Kpa 15C	MJ/m ³ Gaz parfait 101.325 Kpa 15C
Méthane	CH ₄	16.043	300	-161.52	4604	190.55	0.00617	0.9981	2.204	---	33.936	37.694	55.563	
Ethane	C ₂ H ₆	30.070	356.6	-68.58	4880	305.43	0.00492	0.9915	1.706	3.807	60.395	66.032	51.920	
Propane	C ₃ H ₈	44.097	506.7	-42.07	4249	369.82	0.00460	0.9810	1.625	2.476	86.256	93.972	50.387	
n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.124	583.1	-0.49	3797	425.16	0.00439	0.9641	1.625	2.366	112.384	121.779	49.540	
Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.124	562.1	-11.81	3648	408.13	0.00452	0.9665	1.616	2.366	112.031	121.426	49.396	
n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.151	629.9	36.06	3369	469.6	0.00421	0.9421	1.622	2.292	138.380	149.654	49.041	
Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.151	623.3	27.84	3381	460.39	0.00424	0.9481	1.600	2.239	138.044	149.319	48.931	
Neopentane	C ₅ H ₁₂	72.151	595.6	9.50	3199	433.75	0.00420	0.9538	1.624	2.317	137.465	148.739		
n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.178	662.7	68.74	3012	507.45	0.00429	0.9101	1.613	2.231	164.402	177.556	48.722	
2-Méthylpentane	C ₆ H ₁₄	86.178	656.6	60.26	3010	497.45	0.00426	---	1.602	2.205	164.075	177.229		
3-Méthylpentane	C ₆ H ₁₄	86.178	667.7	63.27	3124	504.4	0.00426	---	1.578	2.170	164.188	177.341		
Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.178	652.8	49.73	3081	488.73	0.00417	---	1.593	2.148	163.683	176.836		
2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.178	665.1	57.98	3127	499.93	0.00415	---	1.566	2.146	164.025	177.179		
Ammoniac	NH ₃	17.031	616.6	-33.33	11280	405.6	0.00425	0.9899	2.079	4.693	17.301	20.121		
Air	N ₂ +O ₂	28.964	---	-194.2	3771	132.4	0.00323	0.9996	1.005	---	---	---		
Hydrogène	H ₂	2.016	---	-252.87	1297	33.2	0.03224	1.0006	14.24	---	10.230	12.091		
Oxygène	O ₂	31.999	---	-182.69	5061	154.7	0.00229	0.9993	0.9166	---	---	---		
Azote	N ₂	28.013	---	-195.80	3399	126.1	0.00322	0.9997	1.040	---	---	---		
Chlore	Cl ₂	70.906	1423.5	-34.03	7711	417	0.00175	0.9875	0.4760	---	---	---		
Eau	H ₂ O	18.015	998.0	100.00	22118	647.3	0.00318	---	1.862	4.191	0	1.879		

