الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie de la Matière



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme
de Master en Génie Mécanique

Option : Mécatronique

THEME

Diagnostic de l'état d'un système de comptage du gaz naturel

Proposé et dirigé par :

- Dr. GUEMANA Mouloud

Préparé et présenté par :

- MAHMOUDI Khaled Walid
- KABECHE Hesane

Année Universitaire 2014-2015


بسم الله الرحمن الرحيم

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH pour nous avoir guidés vers le bon chemin de la lumière et du savoir et pour nous avoir donné du courage, de la volonté afin de pouvoir réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à nos promoteurs

Dr. Guemana Mouloud pour l'encadrement de ce mémoire pour son aide, sa patience et le confiance qu'elle nous a accordée.

Nous tenons à remercier : le président et les membres de jury pour avoir accepter de juger notre travail.

Nos sincères remerciements vont également à touts les enseignants du département de Génie Mécanique de l'université de Médéa, et à touts les enseignants qui ont participé à notre formation.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de prés ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Kabeche et Mahoudi



Dédicaces

Avant tout, nous remercions DIEU pour nous avoir donné la force et la Patience pour mener à terme ce travail.

Je dédie ce lapidaire travail :

***A** mes très chers parents qui m'ont guidé durant les moments les plus pénibles de ce long chemin, ma mère qui a été à mes côtés et ma soutenu durant toute ma vie, et mon père qui a sacrifié toute sa vie afin de me voir devenir ce que je suis, merci mes parents.*

***A** mes chères sœurs*

*ET **A** mes chers frères*

Brahim

*ET **A** toute Ma famille*

Sans exception

***A** mon chère ami **Azzedine** et sa famille que je souhaite tous le bonheur et la belle vie*

A mon binôme Khaled qui a contribué à la réalisation de ce modeste travail



***A**mes très chères amies*

Ridha ; Salem ; Mouloud ; Abdelghani….

Je tiens à exprimer mon profond remerciement A notre CO-promoteur:

Dr .GUEMANA MOULOUD pour sa disponibilité et l'aide précieuse de ce modeste travail.

***A** tous ceux qui me connaissent.*

A** toute mes collègues de la promotion **2015.

KABECHE Hassen



Dédicaces

Avant tout, nous remercions DIEU pour nous avoir donné la force et la Patience pour mener à terme ce travail.

Je dédie ce lapidaire travail :

***A** mes très chers parents qui m'ont guidé durant les moments les plus pénibles de ce long chemin, ma mère qui a été à mes côtés et ma soutenu durant toute ma vie, et mon père qui a sacrifié toute sa vie afin de me voir devenir ce que je suis, merci mes parents.*

***A** mes chères sœurs ET **A** mes cher frères ET **A** toute Ma famille sans exception*

***A** mon chère ami **LAKHDAR** et sa famille que je souhaite tous le bonheur et la belle vie*

A mon binôme hesane qui a contribué à la réalisation de ce modeste travail

***A**mes très chères amies*

Yousef; Massoud; Mohamed ;Aziz ;abdou;Mourad ;Hamid….

Je tiens à exprimer mon profond remerciement A notre CO-promoteur:

Dr .GUEMANA MOULOUD pour sa disponibilité et l'aide précieuse de ce modeste travail.

***A** tous ceux qui me connaissent.*

A** toute mes collègues de la promotion **2015.

MAHMOUDI Khaled Walid



Résumé

Le mesurage des quantités de gaz est une activité importante de l'industrie du gaz tant dans le domaine contractuel ou commercial que dans le domaine technique où il permet de donner les informations indispensables pour la conception des réseaux de gaz.

Cette étude à pour but essentiel, après un bref rappel sur les méthodes du calcul de la viscosité dynamique, rapport des chaleurs spécifique et le débit selon les différentes normes, de déterminer la variation de la viscosité et rapport des chaleurs spécifique du gaz naturel selon les deux normes et le choix de méthode de calcul de débit.

Mots clés : Viscosité dynamique, rapport des chaleurs spécifique, coefficient de débit; mesure de débit du gaz, comptage de gaz.

مـلــخّـص

قياس كميات الغاز نشاط هام من صناعة الغاز سواء في المجال التعاقدي أو التجاري وفي المجال التقني حيث أنها يمكن أن تعطي المعلومات اللازمة لتصميم شبكات الغاز.

هذه الدراسة من أجل هدف مهم , بعد تذكير موجز عن طرق حساب اللزوجة الديناميكية , نسبة الحرارة النوعية والتدفق وفقا لمعايير مختلفة , وإيجاد التغير في اللزوجة نسبة الحرارة النوعية للغاز الطبيعي بواسطة معيارين واختيار طريقة لحساب التدفق .

كلمات مفتاحية : اللزوجة الديناميكية, نسبة الحرارة النوعية, معامل التدفق , حساب تدفق الغاز , قياس الغاز .

Abstract

The measurement of quantities of gas is an important activity of the gas industry both in contractual or commercial field and in the technical field where it can give the necessary information for the design of gas networks.

This basic aim to study, after a brief reminder on the methods of calculating the dynamic viscosity, specific heart ration and flow according to different standards, determine the change in viscosity and specific heart ration of natural gas as two standards and the selection rate calculation method.

Keywords: dynamic viscosity, specific heart ration, flow coefficient; measuring gas flow, gas metering.

Sommaire

Symboles et unités utilisées……..…….I

Liste de figure……...…...…III

Liste de tableau…….....IV

Introduction génerale……..…….……..…..…….....1

***Chapitre I* :**

Géneralites sur le comptage du gaz naturel

Introduction ……...…….....4

I.1 DÉFINITION DU COMPTAGE…….……...…4

I.2 LES ATTRIBUTS DU COMPTAGE…….……..…4

I.2.1 La precision……..……...…….5

I.2.2 La Fiabilité et la derive……5

I.2.3 Adaptation au debit……..……....5

I.3 BUTS ET OBJECTIFS DU COMPTAGE……..……..5

I.3.1.Le Domain commercial..…….5

I.3.2.Le Domain technique……...…….…….6

I.4 PRINCIPE DU COMPTAGE DU GAZ……...……..6

I.4.1.Eléments primaries……..……7

I.4.2.Eléments secondaires.…….……7

I.4.3.Eléments annexes……...…….7

I.5 INSTALLATIONS DE COMPTAGE…….……..7

I.5.1 Station de comptage …….……..7

I.5.2 Poste de livraison …….……..9

I.6 ERREURS DE COMPTAGE……9

I. 7 DIFFÉRENTS TYPES DE COMPTAGE…….…….....10

I.7.1 Compteurs a éléments déprimogènes……..…..10

I.7.1.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..10

I.7.1.2 Eléments Primaires …….……..13

I.7.2 Compteurs a pistons rotatifs ……...……..17

I.7.2.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage...……...…17

I.7.2.2 Caractéristiques ……..……..18

I.7.3 Compteurs a ultrasons ……..……20

I.7.3.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..20

I.7.4 Compteurs a tourbillons……..……..21

I.7.4.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..21

I.7.4.2 Compteurs à précession de tourbillons ……...……..21

I.7.5 Compteurs à soufflet…….……22

I.7.5.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..22

I.7.6 Compteurs à turbine …….……23

I.7.6.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..23

I.7.6.2 Plage de mesure et precision…….……24

I.7.7 Compteurs à effet coriolis …….……...……25

I.7.7.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..25

I.7.8 Compteur massique thermique …….……..…….26

I.7.8.1 Rappel du principe de la méthode de mesurage……..……..26

Conclusion ……...……..…..27

***Chapitre II* :**

Caractéristiques physico-chimiques des gaz

Introduction ……...……...29

II.1. TYPES DE GAZ NATUREL……...…….29

II.1.1.Gaz sec……...……..29

II.1.2.Gaz humide…….……29

II.1.3.Gaz à condensate…….……29

II.2.4.Gaz associé…….….30

II.2.CARACTERISTIQUES DE GAZ NATUREL…….……31

II.2.1.Densite d'un gaz……..……31

II.2.2.Viscosite dynamique…….……..32

II.2.3.Masse molaire d'un gaz……...……...…33

II.2.4.Masse volumique d'un gaz……..34

II.2.5.Pouvoir calorifique……..……34

II.2.5.1.Pouvoir calorifique supérieur (PCS)…… ……..……34

II.2.5.2.Pouvoir calorifique inférieur (PCI)…… ……..…..…...……..34

II.2.6.Facteur de compressibilite……..…….36

II.2.7.Criteres de qualite……...……...…..39

II.2.7.1.Point de rosée d'hydrocarbure pour gaz naturel……..……39

II.2.7.1.La teneur en H2S et SO2……..……39

II.2.7.1.L'indice de Wobbe……..…….39

II.2.8. Exposant isentropique……..……...40

Conclusion ……...…….....…42

chapitre III :

Choix d'un type de comptage

Introduction…….……..……44

III.1.LA PRECISION …….....44

III.1.1.Objectif technique ……..……44

III.1.2.Objectif commercial : facturation ……...……..44

III.2.LES LIMITES D'EMPLOI ……..……45

III.2.1.La pression statique ……...……45

III.2.2Débit …….……..46

III.2.2.1.Débit maximale du compteur…….……46

III.2.2.2.Débit minimal du compteur…….……...…….47

III.2.2.3.Intervalle de variation du débit à mesurer…….……..47

III.2.2.4.Evolution de l'intervalle de variation du débit à mesurer……..…..48
III.2.3.Les caractéristiques physiques du gaz……48
III.2.3.1.Variations de la composition……..…….48
III.2.3.2.Présence d'impuretés……..….49
III.3.LES CONDITIONS D'INSTALLATION…….……...50
III.3.1.Vanne amont et aval……...……..……..50
III.3.2.Diaphragme ……...……50
III.3.2.1.Alésage du diaphragme…….……..50
III.3.2.2.Épaisseur du diaphragme ……..50
III.3.3. Doigt de gant……..……...……..50
III.3.4.Ancrage ……...……...…..…50
III.3.5.Conditions d'installation de la chaîne de comptage (capteurs)…….....50
III.4.SYSTEMES DE MESURAGE GAZ……..…….…….51
III.4.1.LE Cout du mesurage……..……...…...52
III.4.1.1.Investissements…….……...……...52
III.4.1.2.Frais d'exploitation……..…….……...52
III.4.1.2.1.Frais d'étalonnage…….……...……...52
III.4.1.2.2.Frais de maintenance…….……..…….52
III.5.ETUDE COMPARTIVE DES SYSTEMES DE COMPTAGE…….……..53
III.5.1.Avantages et inconvénients des différents systèmes de comptage……....…..53
Conclusion ……...…….……..55

chapitre IV :

Diagnostic de l'état d'un système comptage de gaz

Introduction…….……..……57
IV.1. CALCUL DU DEBIT SELON LES DIFFERENTES NORMES ……..……..57
IV.1.1.LE Norme ISO 5167……..…….……...…...57
IV.1.2.Norme AGA 3 …….……..…….....….....59
IV.2. METHODES DE CALCUL DE VISCOSITE DYNAMIQUE DU GAZ NATUREL.62
IV.2.1 Méthode de calcul selon Dean et Stiel (1965)……62
IV.2.2. Méthode de calcul de la viscosité selon la norme API…….……..62
IV.3. METHODE DE CALCUL DE RAPPORT DES CHALEURS SPECIFIQUES SELON LA NORME API……..……..……64
IV.4. RESULTATS ET INTERPRETATIONS…….…64

IV. 4.1 Choix de la norme de calcul du débit (ISO5167, AGA 3)……..…….65

IV.4.2. Calcul de la viscosité dynamique des deux méthodes « DEAN and STIEL » et « API »……..….66

IV.4.3 Calcul de rapport des chaleurs spécifiques des deux méthodes « API »……...68

IV. 4.4.Influence de la viscosité dynamique sur le debit…….……..…..….70

IV.4.5. Influence de rapport des chaleurs spécifiques sur le débit……..…..…….71

Conclusion ……...…….....…….…….……..72

BIBLIOGRAPHIE……74

ANNEXES……76

Symboles et unités utilisées

Symbole	Grandeur désignée	Unité si
c	Coefficient de décharge, C =α/E.	---
d	Diamètre de l'orifice ou de l'élément primaire dans les conditions d'emploi.	m
D	Diamètre intérieur de la tuyauterie de mesure en amont (ou diamètre amont d'un tube de venturi classique) dans les conditions d'emploi.	m
E	Coefficient de vitesse d'approche, E = $(1-\beta^4)^{-1/2}$.	---
K	Rugosité uniforme équivalente.	---
l	Eloignement d'une prise de pression.	m
L	Eloignement relatif d'une prise de pression L = l/D.	---
P	Pression du fluide.	Pa
Q_m	Débit massique.	g/h
Q_v	Débit volumique.	Cm^3/h
Re	Nombre de Reynolds.	---
Re_D , Re_d	Nombre de Reynolds rapporté à D ou à d.	---
t	Température du fluide.	°C
V	Vitesse axiale moyenne du fluide dans la tuyauterie.	m/s
α	Coefficient de débit.	---
β	Rapport des diamètres β =d/D.	---
γ	Rapport des chaleurs massiques.	---
ΔP	Pression différentielle.	Pa
$\Delta\omega$	Perte de pression.	Pa
ε	Coefficient de détente.	---
μ	Viscosité dynamique du fluide.	Pa.s
ν	Viscosité cinématique du fluide ν=μ/ρ.	m^2/s
ξ	Perte de pression relative.	---
ρ	Masse volumique du fluide.	Kg/m^3
τ	Rapport des pression τ =P_2/P_1.	---
φ	Angle au sommet du divergent.	radian
g	Accélération de la pesanteur.	m/s^2
h	Altitude.	m
C_p	Chaleur spécifique V= C^{te}	J/mol.K
C_v	Chaleur spécifique P= C^{te}	J/mol.K
M_m	Masse molaire moyenne.	kg/kmol
P_{ci}	Pression critique du constituant i.	kPa
T_{ci}	Température critique du constituant i.	K
Y_i	Fraction molaire du constituant i.	---
P_{pc}	Pression pseudo-critique.	kPa
T_{pc}	Température pseudo-critique.	T

Symbole	Grandeur désignée	Unité si
P_r	Température pseudo-réduite.	kPa
T_r	Température pseudo- réduite.	K
n	Nombre de moles (de masse).	mol
$V_{réel}$	Volume des gaz réel.	m^3
$V_{idéal}$	Volume des gaz parfaits.	m^3
F_b	Facteur fondamental de l'orifice	---
Q_{max}	Débit maximal.	m^3/h
μ_{m1}	Viscosité dynamique du gaz naturel à pression atmosphérique et à la température donnée.	micropoise
μ_j	Viscosité dynamique du composant « j ».	micropoise
Vrm	Volume réduit.	Cm^3/mol
Vcj	Volume critique	Cm^3/mol
Vm	Volume molaire	Cm^3/mol
λ	Coefficient rapporté au matériel dont est fait le diaphragme	---
F_r	Facteur du nombre de Reynolds	---
F_{pb}	Facteur de pression de base	---
F_{tb}	Facteur de température de base	---
F_{tf}	Facteur de température de fluide	---
F_g	Facteur de densité relative	---

Liste de figure

Figure.I.1 : Station de comptage ……...8
Figure.I.2 : Prises de pression normalisées……..……12
Figure.I.3 : Plaque de diaphragme normal ……..……..…….....13
Figure.I.4 : Tube de venturi classique ……..……..……14
Figure.I.5 : Tuyére ISA 1932 ……..……..……..15
Figure.I.6 : Tuyére à long rayon ……..……..16
Figure.I.7 : Venturi-tuyére…….……..……..……..17
Figure.I.8 : Compteur à pistons rotatifs .……..……..……..18
Figure.I.9: Compteur à ultrasons ….……..……..……..……..…..20
Figure.I.10: Compteur a précession de tourbillons ..……..…….……..21
Figure.I.11: Fonctionnement d'un compteur à soufflet ……..……...…..23
Figure.I.12 : Compteur à turbine.……..……..24
Figure.I.13: Compteur à effet coriolis..……..……..……...……25
Figure.I.15: Capteur thermique à capillaire…….26

Figure. II.1 : Méthane exemple de facteur de compressibilité, faibles à haute pression ……37

Figure.III.1 : Perte de pression introduite par un organe déprimogène exprimée en % de la pression différentielle ……...….4
Figure.III.2 : Organe déprimogène……..51

Figure.IV.1 : Ecoulement du gaz dans un diaphragme……..……57
Figure.IV.2 : Variation de débit selon les deux normes (ISO5167 et AGA 3) avec P_S= 43 bar……..65
Figure.IV.3: Variation da la viscosité en fonction de la pression pendant l'été (T=23°C)….66
Figure.IV.4 : Variation da la viscosité en fonction de la pression pendant l'hiver (T=15°C).67
Figure.IV.5 : Variation de rapport des chaleurs spécifiques en fonction de pression pendant la période d'été (T=23°C)……..….…….68
Figure.IV.6: Variation de rapport des chaleurs spécifiques en fonction de la pression pendant l'hiver (T=15°C)……..…….69
Figure.IV.7 : Effet de la viscosité dynamique sur le débit dans la période d'été……70
Figure.IV.8: Effet de la viscosité dynamique sur le débit dans la période d'hiver……..70
Figure.IV.9. : Effet du rapport des chaleurs spécifiques sur le débit dans la période d'été....71
Figure.IV.10: Effet du rapport des chaleurs spécifiques sur le débit dans la période d'hiver.72

Liste de tableau

Tableau.I.1 Désignation des compteurs……..19

Tableau.II.1 : L'analyse de quelques gaz naturels produits dans différentes régions du monde..…..30

Tableau.II.2 : Constituants physique des corps purs présents dans le gaz naturel……..33

Tableau.II.3 : principaux gaz naturels les PCI et PCS……...….35

Tableau.II.4 : Mélange de gaz Caractéristiques pour A.G.A. Rapport n ° 8 Méthode……38

Tableau.II.5 : Chaleur spécifique molaire des constituants du gaz naturel…….42

Tableau.III.1 : les principaux avantages et inconvénients des différents systèmes de comptage……..……..53

Tableau.III.2 : Avantages et inconvénients des principaux systèmes de comptage industriels……..54

Tableau.IV.1 : Composition chimique du gaz naturel…….64

Tableau.IV.2 : Résultats de calcul de débit selon les deux normes ISO5167 et AGA 3…....65

Tableau.IV.3: Résultats de calcul de la viscosité dynamique selon les deux méthodes.…....66

Tableau.IV.4: Résultats de calcul de la viscosité dynamique selon les deux méthodes pendant l'hiver (T=15°C)…….……..67

Tableau.IV.5: Résultats de calcul de rapport des chaleurs spécifiques selon API pendant l'été (T=23°C)……..……68

Tableau.IV.6: Résultats de calcul de apport des chaleurs spécifiques pendant l'hiver……..69

Introduction générale

L'investissement dans un projet de réalisation d'un réseau de transport des hydrocarbures coûte très cher. La rentabilité de ce projet nécessite une exploitation rationnelle du réseau et des équipements installés ; d'où une détermination de la mesure de débit transporté avec une précision satisfaisante est nécessaire.

Le transport des hydrocarbures par canalisations, des champs de production vers les utilisateurs, nécessite un suivi strict et rigoureux de la part des opérateurs chargés de la détermination des quantités de produits. Pour réaliser cette opération de comptage plusieurs facteurs (pression, Température, viscosité, Rapport de chaleur spécifique….. ext) entrent en jeu.

L'objectif final, demeure l'acheminement des produits avec un minimum de pertes 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.

Par conséquent, le suivi de l'évolution des technologies de comptage, l'amélioration des procédés, en vue de l'augmentation de la précision, doivent demeurer le souci majeur de tous les transporteurs d'hydrocarbures.

Dans cette présente étude nous nous limitons à l'effet de la viscosité et Rapport de chaleur spécifique du gaz naturel sur le choix de la méthode de comptage.

Le plan de mémoire est scindé en quatre chapitres.

- Consacré généralité sur de comptage de gaz naturel les applications de la débitmètre industrielle, nous avons présenté en détail les méthodes et les systèmes de mesure du débit ainsi que les différents types de débitmètres et leur principe et plage de fonctionnement et leurs conditions d'installation et de précision, en particulier les définitions de base et les aspects fondamentaux et pratiques de la débitmètre des fluides industriels.
- Consacré au le choix d'un type de comptage qui dépend de divers facteurs qui sont souvent antagonistes dont l'importance relative peut être différente d'un cas à un autre. Ce

choix ne peut être fait qu'après avoir déterminé la précision nécessaire et avoir pris en considération les limites d'emploi des différents systèmes eu égard aux caractéristiques de l'écoulement du fluide dont on doit mesurer le débit et aux conditions d'installation imposées. Parmi les dispositifs susceptibles de répondre aux contraintes de précision et de limites d'emploi évoquées ci-dessus, le choix se portera sur celui dont le coût de revient annuel sera minimal.

- Consacré à l'analyse physico-chimique des gaz ayant pour but de rappeler les définitions des grandeurs physiques mesurées et des grandeurs calculées et en donnant quelques méthodes courantes de détermination de leur valeur, soit à partir d'abaques, soit à partir de corrélations et comparaison des déférentes normes de calculs pour un gaz naturel algérien ainsi que les caractéristiques qui servent à définir la qualité du gaz à commercialiser.

On a achevé notre travail par étude de l'effet de la viscosité dynamique et le rapport des chaleurs spécifiques du gaz naturel sur le débit.

Chapitre I

Généralités sur le Comptage Du gaz naturel

Introduction

Le bon fonctionnement de toute installation industrielle mettant en oeuvre des fluides passe par la maîtrise et donc la connaissance des débits de matières en son sein. Des appareils qui permettent de mesurer les débits de gaz, de liquides et même de solides en poudre ont été mis au point. La grande variété des fluides à mesurer (gazeux, liquides, visqueux, hautes températures, multiphasiques, chargés en solides …) oblige à utiliser des appareils qui peuvent être très différents aussi bien par leur principe de mesure que par leurs conditions d'utilisation.

Dans ce fascicule, il sera question d'étudier quelques débitmètres importants représentant en même temps la grande majorité de ceux utilisés dans l'industrie. Le principe de fonctionnement, la mise en oeuvre industrielle et les conditions d'installation et d'utilisation seront explicités pour chaque débitmètre. Des tableaux récapitulant les avantages et les inconvénients de chaque débitmètre faciliteront le choix de l'appareil le mieux adapté.

On limitera cette étude aux débitmètres pour la mesure de gaz en canalisation fermée.

I.1.DEFINITION DU COMPTAGE

Le mesurage ou « Comptage » dans le jargon professionnel 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.

En transport, il n'existe pas encore un dispositifs de comptage permettant une mesure directe d'une quantité d'énergie. Celle-ci est faite en pratique en mesurant.

- Le volume du gaz à des conditions de (P,T) données dites de référence.
- La quantité d'énergie contenue dans l'unité de volume de gaz aux conditions de references c'est-à-dire le Pouvoir Calorifique Supérieur (P.C.S). **[1]**

I.2.LES ATTRIBUTS DU COMPTAGE

Pour bien définir un comptage en transport, divers aspects sont à prendre en considération tous les comptages donnant lieu à des transactions commerciales sont soumis à la réglementation, cette dernière élaborée par le service de la métrologie, fixe des règles de construction, de précision, d'installation et de contrôle.

La réglementation est parfois complétée par des clauses contractuelles spécifiques

entre les partenaires de la transaction, faisant souvent référence à des normes. **[1]**

I.2.1.La precision

L'objectif de la précision est avant tout un acte économique qui donne une crédibilité entre les partenaires de la transaction .Elle tient compte de la réglementation et de l'importance accordée au comptage (technique et financière) par le transporteur et ses partenaires contractuels. **[1]**

I.2.2.La fiabilité et la derive

La fiabilité et la dérive dans le temps sont des critères de qualité aussi importants que la précision. De plus, le coût d'exploitation du comptage est directement lié à ces éléments (maintenance, fréquence des contrôles). **[1]**

I.2.3.Adaptation au debit

Le comptage doit être conçu pour que l'exploitant puisse procéder facilement aux contrôles réglementaires, contractuels ou définis de façon interne de tous les éléments de la chaîne de comptage.

Si l'importance du comptage le justifie, ces contrôles doivent être possibles sans arrêt de fonctionnement.

Certains contrôles peuvent être réalisés automatiquement et en continu lorsqu'on utilise des compteurs ayants des parties mécaniques en mouvement, on peut équiper le comptage d'une rampe dite de contrôle permettant de vérifier périodiquement, par mise en service.

La rampe de contrôle réduit de beaucoup les risques de détérioration du compteur associé.

Cette mise en série peut également être faite à l'aide d'un compteur de contrôle monté temporairement sur le poste à la place d'une manchette prévue à cet effet. **[1]**

I.3.BUTS ET OBJECTIFS DU COMPTAGE

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

I.3.1.Le domain commercial

Il est le fondement de l'application des contrats d'achat, de vente, de transit. Il est à l'origine de l'établissement des statistiques et des prévisions. **[1]**

I.3.2.Le domain technique

Il donne les informations primaires indispensables à l'exploitation rationnelle des réseaux de transport et de distribution, des usines productrices et consommatrices. Il permet l'établissement précis de bilans et de rendements qu'il contribue à améliorer, les mouvements de gaz (débits dans les canalisations, gestion des stocks, précisions de consommation, étude de réseau). Les quantités à compter sont le plus souvent des énergies; parfois des volumes (cumuls, débits moyens horaires et journaliers,….). **[1]**

I.4.PRINCIPE DU COMPTAGE DU GAZ

Le gaz naturel est commercialisé comme une énergie et l'unité de facturation est généralement le KiloWatt-heure (KWh). L'unité SI est le joule et dans les contrats internationaux on utilise le Megajoule (1KWh = 3,6Mj). Pour définir la quantité d'énergie livrée, il faut mesurer le pouvoir calorifique du gaz et la quantité (volume ou masse) de gaz livrée.

