

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE AFRICAINE AHMED DRAIA ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES



Mémoire de Magister

Option : Modélisation et Simulation en Energétique

Présenté par : Mohammed OULHADJ

THEME

*Etude comparative technico-économique des différents systèmes
de comptage de gaz transactionnels utilisés par Sonatrach et ses
partenaires*

Devant le jury :

Président	M ^f BENATIALLAH Ali	Professeur à U. d'Adrar
Examineur	M ^f NOUREDDINE Abdelbaki	Professeur à U. de Bouira
Examineur	M ^f BENTOUBA Said	M.C (A) à U. d'Adrar
Encadreur	M ^f HADJADJ Ahmed	M.C(A) à U. de Boumerdès
Co-Encadreur	M ^f HARROUZ Abdelkader	M.C(B) à U. d'Adrar

Année Universitaire 2013 / 2014

REMERCIEMENTS

Avant tout, je remercie notre Dieu le tout puissant de m'avoir donnée la force d'atteindre mon but et d'accomplir mon travail.

Que mes remerciements les plus sincères s'adressent à mon directeur de mémoire Monsieur **Ahmed HADJADJ**, Maitres de conférences A à l'université de Boumerdès, je lui exprime toute ma reconnaissance pour sa confiance en mon travail, sa patience et les nombreux conseils qu'il m'a prodigués.

Mes remerciements vont également à Mr. **Ali BENATIALLAH**, Professeur à l'université d'Adrar, a bien voulu présider ce jury de thèse

Mes remerciements vont également à Mr. **Noureddine Abdelbaki**, Professeur à l'université de Bouira, et Mr. **Said BENTOUBA**, Maître de conférences A à l'université d'Adrar, qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce jury.

Mes remerciements vont également à Mr. **Abdelkader HARROUZ**, Maitre de conférences B à l'université d'Adrar pour ces conseils scientifiques et de sa disponibilité sans limite pendant tout ce travail.

Mes remerciements vont également à toutes les personnes qui ne sont pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail.

Resumé

SOMMAIRE

Résumé	
Nomenclature	
Introduction générale.....	1
<u>Chapitre I</u> : Généralités sur les techniques de mesure industrielle	
Introduction.....	3
I.1 Techniques des mesures industrielles.....	3
I.1.1 Définition d'un capteur.....	3
I.1.2 Constitution d'un capteur.....	4
I.1.3 Transmission du signal de mesure.....	6
I.2 Débit	8
I.2.1 Mesure des débits	8
I.2.2 Pertes de charge	8
I.2.3 Régimes d'écoulement dans une canalisation.....	8
I.2.4 Nombre de REYNOLDS \Re	9
I.2.5 Facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans les conduites.....	10
I.2.6 Les méthodes industrielles de mesure du débit.....	10
I.3 Masse volumique.....	12
I.3.1 Calcul de la masse volumique.....	12
I.3.2 Mesure de la masse volumique.....	12
I.3.3 Stabilisation de la masse volumique.....	14
I.4 Erreurs de mesure industrielle.....	15
Conclusion.....	16
<u>Chapitre II</u> : Systèmes de comptage du gaz industriel	
Introduction.....	17

II.1 Comptage du gaz.....	18
II.1.1 Historique	18
II.1.2 Les attributs du comptage.....	18
II.1.3 Procédé automatique de comptage.....	19
II.1.4 Installations de comptage transactionnel.....	19
II.2 Différents systèmes de comptage du gaz.....	22
II.2.1 Compteur à éléments déprimogènes.....	22
II.2.2 Compteur à turbine.....	34
II.2.3 Compteur à ultrasons.....	37
II.2.4 Compteur à tourbillons.....	39
II.2.5 Compteur à chambres de mesure.....	40
II.2.6 Compteur à effets Coriolis.....	43
Conclusion.....	46
 <u>Chapitre III</u> : Compteurs de gaz transactionnels chez Sonatrach et ses partenaires	
Introduction	47
III.1 Le comptage du gaz transactionnel.....	47
III.1.1 Procédure d’approbation de modèle.....	48
III.1.2 Procédure de vérification.....	48
III.1.3 Etalonnage et vérification.....	48
III.2 Les systèmes de comptage du gaz dans l’industrie de Sonatrach.....	51
III.2.1 Unité de comptage de groupement TFT/Algérie.....	51
III.2.2 Unité de comptage de gaz résiduel TRC/ In Amines.....	55
III.2.3 Système de comptage du gaz résiduel de l’unité Z-CINA/ Hassi Messaoud.....	57
III.3 Mise en application de comptage transactionnel du gaz.....	59
III.3.1 Compteur de gaz à orifice.....	59