Annexe 8 : Constituants de gaz naturel

Annexes

TERMINAL ARRIVEE G-P-D-F

Paramètres d'exploitation

POE BERRABEL ** SOUAFI

JOURNEE DU : 01/08/2016

STATIONS	Terminal Départ			PC1		PC2		SC3			PC4		PC5		Terminal Arrivée						
	Paramètres	Asp	Ref	Qv*1000	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	LP%	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	PCS	Pr.RH20	Pr.Ro HC	Débit*1000
08h	Press	69,2	69,0	1 665	62,7	62,6	56,5	55,8	47,6	65,6	91,5	60,4	60,1	54,0	53,9	48,8	47,6	9 362	-21,3	-5,0	1 540
	Temp		35,9		30,6	31,4	24,7	24,5	18,2	47,1		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
09h	Press	69,3	69,1		62,7	62,6	56,7	56,0	47,7	65,6	91,3	60,4	60,3	54,0	53,9	48,6	47,5	9 366	-20,2	-4,6	1 558
	Temp		36,1		30,6	31,4	24,9	24,5	18,3	47,2		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
10h	Press	69,4	69,2		62,9	62,8	56,7	56,0	47,8	65,6	91,6	60,4	60,3	54,0	53,9	48,6	47,4	9 365	-17,1	-4,0	1 564
	Temp		36,5		30,6	31,4	24,9	24,5	18,3	46,8		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
11h	Press	69,1	68,9		62,9	62,8	56,7	56,0	47,8	65,6	91,3	60,4	60,3	54,0	53,9	48,5	47,3	9 366	-17,4	-4,2	1 560
	Temp		37,5		30,4	31,2	24,9	24,5	18,3	46,9		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
12h	Press	69,1	68,9		62,9	62,8	56,7	56,0	47,8	65,7	91,9	60,4	60,3	54,0	53,9	48,4	47,2	9 366	-14,8	-4,2	1 562
	Temp		37,8		30,2	31,0	24,9	24,5	18,3	46,9		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
13h	Press	69,0	68,8		62,9	62,8	56,7	56,0	47,9	65,4	91,5	60,4	60,1	54,0	53,9	48,3	47,2	9 369	-15,3	-3,2	1 564
	Temp		37,7		30,2	31,0	24,9	24,5	18,3	46,8		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
14h	Press	69,0	68,8		62,9	62,8	56,7	56,0	48,0	65,3	91,8	60,4	60,1	54,0	53,9	48,3	47,1	9 371	-14,4	-3,8	1 566
	Temp		37,0		30,0	30,8	24,9	24,5	18,3	46,5		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
15h	Press	68,9	68,8		62,9	62,8	56,5	56,0	47,9	65,3	91,3	60,2	60,1	53,8	53,7	48,2	47,0	9 371	-14,7	-2,8	1 561
	Temp		37,7		30,0	30,8	24,9	24,5	18,3	46,6		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
16h	Press	68,7	68,6		62,7	62,6	56,5	56,0	48,0	65,2	91,9	60,2	59,9	53,8	53,7	48,1	46,9	9 372	-14,7	-3,0	1 566
	Temp		37,6		29,8	30,6	24,9	24,5	18,3	46,3		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,0				
17h	Press	68,8	68,6		62,7	62,6	56,5	56,0	47,9	65,2	91,2	60,2	59,9	53,8	53,7	48,2	47,0	9 376	-14,5	-2,4	1 542
	Temp		37,9		29,8	30,6	24,9	24,5	18,2	46,2		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
18h	Press	68,8	68,6		62,7	62,6	56,5	56,0	47,8	65,2	91,5	60,2	59,9	53,8	53,7	48,2	47,1	9 372	-14,7	-2,5	1 540
	Temp		38,5		29,6	30,4	24,9	24,5	18,2	46,5		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
19h	Press	68,8	68,7		62,7	62,6	56,5	56,0	47,8	65,1	91,2	60,2	59,9	53,8	53,7	48,2	47,1	9 372	-14,7	-2,5	1 540
	Temp		38,5		29,6	30,4	24,9	24,5	18,2	46,5		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
MOY Jour	Press	69,0	68,8	1665,0	62,8	62,7	56,6	56,0	47,8	65,4	91,6	60,3	60,1	53,9	53,8	48,4	47,2	9369	-16,2	-3,5	1555
	Temp	#DIV/0!	37,4		30,1	30,9	24,9	24,5	18,3	46,7		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				

Annexe 9 : Paramètres d'exploitation (jour)

Annexes

Service TRAFIC GAZ

TERMINAL ARRIVEE G-P-D-F

Paramètres d'exploitation

Nom: sellaf , hamel , belkacem

NUIT DU: 01 AU 08/08/2016

STATIONS	Terminal Départ			PC1		PC2		SC3			PC4		PC5		Terminal Arrivée						
	Parametres	Asp	Ref	Qv*1000	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	LP%	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	PCS	PLR*H2O	Pt.Ro H2O	Débit*1000
20h	Press	68,9	68,7		62,7	62,6	56,5	56,0	47,7	65,1	92,5	60,0	59,6	53,6	53,5	48,2	47,0	9 372	3,7	-3,2	1 531
	Temp		39,5		29,4	30,4	24,9	24,5	18,2	46,2		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
21h	Press	68,8	68,6		62,7	62,6	56,5	56,0	47,7	65,1	92,8	60,0	59,6	53,6	53,5	48,2	47,1	9 512	-18,4	-9,6	1 521
	Temp		39,7		29,4	30,1	24,9	24,5	18,2	46,4		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
22h	Press	68,8	68,6		62,7	62,6	56,5	56,0	47,7	65,1	93,0	60,0	59,6	53,6	53,5	48,2	47,1	9 476	-19,3	-6,1	1 517
	Temp		39,8		29,4	30,1	24,9	24,5	18,2	46,4		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
23h	Press	68,7	68,5		62,5	62,6	56,5	56,0	47,6	65,1	93,3	60,0	59,6	53,6	53,5	48,3	47,2	9 472	-19,0	-10,5	1 517
	Temp		39,9		29,4	30,1	24,9	24,5	18,2	46,4		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
00h	Press	68,8	68,6	1 632	62,5	62,4	56,5	56,0	47,6	65,1	93,0	60,0	59,6	53,6	53,5	48,4	47,2	9 491	-19,6	-10,5	1 514
	Temp		39,0		29,2	29,9	24,9	24,5	18,2	46,6		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,1				
01h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,5	56,0	47,7	65,2	92,9	60,0	59,9	53,8	53,7	48,5	47,4	9 495	-19,6	-10,6	1 517
	Temp		40,5		29,2	29,9	24,9	24,5	18,2	46,4		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
02h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,5	56,0	47,8	65,3	92,9	60,2	59,9	53,8	53,7	48,7	47,5	9 489	-19,9	-10,3	1 521
	Temp		40,8		29,2	29,9	24,9	24,5	18,3	46,9		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
03h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,5	56,0	47,8	65,4	93,1	60,2	60,1	54,0	53,9	48,8	47,7	9 494	-20,2	-11,4	1 516
	Temp		41,0		29,2	29,9	24,9	24,5	18,3	47,0		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
04h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,5	56,0	47,9	65,6	93,2	60,4	60,1	54,2	54,1	49,0	47,8	9 485	-20,5	-10,1	1 517
	Temp		40,4		29,2	29,9	24,9	24,5	18,3	47,0		36,5	35,9	27,0	26,8	21,1	21,3				
05h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,5	56,0	47,9	65,8	93,8	60,6	60,3	54,2	54,1	49,1	48,0	9 487	-21,0	-11,0	1 519
	Temp		40,8		29,2	29,9	24,9	24,5	18,3	47,0		36,5	35,9	27,0	26,8	21,1	21,3				
06h	Press	68,8	68,6		62,5	62,4	56,7	56,0	47,9	65,8	94,0	60,6	60,5	54,4	54,3	49,4	48,3	9 495	-21,5	-10,4	1 504
	Temp		41,2		29,2	29,9	24,9	24,5	18,3	47,5		36,5	35,9	27,2	26,8	21,2	21,4				
07h	Press	68,7	68,5		62,5	62,4	56,7	56,0	48,1	65,8	93,4	60,8	60,5	54,6	54,5	49,6	48,5	9 502	-22,0	-10,5	1 502
	Temp		41,1		29,2	29,9	24,9	24,5	18,4	47,5		36,5	35,9	27,2	27,0	21,3	21,5				
MOY Nuit	Press	68,8	68,6	1632,0	62,5	62,4	56,5	56,0	47,8	65,4	93,1	60,2	59,9	53,9	53,8	48,7	47,6	9481	-18,1	-9,5	1516
	Temp	#DIV/0!	40,3		29,3	30,0	24,9	24,5	18,3	46,8		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				