La quantité d'énergie *Q* est déterminée par le produit:

- de la mesure du pouvoir calorifique supérieur (*PCS*) du gaz (mesure discontinue dont la fréquence dépend de l'importance du transit et des probabilités de changements d'origine du gaz).
- et de la mesure du volume (*v*) de gaz livré, déterminé dans les mêmes conditions soit :

$$Q = PCS * v = PCS(n) * v(n) \qquad \text{(I .1)}$$

Avec n: Condition normalisation de base .

Les mesures de ces deux grandeurs ne sont pas toujours effectuées dans les mêmes conditions de pression et de température, qui sont en général les conditions « Normales ».

La mesure du *PCS(n)* aux conditions de base est soit réalisée par un calorimètre, soit déterminée à partir de la composition du gaz suite à une analyse par un chromatographe.

Par l'application d'équation d'état des gaz *Pv = ZRT*, le volume est ramené aux conditions de base c'est le « volume corrigé » *v (n).* Cette correction nécessite les mesures de la pression et de la température d'écoulement du gaz ainsi que la détermination du coefficient de compressibilité *Z* du gaz.

Globalement, le comptage du gaz fait appel à plusieurs types d'appareils que l'on classe dans les catégories suivantes:

I.4.1.Eléments primaires

Ce sont ceux qui permettent d'accéder à la grandeur de base qui mesure la quantité du gaz. (Compteur de volume, compteur de vitesse, mesure de débit masse). **[1]**

I.4.2.Eléments secondaires

Ce sont ceux qui permettent de transformer la mesure en volume corrigé, c'est-à-dire des capteurs de pression, de température et les traitements associés (enregistrements, calcul d'intégration, densimètre). **[1]**

I.4.3.Eléments annexes

Ces équipements servent à suivre d'une part la quantité du gaz et d'autre part à mesurer des grandeurs nécessaires à la commercialisation (pouvoir calorifique). **[1]**

I.5.INSTALLATIONS DE COMPTAGE

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

- Soit entre une installation (champ producteur, usine de traitement ou centre de stockage) et un réseau de transport.
- Soit entre deux réseaux de transports nationaux ou internationaux.
- Soit entre réseau de transport et un réseau de consommation (clients industriels ou distributions publiques).

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 détente, régulation et comptage. Cette unité est appelée « poste de détente et comptage » ou plus simplement « poste de livraison ». **[1]**

I.5.1.Station de comptage

Une station de comptage peut être située (Figure I.1):

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

Une station de comptage comporte:

- Tous les appareils nécessaires au comptage

- **Eléments primaires :**

Plusieurs rampes de comptage sont installées en parallèle. Actuellement la plupart d'entre elles sont équipées de systèmes de mesure par organes déprimogènes. **[1]**

- **Eléments secondaires :**

Ils sont associés à chaque rampe de comptage et comprennent des capteurs de pression, de température, des appareils de mesure de la masse volumique et des calculateurs électroniques pour l'acquisition et le calcul des quantités. **[1]**

- **Eléments annexes :**

Les appareils de détermination des caractéristiques du gaz seront présents sauf pour les comptages divisionnaires car dans ces cas les caractéristiques du gaz sont mesurées en un autre point du réseau.

❖ D'autres appareils pour la surveillance de la quantité du gaz (hygromètre, détecteur d'impuretés ...) **[1]**

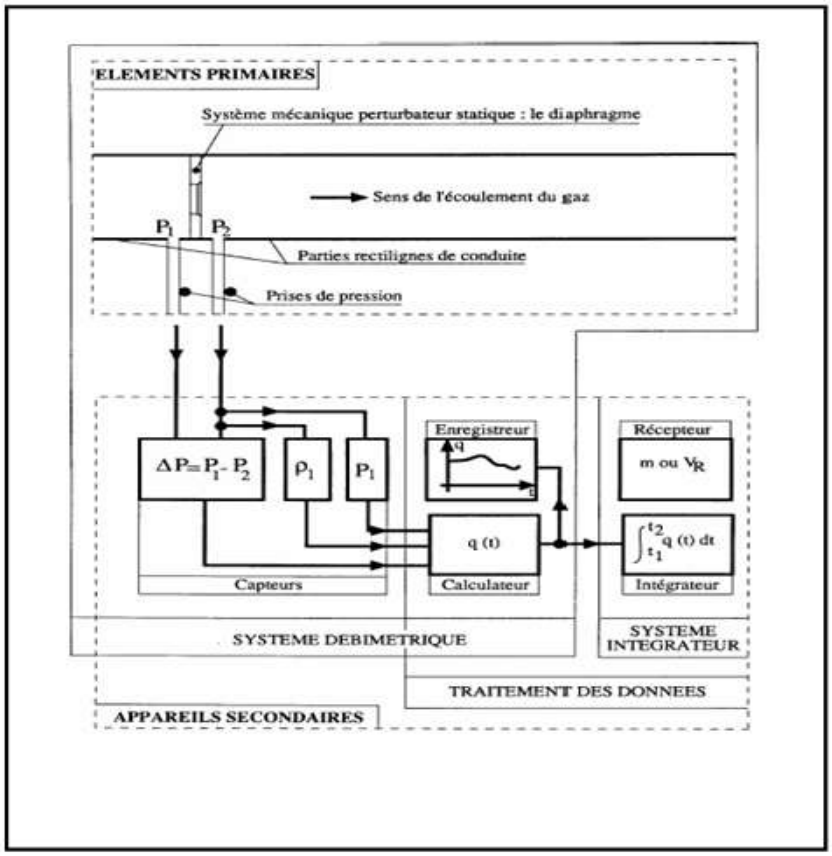


Figure I.1 : Station de comptage

I.5.2.Poste de livraison

Si la nature du gaz circulant dans ces comptages est connue par ailleurs, les mesures de densité ou de calorimétrie ne font pas partie de ces types de comptage. Seule la détermination du volume corrigé y est réalisée ainsi qu'une détente du gaz.

Cette détermination suppose une mesure de volume complétée par une ou plusieurs mesure secondaires (pression, température, masse volumique) selon le type de régulation.

Une mesure du coefficient de compressibilité est rarement effectuée. En général celui-ci est calculé selon des normes.**[1]**

I.6.ERREURS DE COMPTAGE

On peut distinguer trois catégories d'erreurs qui peuvent provoquer un manque de fiabilité au niveau du comptage:

- **Erreurs humaines**

Celles- ci sont commises lors de la lecture d'une valeur à partir d'un appareil de meure, l'opérateur peut se tromper d'une graduation ou plus, c'est pour cela qu'on effectue plusieurs lectures pour essayer de minimiser les erreurs, n'empêche qu'il y a toujours un pourcentage même très petit d'erreurs.**[1]**

- **Erreurs de l'appareil**

Ce type d'erreur met en considération la précision des appareils de mesure ; il existe des appareils moins précis que d'autres, un appareil digital est beaucoup plus précis qu'un appareil mécanique.

A force d'utiliser les instruments de mesure plusieurs fois ces derniers perdent de leurs capacités de donner des résultats plus au moins corrects, pour cela on effectue un étalonnage périodique aux instruments de mesure. **[1]**

- **Erreurs causées par les perturbations**

On peut remarquer deux grandes types de perturbations susceptibles de provoquer les erreurs de comptage.

A .Les perturbations spatiales :

Ce sont des perturbations qui ne présentent pas un caractère instationnaire ou périodique très marqué. Les perturbations spatiales engendrées par les différents éléments

de la conduite (coudes, vannes, changement de sections…etc.) peuvent être caractérisées par une dissymétrie du profil de vitesse moyenne axiale, un taux de turbulence, une présence d'un écoulement secondaire. Toutes les perturbations spatiales ne présentant pas d'écoulement secondaire s'atténuent assez rapidement, la distance nécessaire pour une atténuation de 90% est généralement inférieure à 10 ou 20D. Les autres perturbations peuvent nécessiter jusqu'à 100 D pour s'atténuer de 90%. **[1]**

B .Les pulsations d'écoulement :

Le terme pulsation d'écoulement recouvre plus ou moins la notion d'écoulement instationnaire.

Les perturbations spatiales comme les instationnaires sont susceptibles de produire des erreurs de mesurage du débit du gaz par diaphragme.

Il existe différents types de compteurs pour le mesurage; chaque types dépend de la nature du débit (haut débit; bas débits ;…). **[1]**

I.7.DEFFERENT TYPE DE COMPTAGE

I.7.1 Compteurs a elements deprimogenes

I.7.1.1 Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Un système déprimogène est un étranglement placé dans l'écoulement qui provoque une perte de charge proportionnelle au carré du débit.

Dans le voludéprimomètre à diaphragme l'organe perturbateur est un diaphragme.

C'est une plaque mince percée d'un orifice circulaire centré sur l'axe de la conduite.

En écrivant la conservation des débits et de la quantité de mouvement dans le cas d'un fluide parfait incompressible entre les sections amont S, et contractée S2 on retrouve la forme de l'équation caractéristique déjà vue :

$$Q = K * L^2\sqrt{p} * \sqrt{\Delta P} \qquad \text{(I .2)}$$

Dans le cas d'un gaz réel la section contractée est placée en aval de l'orifice et est inférieure à la section de ce dernier.

Pour tenir compte de l'effet de gaz réel il faut faire intervenir dans l'équation des coefficients correcteurs.

C : coefficient de décharge fonction de la géométrie de l'orifice, de la vitesse et de la viscosité du gaz et ε coefficient de détente fonction de p, ρ, K et β représentant l'effet de la compressibilité du gaz.

L'équation générale est de la forme :

$$Q = C * E * \varepsilon * \frac{\pi}{4} * d^2 * \sqrt{2\Delta p * \rho} \qquad \text{(I .3)}$$

Avec :

$$C=0.5959+0.0312\ \beta^{2.1}-0.1840\ \beta^{8}+0.0029\ \beta^{2.5}\ \left[\frac{10^6}{Red}\right]^{0.75}+0.0900L_1\ \beta^4(1-\beta^4)^{-1}$$

$$-0.0337L'_2\ \beta 33 \qquad \text{(I .4)}$$

$$L_1 = \frac{\text{distance de la prise de pression amont à la face amont du diaphragme}}{\text{Diamètre D de la conduite}}$$

$$L'_2 = \frac{\text{distance de la prise de pression aval à la face aval du diaphragme}}{\text{Diamètre D de la conduite}}$$

Prises de pression normalisees :

prise de pression à d et $\frac{D}{2}$ **[2]**

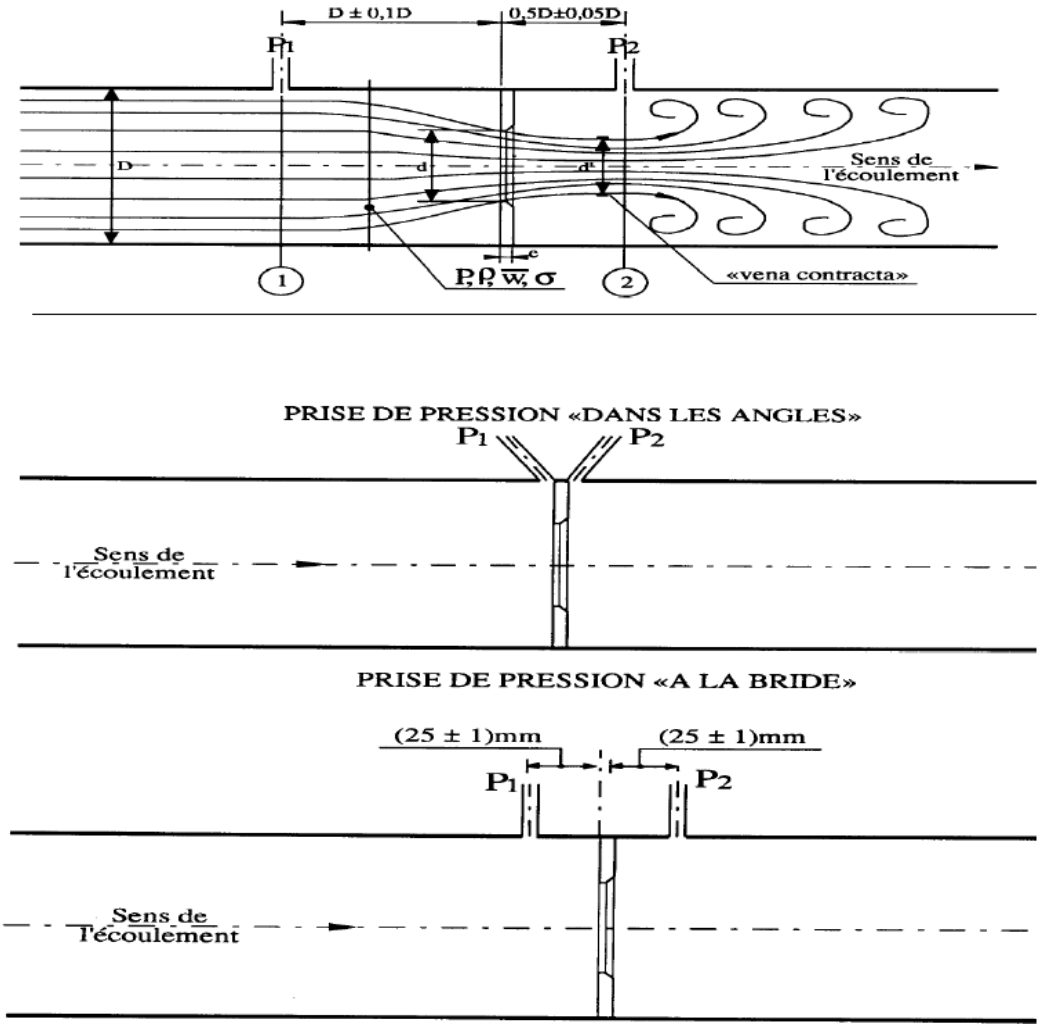


Figure.I.2 : Prises de pression normalisées

Selon leur emplacement respectif par rapport à la face amont et à la face aval du diaphragme, on distingue les types suivants de prise de pression normalisées: « à la bride », « dans les angles », « à D » et « à d/2 »(Figure.I.2).

Les prises de pression sont implantées le plus souvent dans le dispositif porte diaphragme dont les réalisation différent entre elles, principalement dans la manière dont est réalisée la mise en place et retrait du diaphragme. Sur certains modèles perfectionnés ces opérations peuvent être exécutées sans démontage d'élément de tuyauterie et même sans décompression préalable, grâce à un sas, ce qui présente un intérêt appréciable dans le cadre de l'exploitation pour les vérifications périodiques diaphragme**.[1]**

I.7.1.2.Eléments primaires

L'élément primaire est composé du diaphragme, du porte-diaphragme et des branches amont et aval. **[2]**

- **Diaphragmes**

Le diaphragme, appelé aussi « plaque à orifice » est l'organe déprimogéne le plus courant en raison de sa simplicité de construction, de sa facilité de fabrication, donc de son faible prix de revient, enfin, de son interchangeabilité, avantage non négligeable en exploitation .

Il consiste en une plaque mince, percée d'un orifice circulaire dont le centre coïncide avec celui de la conduite et dont l'arrête amont forme un angle droit à bord vif (Figure.I.3). **[1]**

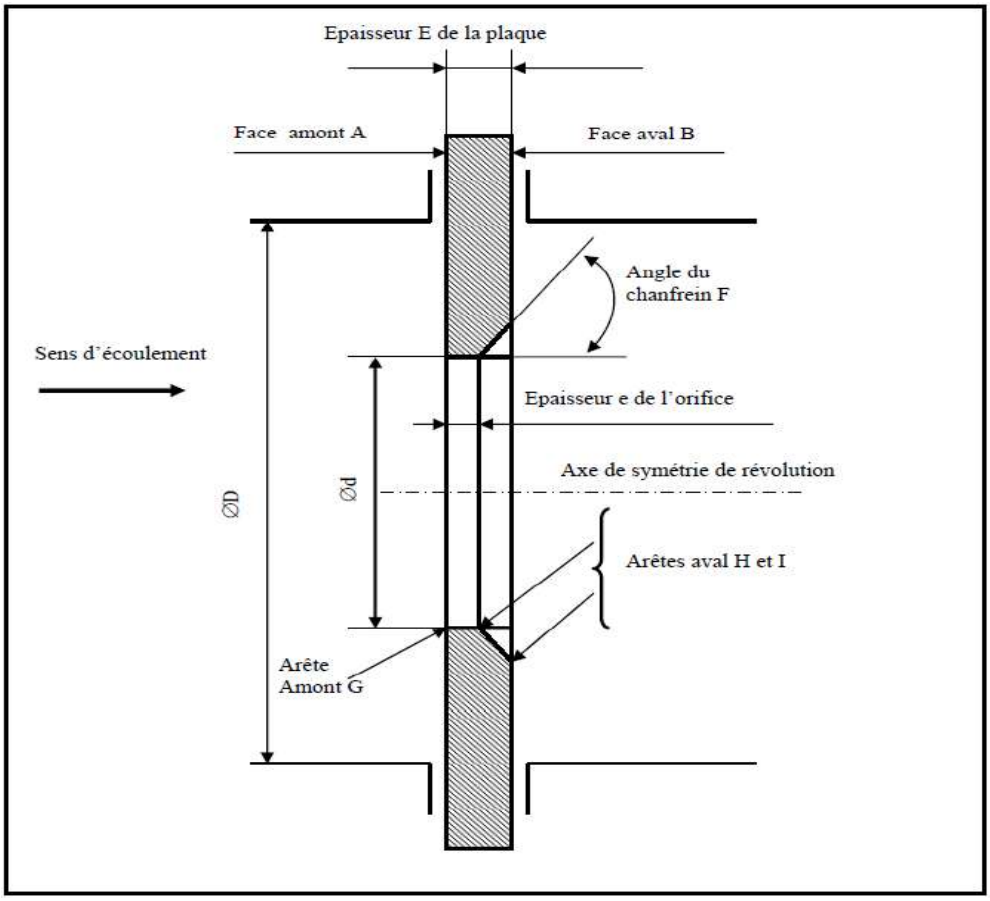


Figure. I.3 : Plaque de diaphragme normal

- **Tubes de venturi**

Le tube de Venturi est constitué principalement par troncs de cône réunis par leur petite base, formant ainsi un étranglement. La partie la plus étroite est dénommée col (Figure. I.4).

Son prix de revient est nettement plus élevé que celui d'un diaphragme, vis à vis duquel il présente notamment les avantage suivants : perte de pression plus petite, ce qui peut être avantageux pour les débits importants accompagnés de pressions peu élevées, longueurs droites requises en amont et en aval plus petites . **[1]**

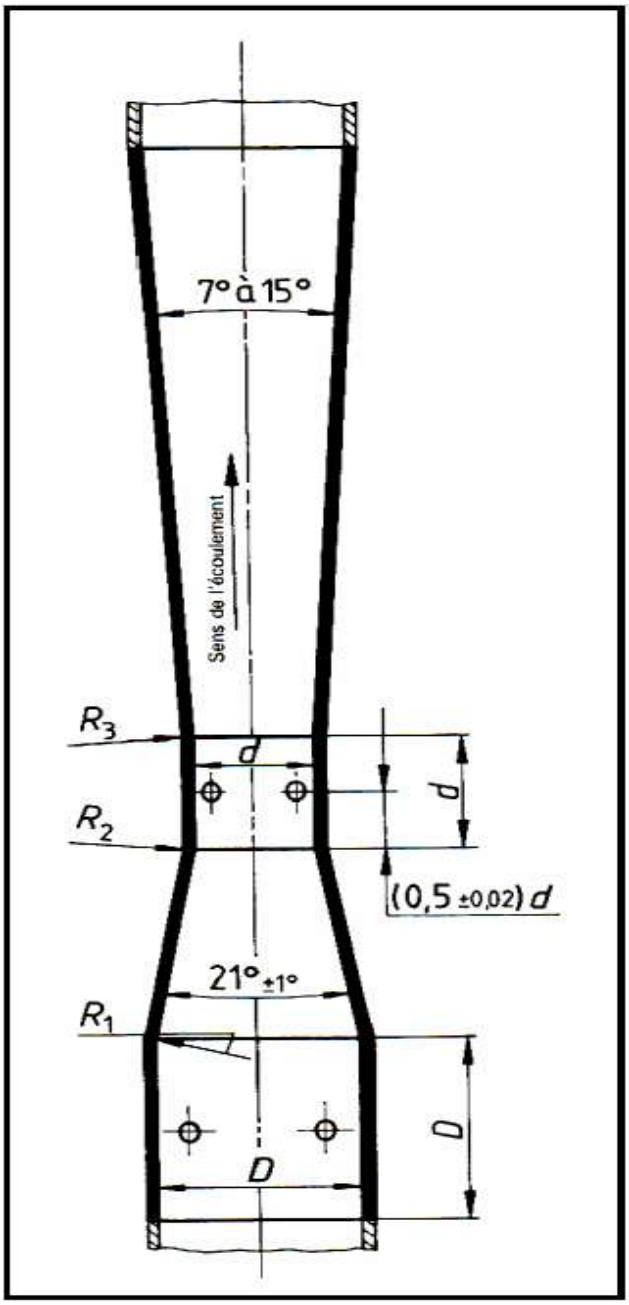


Figure.I.4 : Tube de venturi classique

- **Tuyères**

Malgré son encombrement modeste et la simplicité de sa conception, la tuyère revient un peu plus cher qu'un diaphragme à cause d'un usinage plus complexe. On l'utilise de préférence à ce dernier dans le cas de fluides corrosifs ou érosifs susceptibles de détériorer le profil aigu de l'arête provoquant ainsi une erreur dans la mesure. La perte de pression qui est encore plus faible que celle provoquée par un tube de Venturi et est aussi un facteur à considérer.

Il existe deux types de tuyères normalisées : la tuyère ISA 1932 et la tuyère à long rayon e (Figure. I.5) et (figure. I.6).

Si l'on ajoute un divergent tronconique à une tuyère, on obtient un «Venturi-tuyère », qui est un élément primaire qui présente à l'écoulement une moindre perte de pression qu'un diaphragme ou une tuyère (Figure. I.7). **[1]**