III.3.2 Compteur à turbine.....	.65
III.3.3 Compteur à ultrasons.....	79
Conclusion.....	89

Chapitre IV : Simulation de l'opération de comptage en fonction des conditions
opérationnelles

Introduction.....	90
IV.1 Calcul de la masse molaire du gaz M_m	91
IV.2 Calcul de la masse volumique du gaz naturel ρ	91
IV.3 Calcul de viscosité dynamique.....	92
IV.4 Calcul de viscosité cinétique.....	92
IV.5 Calcul de densité de gaz ρ_{tp}	92
IV.6 Calcul du facteur de compressibilité.....	93
IV.7 Modélisation et simulation de débitmètre à orifice par Matlab Simulink.....	94
IV.8 Modélisation et simulation de débitmètre à ultrasons par Matlab Simulink.....	100
IV.8.1 Calcul de KH dans le cas d'un écoulement laminaire.....	101
IV.8.2 Calcul de KH dans le cas d'un écoulement turbulent.....	101
IV.8.3 Calcul du débit volumique en mesure monocorde.....	101
IV.9 Modélisation et simulation de compteur à turbine par Matle/Simulink.....	104
IV.9.1 Compteur à turbine idéal.....	105
IV.9.2 Compteur à turbine réel.....	105
IV.10 Interprétation des résultats obtenus par la simulation.....	111
IV.10.1 Compteur à orifice.....	111

IV.10.2 Compteur à ultrasons.....	111
IV.10.3 Compteur à turbine.....	112
Conclusion.....	113

Chapitre V : Etude économique des systèmes de comptage du gaz

Introduction	114
V.1 Les paramètres influant sur le coût d'un système de comptage.....	114
V.1.1 Les besoins industriels	114
V.1.1.1 Type de gaz et conditions de service.....	114
V.1.1.2 Paramètres physiques du gaz.....	115
V.1.1.3 Paramètres physico-chimiques du gaz.....	115
V.1.2 Exploitation de la mesure de débit.....	115
V.1.2.1 Conditions de service.....	115
V.1.2.2 Performances de mesure de risques.....	118
V.1.2.3 Grandeurs d'influence.....	118
V.2 Eléments économiques essentiels du choix.....	119
V.2.1 Les performances métrologiques et le prix.....	121
V.2.2 Le coût d'une installation de comptage à Sonatrach.....	122
V.2.3 Aspects contractuels.....	123
V.2.4 Investissements.....	124
V.2.5 Frais d'exploitation.....	124
V.2.6 Contraintes sur le calcul du coût.....	125
V.3 État actuel du marché et tendances.....	127
V.4 Avantages et inconvénients économique des systèmes de comptage du gaz.....	130

Conclusion.....	132
Conclusion générale.....	133
Bibliographie	
Annexe	

Liste des figures

Fig.I.1 : principe d'un capteur

Fig.I.1 : Eléments de base d'un capteur

Fig. I.2 : Transmetteur 4 fils

Fig. I.3 : Transmetteur 3 fils

Fig. I.4 : Transmetteur 2 fils

Fig. I.5 : Capteur et transmetteur en situation

Fig. I.6 : Différents types de signaux

Fig. I.7 : Différents types d'écoulement

Fig. I.8 : Principe d'Archimède

Fig. I.9 : densimètre dynamique

Fig. I.10 : Dispositif de stabilisation de la masse volumique

Fig. II.1 : Station de Comptage

Fig. II.2 : principe d'un organe déprimogène

Fig. II.3 : Les principaux débitmètres à organes déprimogènes

Fig. II.4 : Tube venturi classique

Fig. II.5 : Tuyère ISA 1932

Fig. II.6 : Tuyère à long rayon

Fig. II.7 : Plaque de diaphragme normal

Fig. II.8 : Prises de pression normalisées

Fig. II.9 : Diaphragme à chambres annulaires. Porte diaphragme à démontage rapide