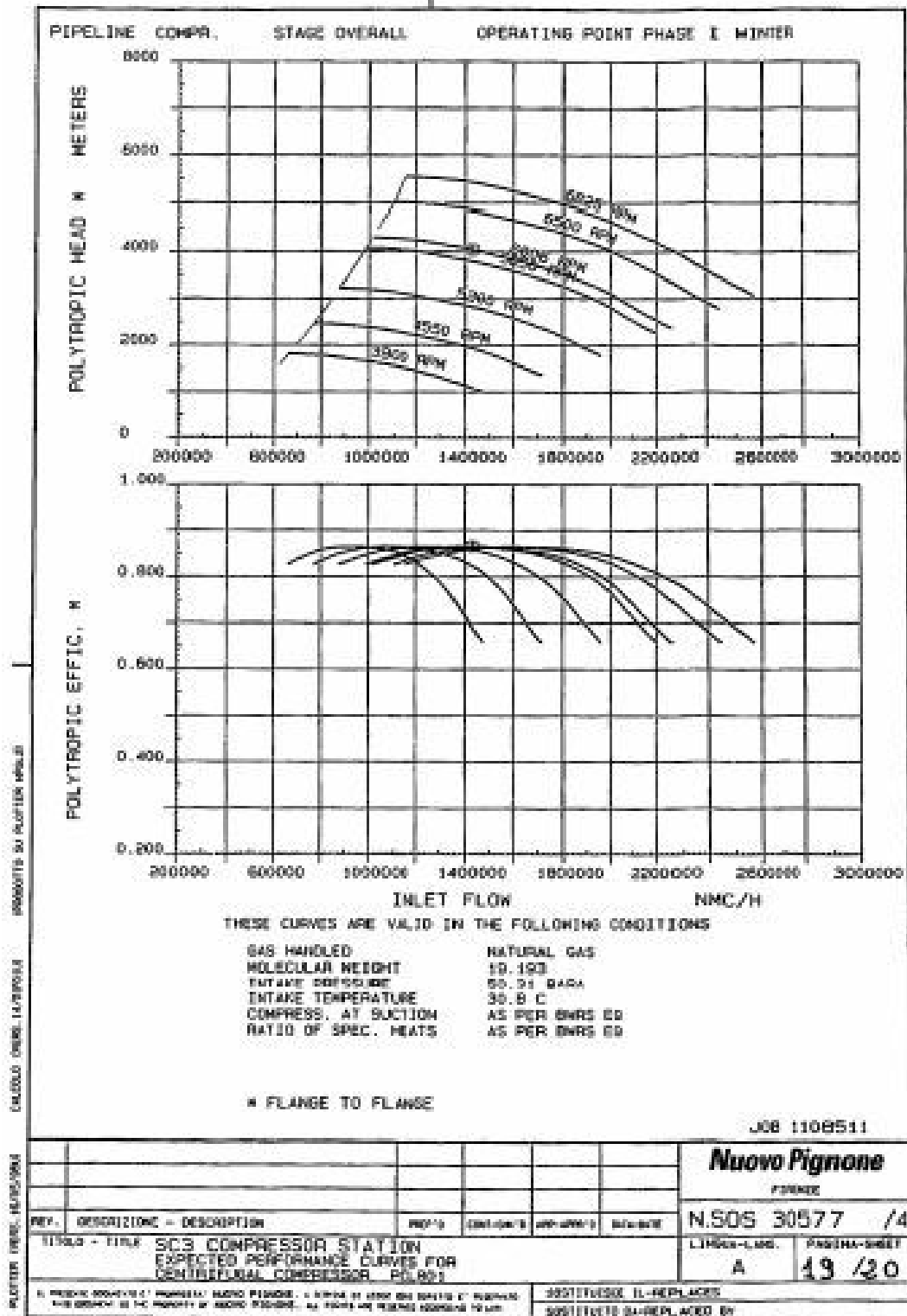
Annexe 10: Paramètres d'exploitation (nuit)