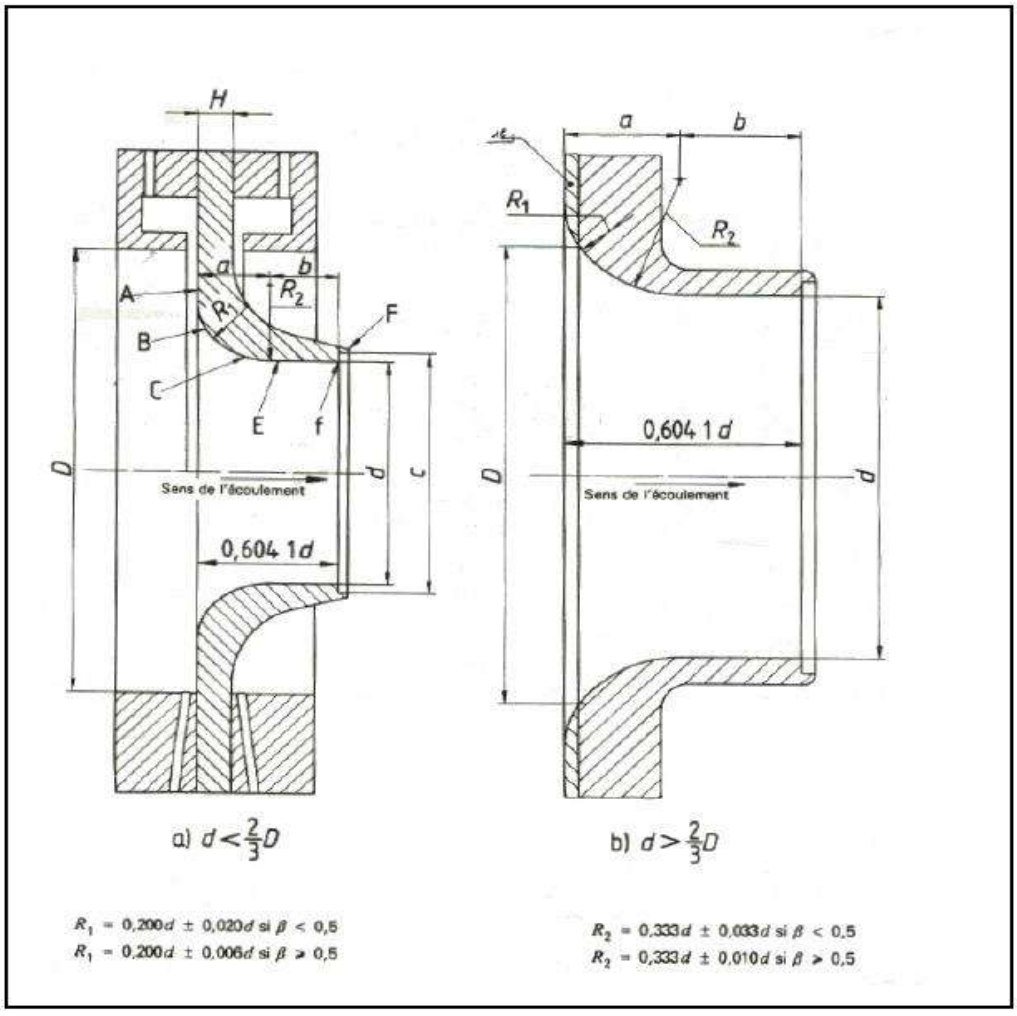


Figure.I.5 : Tuyére ISA 1932

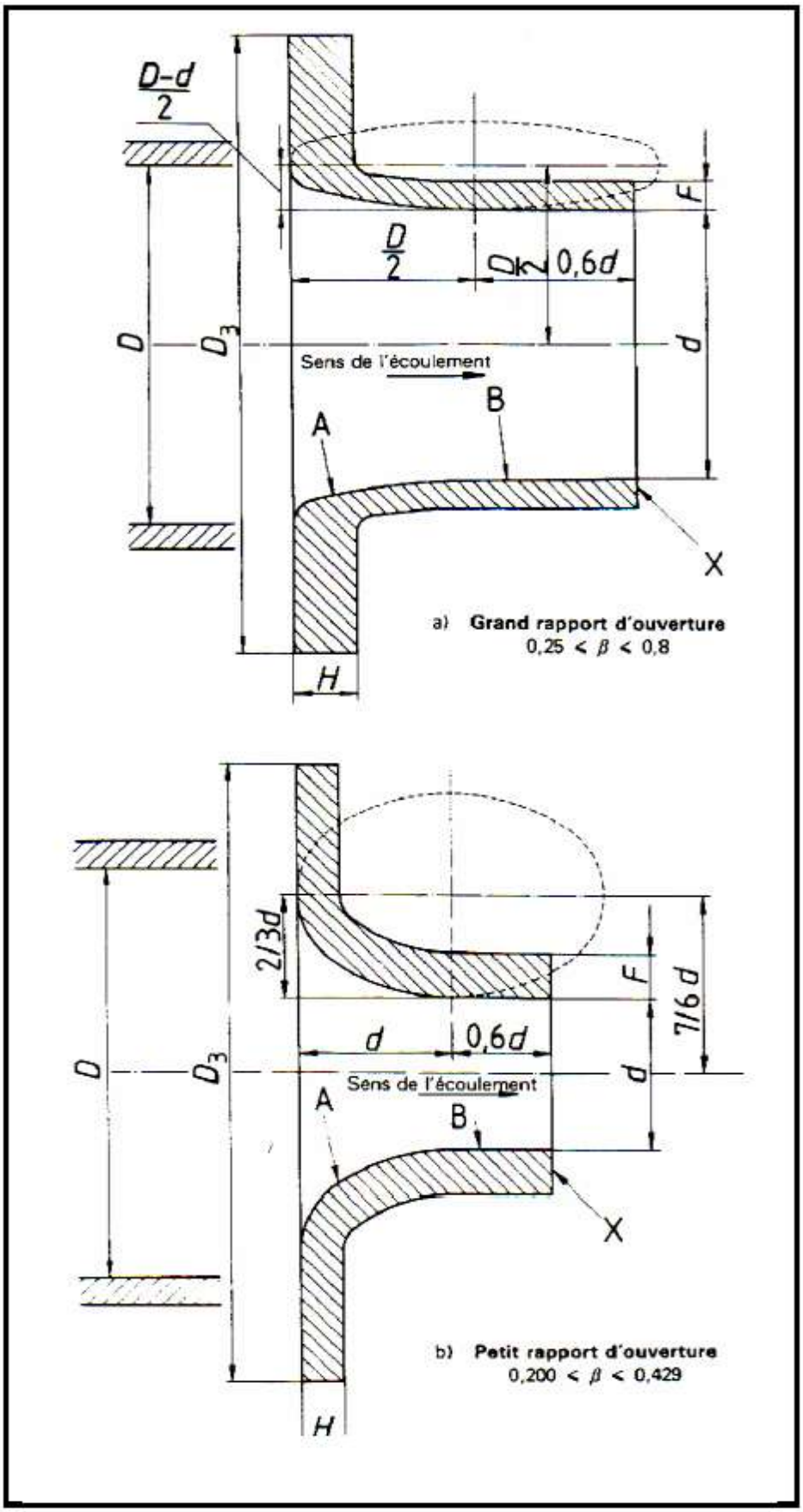


Figure.I.6 : Tuyére à long rayon

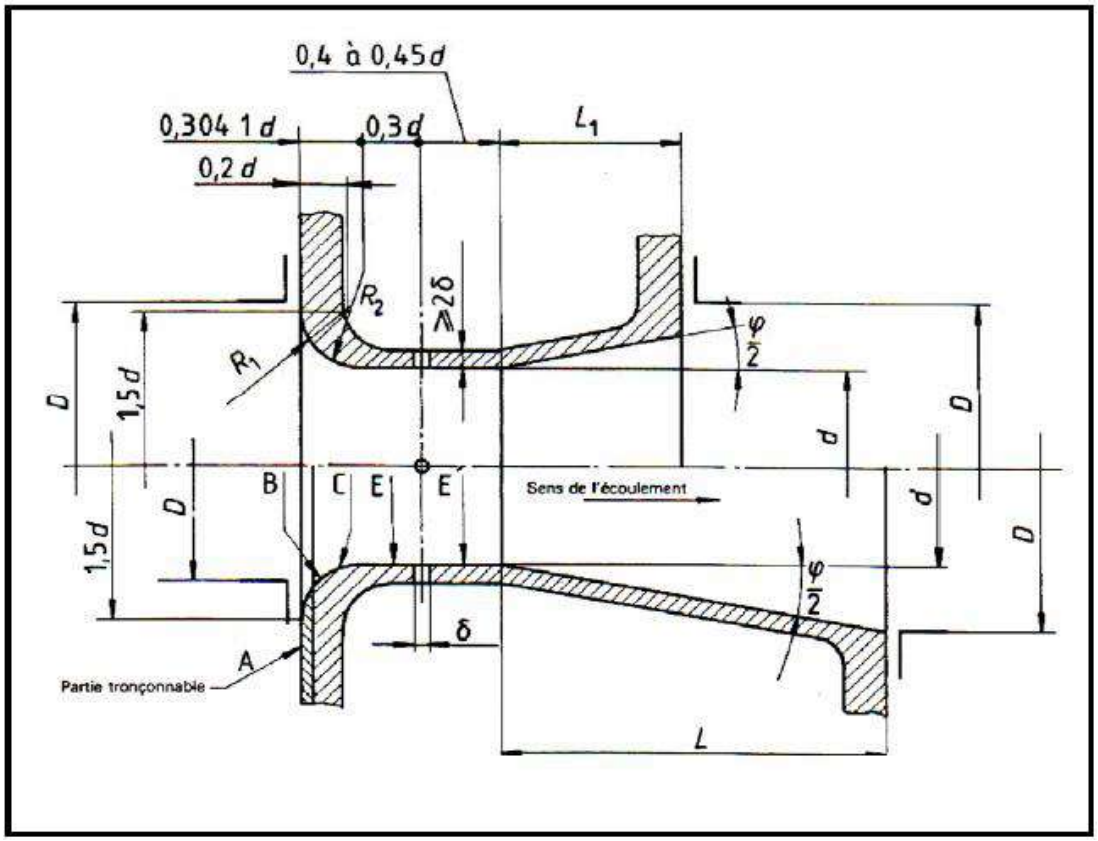


Figure.I.7 : Venturi-tuyére

I.7.2.Compteurs à pistions rotatifs

I.7.2.1. Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Dans le compteur à pistons rotatifs (compteurs Schlumberger), deux pistons à deux pales tournent dans une enveloppe formée de deux demi-cylindres de même diamètre et de même axe que les pistons.

Ces deux demi-cylindres font partie du carter qui comprend également les tubulures d'entrée et de sortie du gaz.

Les sections terminales du carter sont fermées par des plaques parfaitement dressées afin de réduire le jeu existant entre elles et les pistons, et par suite le passage du gaz non mesuré.

Les mobiles sont conjugués entre eux, la continuité du mouvement étant assurée par deux engrenages placés en bout d'arbre.

Le profil des pistons est tel qu'ils restent constamment tangents l'un à l'autre d'une part, à l'enveloppe d'autre part.

Pour chaque tour complet d'une pale, le piston passe deux fois dans la position verticale, fermant ainsi deux volumes A entre lui-même et l'enveloppe.

Le volume A est parfaitement défini puisqu'il est limité par les surfaces invariables du piston et de l'enveloppe.

Il s'ensuit que le volume cyclique du compteur est égal à 4 fois le volume A**. [2]**

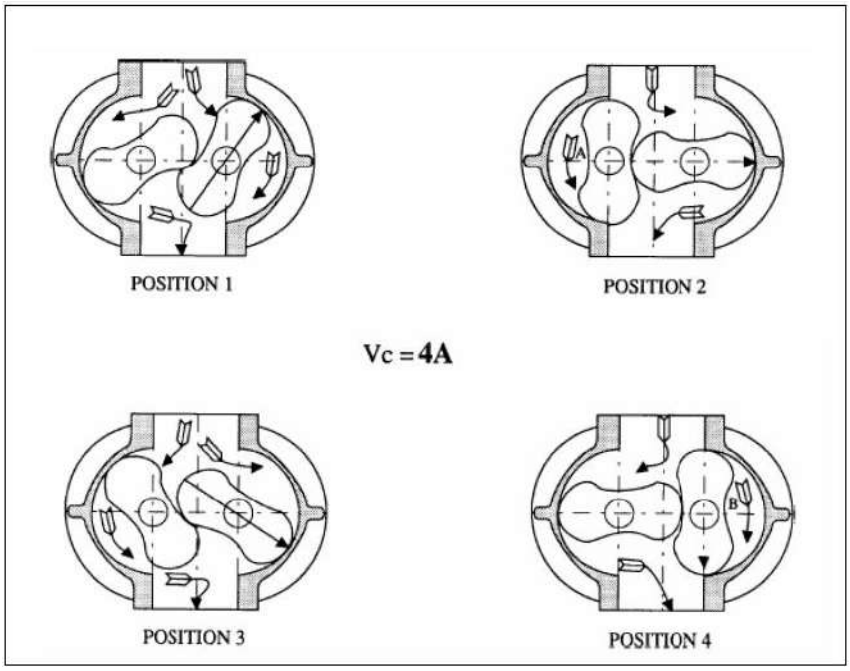


Figure.I.8 : Compteur à pistons rotatifs
« Différentes formes de pistons peuvent être utilisées : oblique, creuse ou ovale »

Dans ce type de compteur l'étanchéité entre les mobiles d'une part et entre le corps et les mobiles d'autre part n'est pas parfaite.

Il existe donc un débit de fuite. L'étalonnage du compteur en usine permet de pallier ce défaut.

I.7.2.2.Caractéristiques

- **Calibre**

La désignation réglementaire d'un compteur est composées de la lettre G suivie d'un nombre caractéristique de son calibre: 10,16,25,40,65, avec leurs multiples par 10.

Le débit maximal du compteur est égal au nombre de la désignation du compteur immédiatement supérieur. Par exemple, G160 correspond à un débit réel maximal de 250 m^3/h.

On trouve des compteurs à pistons rotatifs du G16 au G1600. **[3]**

Désignation G	Débit maximal $Q_{max}(m^3/h)$
16	25
25	40
40	65
65	100
100	160
160	250
250	400
400	650
650	1000
1000	1600
1600	2500

Tableau.I.1 Désignation des compteurs

- **Dynamique**

La dynamique est définie comme le rapport du débit maximal (Q_{max}) au débit minimal d'exactitude (Q_{min}). Elle est généralement égale à 20, et peut être portée dans certains cas à 60.

Elle est fonction essentiellement de l'importance des jeux entre les pistons et l'enveloppe. **[3]**

- **Erreur admissible**

Pour les compteurs à piston rotatifs, l'erreur maximale doit être comprise dans le cas d'une vérification primitive entre:

± 2% de la mesure de débit entre Q_{min} et $0{,}2Q_{max}$,

± 1% de la mesure de débit entre $0{,}2Q_{max}$ et Q_{max} et, dans le cas d'une vérification

Périodique, entre :

± 4% de la mesure de débit entre Q_{min} et $0{,}2Q_{max}$,

± 2% de la mesure de débit entre $0{,}2Q_{min}$ et Q_{max}.

Le constructeur élabore lors de la vérification primitive de chaque appareil une courbe d'erreur dont l'allure est la suivante:

- **Pression maximale de service**

Les limites d'utilisation en pression des compteurs à pistons rotatifs sont fixées par la quantité de leur enveloppe et réglementation: 40,10, 16, 25, 70, 80 bar, selon qu'il s'agit de fonte ordinaire, d'alliage d'aluminium, de fonte GS (ductile ou graphite sphéroïdal) ou d'acier. La fonte étant cassante mais moins chère que l'acier, on lui préféra ce dernier chaque fois que les impératifs budgétaires le permettront. **[3]**

I.7.3.Compteurs à ultrasons

I.7.3.1Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Les mesures de compteurs à ultrasons la différence de temps nécessaire pour que les ondes sonores de voyager dans le gaz flux entre les transducteurs amont et en aval appariés.

Ultrasons impulsions sonores sont lances respectivement (voir la Figure.I.9) , leur temps de transit est mesuré, et la différence peut être liée à la vitesse de l'écoulement dans le tuyau.

Les débitmètres à ultrasons ont des chemins d'ondes sonores de plusieurs à travers le gaz dans la conduite.

Algorithmes sont utilisés pour calculer la vitesse moyenne d'écoulement et déterminer si tourbillon ou de la turbulence est présente. Le débit volumétrique réel est calculé à partir de la vitesse moyenne et le diamètre interne de l'appareil.

L'ordinateur de débit convertit le débit volumétrique effectif débit volumétrique chez Standard .

Conditions et débit d'énergie utilisant des données provenant de capteurs et de gaz pression et de temperature des données de qualité. **[6]**

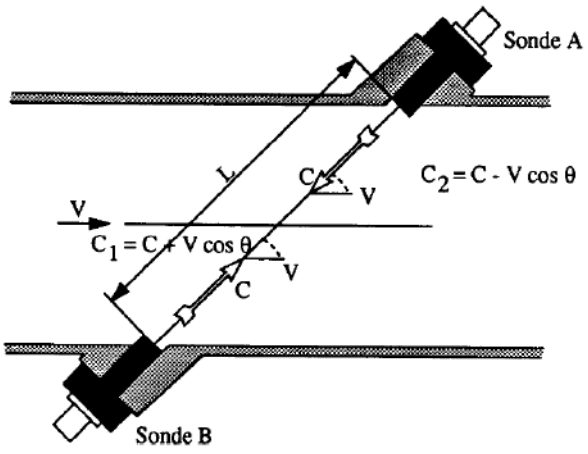


Figure.I.9: Compteur à ultrasons

I.7.4.Compteurs à tourbillions

I.7.4.1.Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Le principe de ces appareils consiste à créer dans le flux de gaz des tourbillons (ou vortex) dont on mesure la fréquence. Cette fréquence est liées à la vitesse moyenne de l'écoulement, donc au débit du gaz. **[3]**

I.7.4.2.Compteur a precession de tourbillons (Figure.I.10)

Un mouvement giratoire forcé est développé par un aubage directeur à l'entrée de l'appareil qui concentre le gaz en une veine et met en rotation autour de l'axe de mesure . On montre que la relation entre la fréquence de passage des spires du tourbillon et la vitesse du gaz est linéaire. Le système de comptage est réalisé par mesure de la variation de pression ou de température due au passage du tourbillon. La précision de tels appareils est de l'ordre de 1 à 2% du débit mesuré. **[3]**

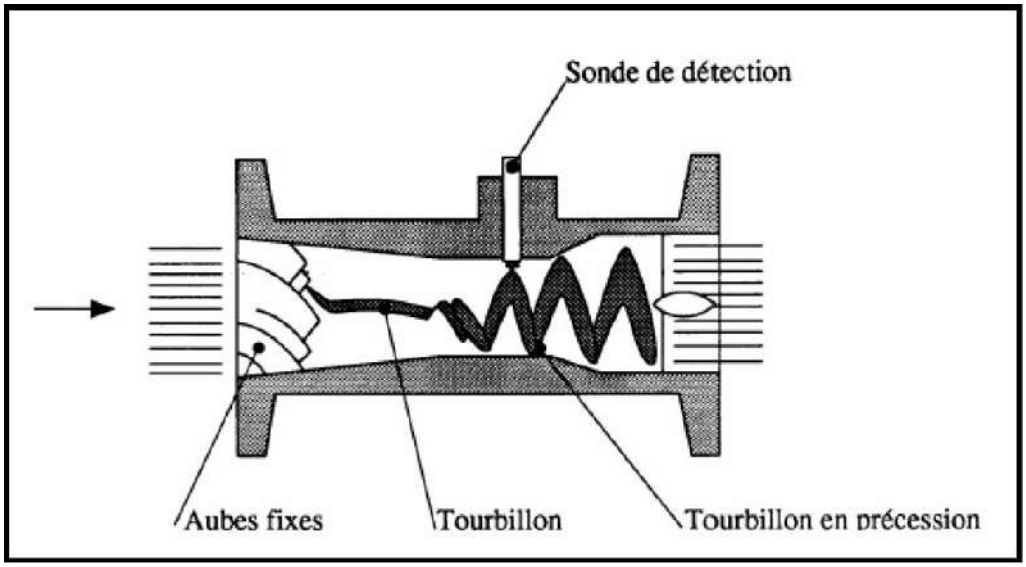


Figure.I.10: Compteur a précession de tourbillons

I.7.4.3.Compteur a effet vortex

Des vortex ou tourbillons sont présents dans un fluide (liquide ou gaz) lors d'un écoulement turbulent. Ces vortex qui engendrent des variations de pression et de vitesse au sein du liquide apparaissent à une fréquence qui dépend directement du débit du fluide.

Il existe différents types de débitmètres à vortex, ceux-ci font tous appel au même principe de fonctionnement. **[4]**

- **Principe**

Un obstacle est placé au centre de la canalisation, souvent une barre droite perpendiculaire à l'axe de l'écoulement.

Il en résulte un oscillation périodique du fluide, comme un drapeau qui flotte au vent , dont l'écoulement est perturbé par la hampe.

En aval de l'obstacle se crée donc des tourbillons qui engendrent localement des variations de vitesse et de pression :

On mesure alors la vitesse (à l'aide d'un détecteur à effet thermique) ou la pression (à l'aide d'un piézoélectrique) ,la fréquence de leurs variations est proportionnelle au débit volumique . **[4]**

I.7.5.Compteurs a soufflet

I.7.5.1.Rappel du Principe de la méthode de mesurage

La (Figure.I.11) ci-dessous illustre le fonctionnement d'un compteur sec à soufflets à distribution par tiroirs (compteurs Schlumberger, Magnol). L'organe de mesure appelé "*boîte à soufflet*" est une caisse indéformable divisée en deux enceintes par une cloison mobile constituée d'un soufflet étanche au gaz. Par un tiroir de distribution, l'une des chambres de mesure est mise en communication avec le gaz entrant dans le compteur et l'autre avec la tubulure de sortie ; pendant le déplacement du soufflet, l'une des chambres de mesure se vide pendant que l'autre se remplit. Lorsque le soufflet arrive à fin de course, par le jeu du tiroir de distribution, la chambre de mesure, qui vient de se remplir est isolée du gaz d'entrée puis mise en communication avec la tubulure de sortie ; le soufflet repart donc en sens inverse. Chaque appareil est constitué par deux boîtes à soufflet placées en parallèle et dont le fonctionnement est décalé d'un quart de cycle pour éviter les points morts ; le volume cyclique est donc égal à 4 fois le volume balayé par un soufflet dans sa course. Le mouvement alternatif des soufflets est utilisé pour commander, d'une manière continue, d'une part, grâce à une démultiplication Convenable, le dispositif indicateur, et d'autre part les tiroirs de distribution. **[2]**

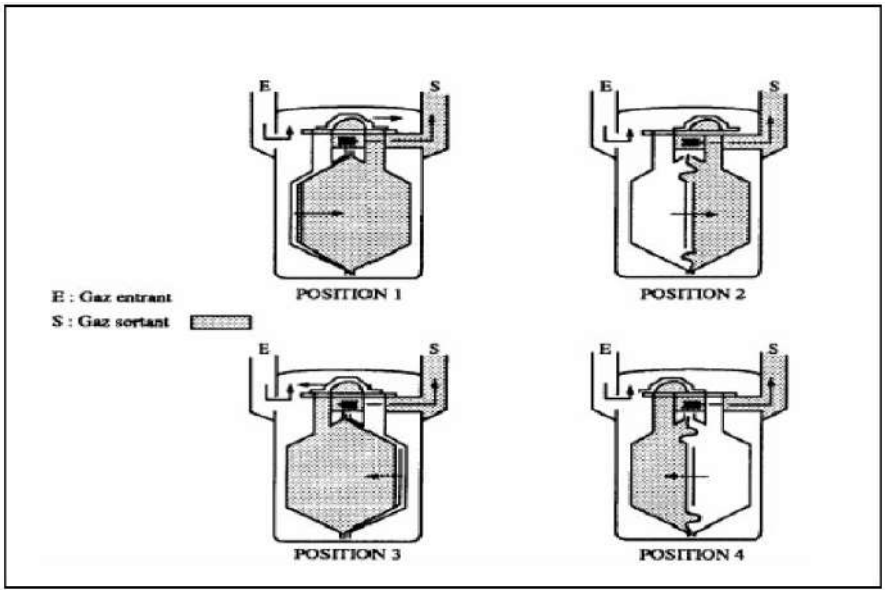


Figure. I.11: Fonctionement d'un compteur à soufflet

I.7.6.Compteurs à turbine

I.7.6.1. Rappel du Principe de la méthode de mesurage

C'est un compteur de vitesse qui fonctionne grâce à l'énergie cinétique du gaz qui le traverse. Le capteur est constitué d'une roue à aubes (à profil hélicoïdal) libre en rotation et centrée dans une section de canalisation (Figure. I.12).

Le gaz pénètre dans le compteur d'écoulement qui:

- régularise le front de vitesse,
- éviter une rotation de la veine gazeuse,
- accélère la vitesse du gaz en le répartissant sur la périphérie de la canalisation où se situent les aubes de la turbine.

Le gaz provoque la rotation de la roue. La vitesse angulaire de la turbine est proportionnelle à la vitesse moyenne du gaz traversant le compteur sous réserve des conditions suivantes:

- le débit da gaz présente pas de variation brutales.
- les frottements mécaniques au niveau de la turbine sont faibles.
- les aubes sont en bon état et ont un dessin en hélicoïde. **[1]**

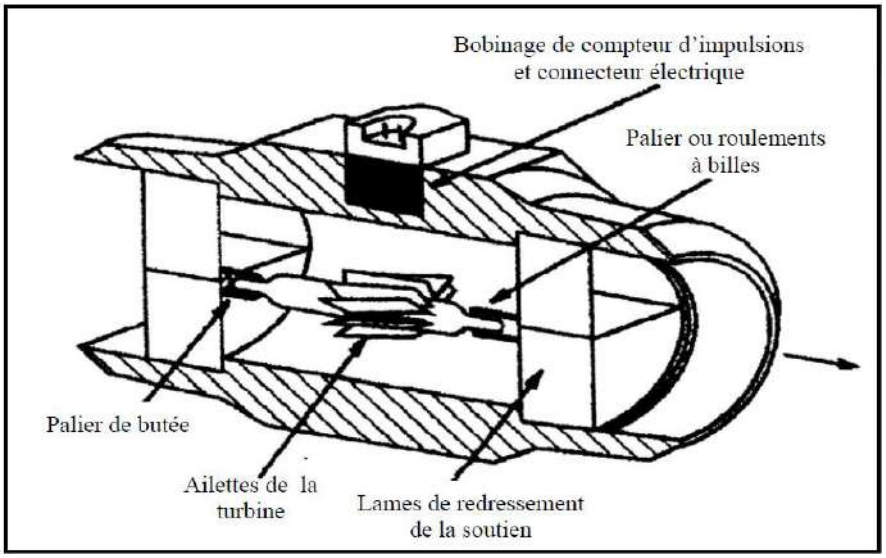


Figure. I.12 : Compteur à turbine

En aval de la turbine, un diffuseur permet le ralentissement du gaz avec un minimum de perte de charge.

Un train d'engrenage transmet la rotation de la turbine au totaliseur d'affichage des débits (proportionnels au nombre de tours de la roue).

Sur les modèles actuels un accouplement magnétique est inséré dans la chaîne cinématique pour éviter les fuites de gaz. **[1]**

I.7.6.2.Plage de mesure et précision

La plage de fonctionnement de ce type de compteur est relativement large. Un même compteur peut être utilisé pour une gamme allant du débit minimal (Q_{min}) à un débit maximal ($Q_{max}=20Q_{min}$). Les compteurs sont classés en calibre selon le débit maximal qu'ils peuvent mesurer. Comme pour les compteurs à pistons, la désignation réglementaire est composée de la lettre G suivre d'un nombre calibre: 40, 65, 100, 160, 250 et les nombres obtenus en multipliant ces derniers par 10 ou 100. Le calibre maximal pour les compteurs à turbine est G 16000,.

Les débits mesurables par un compteur se déduisent de son calibre par les relations suivantes:

Q_{min}=0,08. Calibre (en m^3/h) Q_{max}=1,6. Calibre (en m^3/h).

1,6 étant le pas de la progression géométrique qui relie les calibres, on en déduit aisément que le débit maximal d'un compteur G40 est de 65 m^3/h. Il en est de même pour les calibres supérieurs. **[1]**

I.7.7.Compteur à effet coriolis

I.7.7.1.Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Lorsqu'un objet est soumis à la fois à une rotation et à une translation il subit une accélérationdite de Coriolis :

$$a_c = 2\omega \Lambda v_t \qquad (I.5)$$

Où ω est le vecteur de rotation et vt le vecteur vitesse de translation.