Fig. II.10 : Schéma de principe d'un compteur à turbine

Fig. II.11 : Principe de fonctionnement d'un compteur ultrasonique

Fig. II.12 : Compteur à précession de tourbillons

Fig. II.13 : Effet Vortex

Fig. II.14 : Compteur à chambres de mesure

Fig. II.15 : Compteur à paroi déformable

Fig. II.16 : Compteurs à Parois rotatives

Fig. II.17 : Courbe d'erreur type

Fig. II.18 : Débitmètre de Coriolis

Fig. II.19 : Les forces de déformation

Fig. II.20 : Compteur à masse thermique

Fig. III.1 : Vue externe de l'unité de comptage du gaz de Groupement TFT/SH

Fig. III.2 : Architecture de système de comptage du gaz naturel / GTFT

Fig. III.3 : Synoptique de comptage du gaz groupement TFT

Fig. III.4 : Synoptique de données du gaz de groupement TFT

Fig. III.5 : Skid de comptage de gaz résiduel de Z-CINA

Fig. III.6 : raccordement de deux chambres à orifice

Fig. III.7 : Compteur « FLUXI 2000 / TZ » de la société Actaris

Fig. III.8 : Totaliseur universel

Fig. III.9 : Erreur typique de mesure

Fig. III.10 : Capteur de cible

Fig. III.11 : Emplacement de capteur de cible dans l'ensemble de compteur

Fig. III.12 : Fréquencemètre de BF

Fig. III.13 : Fréquencemètre de MF

Fig. III.14 : Pilote mécanique

Fig. III.15 : pilote mécanique

Fig. III.16 : Pompe d'huile

Fig. III.17 : Compteur à turbine : théorie

Fig. III.18 : Compteur de gaz à ultrason ALTOSONIC V12

Fig. III.19 : Propagation d'onde acoustique sonore

Fig. III.20 : l'emplacement de sondes

Fig. III.21 : Profil de vitesses d'un écoulement laminaire

Fig. III.22 : Périodicité d'un écoulement turbulent

Fig. III.23 : Allongement et aplatissement du profil de vitesses d'un écoulement turbulent

Fig. III.24 : Allure de KH en fonction de Re selon le modèle de Prandtl

Fig. III.25 : Profil d'une conduite

Fig. III.26 : Exigences générales d'installation

Fig. IV.11 : Modélisation de débit massique du gaz pour un débitmètre à orifice

Fig. IV.12 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de DP

Fig. IV.13 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de rapport β

Fig. IV.14 : Evolution de débit massique du gaz en fonction de D

Fig. IV.5 : Dimensionnement réel d'un débitmètre à ultrasons

Fig. IV.6 : Simulation de débit du gaz pour un débitmètre à ultrasons

Fig. IV.7 : simulation de temps de transition de la longueur du son

Fig. IV.8 : simulation de temps de réflexion de la longueur du son de transducteur B vers

A

Fig. IV.9 : Les erreurs de la mesure du débit en fonction de variation de diamètre

Fig. IV.10 : l'incertitude relative de mesure de débit (dQ/Q) en fonction de variation de vitesse moyenne du gaz (V_{moy}) à l'intérieur de conduite

Fig. IV.11 : Modélisation et simulation de débit du gaz pour un débitmètre à turbine

Fig. IV.12 : Le débit massique du gaz naturel en fonction de diamètre de la conduite

Fig. IV.13 : Simulation de l'erreur de mesure de débit dans un débitmètre à turbine

Fig. IV.14 : L'erreur de mesure du débit en fonction de débit massique réel à une pression moyenne de 7,8 bars.