Annexes

STATIONS		Terminal Départ			PC1		PC2		SC3			PC4		PC5		Terminal Arrivée					
Paramètres	Asp	Ref	Qv*1000	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	LP%	Asp	Ref	Asp	Ref	Asp	Ref	PCS	PLR*H2O	PLRo HC	Débit*1000	
MOY Jour	Press	69,0	68,8	1665,0	62,8	62,7	56,6	56,0	47,8	65,4	92,6	60,3	60,1	53,9	53,8	48,4	47,2	9369	-16,2	-3,5	1555
	Temp	#DIV/0!	37,4		30,1	30,9	24,9	24,5	18,3	46,7		36,5	35,9	27,0	26,8	20,9	21,1				
MOY Nuit	Press	68,8	68,6	1632,0	62,5	62,4	56,5	56,0	47,8	65,4	93,1	60,2	59,9	53,9	53,8	48,7	47,6	9481	-18,1	-9,5	1516
	Temp	#DIV/0!	40,3		29,3	30,0	24,9	24,5	18,3	46,8		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				
MOY Années	Press	68,9	68,7	1648,5	62,7	62,6	56,6	56,0	47,8	65,4	92,9	60,2	60,0	53,9	53,8	48,5	47,4	9424,9	-17,1	-6,5	1535,8
	Temp	#DIV/0!	38,9		29,7	30,5	24,9	24,5	18,3	46,7		36,5	35,9	27,0	26,8	21,0	21,2				

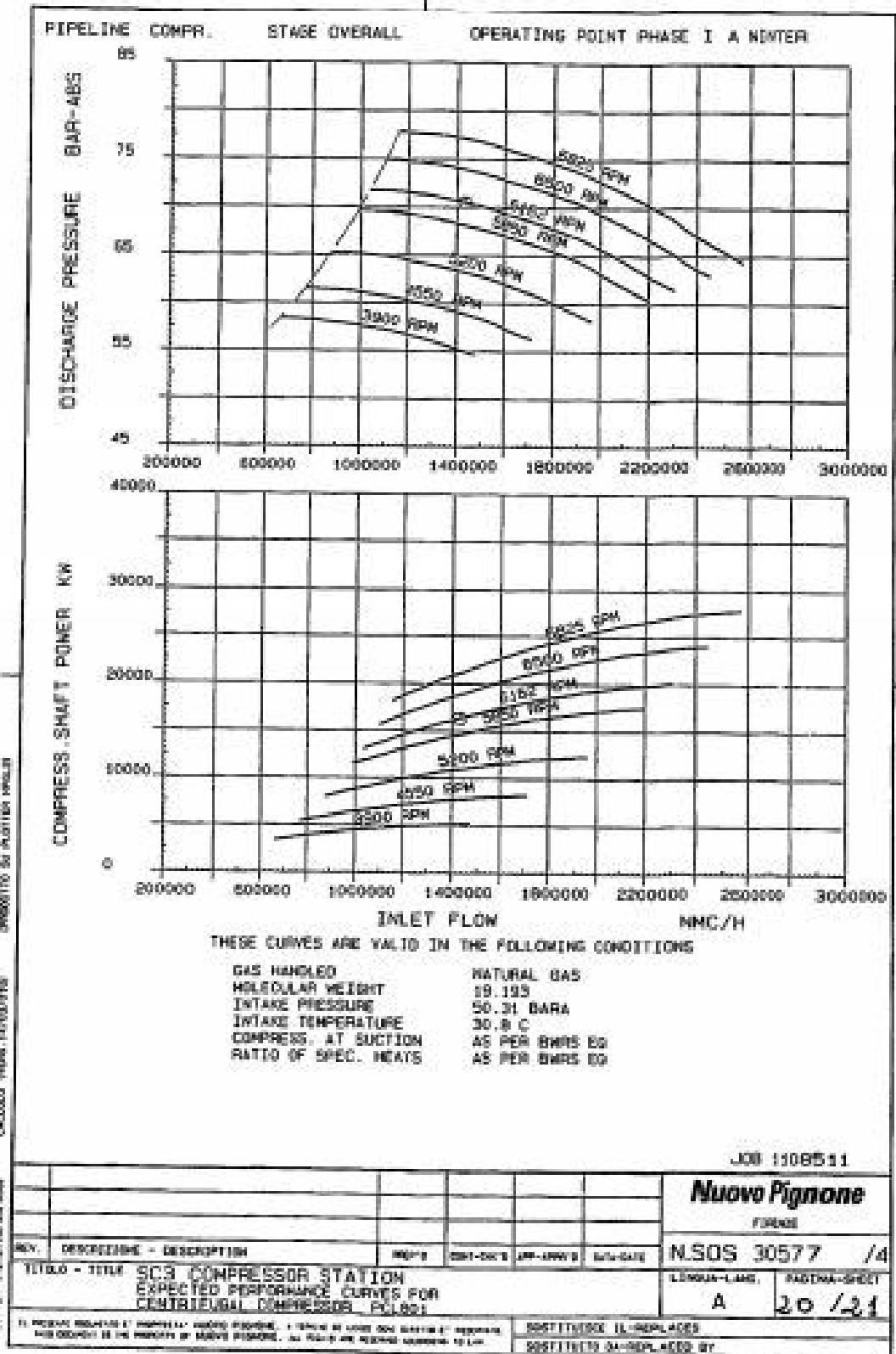
Annexe 11: Paramètres d'exploitation (moyenne)