Cette objet subit donc une force dite de Coriolis

$$F_c = ma_c = 2m\omega \Lambda v_t \qquad (I.6)$$

Le débitmètre met en oeuvre un système qui mettra en rotation une portion de masse m du liquide qui s'écoule dans la canalisation. La connaissance de la vitesse de rotation ω et la mesure nous permettent alors d'accéder directement à mvt puis à la valeur du débit massique. **[4]**

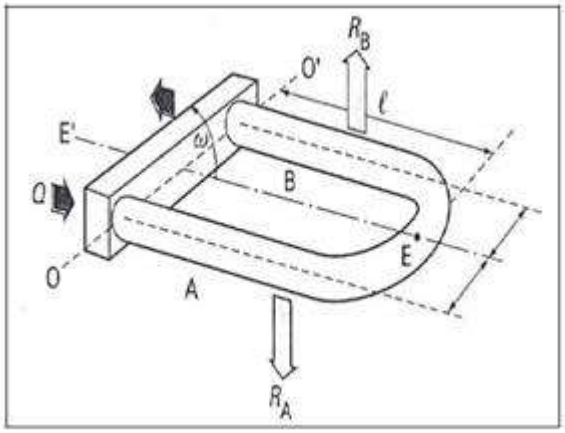


Figure. I.13: Compteur à effet coriolis

- **Etendues de mesure et conditions de service**

- vitesse du fluide de 0,1 à 10 $m.s^{-1}$
- diamètre de 3 à 200 mm
- erreur sur la masse volumique de 2 10^{-3} à 5 10^{-4} $g.cm^{-3}$
- dynamique de mesure de 1 à 50 voir de 1 à 100 (au dépend de la précision) **[4]**

I.7.8.Compteur massique thermique

La débitmétrie massique thermique s'est fait une spécialitédes faibles débits de gaz. Là où toutes les autres technologies ont échoué. Elle a ainsi conquis plein de petites niches dans plein de grands secteurs. elle a aussi su se développer sur d'autres applications comme celui des liquides ou des plus forts débits gazeux. mais attention, la mesure n'est pas aussi simple qu'on voudrait bien le dire. elle demande un savoir-faire de la part des fournisseurs et des précautions pour l'utilisateur, aussi bien au niveau de l'étalonnage que des conditions de service. **[5]**

I.7.8.1.Rappel du Principe de la méthode de mesurage

Le débit masse (Φm) d'un gaz est fonction de la chaleur spécifique (Cp) de ce gaz ainsi que de la différence de température (ΔT) mesurée aux bornes du capteur.

$$\Delta T = k.Cp.\Phi m \qquad (I.7)$$

K : un facteur de conversion de gaz (k)

Connaissant la valeur de Cp, une solution technique pour déduire le débit massique est illustrée par la figure ci-contre. Le tube de mesure comprend deux sondes de température placées l'une en amont (T1) et l'autre en aval (T2) d'un élément chauffant qui amène le fluide à une température fixé par le fournisseur (souvent une trentaine de degrés au-dessus de la température ambiante).

Lorsque le débit est nul, T2 = T1. Lorsque le débit augmente, T1 décroît avec le débit de manière linéaire (pour les débits faibles). T2 augmente linéairement tant que le débit est Limité. **[5]**

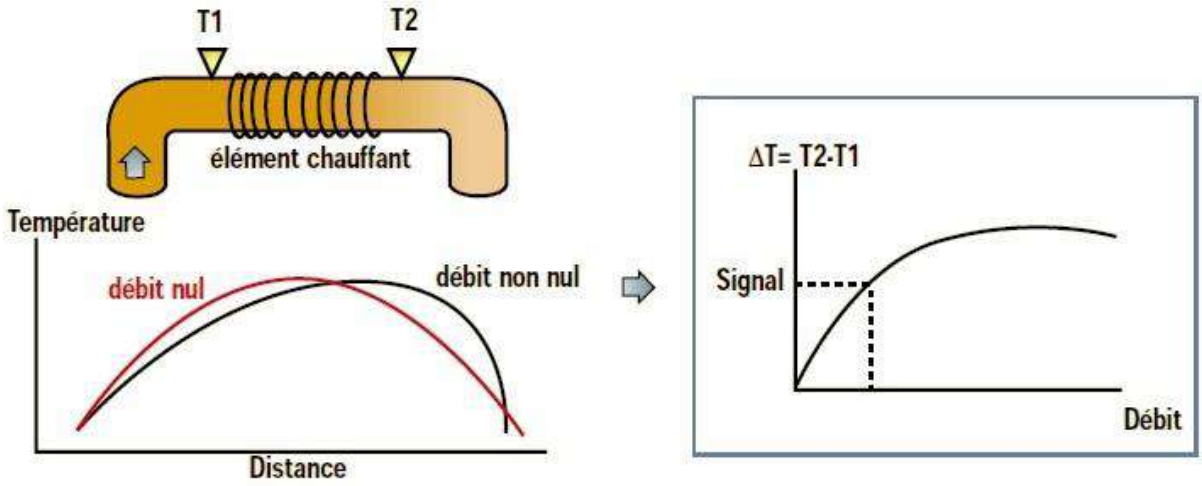


Figure. I.15 : Capteur thermique à capillaire

- **Principales caractéristiques**

Mesure massique de gaz ou liquides propres et secs sur des débits faibles

Le fluide doit avoir une composition constante

Diamètres de conduite de 2 à 50 mm (ou plus)

Tranquilisateur de fluide intégré

Pas de longueurs droites amont et aval requises

Incertitude de mesure typique : ± 1 % de la pleine échelle **[5]**

- **Facteurs de conversion de gaz**

Un débitmètre massique est généralement étalonné par le fournisseur avec de l'air ou avec un gaz neutre comme de l'azote ou de l'argon. S'il est utilisé avec un autre gaz, il est alors nécessaire d'apporter, dans le calcul du débit, un facteur de conversion de gaz (K). **[5]**

$$\textbf{Facteur K} = \frac{\textbf{Cp gaz de référence}}{\textbf{Cp gaz utilisé}} \qquad \text{(I .8)}$$

Conclusion

La nature des fluides transportés, le type des débits mesurés, la précision de mesure ainsi que les conditions d'installation et de service sont tous des critères qui ont conduit à une utilisation de différents types de débitmètres, dont on peut citer les compteurs volumétriques, compteurs à organes déprimogènes …etc

Chapitre II

Caractéristiques physico-chimiques des gazs

Introduction

La détermination des quantités de gaz effectuée au niveau de station de comptage fait appel à la fois :

- à des mesures directes de paramètres : pression, température, densité, nombre de tours, composition…
- à des calculs réalisés à partir d'expressions algébriques qui font 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 en donnant, à titre d'exemple, quelques méthodes courantes de détermination de leur valeur, soit à partir d'abaques, soit à partir de corrélations.

II.1.TYPES DE GAZ NATUREL

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface. **[7]**

Ceci conduit à distinguer les types de gaz naturel suivants :

II.1.1.Gaz sec

ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, c'est à dire que les condition dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane. **[7]**

II.1.2.Gaz humide

Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane. **[7]**

II.1.3.Gaz à condensât

Formant une phase liquide dans le réservoir par condensation, au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit avec formation de liquide en surface, la phase condensée est riche en constituants lourds. **[7]**

II.1.4.Gaz associé

Coexistant dans le réservoir avec une phase huile (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et le gaz dissous.

Le tableau II.1 montre l'analyse de quelques gaz naturels produits dans différentes région du monde.

La teneur en éthane, propane, butane s'accroît dans les gaz associés que dans les gaz secs, qui sont caractérisés par une teneur élevée de méthane.

La gazoline composée essentiellement des hydrocarbures lourds comme les composés de pentane et de l'hexane dont leur condensation se passe dans les conditions normales et pratiquement inexistantes dans les gaz secs.

La teneur en impuretés : N2, CO2 et H2O se distingue beaucoup d'un gisement à l'autre **[7].**

	GAZ ASSOCIES							GAZ SECS		
Composition	Arabie Saoudite	Libye	Abu dabie	Kuwait	Venezuela	Hassi Messaoud	El agreb	Hassi R'mel	Abu Guise Egypte	hollande
Méthane	48,1	66,8	76,4	78,3	85,0	60,7	38,8	83,5	91,6	81,3
Ethane	18,6	19,4	8,1	12,6	8,0	23,1	25,5	7,9	4,9	2,9
Propane	11,7	9,1	4,7	5,1	4,4	12,2	20,3	2,1	1,4	0,4
Butane	4,6	3,5	2,6	0,6	2,0	2,4	9,5	1,0	0,6	0,2
Gasoline	2,9	1,2	1,8	0,8	-	-	3,2	-	0,1	-
Azote N_2	0,3	-	0,3	-	0,4	-	-	5,3	0,4	14,3
CO_2	11,1	-	4,4	1,6	0,2	1,5	2,7	0,2	1,0	0,9
H_2O	2,7	-	1,7	0,1	-	-	-	-	-	-
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tableau II.1 : L'analyse de quelques gaz naturels produits dans différentes régions du monde.

II.2.CARACTERISTIQUES DE GAZ NATUREL

Au stade final de son exploitation, les gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes : **[7]**

II.2.1.Densité d'un gaz

Pour un gaz la densité est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de pression. **[7]**

Commençons par trouver les densités des gaz. Pour ce faire, nous devons calculer la compressibilité des gaz. Passons en revue quelques lois fondamentales. D'abord, nous avons la loi des gaz parfaits:

$$PV = RT \qquad \text{(II.1)}$$

Pour une mole de gaz. Cette loi est une combinaison de la loi de l'ancien Boyle et la loi de Charles. Il suppose que les molécules occupent pas d'espace et n'ont pas des forces d'attraction. Elle se applique à de basses pressions et quand composés sont loin de leurs températures de condensation.

Une autre loi que nous utilisons beaucoup est une forme de la loi de Dalton ou la loi solution idéale. Autrement dit, la somme de la fraction molaire de chaque composé présent multiplié par la propriété physique de chaque composé pur dans les conditions du système donne la valeur de la propriété physique à l'état du système. Cette loi est utilisée considérablement.

La loi des gaz parfaits n'est pas trop applicable aux hydrocarbures légers et leurs fluides associés. Il est nécessaire d'utiliser des équations plus raffinés. Il existe deux méthodes générales de corriger l'équation loi des gaz parfaits:

1. En utilisant une équation élargie de l'état
2. En utilisant un facteur de correction dans l'équation PV = RT

Ou :

$$PV = nRT \qquad \text{(II.2)}$$

Cette méthode est très utilisée dans les travaux d'hydrocarbures légers. Cependant, les équations d'état viennent plus dans l'utilisation en raison de la disponibilité des ordinateurs**.[8]**

Pour un gaz réel elle a pour expression:

$$S = \frac{\rho_{Gaz}}{\rho_{Air}} = \frac{M_m}{M_{Air}} * \frac{Z_{Air}}{Z_{Gaz}} \qquad \text{(II.3)}$$

Pour éviter des résultats disparates, il est vivement recommandé d'utiliser la densité définie aux conditions de base usuelles qui peuvent être les conditions standard suivantes :

Pression : 101,325 kPa Température : 15°C

Air de référence : air sec.

Dans ces conditions le facteur de compressibilité de l'air a pour valeur :

ZAir sec (101,325 kPa, 15°C)*=0,99959*.

Et la masse molaire de l'air sec a pour valeur :

MAir sec=28,964 kg/kmol.

Aux conditions standard la densité d'un gaz réel a pour expression :

$$S = \frac{1}{28.97} * \frac{M_m}{Z_{Gaz}} \qquad \text{(II.4)}$$

ZGaz : Facteur de compressibilité du gaz aux conditions standard (101,325 kPa, 15°C) **[3]**

II.2.2.Viscosité dynamique

Une autre propriété importante est la viscosité. Il est défini par:

$$\mu = \frac{contrainte\ de\ cisaillement}{Taux\ de\ Cisaillement} \qquad \text{(II. 5)}$$

Il se agit du frottement interne dans un fluide qui réduit l'écoulement de fluide. La viscosité est mesurée normalement en unités métriques de centipoises. Multiplier par $6.72*10^{-4}$ à convertir en unités britanniques. **[8]**

La corrélation proposées pour déterminer la viscosité des gaz : Herning et Zipperer,Lee et autres.

La corrélation de Lee est la plus récente et la plus simple à utiliser. Corrélation de Lee.al:

$$\mu = k * 10^{-4} e^{(X*\rho^Y)} \qquad \text{(II. 6)}$$

Avec : $k = \frac{(22.7+0.05m)T^{1.5}}{209+19m+1.8T}$ (II. 7)

$$x = 3.5 + \frac{548}{T} + 0.01M_m \qquad \text{et} \qquad y = 2.4 - 0.2x$$

Le terme K , x ,et y sont exprimer par des relations empirique on fonction de la température et la masse molaire du gaz naturel considéré .

μ: viscosité en M.Pas
T : température absolue en Kelvin (K)
ρ: Masse volumique en kg/m^3
M_m : Masse molaire moyenne en kg/kmol **[3]**

II.2.3.Masse molaire d'un gaz

La masse molaire d'un gaz est la somme des produits des masses molaires des éléments qui constituent le gaz par les fractions molaires de chaque constituant .

$$M_m = \sum_{i=1}^{N} Y_i \; M_i \qquad \text{(II.8)}$$

La masse molaire des constituants « i » présents dans le gaz naturels est donnée dans le Tableau II.2.

La fraction molaire d'un constituant « i » est égal à son pourcentage molaire dans le mélange, divisé par 100. **[1]**

Constituant		Formule	Masse moléculaire	Masse vol .liquide kg/m³ 101.325 kPa, 15°C.	Point d'ébullition °C Sous 101.235kPa (abs)	Constantes critiques			Facteur de compresssibilité Z 101.325 Kpa (abs), 15°C	Chaleur spécifique 101.325 Kpa (abs), 15C		Pouvoir calorifique		
						Pression KPa (abs)	Température °K	Volume massique m³/kg		Gaz parfait	Liquide		inférieur	supérieur
Méthane	CH_4	16.043	300	-161.52	4604	190.55	0.00617	0.9981	2.204	---	MJ/m³ Gaz parfait 101.325 Kpa 15C	33.936	37.694	55.563
Ethane	C_2H_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_3H_8	44.097	506.7	-42.07	4249	369.82	0.00460	0.9810	1.635	2.476		86.256	93.972	50.387
n-Butane	C_4H_{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_4H_{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_5H_{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_5H_{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_5H_{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_6H_{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_6H_{14}	86.178	656.6	60.26	3010	497.45	0.00426	---	1.602	2.205		164.075	177.229	
3-Méthylpentane	C_6H_{14}	86.178	667.7	63.27	3124	504.4	0.00426	---	1.578	2.170		164.188	177.341	
Néohexane	C_6H_{14}	86.178	652.8	49.73	3081	488.73	0.00417	---	1.593	2.148		163.683	176.836	
2.3-Diméthylbutane	C_6H_{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_2O	18.015	998.0	100.00	22118	647.3	0.00318	----	1.862	4.191		0	1.879	

Tableau II.2 : Constituants physique des corps purs présents dans le gaz naturel

II.2.4.Masse volumique d'un gaz

La formule qui permet de calculer la masse volumique est la suivante :

$$\text{masse volumique} = \frac{masse}{volume} \text{ ou } \quad \rho = \frac{m}{V} \qquad \text{(II.9)}$$

La masse volumique s'exprime souvent en grammes par centimètres cubes (g/cm^3). **[9]**

Le cas pratique le gaz est reel**[1]**

$$\rho = \frac{P*M_m}{ZRT} \qquad \text{(II.10)}$$

II.2.5.Pouvoir calorifique

C'est la quantité dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (**j/m3**) **[7]**

Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

II.2.5.1.Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènes à la température ambiante, l'eau formée étant liquide. **[7]**

II.2.5.2.Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènes à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur. **[7]**

- **les densités des principaux gaz distribués en France**

Le gaz naturel est constitué essentiellement de méthane (CH4). Sa composition varie selon les gisements mais le gaz naturel distribué en France après mélange et traitement, présente des caractéristiques moyennes fixées dans le cahier des charges de concession.

Le tableau ci-dessous donne, pour les principaux gaz naturels les PCI et PCS, masse volumique et densité : **[9]**

Pouvoirs calorifiques, masse volumique et densité des combustibles gazeux*
(Température de référence : 0°C)

Nature du gaz	Pouvoir calorifique						Masse volumique normale	Densité / air	Pouvoir calorifique par unité de masse						Rapport PCI/PCS
	Supérieur			Inférieur					Supérieur			Inférieur			
	kWh/ m^3(n)	MJ / m^3(n)	th/ m^3(n)	kWh/ m^3(n)	MJ / m^3(n)	th/ m^3(n)	Kg / m^3(n)	-	kWh/ kg	MJ/ kg	Th/ kg	kWh/ kg	MJ / kg	th/ kg	—
Lacq[1]	11,3	40,6	9,7	10,2	36,6	8,7	0,74	0,57	15,3	55,1	13,2	13,8	49,6	11,9	0,90
Algérie (Fos)[1]	11,8	42,3	10,1	10,6	38,1	9,1	0,78	0,60	15,0	54,2	12,9	13,6	48,8	11,7	0,90
Algérie (Montoir)[1]	12,2	44,0	10,5	11,0	39,7	9,5	0,81	0,63	15,0	54,1	12,9	13,6	48,9	11,7	0,90
Mer du Nord[1]	11,4	41,1	9,8	10,3	37,1	8,9	0,82	0,63	14,00	50,3	12,0	12,6	45,4	10,9	0,90
Russie [1]	11,1	39,9	9,5	10,00	35,8	8,6	0,75	0,58	14,8	53,2	12,7	13,3	47,8	11,4	0,90
Groningue[2]	10,3	37,0	8,8	9,3	33,3	8,0	0,83	0,64	12,4	44,6	10,7	11,2	40,2	9,6	0,90
Propane commercial	27,5	99,0	23,6	25,4	91,4	21,8	1,98	1,53	13,9	50,00	11,9	12,8	46,1	11,00	0,92
Butane commercial	35,6	128,4	30,6	32,9	118,7	28,3	2,60	2,00	13,7	49,4	11,8	12,7	45,7	10,9	0,92
Air propané 7,5 kWh/m^3	7,5	27,0	6,4	6,9	24,9	5,9	1,47	1,14	Grandeurs non utilisées dans la pratique pour les mélanges air-GPL						0,92
Air propané 15,6kWh/m^3	15,6	56,1	13,4	14,4	51,8	12,4	1,68	1,30							0,92
Air butané 7,3 kWh/m^3	7,3	26,3	6,3	6,7	24,3	5,8	1,55	1,20							
Gaz de cokerie 5,5 kWh/m^3	5,5	19,9	4,7	4,9	17,7	4,2	0,56	0,44	9,7	35,2	8,4	8,7	31,3	7,5	0,89

*pour les gaz naturels, il s'agit de valeurs types prises dans la plage contractuelle à un instant donné
(1) Type H – (2) Type L

Tableau II.3 : principaux gaz naturels les PCI et PCS

II.2.6.Facteur de compressibilité

Le facteur de compressibilité Z, est défini comme le rapport du volume de gaz au volume réel des gaz parfaits.

Le gaz réel le volume et le volume de gaz parfaits est déterminé à la composition même température, la pression et le gaz. le vrai volume de gaz est mesuré le volume d'une masse donnée de gaz à une température et à la pression d'équilibre. l'idéal volume de gaz est un volume calculé à la même température, la pression et la composition du gaz comme mesurée volume. **[11]**

$$\left.\begin{aligned} Z &= \frac{V^{réel}}{V^{idéal}} \\ V^{réel} &= V_{T,P,n}^{mesuré} \\ V^{idéal} &= \frac{nRT}{P} \end{aligned}\right\} \qquad \text{(II.11)}$$

Là où

n = Nombre de moles (de masse)

$V_{réel}$ = Volume de gaz réel

R = Constante des gaz

$V_{idéal}$ = Volume des gaz parfaits

T = Température absolue

P = Pression, absolue

Z = Facteur de compressibilité

Une manière comparable à définir le facteur de compressibilité est

$$Z = \frac{P\underline{V}}{RT} \qquad \text{(II. 12)}$$

$\underline{V}$: est le volume molaire réel (inverse du volume molaire est la densité molaire).

Le facteur de compressibilité du gaz réel corrige le volume par rapport aux hypothèses de l'équation des gaz parfaits.

Un gaz réel qui se comporte comme un gaz parfait a une valeur de facteur de compressibilité de 1, cela se produit généralement à basse des pressions et des températures élevées.

Le graphique du facteur de compressibilité montre une large gamme de conditions de température et de pression. Chaque courbe est à température constante. La plage de température illustre le comportement du facteur de compressibilité de méthane conditions pour le gaz naturel liquéfié, le traitement du gaz, la surface exposée conditions de tuyaux, lignes de transmission, et bien les conditions.

La (Figure II.1) montre que le méthane est comprimée, les effets moléculaires de réduire le volume occupé par le gaz réel par rapport au volume des gaz parfaits, cet est à dire le vrai par rapport au volume idéal est inférieure à 1 pour eqn. 1. Il en résulte facteurs de compressibilité qui sont inférieures à 1. La quantité de compression dans le volume dépend de la substance chimique composant, la température et la pression. Comme la pression est encore accrue, les forces de répulsion entre les molécules commencé à dominer. Cela conduit à une inversion de la valeur et les résultats de facteur de compressibilité dans un élargissement du réel par rapport au volume idéal que la pression est encore augmentée. **[11]**

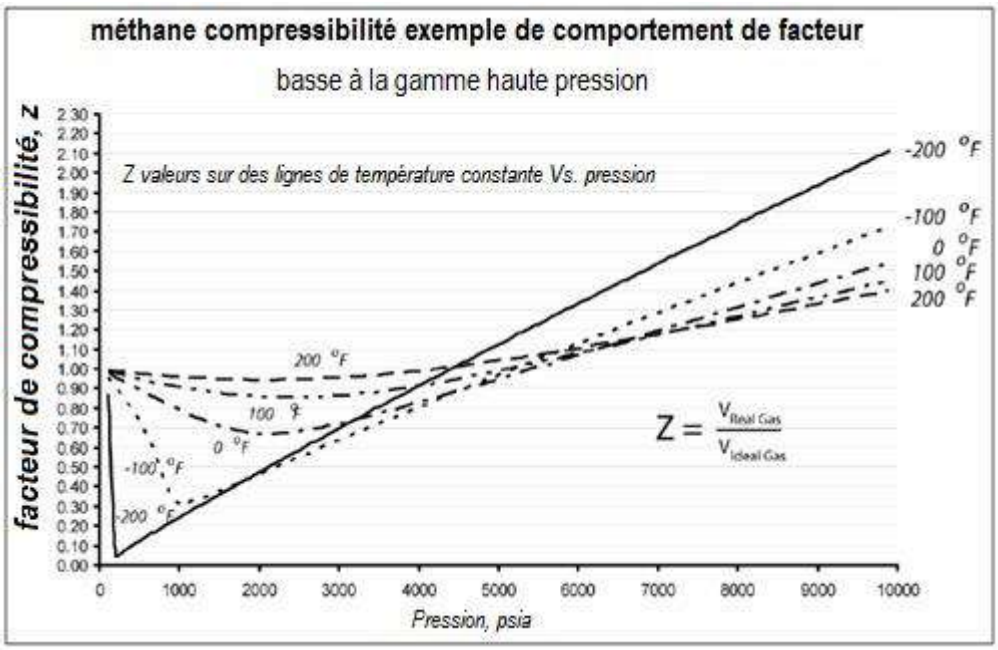


Figure. II.1 : Méthane exemple de facteur de compressibilité, faibles à haute pression.

La plupart des composants chimiques présents dans les mélanges de gaz naturel suivent le type général de comportement comme représenté sur la (Figure. II.1).

Le Tableau II.4 fournit mélange de gaz caractéristiques du fluide pour les calculs de facteur de compressibilité l'aide de l'AGA rapport No.8.

Quantité	Normal Range	Gamme élargie
Densité Relative	0.554 au 0.87	0.07 au 1.52
Calorifique supérieur	477 au 1150 Btu/scf	0.0 au 1800 Btu/scf
Calorifique supérieur	18.7 au 45.1 MJ/m3	0.0 au 66 MJ/m3
Le méthane (% mole)	45.0 au 100.0	0.0 au 100.0
azote	0.0 au 50.0	0.0 au 100.0
Dioxyde de carbone	0.0 au30.0	0.0 au 100.0
éthane	0.0 au 10.0	0.0 au 100.0
propane	0.0 au 4.0	0.0 au 12.0
butane	0.0 au 1.0	0.0 au 6.0
pentane	0.0 au 0.3	0.0 au 4.0
hexane	0.0 au 0.2	0.0 au Point de rosée
hélium	0.0au 0.2	0.0 au 3.0
hydrogène	0.0 au10.0	0.0 au 100.0
monoxyde De Carbone	0.0 au 3.0	0.0 au 3.0
argon	0.0	0.0 au 1.0
oxygène	0.0	0.0 au21.0
eau	0.0 au 0.05	0.0 au Point de rosée
sulfure d'hydrogène	0.0 au 0.02	0.0 au 100.0

Tableau II.4 : Mélange de gaz Caractéristiques pour A.G.A. Rapport n ° 8 Méthode

Pour obtenir un facteur de compressibilité de l'AGA Rapport n ° 8 les équations doivent être résolues sur un ordinateur par l'application de techniques itératives bien établies. Programmes informatiques pour calculer le facteur de compressibilité et la vitesse du son sont disponibles dans la norme. **[11]**

Par définition la pression pseudo-critique P_{pc} est déterminée par la relation :

$$P_{pc} = \sum y_i * P_{C_i} \quad \text{(II.13)}$$

La pression pseudo-réduite P_r par la relation :

$$P_r = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{(II.14)}$$

De même la température pseudo-critique T_{pc} est déterminée par la relation :

$$T_{pc} = y_i * T_{C_i} \quad \text{(II.15)}$$

La température pseudo-réduite T_r par la relation :

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{(II.16)}$$

P_{C_i} : Pression critique du constituant i en kPa .

T_{C_i} : Température critique du constituant i en K .

Y_i : Fraction molaire du constituant i .

P : Pression absolue du gaz en kPa .

T : Température absolue du gaz en K. **[8]**

II.2.7.Critères de qualité

Le gaz naturel doit correspondre à des exigences de qualité pour être transporté, distribué dans les meilleures conditions de sécurité des personnes et des ouvrages, la continuité des services et l'optimisation des performances chez l'utilisateur **[7].**

II.2.7.1.Point de rosée d'hydrocarbure pour gaz naturel

La technologie Michell du point de rosée des hydrocarbures fait usage du principe optique breveté du Dark Spot™, une technique radicalement différente de celle de tout autre système à miroir refroidi. La sensibilité du condensât, permet à l'analyseur de détecter les pellicules de condensât quasiment invisibles, caractéristiques des gaz d'hydrocarbures au point de rosée, grâce à leur faible tension superficielle et à leur aspect incolore.