Fig. IV.15 : L'erreur de mesure du débit en fonction de débit massique réel à une grande pression de service 61 bars

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Caractéristiques générales de capteurs

Tableau III.1 : Données techniques de débitmètre du gaz utilisé

Tableau III.2 : Conditions de service pour système de comptage du gaz résiduel Z-CINA/SH

Tableau III.3 : Data sheet de « FLUXI 2000 / TZ » Tableau I.5 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques

Tableau III.4 : Basses pressions de service

Tableau IV.1: Composition chimique de gaz naturel

Tableau V.1 : Éléments de coût d'un débitmètre

Tableau V.2 : Performances métrologiques de débitmètres et leurs prix

Tableau V.3 : Comparaison des débitmètres selon les contraintes d'installation et de Service

Tableau V.4 : Problèmes les plus fréquents et solutions possibles

Tableau V.5 : Progression du marché

Tableau V.6 : Avantages et inconvénients économiques du débitmètre à plaque à orifice

Tableau V.7 : Avantages et inconvénients économiques du débitmètre ultrasonique

Tableau V.8 : Avantages et inconvénients économiques des compteurs à turbine

NOMENCLATURE

<i>Symbole</i>	<i>Désignation</i>
ONML	Office National de Métrologie Légale
\Re	Nombre de Reynolds
V	Vitesse moyenne de débit en m/s
D	Diamètre de la canalisation en mètre
ν	Viscosité cinématique du fluide en m^2/s
μ	Viscosité dynamique du fluide en poise
q_m	Débit massique de fluide (Kg/h)
P	Masse volumique (Kg/m^3)
M	Nombre de moles
R	Constante des gaz
T	Température ($^{\circ}C$)
P	Pression(bars)
Γ	Rapport des capacités thermiques massiques
Q_v	Débit volumique de fluide (m^3/h)
E	Coefficient de détente
β	Rapport de diamètre (rapport d'ouverture)
Δp	Pression différentielle(bars)
Ω	Vitesse instantanée de fluide(rad/s)
S	Nombre de Strouhal
U	Vitesse moyenne de l'écoulement (m/h)
F	Force de Coriolis(N)
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur (kJ/l)
Btu	British Temperature Unit
E_v	facteur de vitesse d'approche
Y	facteur d'expansion empirique
C_d	Coefficient de décharge
D	Diamètre de conduite (mm)
D	Diamètre intérieur de la plaque à orifice (mm)
LF	Basse fréquence (Hz)
MF	Moyenne fréquence (Hz)
HF	Haute fréquence (Hz)
DN	Diamètre nominal(mm)
C	Vitesse de son dans le gaz (m/s)
KH	Coefficient hydraulique de gaz

C_p	Capacité thermique massique du gaz à pression constante
Z	facteur de compressibilité du gaz
V_{us}	vitesse moyenne sur un diamètre
\bar{V}	vitesse moyenne par rapport à la section de la conduite
D_i	Projection de cette longueur sur l'axe de la conduite.
PID	Piping and Instrumentation Diagram
MTBF	Mean Time Between Failure
MTTR	Mean Time To Repair

Introduction générale

Introduction générale

Le développement des systèmes de comptage du gaz n'a pas cessé d'évoluer depuis leur apparition dans l'industrie pétrolière d'une façon générale. Les volumes échangés sont en constante augmentation et la qualité du comptage prend de plus en plus d'importance par la société Sonatrach. Cette dernière a connu également une grande diversité de moyens de comptage au regard des exigences imposées par l'échange avec ses partenariats. D'ailleurs, les progrès réalisés en électronique ont permis le développement de nouveaux moyens de comptage des produits gazeux ainsi que l'évolution des moyens existants. Cette diversité permet l'utilisation d'un système de comptage du gaz bien adapté aux besoins et aux conditions d'utilisation concernant l'industrie pétrolière.

La transaction commerciale de gaz occupe une place assez importante dans l'industrie pétrolière en général en Algérie en particulier, notamment quand elle concerne un contrat signé entre deux partenariats différents et deux pays diverses, c'est le cas de la société Algérienne Sonatrach avec ses partenaires en Algérie et à l'étranger.

L'objectif de ce travail étant d'aider la Société Sonatrach et ses partenaires dans le choix d'un meilleur système de comptage de gaz techniquement et économiquement et qui est homologué par l'ONML afin d'assurer une bonne transaction commerciale de gaz en Algérie et à l'étranger. Pour cela, nous allons faire une étude technique et économique des différents paramètres contribuant au choix d'un compteur de gaz répondant aux besoins de la société Sonatrach. Nous allons procéder par des simulations nécessaires à la prise de décision dans notre choix.