Annexes



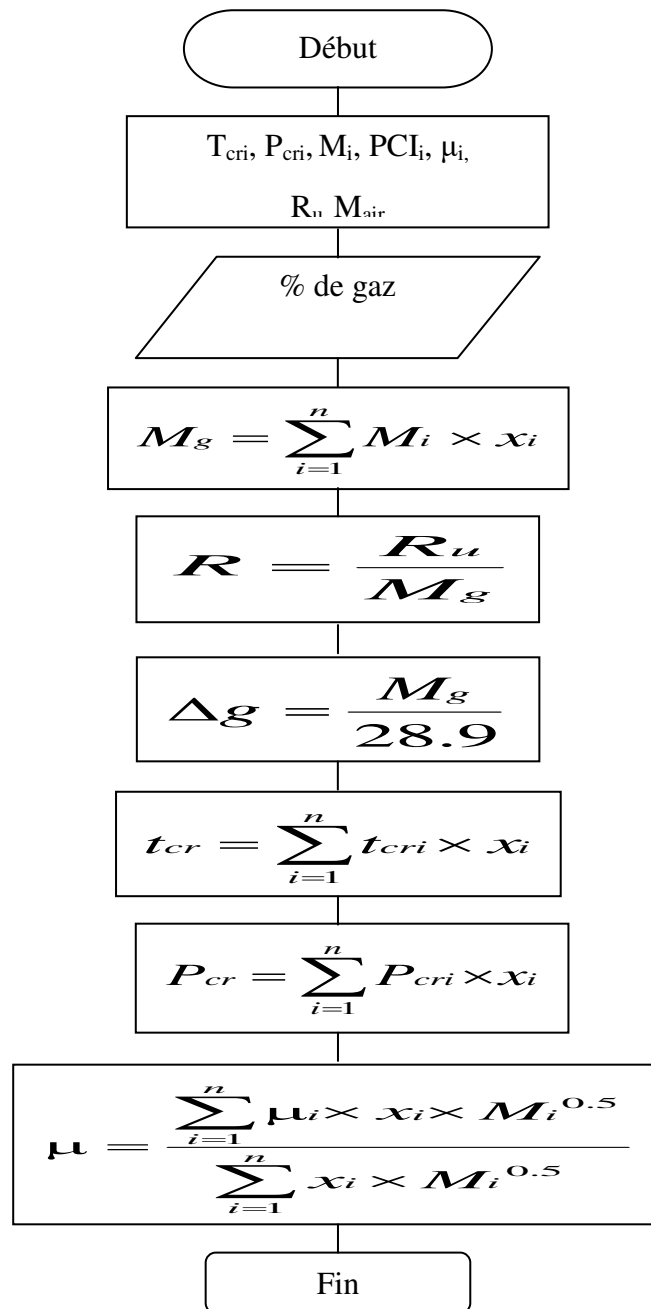
Annexe 12: Courbe de performance PCL 800