La mesure précise et fiable de la teneur en humidité et du point de rosée des hydrocarbures revêt une importance fondamentale dans les mesures de la qualité du gaz dans les pipelines et les turbines à gaz. **[13]**

II.2.7.2.La teneur en H2S et SO2

Ces impuretés provoquent une corrosion acide de l'acier et de cuivre, H_2S et C_2O existants naturellement dans certains gaz.

On limite leur concentration dans le gaz pour rendre la corrosion négligeable. **[7]**

II.2.7.3.L'indice de Wobbe

L'indice de Wobbe (W) est une mesure de la quantité d'énergie délivrée à un brûleur par l'intermédiaire d'un injecteur. Ce est un indicateur de la compatibilité entre le gaz naturel fourni et le brûleur. Les appareils à gaz et les brûleurs sont normalement conçus et certifiés pour fonctionner dans une gamme de spécifications de qualité du gaz. L'indice de Wobbe est défini comme:

$$W = \frac{P_{cs}}{\sqrt{d_0}} \qquad \text{(II.17)}$$

où d est la densité relative du gaz naturel par rapport à l'air. En règle générale, une forte densité est plus difficile à accepter pour les brûleurs à gaz. Brûleurs plus âgés sont moins souples par rapport à la W acceptable par rapport aux modèles plus récents. Le W est exprimé en MJ par mètre cube de gaz ou d'autres unités comme décrit ci-dessus. **[14]**

II.2.8. Exposant isentropique

Une compression ou une détente de gaz est dite isentropique, dans le cas où au cours de cette opération, il n'y a pas:

- apparition de forces de frottement dans le gaz,
- échange de chaleur entre le gaz et le milieu extérieur.

Dans ces conditions, la forme différentielle de la loi de variation du volume massique du gaz en fonction de la pression se déduite de l'expression :

$$\gamma = \frac{C_P}{C_v} = -\frac{\left[\frac{\partial V}{\partial T}\right]}{\left[\frac{\partial P}{\partial T}\right]} * \frac{dP}{dv} \qquad (II.18)$$

Si au cours de la détente ou de la compression isentropique d'un gaz réel, la forme intégrée de la loi variation du volume massique en fonction de la pression est donnée par l'expression :

$$P.v^k = C^{te} \qquad (II.19)$$

Avec k exposant isentropique du gaz réel, sans dimension et de valeur constante dans l'intervalle de variation de la pression, on en déduit par identification avec l'expression différentielle ci-dessus que k peut être déterminé par la relation :

$$K = \frac{\gamma}{\frac{P}{V}\left[\frac{\partial V}{\partial P}\right]_T} \qquad (II.20)$$

Dans le cas où l'équation d'état est de la forme $P.v = Z.r.T$ avec $r = R/M_m$ cette relation devient :

$$K = \frac{\gamma}{1-\frac{P}{V}\left[\frac{\partial Z}{\partial P}\right]T} \qquad (II.21)$$

Pour un gaz parfait le facteur de compressibilité Z est constant et égal à un, quelle que soit la valeur de pression P. Il en résulte que l'exposant isentropique k s'identifie alors au rapport des chaleurs massiques γ .

On peut aboutir directement à ce même résultat par intégration de l'expression différentielle (II.19).

Pour cela, il suffit de remplacer dans celle-ci $\left[\frac{\partial V}{\partial T}\right] P$ et $\left[\frac{\partial P}{\partial T}\right] v$ par leur valeur

par leur valeur déterminée à partir de l'équation d'état $P.v = rT$.

L'intégration de la nouvelle expression s'effectue aisément en considérant que la valeur de γ reste constante dans tout l'intervalle de variation de la pression.

On aboutit ainsi à l'expression bien connue sous le nom de loi de *Laplace*:

$$P.v^{\gamma} = C^{te} \quad \text{(II.22)}$$

La combinaison de celle-ci avec l'équation d'état du gaz parfait permet d'en déduire la loi de variation de la température absolue du gaz en fonction de la pression:

$$\frac{T}{P\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} = C^{te} \quad \text{(II. 23)}$$

De façon générale pour tout gaz:

$$C_P - C_V = T\left[\frac{\partial P}{\partial T}\right]V * \left[\frac{\partial V}{\partial T}\right]P \quad \text{(II. 24)}$$

Si dans un domaine de pression et de temperature considéré,le gaz se comporte comme un gaz parfait:

$$C_P - C_V = r = \frac{R}{M_m} \quad \text{(II. 25)}$$

Il en résulte que pour un gaz ayant un comportement de gaz parfait:

$$K = \frac{C_P}{C_V} = \frac{M_m * C_P}{M_m * C_P - R} \quad \text{(II. 26)}$$

Avec :

M_m*C_p:Chaleur spécifique molaire moyenne du gaz en kj/kmol.°C.

M_m*C_p est determine par la relation:

$$M_m * C_P = \sum y_i M_i C_{Pi} \quad \text{(II. 27)}$$

Avec :

Mi.CPi : Chaleur spécifique molaire du constituant « i » présent dans le gaz.

Ce terme est fonction de la température, il est déterminé par interpolation des valeurs données dans le Tableau II.5 Généralement la température adoptée pour les calculs est la moyenne arithmétique des valeurs de température du gaz avant et après sa compression ou sa détente.

Dans la pratique, cette expression est utilisée pour la détente ou la compression des gaz réels. **[1]**

Constituants	Formule Chimique	Masse Molaire (g)	Chaleur spécifique selon Température (kJ/kmol.°C)				
			-25°C	0°C	10°C	25°C	50°C
Méthane	CH_4	16.045	34.301	34.931	35.199	35.717	36.744
Ethane	C_2H_6	30.070	47.131	49.822	50.904	52.666	55.723
Propane	C_3H_8	44.097	64.176	68.783	70.605	73.524	78.561
Iso-Butane	C_4H_{10}	58.124	83.476	90.078	92.690	96.815	105.624
n-Butane	C_4H_{10}	58.124	85.277	91.270	93.685	97.447	105.326
Acétylène	C_2H_2	26.038	39.888	42.778	42.778	43.926	45.650
Ethylène	C_2H_4	28.054	38.254	40.906	41.937	43.559	46.115
Propylène	C_3H_6	42.081	55.878	59.898	61.459	63.895	67.832
Butylène	C_4H_8	56.108	73.359	79.583	81.961	85.663	91.509
Cis-2-butylène	C_4H_8	56.108	67.598	73.268	75.461	78.925	84.508
Trans-2-butylène	C_4H_8	56.108	77.329	82.587	84.628	87.823	92.979
Hydrogène	H_2	2.016	28.290	28.611	28.687	26.502	28.964
Dioxyde de carbone	CO_2	44.010	34.700	35.962	36.411	37.122	38.212
Air		28.964	29.048	29.067	29.078	29.098	29.141
Eau	H_2O	18.015	33.383	33.474	33.488	33.572	33.678
Oxygène	O_2	2.016	28.290	28.611	28.687	26.502	28.964
Sulfure d'hydrogène	H_2S	34.076	33.313	33.673	33.815	34.028	34.379
Monoxyde de carbone	CO	28.010	29.087	29.123	29.105	29.146	29.150

Tableau II.5 : Chaleur spécifique molaire des constituants du gaz naturel

Conclusion

Les variations des pressions, des températures et des propriétés physique-chimiques du gaz dans une canalisation sont des sources d'erreur sur la mesure de débit. La minimisation de cette erreur qui conduit une bonne quantité et qualité de comptage est réalisée par la diminution de nombre de paramètres mesurés et calculés.

Chapitre III

Choix d'un type de comptage

Introduction

Le choix d'un type de comptage dépend de divers facteurs (pression, Température, viscosité, Rapport de chaleur spécifique….. ext) . La décision finale résulte, la plupart du temps, d'un compromis entre plusieurs contraintes qui sont souvent antagonistes et dont l'importance relative peut être différente d'un cas à un autre. Le texte qui suit est destiné à attirer l'attention sur certains critères et considérations à prendre en compte.

III.1.LA PRECISION

La précision recherchée sur la mesure du débit ou de la quantité dépend de l'objectif du mesurage **[15]**.

III.1.1.Objectif technique

Il s'agit généralement de contrôles d'exploitation, par exemple : répartition du débit entre plusieurs branches d'un réseau. Une erreur de 5 % à 10 % est dans ce cas souvent acceptable, les qualités recherchées étant avant tout la simplicité d'installation, le faible coût et la fiabilité sont utilisés : le débitmètre à prises de pression dans un coude, la turbine à insertion, diverses versions du tube de Pitot **[15]**.

III.1.2.Objectif commercial facturation

On est tenu dans ce cas à utiliser des systèmes agréés par les services officiels de métrologie, qui respectent les erreurs maximales en exploitation fixées par les règlements que nous avons cités.

Les erreurs tolérées par la réglementation correspondent à la précision minimale obligatoire des systèmes de mesurage utilisés à des fins de transactions commerciales.

Les *"erreurs à craindre"* qui ne seront dépassées en exploitation que pour 5 % des mesures sont de l'ordre de 1,5 %.

Mais les parties à la transaction peuvent avoir intérêt à l'emploi de systèmes plus précis, d'autant plus précis que les débits à mesurer sont grands : livraisons à des consommateurs importants, transits aux frontières. Les voludéprimomètres à diaphragme utilisés dans ce dernier exemple sont équipés des appareils secondaires les plus modernes et leur erreur à craindre peut tomber à 0,2 % (sans tenir compte des erreurs, inconnues, des coefficients de la norme).

Rappelons que dans les installations où la masse volumique peu variable est prise en compte pour sa valeur moyenne, ou pour la valeur obtenue par le calcul à partir des valeurs

moyennes de p, T, G, Z, l'erreur sur les quantités est, dans le cas des compteurs de volume, le double de ce qu'elle est dans le cas du voludéprimomètre **[15].**

III.2.LES LIMITES D'EMPLOI

III.2.1.La pression statique

Le domaine des variations de la pression statique est un facteur à prendre en considération :

- Dans le cas où elles sont importantes, mais ont lieu lentement, la correction des variations de masse volumique qu'elles provoquent s'impose.
- Dans le cas où ces variations sont périodiques, tous les systèmes sont affectés d'une manière ou d'une autre.

En ce qui concerne les voludéprimomètres, les textes de la norme *ISO 5167* sont valables uniquement pour l'écoulement en régime permanent. Pour les mesures de débit en écoulement pulsatoire, il n'y a pas de norme *ISO*, le texte existant est un rapport technique (*ISO n°3313*).

Les variations périodiques sont un handicap sévère pour les compteurs à pistons rotatifs à cause des détériorations rapides qu'elles risquent de provoquer.

Les compteurs à turbine donnent des mesures qui sont affectées d'erreurs par excès.

Le domaine de la pression statique peut influer de cette façon sur le critère de choix.

- Pour les hautes pressions, certains modèles de compteurs rotatifs ne sont pas fabriqués où bien ont des capacités limitées.
- Pour les basses pressions, il faut tenir compte de la perte de charge du dispositif de mesurage.
- Pour les déprimogènes à diaphragme la perte de charge peut avoir une valeur significative (Figure.III.1). Ainsi, à titre d'exemple , pour un rapport d'ouverture de β=0,4 et pour une pression différentielle de 0,25 bar qui est une valeur communément admise, on a une perte de pression de 0,15 bar. Il s'ensuit que de pressions inférieures à 2 bars, il est fortement recommandé d'éviter l'emploi de ce type d'appareils, du fait de l'impossibilité de réduire la pression différentielle sans diminuer la pression. **[1]**

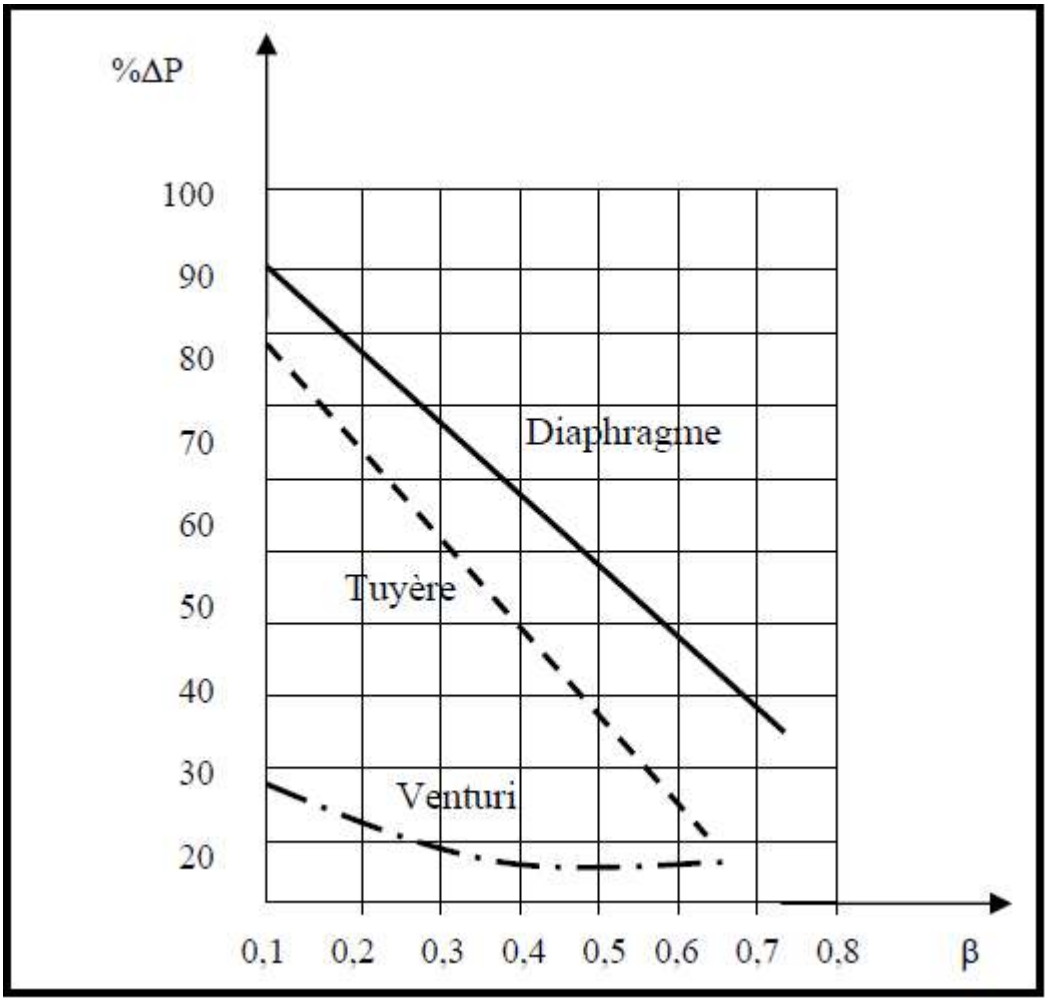


Figure.III.1 : Perte de pression introduite par un organe déprimogène exprimée en % de la pression différentielle.

III.2.2.Débit

Les critères de choix relatifs au débit procèdent des capacités maximales et minimales, et de la plage de fonctionnement et de l'irrégularité du flux gazeux.**[3]**

III.2.2.1.Débit maximale du compteur

Pour les déprimogènes à diaphragme, elle résulte de l'application des équations de la norme. par exemple, pour un diamètre de la conduite D=1000mm, β=0,5, P=50bar, ΔP=0,5bar, on a un débit maximal de gaz naturel de 1 200 000m^3/h environ.

Pour les compteurs de volume, la capacité maximale est fixée par le calibre le plus élevé.

Les compteurs à turbine présentent des capacités nettement plus élevées que les compteurs à pistons rotatifs.

Au delà des limites imposées par la technologie pour les capteurs ou les normes, pour les voludéprimomètres à diaphragme, il faut recourir aux compteurs ou a des débitmètres montés en parallèle. **[3]**

III.2.2.2.Débit minimal du compteur [15]

Ce débit est pratiquement nul pour les compteurs volumétriques de type sec et relativement faible pour les voludéprimomètres à diaphragme. Par exemple, à D = 50 mm ; β = 0,3 pour respecter la limite inférieure du nombre de Reynolds donnée par la norme ; p_3 = 5 bar ; p = 12 mbar, correspond le débit minimal de gaz naturel de 50 m^3 (st)/h environ.

III.2.2.3.Intervalle de variation du débit à mesurer

Il est impératif qu'elle soit couverte par zone d'exactitude du dispositif de mesure, rappelons qu'elle se situe comme suit:

- De 33% à 100% pour déprimogène associé à un seul manomètre différentiel.
- De 13% à 100% pour déprimogène associé à 2 manomètres différentiels d'échelles différentes
- De 1% à 100% pour un compteur sec à soufflet.
- De 5% à 100% pour un compteur à piston rotatifs ou pour un compteur à turbine.

Lorsque la plage de variation des débits n'est pas couverte par les valeurs indiquées ci-dessus, il y a lieu de monter plusieurs dispositifs en parallèle. En ce qui concerne cette contrainte particulière l'avantage du compteur volumétrique est prépondérant.

Dans ce cas, l'emploi du déprimogène s'avère plus avantageux. En effet, outre la possibilité d'utiliser un déprimogène avec deux manomètres différentiels, mentionnée plus haut, on peut jouer sur d'autres paramètres :

- Par adaptation du diaphragme dans les limites de meilleure précision, le rapport des débits extrêmes Q_{max}/Q_{min} est de 7 environ.
- Le doublement du diamètre du tube calibré quadruple le débit maximal (inversement).
- Une modification de la pression statique et de la pression différentielle permettent une adaptation limitée de la plage des débits. **[1]**

III.2.2.4.Evolution de l'intervalle de variation du débit à mesurer

Cette évolution peut être un critère de choix si elle est importante. L'avantage du voludéprimomètre dans ce domaine est net. En effet :

- avec un même tube calibré, par adaptation du diaphragme dans les limites de meilleure précision, le rapport des débits maximaux extrêmes autorisés est égal à :

$$\frac{q\beta}{q\beta} = \left[\frac{\beta Maxi}{\beta min}\right]^2 = \left[\frac{0.5}{0.23}\right]^2 = 5 \qquad \text{(III.1)}$$

- une modification de la pression différentielle (ou de la pression statique) permet également une adaptation de faible amplitude de l'intervalle de variation du débit (variables intervenant sous une racine carrée).

Le compteur volumétrique ne dispose éventuellement pour adaptation que de la pression statique en dehors du changement de calibre (opération longue, coûteuse, nécessitant des transports délicats et parfois un réétalonnage). **[15]**

III.2.3.Les caractéristiques physiques du gaz

III.2.3.1.Variations de la composition

Lorsque la composition du gaz varie, il en résulte un changement du facteur de compressibilité ainsi que de la masse volumique.

Cette variation peut interdire l'emploi d'un correcteur automatique à cloche ou d'un dispositif de régulation de masse volumique, si la fréquence de la variation est telle qu'elle empêche le remplacement de l'échantillon. La variation de la masse volumique est sans effet sur la détermination des débits pour les compteurs volumétriques ; cependant elle la source d 'une erreur dans le calcul du débit massique du gaz.

Par contre, la formule de calcul utilisée pour les voludéprimomètres fait intervenir la masse volumique dans le calcul de débit. Cette erreur s'ajoute alors à celle liée aux variations de densité au travers du facteur de compressibilité.

Lorsque la valeur la masse volumique est nécessaire pour un comptage précis, on la détermine souvent par calcul à partir de la connaissance de la pression statique, de la température et de la compressibilité, cette dernière étant calculée à l'aide de formules ou mesurée directement par un « Z-mètre ».

L'avantage de ce type de comptage réside dans le nombre limité de capteurs utilisés. Il en résulte une fiabilité accrue et une réduction des frais d'entretien et d'étalonnage. Par contre, l'utilisation d'algorithmes pour le calcul de Z et l'approximation de la masse

molaire introduisent des imprécisions, plus particulièrement lorsque la quantité du gaz moyen pour lequel les algorithmes ont été établis peut fortement varier .

Dans l'autre grande catégorie de comptage la connaissance de la valeur de la masse volumique est obtenue au moyen de densimètres en ligne, ce qui permet une precision accrue mais entraîne des coûts supplémentaires. Néanmoins, les appareils existant actuellement ne conviennent pas pour toutes les situations qui peuvent se rencontrer et notamment dans le cas de gaz corrosifs, humides ou riches en condensats. [1]

III.2.3.2.Présence d'impuretés

Lorsque le gaz comporte des impuretés solides ou liquides il importe de pouvoir s'en débarrasser avant qu'elles puissent pénétrer dans les mesureurs, où selon le type de ces derniers, leur effet peut se manifester de manière différente.

En ce qui concerne les voludéprimomètres, le passage d'impuretés solides peut affecter la qualité de la mesure, si elles sont susceptibles d'endommager l'alésage du diaphragme par suite d'abrasion ou d'impact. la situation est différente pour des compteurs à piston rotatifs, où le passage des impuretés risque de bloquer le rotor et par là, de provoquer l'arrêt partiel de l'écoulement du gaz. C'est pourquoi les compteurs à pistons rotatifs sont souvent munis de by-pass avec un pot de garde hydraulique ou avec une membrane d'éclatement.

Ce danger n'existe pas sur le compteur à turbine, le seul risque étant, au pire, la destruction du rotor.

Ces ennuis peuvent être éliminés dans la majorité des cas l'emploi de filtres équipés de mailles aux dimensions appropriées.

L'efficacité des filtres est moins bonne dans le cas d'impuretés liquides. C'est pourquoi les compteurs volumétriques doivent dans ces cas faire l'objet d'une surveillance accrue du fait du risque que la coalescence se produise dans le dispositif de comptage. En ce qui concerne les voludéprimomètres, il y a lieu, pour obtenir des résultats satisfaisants, de prévoir des bouteilles de purge ou des pots de condensation afin de ne pas fausser les mesures de capteurs de pression statique et différentielle.**[3]**

III.3.LES CONDITIONS D'INSTALLATION

Les conditions d'installation d'une rampe de comptage déprimogène sont :

III.3.1.Vanne amont et aval

Les rampes seront encadrées par deux vannes d'isolement, la vanne amont sera à passage intégral, un by pass est nécessaire pour la mise en pression programmée de la rampe (équilibre des pressions, à l'amont et à l'aval). **[17]**

III.3.2.Diaphragme

III.3.2.1.Alésage du diaphragme

Il est recommandé de se limiter à un rapport β du diamètre de l'alésage du diaphragme au diamètre intérieur de la rampe, à une valeur égale ou inférieure à 0,6. **[17]**

III.3.2.2.Epaisseur du diaphragme

Pour limiter les déformations des diaphragmes, il y a tout intérêt à choisir l'épaisseur des diaphragmes égal à leur épaisseur maximale permise soit 0,05 D.

Les diaphragmes plus minces, peuvent être sujet à des déformations plastiques, pour cela, il convient de choisir un matériau suffisamment résistant (acier inoxydable, à haute limite élastique). **[17]**

III.3.3. Doigt de gant

Le doigt de gant (de mesure et de contrôle) doit être d'un encombrement plus réduit que possible, situé soit de préférence à l'aval à au moins 5 D, soit à l'amont conformément à la norme . **[17]**

III.3.4.Ancrage

L'ancrage de la rampe est nécessaire afin d'éviter les efforts au niveau du porte-diaphragme. **[17]**

III.3.5.Conditions d'installation de la chaîne de comptage (capteurs)

Pour une bonne installation des capteurs, il faut :

- Vérifier que les étendues de mesures réglées encadrent bien les valeurs prévisibles des grandeurs à mesurer, afin d'améliorer la résolution.
- Les transmetteurs montés en extérieur doivent être munis d'un capotage de protection contre les effets directs des intempéries et de l'ensoleillement.
- Les raccordements des conducteurs électriques doivent être étanches, afin d'éviter que

l'humidité ne pénètre dans les boîtiers.

- Les capteurs seront raccordés par un manifold 5 voies, selon le schéma de principe. à éviter la proximité d'obstacles susceptibles de perturber l'écoulement, changement de direction (coude) ou de diamètre (vanne, divergent, détendeur, etc...).
- A isoler le capteur des vibrations de la tuyauterie.
- Pour des raisons de résistance mécanique et de sécurité, les sondes de température ne doivent pas être piquées directement dans les canalisations, pour cela il faut utiliser des doigts de gant. Pour chaque doigt de gant, il faut veiller :
- A ce qu'il ne perturbe pas l'écoulement du gaz dans l'organe du comptage, et donc le placer à l'aval.
- A ce qu'il ne pénètre, si c'est possible, soit d'au moins dix fois le diamètre, soit d'au moins le tiers du diamètre de la canalisation.
- Afin de pouvoir vérifier la sonde, un doigt de gant de contrôle est nécessaire. Il doit être installé dans les mêmes conditions que le premier. **[17]**

III.4.SYSTEMES DE MESURAGE GAZ

On distingue deux grandes classes d'appareils de mesure des volumes du gaz utilisées sur le réseau du transport gaz:

Les compteurs, dont la rotation des organes mobiles est proportionnelle au volume transité

Les organes déprimogènes, obstacles introduits dans la conduite qui créent une dépression en relation avec le débit instantané.

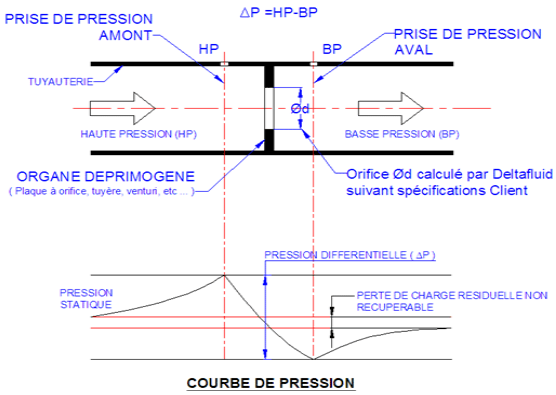


Figure.III.2 : Organe déprimogène

Le comptage déprimogène consiste à mesurer la pression de part et d'autre d'un étranglement, soit la Δp crée par un organe déprimogène.