Ainsi, nous avons proposé cette démarche qui comprend cinq chapitres suivants :

1. Le premier chapitre présente des généralités sur les techniques de mesure industrielle et des définitions essentielles concernant les systèmes de mesurage utilisés dans le domaine industriel en général et au sein de Sonatrach en particulier.

2. L'étude des compteurs de gaz transactionnels fait l'objet du deuxième chapitre, où nous nous sommes intéressés à donner en détail tout ce qui est liée à ce type de comptage au regard des exigences de Sonatrach.

3. Dans le troisième chapitre, nous allons voir quelques types de comptage de gaz les plus utilisés dans l'industrie gazière de Sonatrach en les associant par les données réelles de service.

4. Cependant le quatrième chapitre sera destiné à établir les simulations de ces compteurs en fonction de conditions de base et opérationnelles de l'industrie gazière de Sonatrach qui ont une influence sur leurs fonctionnements ainsi l'interprétation de résultats obtenus par ces simulations afin de pouvoir faire la comparaison et l'analyse selon les paramètres essentiels utilisées par la société Sonatrach et ses partenaires qui contribuent dans l'opération de comptage du gaz industrielle.

5. Finalement, le cinquième chapitre est consacré à l'étude économique des systèmes de comptage du gaz les plus utilisés par Sonatrach et ses partenaires en faisant mentionner les différents objets qui contribuent dans ce côté économique pour pouvoir comparer entre ces systèmes d'une façon économique.

Chapitre I

Généralités sur les techniques de mesure industrielles

Introduction

Le contrôle et la commande des systèmes industriels font appel à des mesures de grandeurs physiques très diverses, et par conséquent, à l'utilisation d'un grand nombre de capteurs.

Ce sont les capteurs qui transforment les grandeurs physiques indispensables aux objectifs des mesures, en grandeurs électriques facilement mesurables et enregistrables.

Dans ce chapitre, nous présentons d'une façon générale les principes de fonctionnement des capteurs et d'une façon particulière les plus utilisés dans l'industrie ceux qui sont développés ainsi que leurs applications essentielles. Les accents sont mis sur les difficultés de mise en œuvre propres à chaque grandeur mesurée dans un environnement perturbé [2].

I.1 Techniques des mesures industrielles

I.1.1 Définition d'un capteur

C'est un dispositif qui transforme une grandeur physique en une grandeur exploitable (Fig. I.1), souvent de nature électrique. Le choix de l'énergie électrique vient du fait qu'un signal électrique se prête facilement à de nombreuses transformations difficiles à réaliser avec d'autres types de signaux [3].

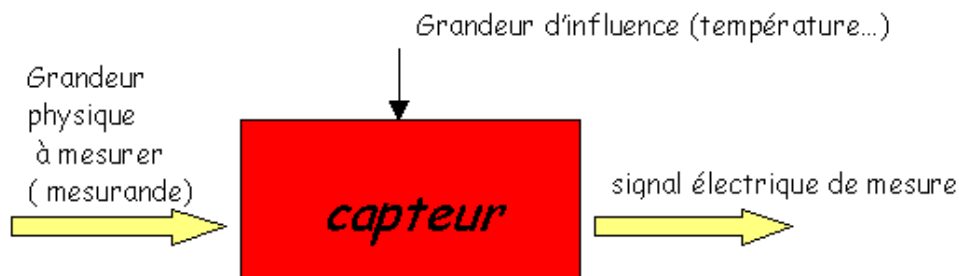


Fig. I.1 : principe d'un capteur [3]

I.1.2 Constitution d'un capteur

En réalité, Le capteur se compose de trois éléments essentiels (Fig. I.2):

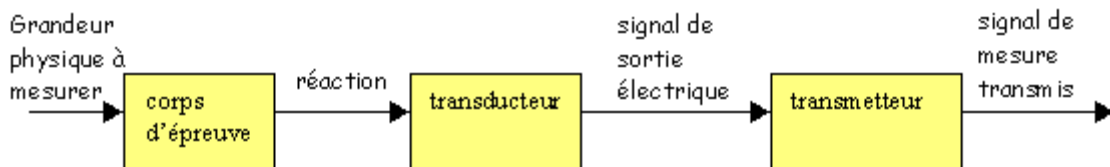


Fig. I.2 : Eléments de base d'un capteur [3]

I.1.2.1 Corps d'épreuve

Élément mécanique qui réagit sélectivement à la grandeur à mesurer. Il transforme la grandeur à mesurer en une autre grandeur physique dite mesurable.