Annexes

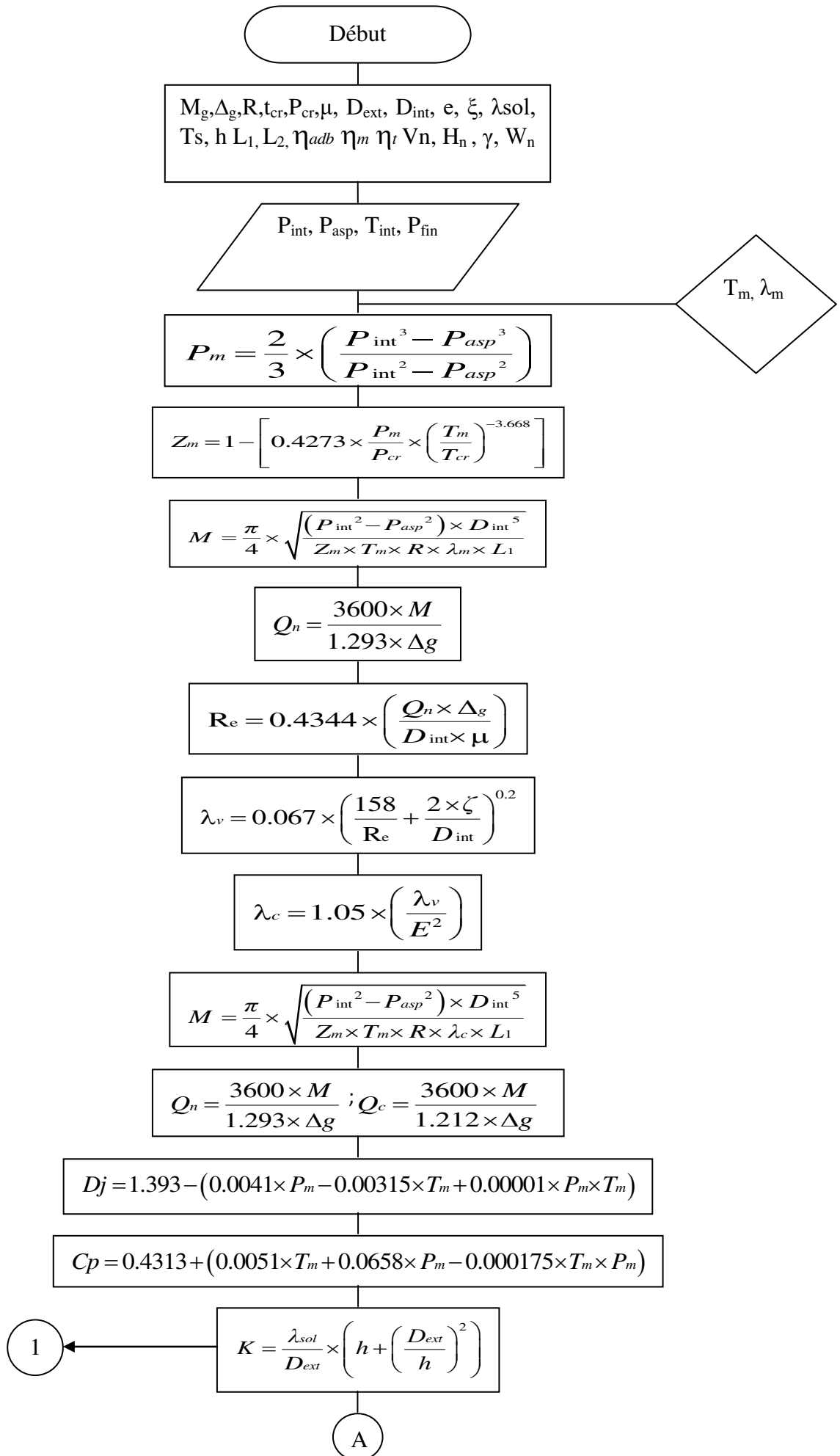


Annexe 13: Courbe de performance PCL 800

Annexes



Annexes



Annexes

A

$$a = \left(\frac{2.43 \times K \times D_{ext}}{\Delta g \times C_p \times Q_n} \right)$$

$$T_{sr} = T_s - \left(D_j \times \frac{(P_{int}^2 - P_{asp}^2)}{2 \times a \times L_1 \times P_m} \right)$$