Deux autres principes sont parfois utilisés à savoir, le compteur à tourbillons (effet vortex), et le compteur à ultrasons **[17]**

III.4.1.Le cout du mesurage

Le coût annuel d'une installation de mesurage comprend l'amortissement de l'investissement et les frais d'exploitation.

Nous n'examinerons que le cas des installations équipées d'instruments classiques, agréés par les services officiels de métrologie. **[15]**

III.4.1.1.Investissements

En dehors des dispositifs nécessaires pour la livraison du gaz - détendeurs, filtres, soupapes ...

❖ Les investissements proprement liés au mesurage du gaz comprennent :

- Pour un comptage volumétrique :

• Le coût d'achat du compteur.

• Le coût d'achat du dispositif correcteur et du transducteur.

• Le coût des infrastructures nécessaires pour le correcteur et le transducteur de pression.

• Le coût de la main d'œuvre pour le montage.

- Pour un comptage déprimogène :

•Le coût du banc de comptage,

• Le coût du calculateur et des transducteurs,

• Le coût des infrastructures nécessaires pour le calculateur et les transducteurs,

• Le coût de la main d'œuvre pour le montage. **[15]**

III.4.1.2.Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation sont de deux types:

- les étalonnages périodiques,

- la maintenance. **[15]**

III.4.1.2.1.Frais d'étalonnage

Ils dépendent de la fréquence des étalonnages et du type d'équipement utilisé.

On estime que l'étalonnage d'un système déprimogène coûte deux fois plus cher que l'étalonnage d'un système équipé de compteur. **[15]**

III.4.1.2.2.Frais de maintenance

Ces frais sont très faibles pour un voludéprimomètre à diaphragme alors qu'ils représentent environ 20 % du prix du compteur pour les comptages volumétriques. **[15]**

III.5.ETUDE COMPARTIVE DES SYSTEMES DE COMPTAGE

III.5.1.Avantages et inconvénients des différents systèmes de comptage

Les principaux avantages et inconvénients des différents systèmes de comptage gaz sont données dans le tableau suivant : **[17]**

Système de comptage	Avantages	Inconvénients
Compteur à turbine	- Dynamique mini de 1 : 20 à pression atmosphérique et augment avec P - Faible encombrement (longueurs droites réduites) - Très simple à mettre en service	- Nécessité d'une filtration du gaz amont - Sensible aux perturbations et aux régimes pulsatoire - Très sensible aux sur-débits et sur-vitesse (détérioration fréquente de turbine) - Unidirectionnel - Pièce tournante (maintenance et lubrification périodique)
Comptage à organe déprimogène	- Plaque orifice facilement démontable pour contrôle et nettoyage - Adaptation à l'évolution de la plage de débit par changement de diaphragme - Capacité en débit très importante - Le diaphragme ne nécessite pas d'étalonnage	- Dynamique limite à 1:3 - Sensible aux perturbations et aux régimes pulsatoire - Longueur droite minimale très importante - Difficulté à mesurer les faibles débits - Unidirectionnel
Comptage à effet vortex	- Appareil statique, aucune pièce mécanique - Bonne précision métrologique - Capacité en débit assez importante - Résiste et s'adapte aux vitesses élevées	- Plusieurs facteurs physiques influencent le compteur - appareil basé sur un principe physique complexe - Sensible aux vibrations - limité en diamètre - Sections droites amont et aval assez importante - Unidirectionnel
Compteur à ultrasons	- Pas d'obstacle sur la ligne (pas de chute de pression) - Pas de partie mobile - Bidirectionnel - Pas de problème de dépassement d'échelle - Une rangabilité importante - La mesure n'est pas affectée par les propriétés du gaz - Accommodé à l'écoulement Asymétrique	- Pression minimale 10 bar - Sensible aux bruits ultrasonique - Ne s'installe pas après un poste de détente

Tableau.III.1 : les principaux avantages et inconvénients des différents systèmes de comptage

Avantage et inconvénient des principaux systèmes de comptage industriels **[15]**:

V: Voludéprimometre à diaphragme

T: Compteur de vitesse (turbine)

P: Compteur à pistons rotatifs

		V	T	P
Prix	$2 < Q_v < 100\ m^3.h^{-1}$	-	++ (1)	+++
	$100 < Q_v < 1600\ m^3.h^{-1}$	+	+++	+
	$Q_v < 1600\ m^3.h^{-1}$	+++	+	-
Emprise au sol		+	++	+++
Comptage à pression élevée = 100 bar		+++	+	-
Insensibilité aux particules liquides		++	+	-
Insensibilité aux particules solides		++	+	-
Dynamique élevée		+ (2)	++	+++
Comportement en fonction de la température (éléments primaires)		+++	++	+
Comportement aux variations rapides de débit ou de pression		++	+	-
Résistance aux gaz corrosifs		+++	-	-
Impossibilité de blocage (arrêt du flux)		+++	++	-
Précision		++	+++	++
Fiabilité		++	++	+
Faible niveau de bruit		+++	+++	+
Facilité d'installation		+	++	+++
Facilité d'exploitation		++	+++	++

Tableau.III.2 : Avantages et inconvénients des principaux systèmes de comptage industriels

(1) Q mini limité a 10 $m^3.h^{-1}$ (2) Pour un orifice

Conclusion

Le choix d'un type de comptage dépend de divers facteurs (pression, Température, viscosité, Rapport de chaleur spécifique….. ext). La décision finale résulte, généralement, d'un compromis entre plusieurs contraintes qui sont souvent antagonistes et dont l'importance relative peut être différente d'un cas à un autre. Le choix ne peut être fait qu'après avoir déterminé la précision nécessaire et avoir pris en considération les limites d'emploi des différents systèmes eu égard aux caractéristiques de l'écoulement du fluide dont on doit mesurer le débit et aux conditions d'installation imposées à l'élément déprimogène. Parmi les dispositifs susceptibles de répondre aux contraintes de précision et de limites d'emploi évoquées ci-dessus, le choix se portera sur celui dont le coût de revient annuel sera minimal.

Le système de comptage par des organes déprimogènes est le système le plus adéquat par rapport aux autres systèmes malgré qu'il présente quelques inconvénients.

Chapitre IV

Diagnostic et calcul de l'état d'un système comptage de gaz naturel

Introduction

Ce chapitre aborde trois problématiques : la première partie consiste à étudier l'importance du choix de la norme de calcul du débit (ISO5167, AGA3) d'un compteur à diaphragme, la deuxième à étudier l'influence de la variation de la viscosité dynamique sur le débit et la troisième à prendre en considération la variation du rapport des chaleurs spécifiques sur le calcul de la quantité de produit transportée.

IV.1. CALCUL DU DEBIT SELON LES DIFFERENTES NORMES

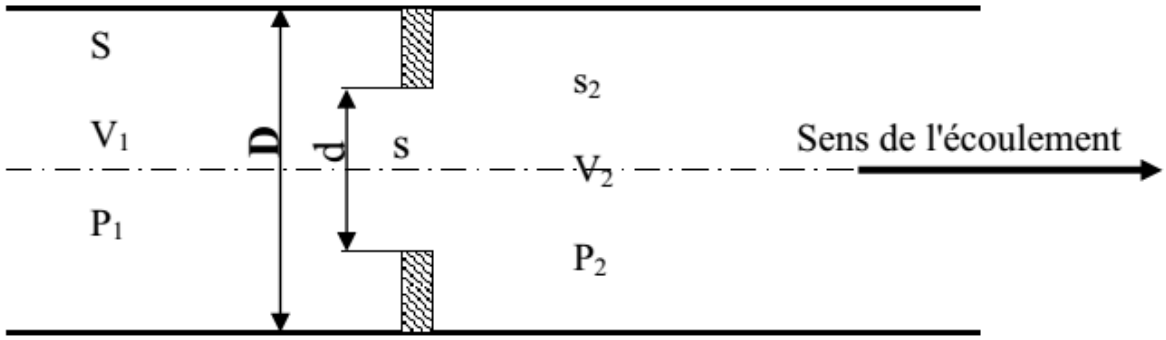


Figure IV.1 : Ecoulement du gaz dans un diaphragme

IV.1.1. Norme ISO 5167 [18]

$$Q_m = \frac{\pi d^2}{4} \varepsilon \alpha \sqrt{2\rho \Delta P} \qquad \text{(IV.1)}$$

Avec :

- **Le coefficient du débit α :**

$$\alpha = CE = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \qquad \text{(IV.2)}$$

- **Le coefficient de décharge C :**

$$C = 0{,}5959 + 0{,}0312.\beta^{2,1} - 0{,}184.\beta^8 + 0{,}0029\beta^{2,5}\left(\frac{10^6}{\mathrm{Re}_D}\right)^{0,75} + C_0 L_1 \beta^4 (1-\beta^4)^{-1} - 0{,}0337 L_2' \beta^3 \qquad \text{(IV.3)}$$

Avec :

- Pour $L_1 < 0{,}4333,\ C_0 = 0{,}09$.
- Pour $L_1 \geq 0{,}4333,\ C_0 L_1 = 0{,}039$.
- Pour des prises dans les angles : $L_1 = 0$ et $L_2' = 0$.

- Pour des prises à la bride: $L_1 = 0{,}0254 / D = L_2^{'}$.
- Pour des prises à D et $D/2$: $L_1 = 1$ et $L_2^{'} = 0{,}47$.

L_1: Coefficient d'éloignement de la prise de pression amont.

$L_2^{'}$: Coefficient d'éloignement de la prise de pression aval.

D : Diamètre intérieur de la conduite

Re_D : Nombre de Reynolds rapporté au diamètre D de la conduite.

Soit une vitesse moyenne amont estimée :

$$V_1 = \frac{4.Q_v}{\pi D^2} \qquad \text{(IV.4)}$$

Le nombre de Reynolds estimé, d'après l'équation suivante :

$$\mathrm{Re}_D = \frac{V_1 D}{\nu_1} = \rho \frac{V_1 D}{\mu_1} \qquad \text{(IV.5)}$$

Avec :

V_1 : Vitesse moyenne de débit en m/s.

D: Diamètre de la canalisation en mètre.

ν_1: Viscosité cinématique du fluide en m²/s,

μ_1: Viscosité dynamique du fluide en (kg/m.s)

La viscosité cinématique du fluide est:

$$\nu_1 = \frac{\mu_1}{\rho_1} \qquad \text{(IV.6)}$$

- **Coefficient moyen de détente ε :**

Pour un fluide compressible :

$$\varepsilon = 1 - (0{,}41 + 0{,}35\beta^4)\frac{\Delta P}{\gamma P_1} \qquad \text{(IV.7)}$$

Avec :

ΔP : Pression différentielle à travers diaphragme.

P_1 : Pression du gaz à l'amont du diaphragme.

γ : Exposant isentropique.

- **Expression du diamètre de l'orifice d :**

$$d = \left(1 + \lambda(T_1 - T_0)\right) d_0 \qquad \text{(IV.8)}$$

Avec :

λ : Coefficient rapporté au matériel dont est fait le diaphragme.

T_1 : Température moyenne du diaphragme ou bien du gaz dans la période considérée.

T_0 : Température du diaphragme pendant l'étalonnage.

d_0 : Diamètre intérieur du diaphragme au moment de l'étalonnage.

- **Perte de pression $\Delta\varpi$:**

$$\Delta\varpi = \frac{\sqrt{1-\beta^4} - C\beta^2}{\sqrt{1-\beta^4} + C\beta^2}\Delta P = (1-\beta^{1,9})\Delta P \qquad \text{(IV.9)}$$

IV.1.2. Norme AGA 3 [19],[20],[21]

$$Q_h = C'(h_W P_f)^{1/2} \qquad \text{(IV.10)}$$

Avec :

Q_h : Débit aux conditions de base (ft/hr).

h_W : Pression différentielle (colonne d'eau " inch of water").

P_f : Pression statique absolue.

C' : Coefficient de débit est donné par l'expression suivante :

$$C' = F_b F_r Y F_{pb} F_{tf} F_g F_{pv} \qquad \text{(IV.11)}$$

- **Facteur fondamental de l'orifice F_b :**

$$F_b = 218{,}44 d^2 \frac{T_b}{P_b}\sqrt{\frac{1}{T_f g}} \qquad \text{(IV.12)}$$

- **Expressions empiriques de K :**
- Pour des prises de pression à la bride :

$$K_e = 0{,}5993 + \frac{0{,}007}{D} + \left(0{,}364 + \frac{0{,}076}{\sqrt{D}}\right)\beta^4 + 0{,}4\left(1{,}6 - \frac{1}{D}\right)^5\left[\left(0{,}07 + \frac{0{,}5}{D}\right) - \beta\right]^{\frac{5}{2}} - \left(0{,}009 + \frac{0{,}034}{D}\right)(0{,}5-\beta)^{\frac{3}{2}} + \left(\frac{65}{D^2} + 3\right)(\beta - 0{,}7)^{\frac{3}{2}} \qquad \text{(IV.13)}$$

- Pour des prises de pression dans la conduite :

$$K_e = 0{,}925 + \frac{0{,}0182}{D} + \left(0{,}440 - \frac{0{,}06}{D}\right)\beta^2 + \left(0{,}935 + \frac{0{,}225}{D}\right)\beta^5 + 1{,}35\beta^{14} + \frac{1{,}43}{\sqrt{D}}(0{,}25-\beta)^{\frac{5}{2}} \qquad \text{(IV.14)}$$

K_e : Coefficient de décharge, avec $\mathrm{Re}_D = \frac{10^6}{15} d$

- Pour les deux cas de prises :

$$K_0 = \frac{Ke}{1 + \frac{15E}{10^6 d}} \quad \text{(IV.15)}$$

Avec :

K_0 : Coefficient de décharge pour un nombre de Reynolds infini.

La valeur de E est donnée par l'équation suivante :

$$E = \left(830 - 5000\beta + 9000\beta^2 - 4200\beta^3 + B\right)d \quad \text{(IV.16)}$$

- Pour des prises de pression à la bride :

$$B = \frac{530}{\sqrt{D}} \quad \text{(IV.17)}$$

- Pour des prises de pression dans la conduite :

$$B = \frac{875}{D} + 75 \quad \text{(IV.18)}$$

- Pour une valeur quelconque du nombre de Reynolds on a :

$$K = K_0\left(1 + \frac{E}{R_d}\right) \quad \text{(IV.19)}$$

- **Facteur du nombre de Reynolds F_r :**

$$F_r = 1 + b = \frac{E}{11{,}125K\sqrt{h_W T_f}} \frac{12\mu}{d\rho} \quad \text{(IV.20)}$$

- **Facteur d'expansion Y :**

- Pour des prises de pression à la bride :

$$Y_1 = 1 - \left(0{,}41 + 0{,}35\beta^4\right)\frac{x}{\gamma} \quad \text{(IV.21)}$$

- Pour des prises de pression dans la conduite :

$$Y_1 = 1 - \left[0{,}333 + 1{,}0125\left(\beta^2 + 0{,}7\beta^5 + 12\beta^{13}\right)\right]\frac{x}{\gamma} \quad \text{(IV.22)}$$

Avec :

$$x = \frac{P_{f_1} - P_{f_2}}{P_{f_1}} = \frac{h_W}{27{,}70 P_{f_1}} \qquad \text{(IV.23)}$$

γ : Rapport des chaleurs spécifiques.

Y_1 : Facteur d'expansion pour une pression absolue prise en amont.

Si la pression statique est prise en aval, Y_2 est comme suite :

$$Y_2 = Y_1 \sqrt{\frac{1}{1-x}} = \sqrt{1+x_2} - \left(0{,}41 + 0{,}35\beta^4\right) \frac{x_2}{\gamma \sqrt{1+x_2}} \qquad \text{(IV.24)}$$

Avec :

$$x_2 = \frac{P_{f_1} - P_{f_2}}{P_{f_2}} = \frac{h_W}{27{,}70 P_{f_2}} \qquad \text{(IV.25)}$$

Dans la plupart des cas, la pression statique est prise entre l'amont et l'aval, le facteur d'expansion est exprimé comme suite :

$$Y_m = Y_1 \sqrt{\frac{2}{2-x}} = \sqrt{1+\frac{x_m}{2}} - \left(0{,}4 + 0{,}35\beta^4\right) \frac{x_m}{\gamma \sqrt{1+\frac{x_m}{2}}} \qquad \text{(IV.26)}$$

Avec :

$$x_2 = \frac{P_{f_1} - P_{f_2}}{P_{f_m}} = \frac{h_W}{27{,}70 P_{f_m}} \qquad \text{(IV.27)}$$

- **Facteur de pression de base F_{pb} :**

$$F_{pb} = \frac{14{,}73}{P_b} \qquad \text{(IV.28)}$$

P_b : Pression de base requise par l'étranglement en (Psia).

- **Facteur de température de base F_{tb} :**

Ce facteur est appliqué quand la température de base est autre que 60°F, il est calculé en divisant la température de base en degrés Rankine par 520°.

$$F_{tb} = \frac{T_b}{520} \qquad \text{(IV.29)}$$

- **Facteur de température de fluide F_{tf} :**

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f}} \qquad \text{(IV.30)}$$

T_f : Température du fluide en (°R).

- **Facteur de densité relative F_g :**

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}} \tag{IV.31}$$

IV.2 METHODES DE CALCUL DE VISCOSITE DYNAMIQUE DU GAZ NATUREL

IV.2.1 Méthode de calcul selon Dean et Stiel (1965)

Dean et Stiel proposé les expressions mathématiques suivantes pour le calcul de la viscosité du gaz naturel à la pression atmosphérique et la température du réservoir **[22]**.

$$\mu_1 = 34\left(10^{-5} * \frac{(T_r)^{\frac{8}{9}}}{\xi_m}\right) \quad \text{pour} \quad T_r = <1.5 \tag{IV.32}$$

$$\mu_1 = \frac{166.8(10^{-5})[0.1338\,T_r - 0.0932\,]^{\frac{5}{9}}}{\xi_m} \quad \text{pour} \quad T_r = >1.5 \tag{IV.33}$$

Lorsque le ξ_m est le paramètre de viscosité du mélange gazeux et défini par l'équation suivante.

$$\xi_m = 5.4402\frac{(T_c)^{1/6}}{(MW_a)^{0.5}(P_C)^{2/3}} \tag{IV.34}$$

Dean et Stiel recommandé l'équation suivante pour le calcul de la viscosité du gaz naturel à condations réservoir.

$$\mu_g = \mu_1 + \frac{10.8(10^{-5})\left[e^{(1.439\,\rho_r)} - e^{(-1.11(\rho_r)^{1.888})}\right]}{\xi_m} \tag{IV.35}$$

Où:

$$\rho_r = \frac{0.27P_r}{ZT_r} \tag{IV.36}$$

Avec :

μ_g : Viscosité du gaz à la pression P et la temperature T en (Cp) .

μ_1 : Viscosité du gaz à la temperature T et la pression atmosphirique en (Cp) .

ρ_r : Masse volumique réduite.

IV.2.2. Méthode de calcul de la viscosité selon la norme API [23].

$$\mu_m = \frac{1.08*\left[e^{\left(\frac{1.439}{Vrm}\right)} - e^{\left(\frac{-1.11}{Vrm^{1.858}}\right)}\right] + \mu_{m_1}}{\xi} \tag{IV.37}$$

$$\xi = 1.022060273 * \frac{T_{cm}^{1/6}}{M_m^{1/2} * P_{cm}^{2/3}} \quad \text{(IV.38)}$$

$$\mu_{m_1} = \frac{\sum_1^n \mu_j * X_j * \sqrt{M_j}}{\sum_1^n X_j * \sqrt{M_j}} \quad \text{(IV.39)}$$

$$V_{rm} = \frac{V_m}{V_{cm}} = \frac{ZRT}{P} * \frac{1}{\sum_1^n X_j * V_{ci}} \quad \text{(IV.40)}$$

$$T_{cm} = \sum_1^n T_{cj} * X_j \quad \text{(IV.41)}$$

$$P_{cm} = \sum_1^n P_{cj} * X_j \quad \text{(IV.42)}$$

Où :

μ_{m_1} : Viscosité dynamique du gaz naturel à pression atmosphérique et à la température donnée,[micropoise] .

μ_j : Viscosité dynamique du composant « j » à la pression atmosphérique et température donnée,[microPoise] .

V_{rm} : Volume réduit.

V_{cj} : critique du composant « j »,[Cm^3/mol].

V_m : Volume molaire, [Cm^3/mol].

R = 82.053

T_{cm} : Température critique du gaz naturel,[°K]

T_{cj} : Température critique du composant « j »,[°K].

P_{cm} : Pression critique du gaz naturel, [kg/cm^2].

P_{cj} : Pression critique du composant « j », [kg/cm^2].

M_m : Masse molaire du gaz naturel.

IV.3. METHODE DE CALCUL DE RAPPORT DES CHALEURS SPECIFIQUES SELON LA NORME API [23]

Les étapes à suivre sont :

- Calcul de la pression et la température pseudo critiques «P_{PC} , T_{PC}»
- Calcul du facteur acentrique :

w=$\sum_{(i=1-n)} X_i w_i$, les valeurs de w_i de chaque composant sont représentées dans un tableau.

- Calcul de la masse molaire.
- Calcul du C_P^0 :

$C_P^0 = \sum_{(i=1-n)} X_i * M_i * C_{Pi}^0$; les valeurs de C_{Pi}^0 de chaque composant sont représentèes dans un tableau .

- Calcul de la pression et la température réduites «P_r , T_r» .

$$C_P = C_P^0 - \frac{1.986(B+w.C)}{M} \quad \text{(IV.43)}$$

$$C_V = C_P^0 - \frac{1.986(B'+w.C')}{M} \quad \text{(IV.44)}$$

- D'où , le calcul de γ

IV.4. RESULTATS ET INTERPRETATIONS

Considérons la composition chimique du gaz naturel tableau IV.1 :

Composant	Fraction molaire en %	Masse volumique En Kg/cm^3	La densité relative
CH_4	83.42	0.7840593	0.64858466
C_2H_6	7.72		
C_3H_8	1.91		
iC_4H_{10}	0.28		
nC_4H_{10}	0.39		
IC_5H_{12}	0.09		
nC_5H_{12}	0.09		
C_6^+	0.05		
N_2	5.67		
He	0.2		
CO_2	0.18		

Tableau IV.1 : Composition chimique du gaz naturel

IV. 4.1 Choix de la norme de calcul du débit (ISO5167, AGA 3) (ANNEXES A et B)

Dans cette partie nous allons aborder la problématique des normes de calcul du débit ; nous allons calculer le débit selon deux normes ISO5167 et AGA 3.

Pression d'exploitation P=43 bar			
TEMPERATURES (°C)	**Q (ISO5167) (Cm^3/h)**	**Q (AGA3) (Cm^3/h)**	**ECART(%)**
-10	199099,6	203944,1	2,3754058
-5	196094,6	201141,4	2,5090807
0	193265,9	198503,7	2,638641
5	190595,1	196013,8	2,7644482
10	188066,7	193657,2	2,886802
15	185667,3	191421,4	3,0059857
20	183385,7	189295,7	3,1220994
25	181211,8	187270,9	3,2354733
30	179136,9	185338,7	3,3461981
35	177153,3	183491,9	3,4544304
40	175254,1	181724,3	3,5604484
45	173433,5	180030,1	3,664165

Tableau IV.2 : Résultats de calcul de débit selon les deux normes ISO5167 et AGA 3

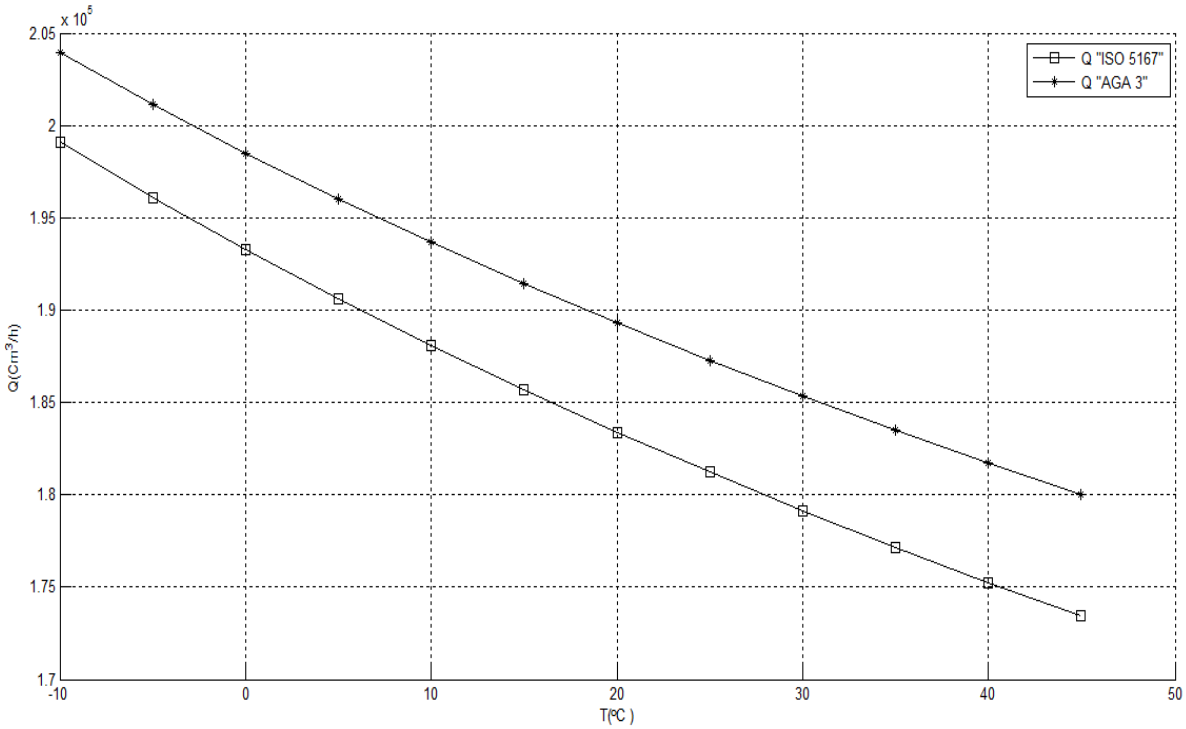


Figure IV.2 : Variation de débit selon les deux normes (ISO5167 et AGA 3) avec P_S= 43 bar

D'après ces résultats de Figure IV.2**,** nous voyons bien qu'il ya un écart considérable entre les deux méthodes, la norme «AGA3» donne un débit plus important que la norme «ISO 5167», l'écart moyen s'élève a environs 3 %, ce qui fait une perte colossale du point de vue coût.