I.1.2.2 Transducteur

Il traduit les réactions du corps d'épreuve en une grandeur électrique constituant le signal de sortie.

I.1.2.3 Transmetteur

Il sert à la mise en forme, l'amplification, le filtrage, la mise à niveau du signal de sortie pour sa transmission à distance. Il peut être incorporé ou non au capteur proprement dit « transmetteur ».

On peut séparer trois types de transmetteur :

- Les transmetteurs 4 fils (dits actifs) qui disposent d'une alimentation et qui fournissent le courant I. Leur schéma de câblage est identique à celui des régulateurs (fig. I.3).
- Les transmetteurs 3 fils sont des transmetteurs 4 fils, avec les entrées moins reliées (fig. I.4).

- Les transmetteurs 2 fils (dits passifs) qui ne disposent pas d'une alimentation et qui contrôlent le courant I fournie par une alimentation externe (fig. I.5).



Fig. I.3 : Transmetteur 4 fils [3]



Fig. I.4 : Transmetteur 3 fils [3]

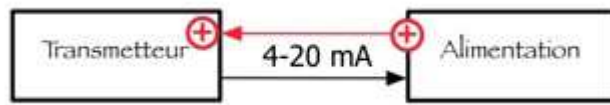


Fig. I.5 : Transmetteur 2 fils [3]

D'une vue générale et industrielle, on peut voir brièvement ces instruments constituant une chaîne de mesure destinée pour acquérir les informations sur une grandeur physique (température, pression, débit...etc.) est illustrée sur la fig. I.6.

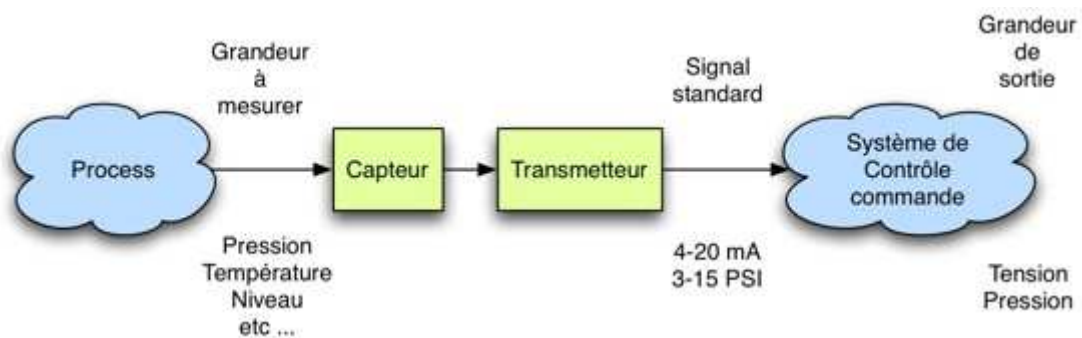


Fig. I.6 : Capteur et transmetteur en situation [3]

I.1.3 Transmission du signal de mesure

Selon le type de capteur (fig. I.7), le signal électrique de mesure peut être de différentes natures : analogique, numérique.