$$T_{asp} = T_{sr} + (T_{int} - T_{sr}) \times e^{-a \times L_1}$$

$$T_m = T_{sr} + \frac{(T_{int} - T_{asp})}{a \times L_1}$$

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

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

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

$$Q_c = \frac{3600 \times M}{1.212 \times \Delta g}$$

B

Annexes

B

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

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

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

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

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

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

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

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

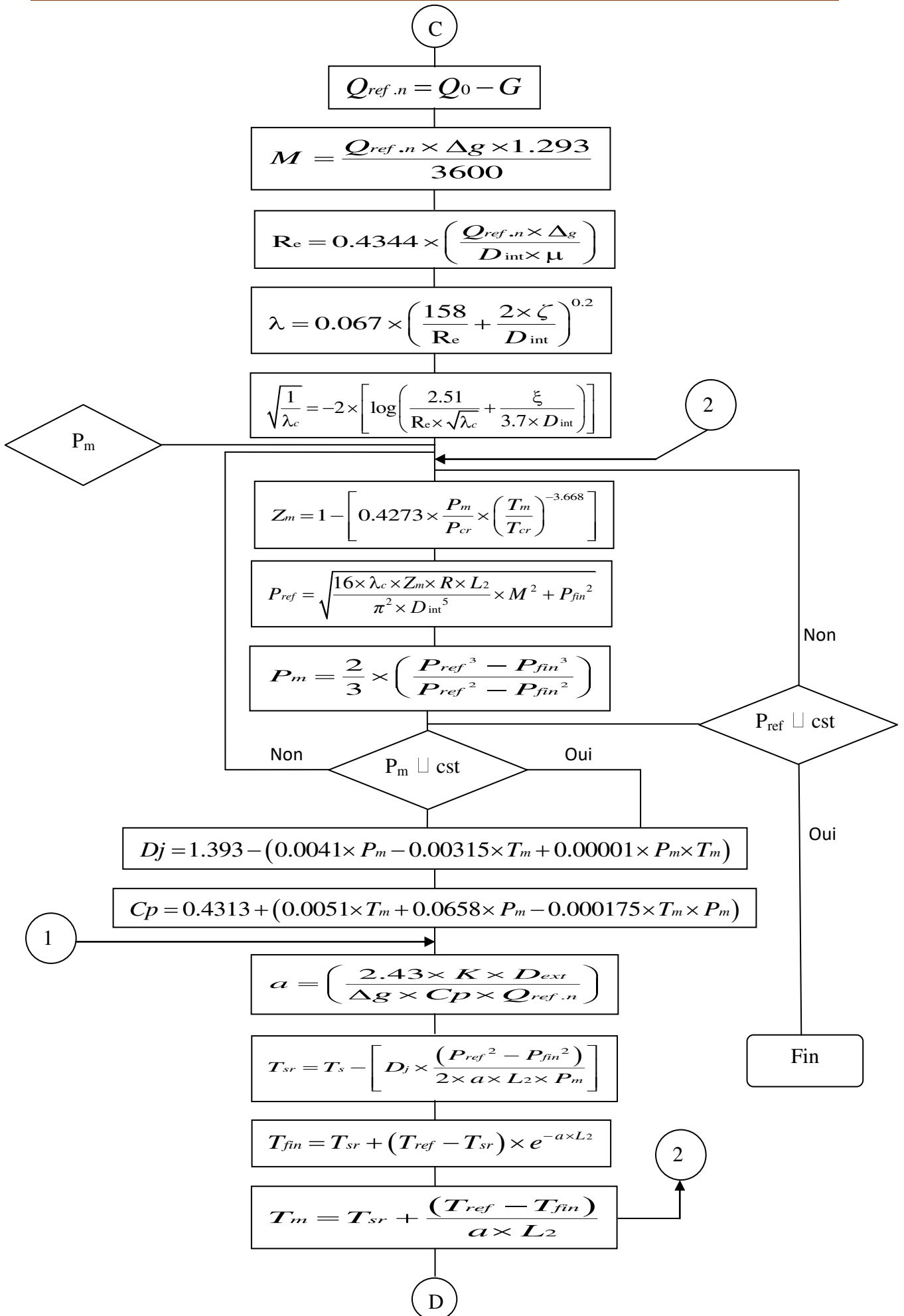
$$W_{réel} = \frac{W_{th}}{\eta_{méq} \times \eta_{ad}}$$

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

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

C

Annexes



Annexes

D

$$Q_s = \frac{Q_{ref.c}}{1.01325}$$

$$Z_{site} = 1 - 0.4273 \times \frac{P_{site}}{P_{cr}} \times \left(\frac{T_{site}}{T_{cr}} \right)^{-3.668}$$

$$\rho_{site} = \frac{P_{site} \times \rho_c \times T_c}{Z_{site} \times T_{site}}$$

$$Q_{site} = \frac{M}{\rho_{site}}$$

$$\frac{4 \times Q_s \times P_c \times T_{site.m} \times Z_{site.m}}{\pi \times D_{int}^2 \times P_{site.m} \times T_c \times Z_c} \leq V_{max}$$