IV.4.2. Calcul de la viscosité dynamique des deux méthodes « DEAN and STIEL » et « API »

- **Période d'été (Norme «API »et « DEAN and STIEL »)**

P (bar)	μ (Cp) « API »	μ (Cp) « DEAN and STIEL »
42.2	0.011897	0.011868
42.3	0.011892	0.011862
42.5	0.011889	0.011859
42.6	0.011886	0.011856
42.8	0.011881	0.011851
43	0.011877	0.011848

Tableau. IV.3: Résultats de calcul de la viscosité dynamique selon les deux méthodes pendant l'été (T=23°C)

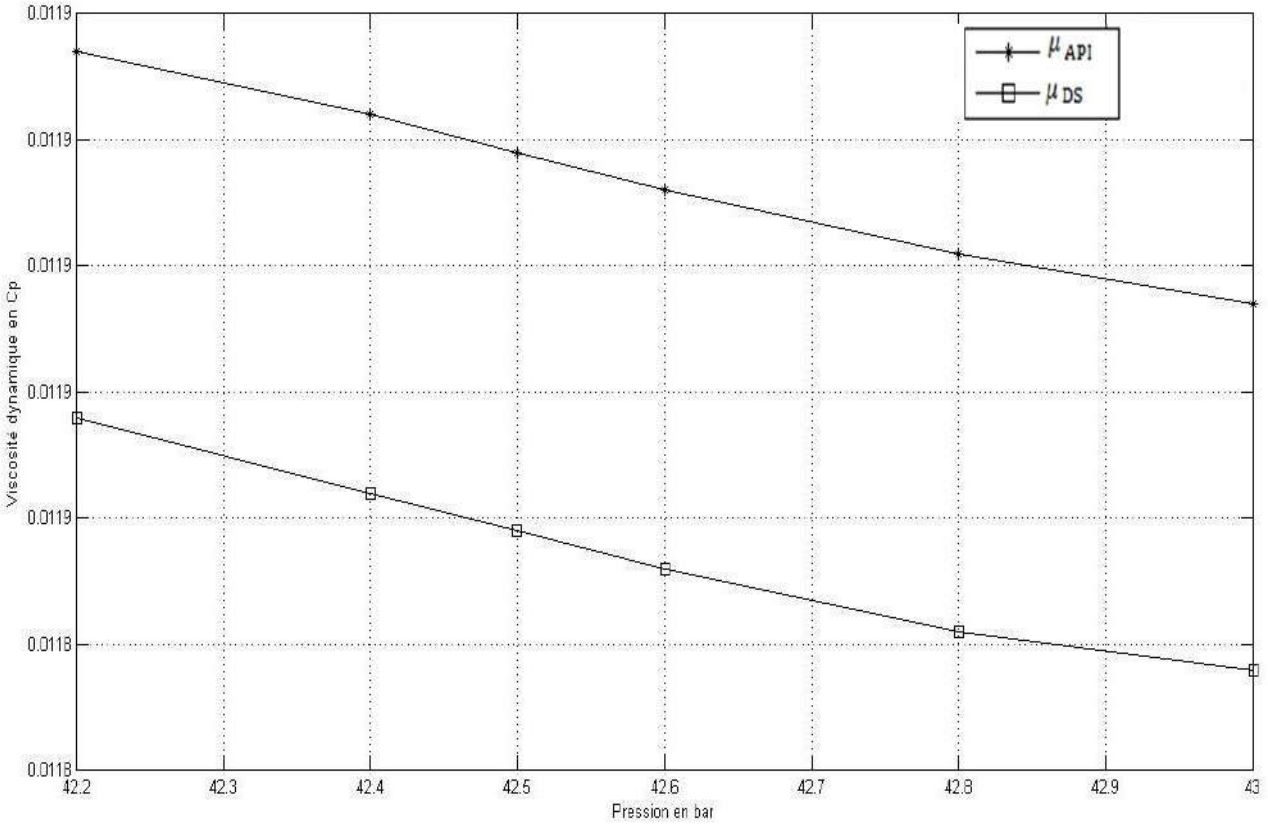


Figure IV.3: Variation da la viscosité en fonction de la pression pendant l'été (T=23°C)

- **Période d'hiver (Norme «API »et « DEAN and STIEL »)**

P (bar)	μ (Cp) « API »	μ (Cp) « DEAN and STIEL »
42.2	0.011702	0.011637
42.3	0.011686	0.011621
42.5	0.011677	0.011612
42.6	0.011672	0.011607
42.8	0.011667	0.011602
43	0.011660	0.011595

Tableau. IV.4: Résultats de calcul de la viscosité dynamique selon les deux méthodes pendant l'hiver (T=15°C)

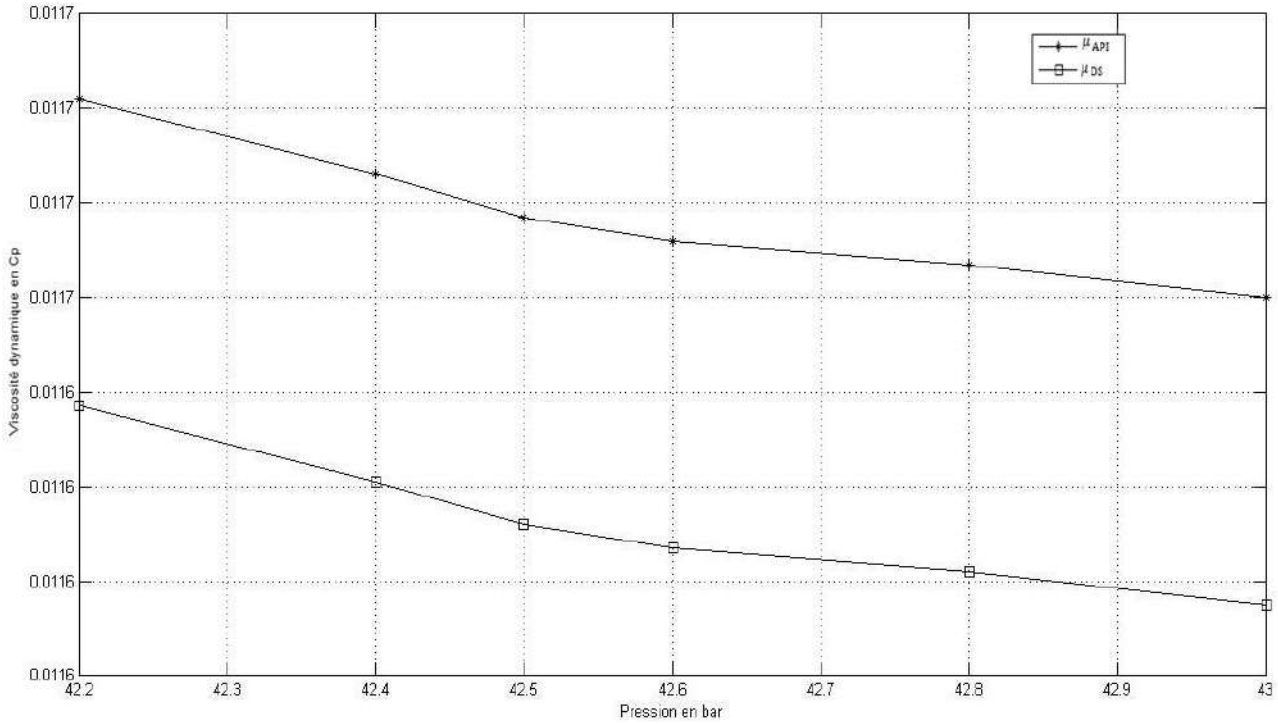


Figure IV.4 : Variation da la viscosité en fonction de la pression pendant l'hiver (T=15°C)

D'après ces résultats (Figure IV.3 et Figure IV.4), nous voyons bien qu'il y a une différence assez considérable entre les deux méthodes, la méthode «API» donne une viscosité plus important que la méthode «DEAN et STIEL».

IV.4.3 Calcul de rapport des chaleurs spécifiques des deux méthodes « API »

- **Période d'été (Norme «API »)**

P (bar)	γ « API »
42.2	1.4485
42.3	1.4499
42.5	1.4506
42.6	1.4513
42.8	1.4527
43	1.4540

Tableau. IV.5: Résultats de calcul de rapport des chaleurs spécifiques selon API pendant l'été (T=23°C)

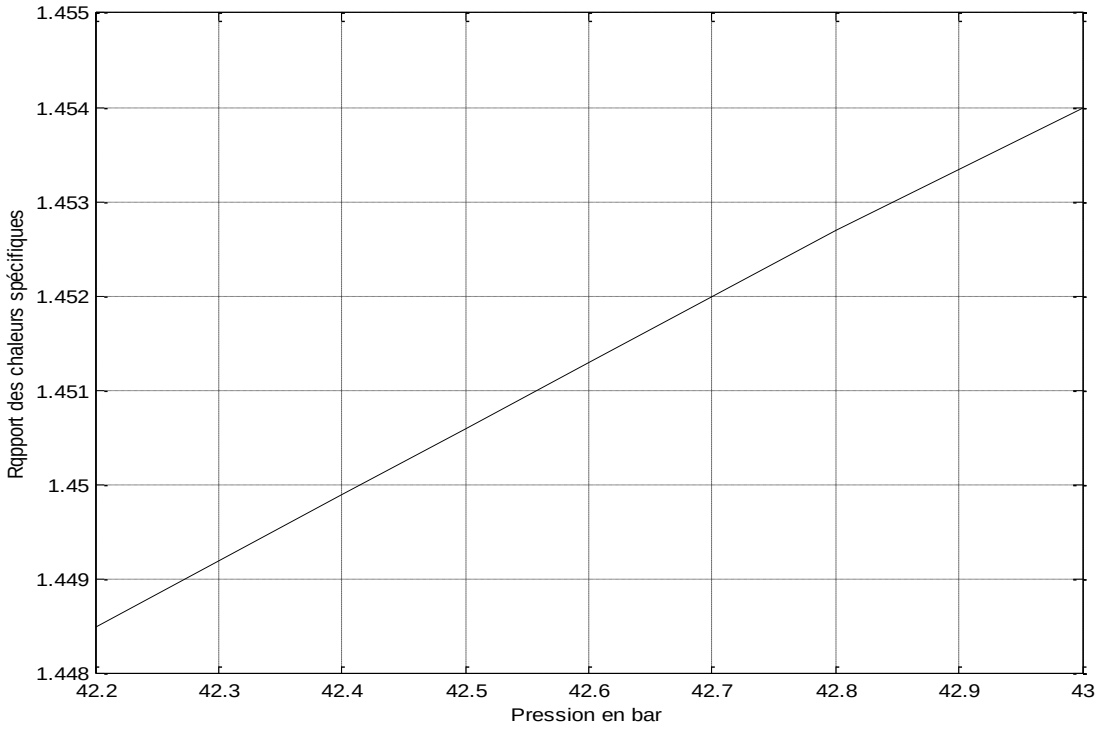


Figure. IV.5 : Variation de rapport des chaleurs spécifiques en fonction de pression pendant la période d'été (T=23°C)

- **Période d'hiver (Norme «API »)**

P (bar)	γ « API »
42.2	1.4643
42.3	1.4655
42.5	1.4661
42.6	1.4673
42.8	1.4686
43	1.4701

Tableau. IV.6: Résultats de calcul de apport des chaleurs spécifiques pendant l'hiver (T=15°C)

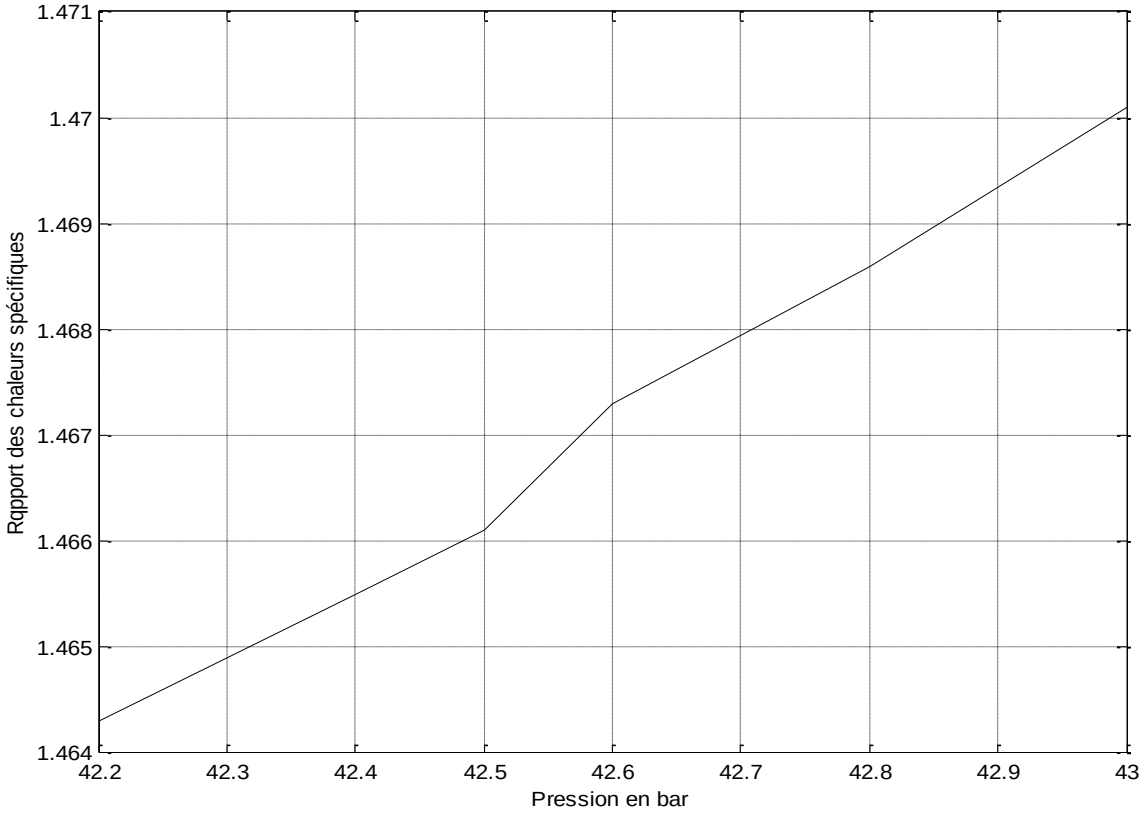


Figure. IV.6: Variation de rapport des chaleurs spécifiques en fonction de la pression pendant l'hiver (T=15°C)

D'après ces résultats (Figure. IV.6 et Figure. IV.5), nous voyons bien que l'augmentation de rapport des chaleurs spécifiques est proportionnelle avec la pression d'écoulement du gaz.

IV. 4.4.Influence de la viscosité dynamique sur le débit (ANNEXES A)

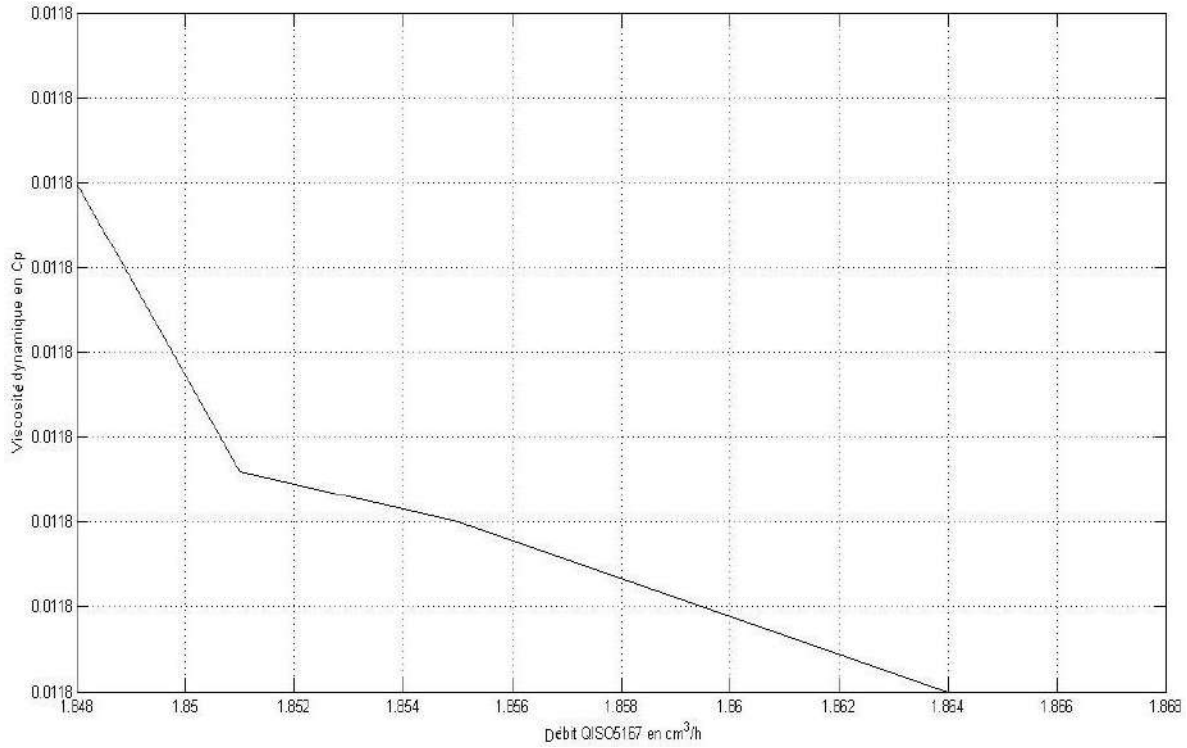


Figure IV.7 : Effet de la viscosité dynamique sur le débit dans la période d'été

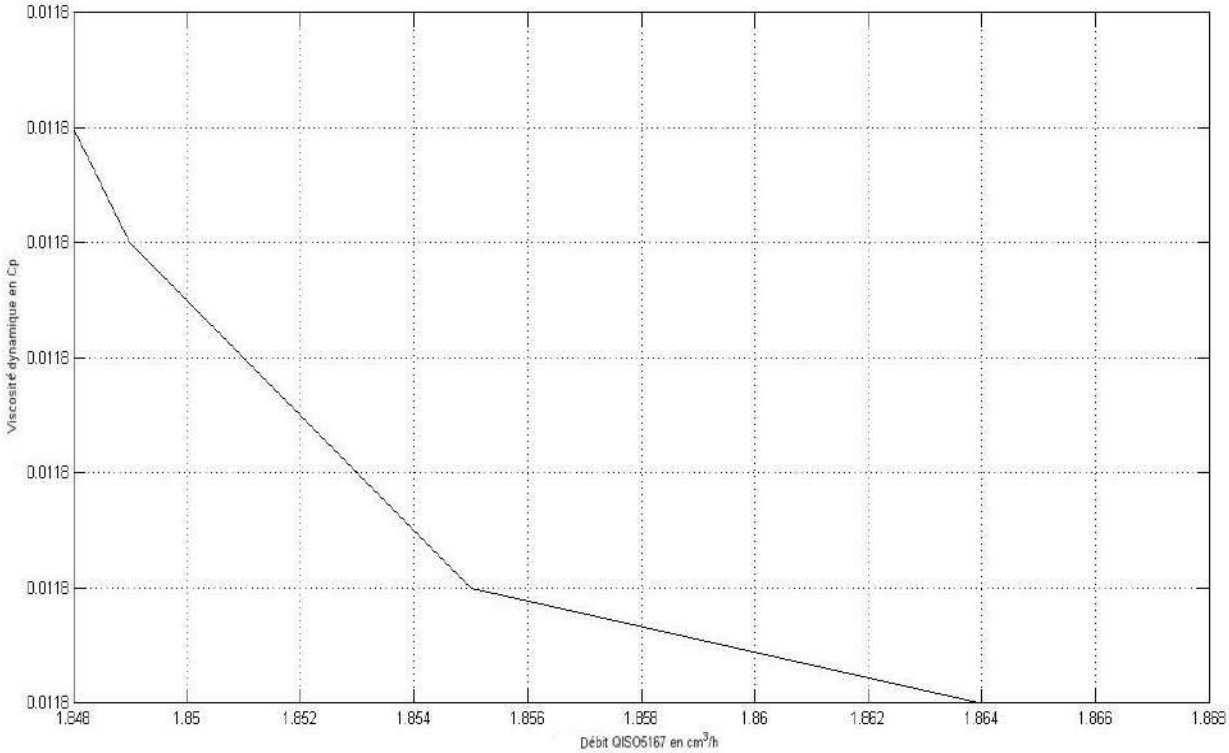


Figure IV.8: Effet de la viscosité dynamique sur le débit dans la période d'hiver

D'après ces résultats (Figure IV.7) et (Figure IV.8), nous voyons bien que la variation de la viscosité dynamique est indispensable pour le calcul du débit, car même si la différence semble négligeable, elle se multiple au fur et à mesure des années et de la quantité de gaz transportée.

IV.4.5. Influence de rapport des chaleurs spécifiques sur le débit (ANNEXES A)

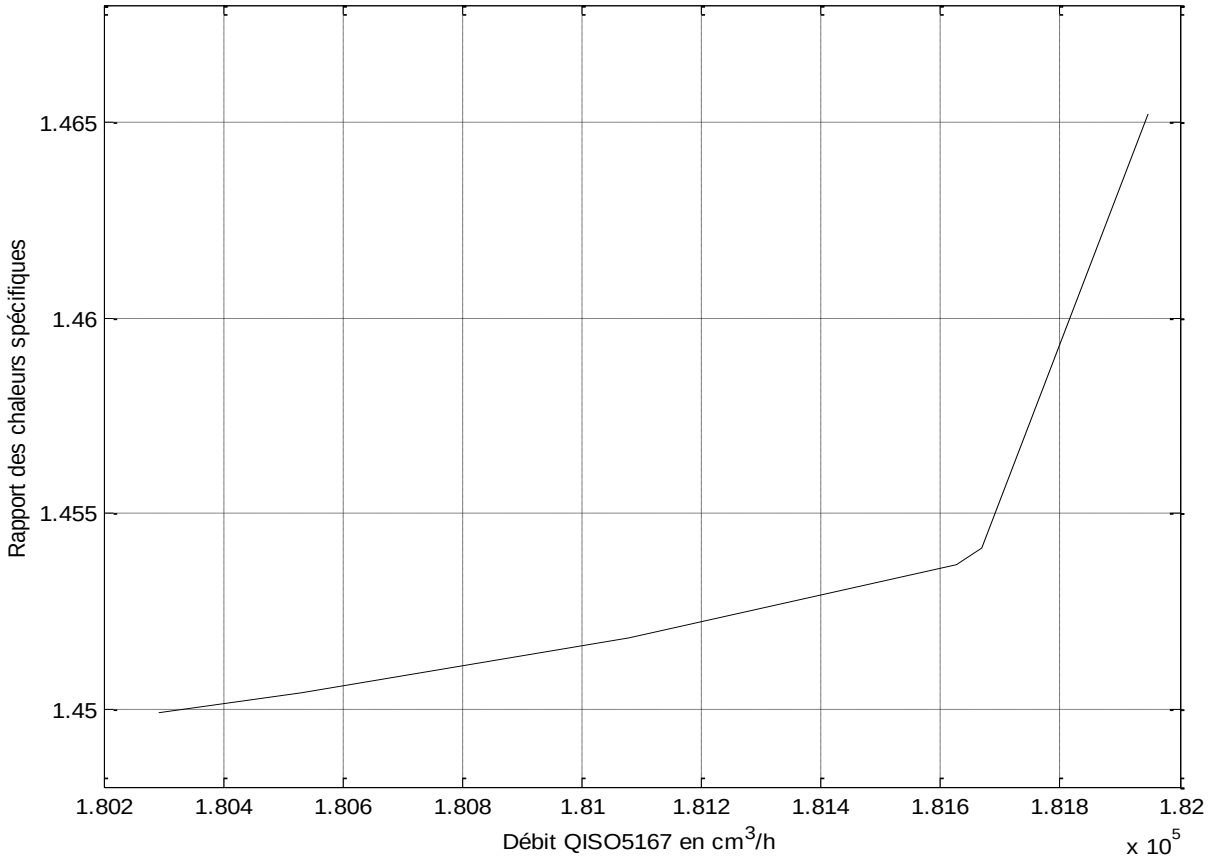


Figure IV.9. : Effet du rapport des chaleurs spécifiques sur le débit dans la période d'été

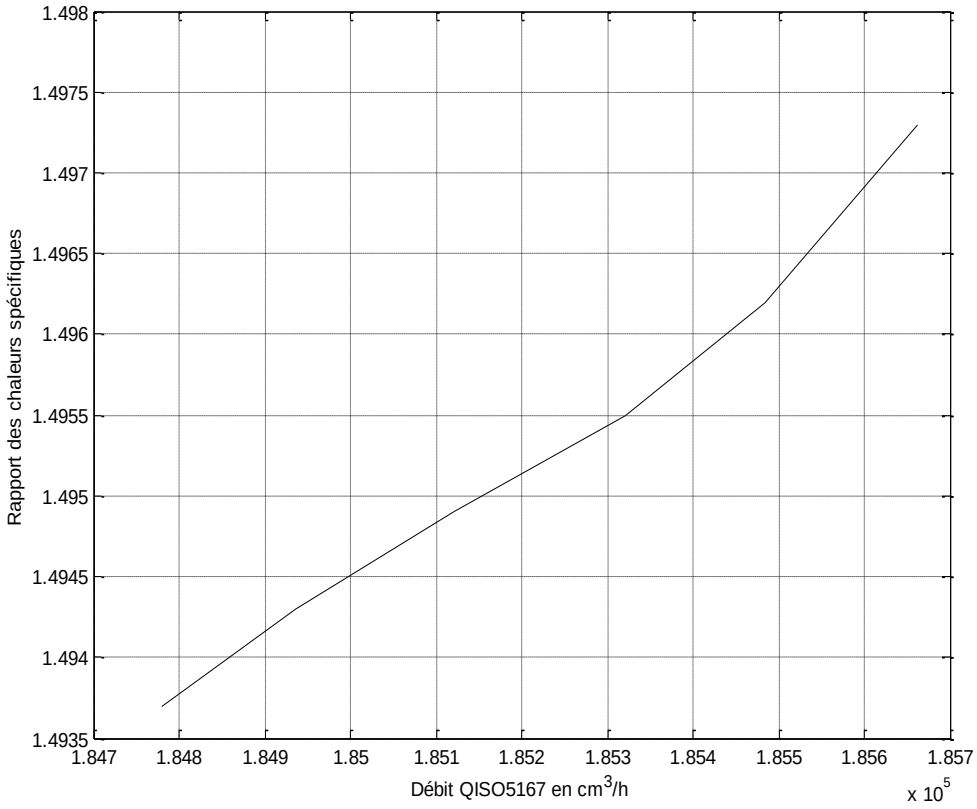


Figure IV.10: Effet du rapport des chaleurs spécifiques sur le débit dans la période d'hiver

D'après ces résultats (Figure IV.9 et Figure IV.10), nous voyons bien que la variation du rapport des chaleurs spécifiques est indispensable pour le calcul du débit, car même si la différence semble négligeable, elle se multiple au fur et à mesure des années et de la quantité de gaz transportée.