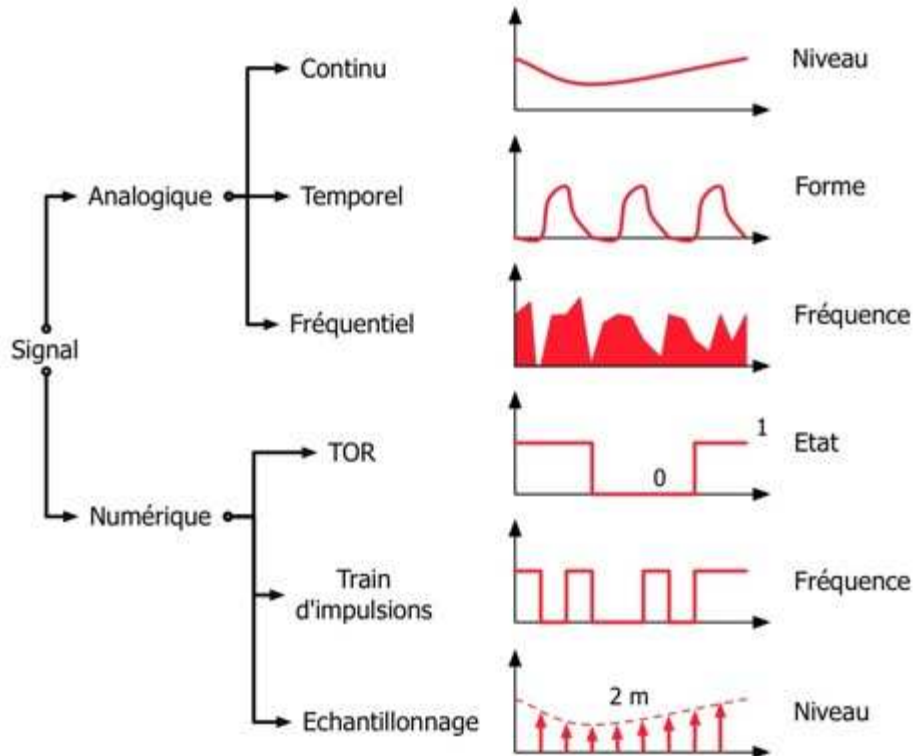


Fig. I.7 : Différents types de signaux [3]

I.1.3.1 Signal de mesure analogique

Un signal est dit « analogique » si l'amplitude de la grandeur physique le représentant peut prendre une infinité de valeurs dans un intervalle donné.

- **Signal continu** : C'est un signal qui varie 'lentement' dans le temps : température, débit, niveau.
- **Forme** : C'est la forme de ce signal qui est important : pression cardiaque, chromatographie, impact.
- **Fréquentiel** : C'est le spectre fréquentiel qui transporte l'information désirée : analyse vocale, sonar, spectrographie.

En réalité, il est lié à la mesurande par une loi continue, parfois linéaire, qui caractérise l'évolution des phénomènes physiques mesurés. Il peut être de toute nature [3] :

- Courant 0 – 20 mA, 4 – 20 mA.
- Tension 0 – 10 V, 0 – 5 V.

I.1.3.2 Signal de mesure logique (numérique)

Un signal est dit « logique » si l'amplitude de la grandeur physique le représentant ne peut prendre qu'un nombre fini de valeurs. En général ce nombre fini de valeurs est une puissance de 2 ; Cette transmission est compatible avec les systèmes informatiques de traitement. Il se présente sous forme :

- **Tout ou rien (TOR) :** Il informe sur un l'état bivalent d'un système. Exemple : une vanne ouverte ou fermée.
- **Train d'impulsion :** Chaque impulsion est l'image d'un changement d'état. Exemple : un codeur incrémental donne un nombre fini et connu d'impulsion par tour.
- **Echantillonnage :** C'est l'image numérique d'un signal analogique. Exemple : température, débit, niveau.

Type de capteur	Type de signal de sortie	Appellation	Exemple
Analogique	Bas niveau	Capteur	Sonde PH 650 mV /unité PH
	Haut niveau	Capteur Transmetteur	Capteur pression 4 – 20 mA
Numérique	Numérique absolu	Codeur absolu	Capteur de position angulaire
	Numérique incrémental	Codeur incrémental	Capteur de vitesse
Logique	Tout ou rien	Détecteur	Détecteur de niveau

Tableau I.2 : Caractéristiques générales de capteurs [3]

I.2 Débit

I.2.1 Mesure des débits

Le débit est la quantité de matière ou de fluide, liquide ou gazeux, qui s'écoule par unité de temps. En pratique on distingue deux débits :

- Débit-masse ou débit massique Q_m qui s'exprime en kg/s.
- Débit-volume ou débit volumique Q_v qui s'exprime en m³/s.