Non

V_{max}=15.24 m/s

Oui

Système à orifice

Système à ultrason

N=1 :5

$$D_r \leq D_{max}$$

N=1 :5

$$\frac{4 \times Q_s \times P_c \times T_{site} \times Z_{site}}{N \times \pi \times D_{int.r}^2 \times P_{site} \times T_c \times Z_c} \leq V_{max}$$

$$D_{int} \geq \sqrt{\frac{4 \times Q_{site}}{N \times \pi \times V_{max}}}$$

Non

V_{max}=15.24 m/s

Oui

$$V = \frac{4 \times Q_{site}}{N \times \pi \times d_{rempe}^2}$$

$$V_{moy} = 0.8 \times V$$

$$\Delta P = \frac{1}{N} \times \left(\frac{4 \times Q_c \times \rho_c}{\alpha \times \varepsilon \times \pi \times d^2} \right)^2 \times \left(\frac{1}{2 \times \rho_{site}} \right)$$

Non

ΔP ≤ ΔP_{max.T}

Oui

Non

V_{moy} ≤ V_{max}

V_{min.c} ≤ V ≤ V_{max.c}

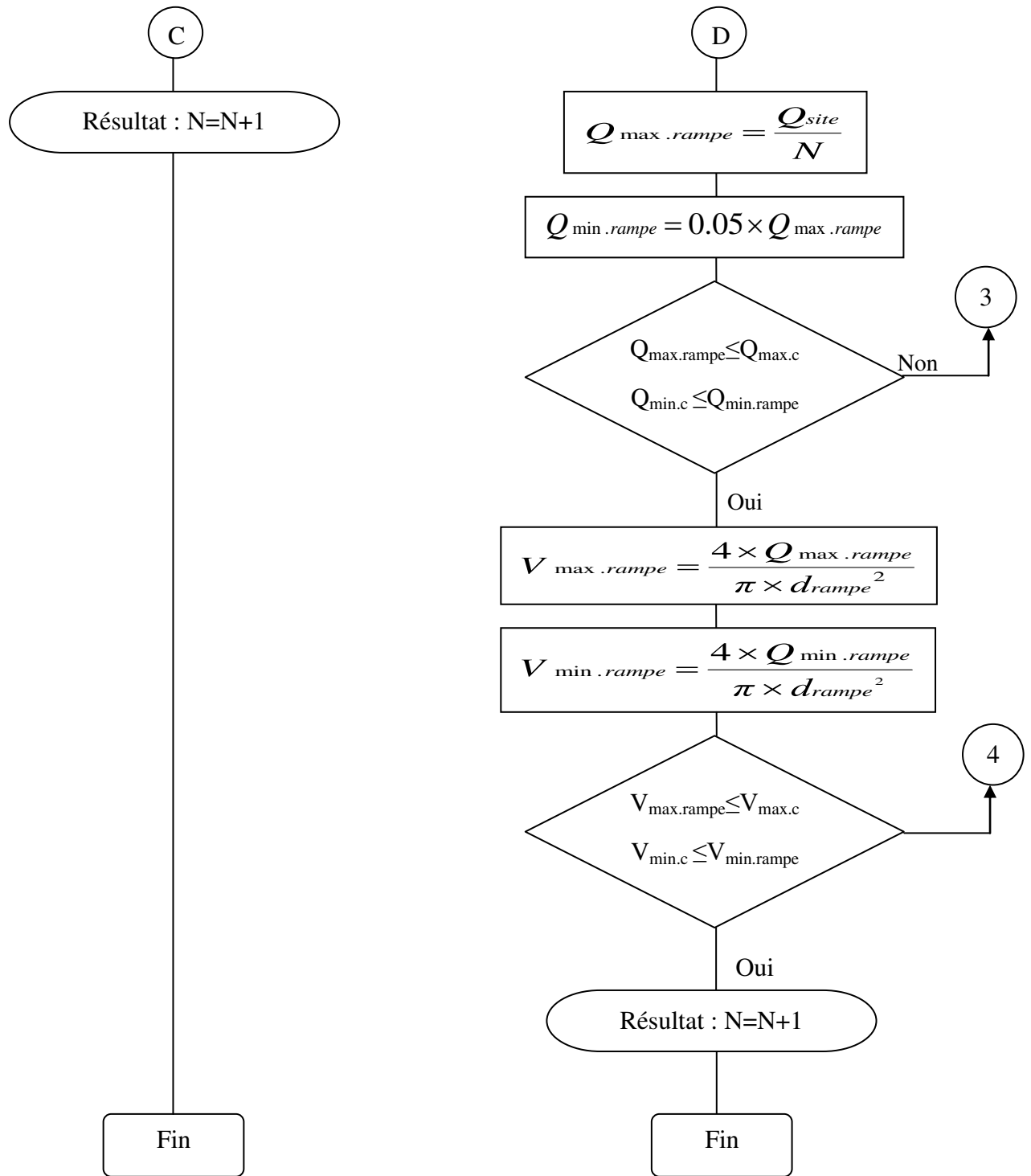
Oui

C

D

3

4



Annexe 14: Organigrammes de calcul