Conclusion

Le choix de la norme de calcul de débit de gaz transporté est important, car cela la norme «AGA3» donne un débit plus important que la norme «ISO 5167», l'écart moyen s'élève a environs 3 %, ce qui fait une perte colossale du point de vue coût.

Le choix de la méthode de calcul des coefficients de viscosité dynamique et de rapport des chaleurs spécifiques est important dans le calcul du débit, car cela influe sur le coût de vente surtout si le comptage est commercial avec des partenaires étrangers. Le montant est une somme assez importante, si l'on considère un transport du gaz naturel pour un débit maximum, les pertes encore plus considérables.

Conclusion générale

La nature des fluides transportés, le type des débits mesurés, la précision de mesure ainsi que les conditions d'installation et de service sont tous des critères qui ont conduit à une utilisation de différents types de débitmètres, dont on peut citer les compteurs volumétriques, compteurs à organes déprimogènes …etc.

Le choix d'un type de comptage dépend de divers facteurs (pression, Température, viscosité, Rapport de chaleur spécifique….. ext) . La décision finale résulte, généralement, d'un compromis entre plusieurs contraintes qui sont souvent antagonistes et dont l'importance relative peut être différente d'un cas à un autre.

Le système de comptage par des organes déprimogènes est le système le plus adéquat par rapport aux autres systèmes malgré qu'il présente quelques inconvénients, puisque c'est un système qui vérifie tous les critères de choix (précision, les limites d'emploi, condition d'installation, système de mesurage de gaz, étude comparative des systèmes de comptages).

Le choix de la norme de calcul est important dans le calcul du débit, viscosité dynamique et l'exposent isentropique car cela influe sur le coût de vente surtout si le comptage est a caractère commercial et s'effectuant avec des partenaires étrangers. Les quantités transportées en gaz naturel sont importantes, toute erreur de comptage entraîne des pertes financières considérables.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Guemana Mouloud; Mémoire de Magister « Mesure des gros débits de gaz. contribution des venturi-tuyères a col Sonique » Boumerdès 2002

[2] Jolivet ; « Comptage du gaz (Voludéprimomètre à diaphragme) » TRAN 92.1 ;.1 de 1992.

[3] Guemana Mouloud; Mémoire « Commercialisation des gaz naturels » . specifications et comptage 1990

[4] Ludovic jezequel « Debitmetre a organe deprimogene » BTS chimiste-lycée Coeffin-Baie Mahault

[5] Documentation**. MESURES 731** -. Mesure de débit «Le debitmetre thermique, un faux vrai massique » JANVIER 2001

[6] Documentation .queensland gas pipeline measurement manual.N°DOC : **GTS-199-PR-GM-001** «Measurement manual» ,Jemena Asset Management (6) Pty Ltd .

[7] Documentation -Pétrochimie de gaz naturel . « Généralités et désacidification du gaz naturel » Université d'eloued-2013 /2014

[8] A.H Younger ,P.Eng « Natural gas processing principles and technology-part1 » Uniiversity of Calgary - april2004

[9] Documentation. Les propriétés des éléments et des composés(chp4) « DETERMINER LA MASSE VOLUMIQUE»

[10] Documentation. FLOW « Mea surement user manuel ». Form Number A6043/Part Number D301224X012/March 2005

[11] Jeffrey L. Savidge « Compressibility of natural gas». Class 1040/ *" The first requirement of gas measurement is accuracy"* 2000

[12] VAISALA/note d'application « Le point de rosée dans l'air comprimé».

[13] Rue Jean Desparmet « Le point de rosée dans l'air comprimé» Michell Instruments ; SAS 2, Lyon, 69008, France . 2012

[14] Documentation. energy charter secretariatoccasional papers«Lng and natural gas quality standards » Energy Charter Secretariat/ Boulevard de la Woluwe, 56 / B-1200 Brussels/ Belgium/ 2004

[15] JOLIVET ; **«**Comptage du gaz **»** /Révision:1de 1992 /TRAN 92.1

[16] Documentation. Marketing MECI / Countum Group «Calculateur de débit gaz pour organe déprimogène » CDV 15-4/BR048-FR-REV00-09/13-Marketing MECI

[17] Assiakhi mourad et Mme Dahou zahida « Comparative survey of gas measurement system based an sonelgaz's experience in gas metering metrology »société algérienne de

l'électricité et du gaz – sonelgaz .

[18] Norme Internationale ISO 5167-1, flow measurement", 1991.

[19] AGA 3, "Orifice Metering of Gas and Other Related Hydrocarbons", Part 1: Natural Gas Application, 3rd ed., AGA catalog N° XQ9210, Arlington, VA., 1992

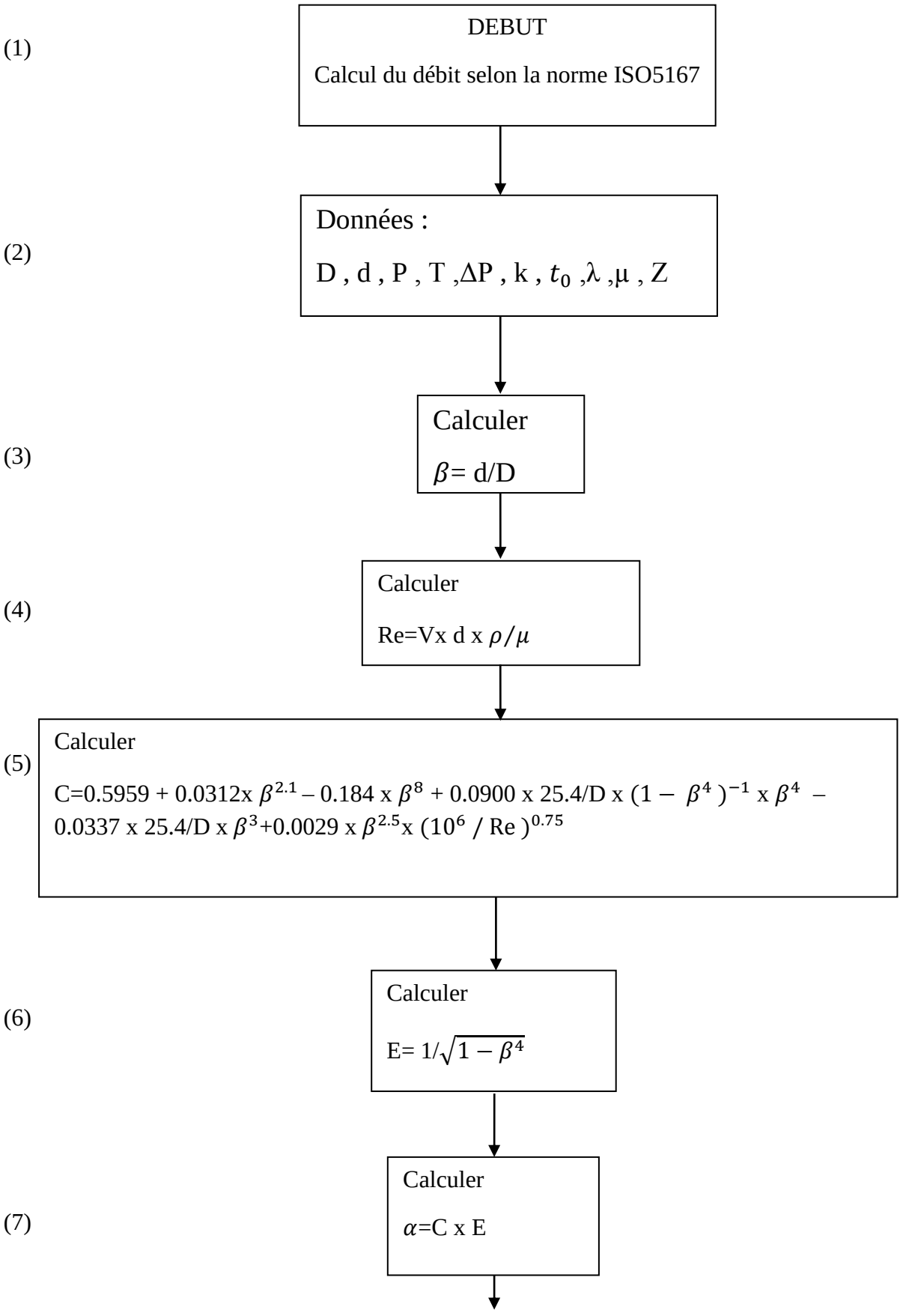
[20] AGA 3, "Orifice Metering of Gas and Other Related Hydrocarbons", Part 2: Specification and installation Requirements, 4th ed., AGA catalog N° XQ0002, Arlington, VA., 2000.

[21] AGA 3, "Orifice Metering of Gas and Other Related Hydrocarbons", Part 1: General Equation and Uncertainty Guidelines, 3rd ed., AGA catalog N° XQ9210, Arlington, VA., 1990.

[22] WAUQUIER J.P, « Pétrole bruit, Produits pétroliers, Schémas de fabrication », Edition Technip, Paris 1994

[23] BOYUN GUO and GHALAMBOR Ali, «Natural Gas Engineering Handbook », Printed in the United States of America, 2005

- **Calcul du débit selon la norme ISO5167**

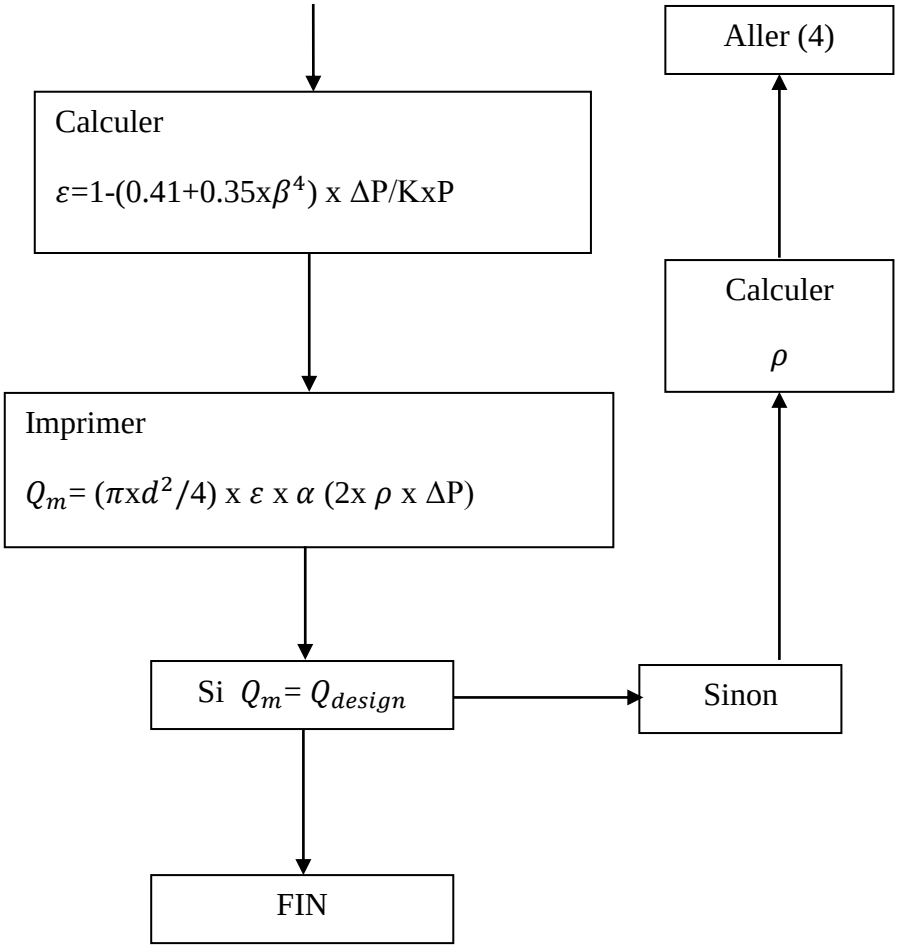


(8)

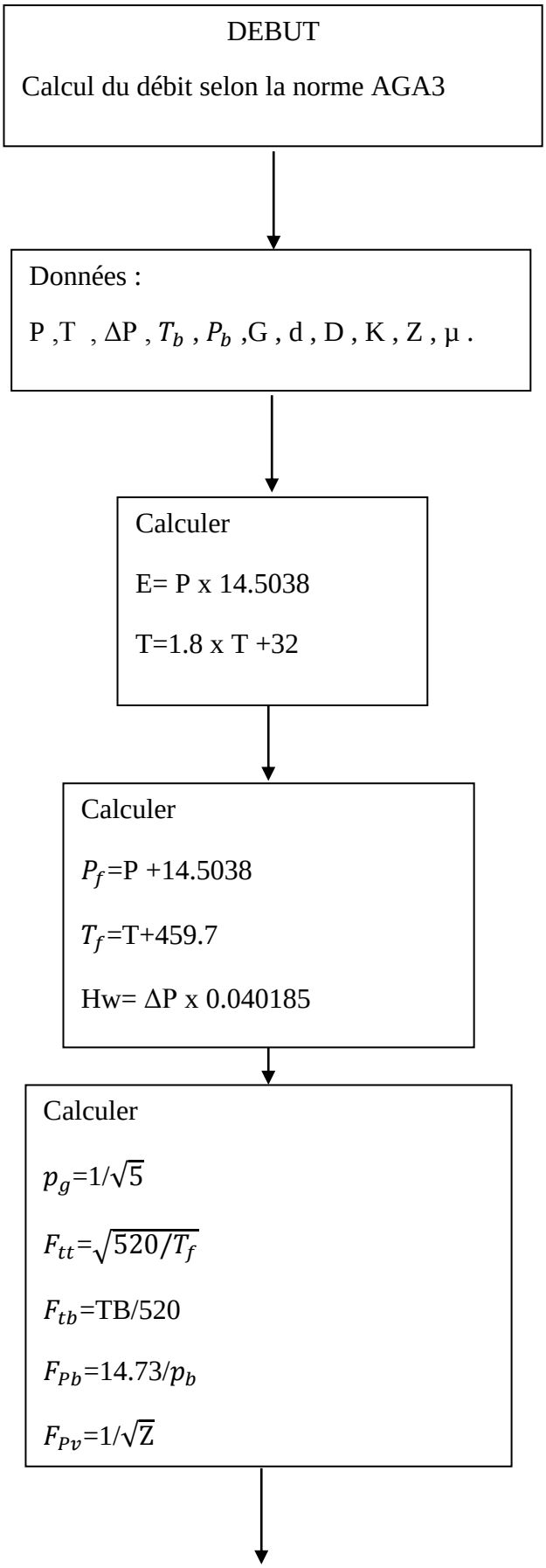
(9)

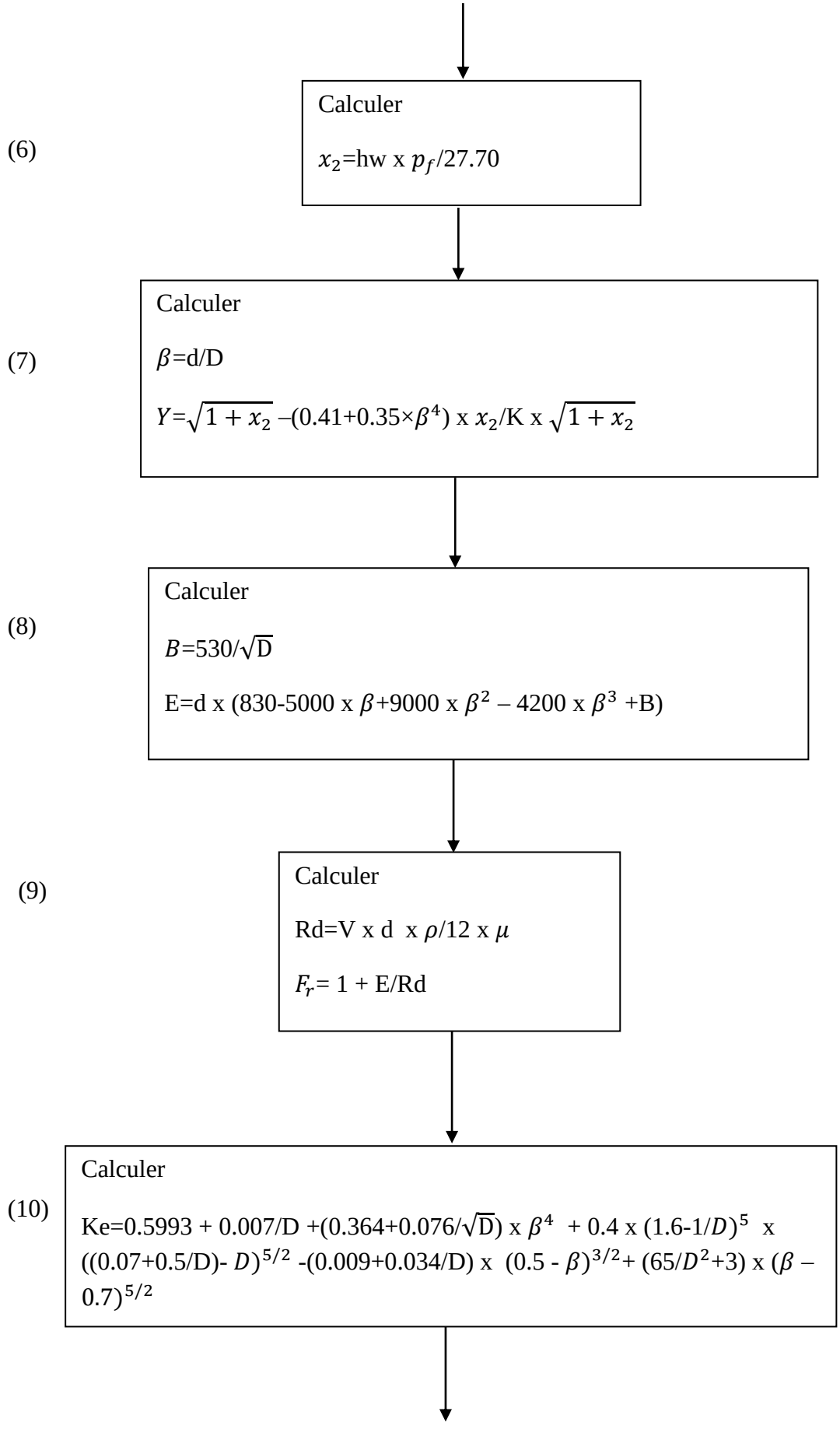
(10)

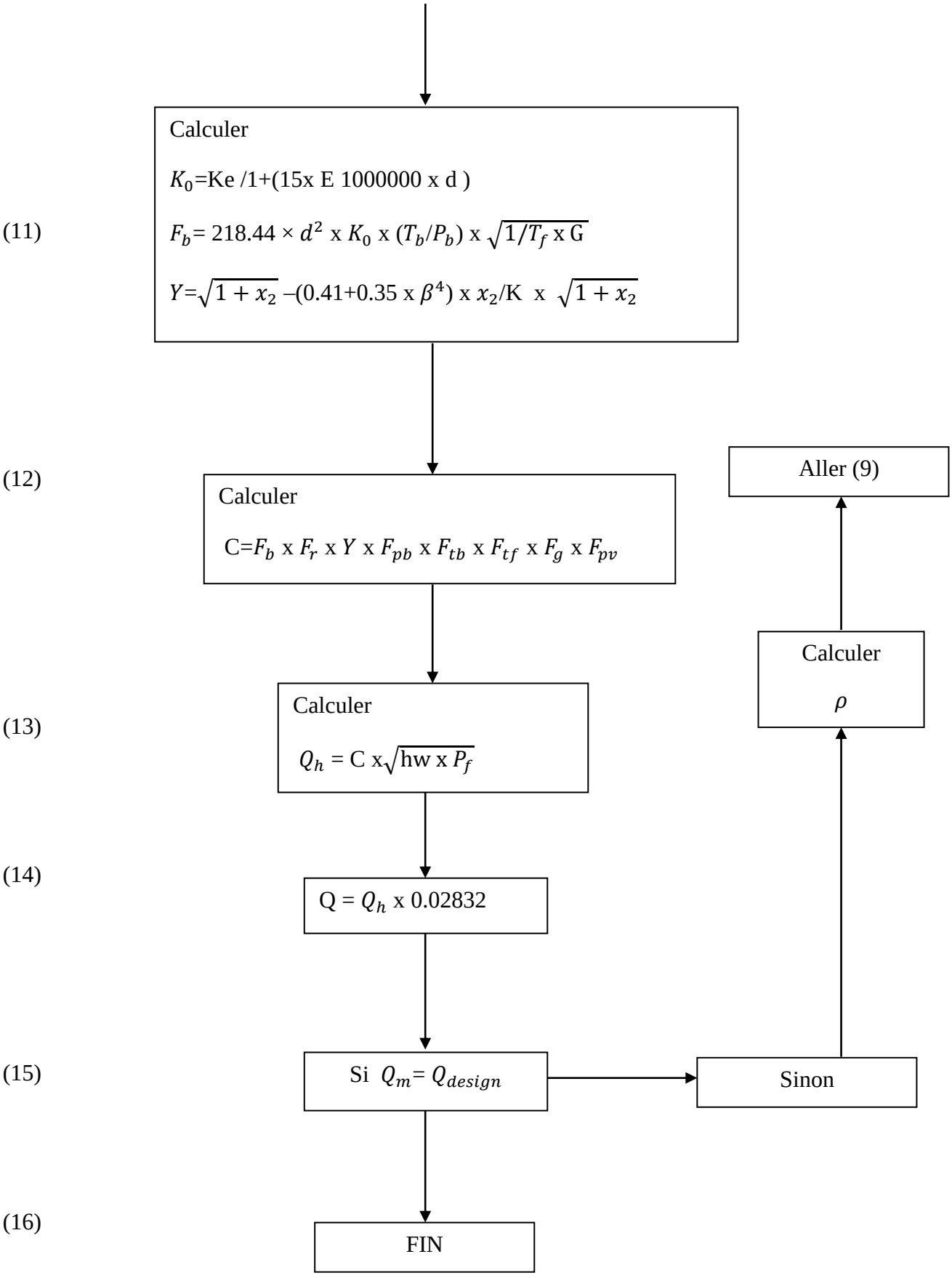
(11)


Aller (4)
Calculer
ε=1-(0.41+0.35xβ^4) x ΔP/KxP
Calculer
ρ
Imprimer
Q_m= (πxd^2/4) x ε x α (2x ρ x ΔP)
Si Q_m= Q_{design}
Sinon
FIN

- **Calcul du débit selon la norme AGA3**




(6)
Calculer
x_2=hw x p_f/27.70
(7)
Calculer
β=d/D
Y=$\sqrt{1+x_2}$ –(0.41+0.35×β^4) x x_2/K x $\sqrt{1+x_2}$
(8)
Calculer
B=530/$\sqrt{D}$
E=d x (830-5000 x β+9000 x β^2 – 4200 x β^3 +B)
(9)
Calculer
Rd=V x d x ρ/12 x μ
F_r= 1 + E/Rd
(10)
Calculer
Ke=0.5993 + 0.007/D +(0.364+0.076/$\sqrt{D}$) x β^4 + 0.4 x (1.6-1/D)^5 x ((0.07+0.5/D)- D)$^{5/2}$ -(0.009+0.034/D) x (0.5 - β)$^{3/2}$+ (65/D^2+3) x (β – 0.7)$^{5/2}$


Calculer
K_0=Ke /1+(15x E 1000000 x d)
(11)
F_b= 218.44 × d^2 x K_0 x (T_b/P_b) x $\sqrt{1/T_f \text{ x G}}$
Y=$\sqrt{1+x_2}$ –(0.41+0.35 x β^4) x x_2/K x $\sqrt{1+x_2}$
(12)
Calculer
C=F_b x F_r x Y x F_{pb} x F_{tb} x F_{tf} x F_g x F_{pv}
(13)
Calculer
Q_h = C x$\sqrt{\text{hw x } P_f}$
(14)
Q = Q_h x 0.02832
(15)
Si Q_m= Q_{design}
Sinon
Calculer
ρ
Aller (9)
(16)
FIN