Si ρ est la masse volumique du fluide (kg/ m³), on a la relation liant le débit-masse au débit volumique par la formule suivante :

$$Q_m = \rho \cdot Q_v \quad (I.1)$$

Les capteurs mesurant le débit s'appellent « débitmètres ». Les capteurs mesurant le volume de fluide (quelle que soit la durée) ou la masse écoulée s'appellent « des compteurs ».

Les mesures des débits des fluides industriels ont une grande importance, car elles sont toujours présentées dans les opérations de commercialisation de ces produits soit en liquide ou en état gazeuse [4].

I.2.2 Pertes de charge

Les pertes de charge sont la diminution de la pression totale entre deux sections d'un écoulement. Elles s'expriment en mètres de colonne d'eau (MCE) et sont fonction de la section du tuyau, du débit véhiculé et de la nature du liquide [3].

I.2.3 Régimes d'écoulement dans une canalisation

I.2.3.1 Écoulement laminaire

Les lignes de courant demeurent parallèles entre elles, les couches de fluide glissant les unes sur les autres sans se mélanger. Les pertes de charge sont alors proportionnelles à la vitesse (Fig. I.8).

I.2.3.2 Écoulement turbulent

Les lignes de courant ne gardent plus leur individualité, mais s'enchevêtrent. Les pertes de charge sont proportionnelles au carré de la vitesse (Fig. I.8).

I.2.4 Nombre de REYNOLDS \Re

Pour pouvoir faire la comparaison entre deux écoulements, on utilise des nombres sans dimension. Ainsi, dans un écoulement incompressible (pression = constante) et isotherme (température = constante), un seul paramètre sans dimension est suffisant pour caractériser l'écoulement, c'est le nombre de REYNOLDS [2].

$$\Re = \frac{V \cdot D}{\nu} = \rho \cdot \frac{V \cdot D}{\mu} \quad (\text{I.2})$$

- V : vitesse moyenne de débit en m/s
- D : diamètre de la canalisation en mètre
- ν : viscosité cinématique du fluide en m^2/s (eau douce $\nu = 1,1 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)
- μ : viscosité dynamique du fluide en poise (1 centipoise = 1 millipascal.seconde)

La viscosité cinématique du fluide est: $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ (I.3)

Dans une conduite de section circulaire :

- si $\Re < 2000$, l'écoulement est laminaire
- si $\Re > 2000$, l'écoulement est turbulent

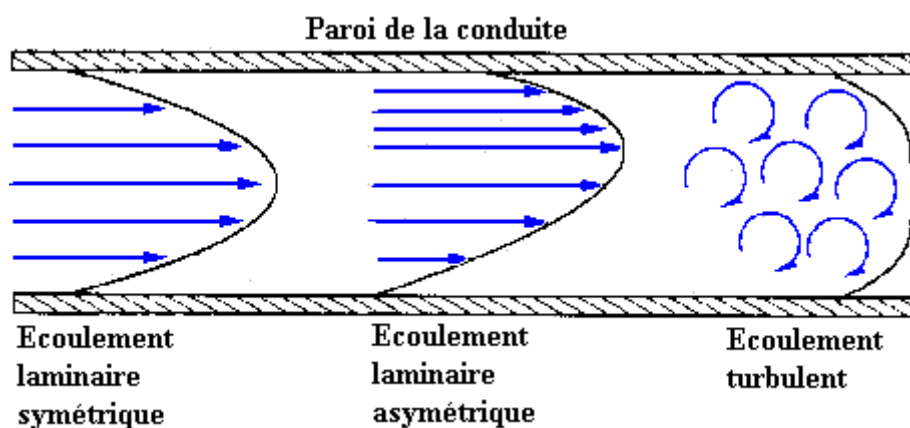


Fig. I.8 : Différents types d'écoulement [2]

I.2.5 Facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans les conduites

Les principaux facteurs influant sur l'écoulement des fluides dans une conduite sont les suivants :

- Vitesse du fluide
- Frottement du fluide en contact avec la conduite
- Viscosité du fluide
- Masse volumique du fluide

Vitesse du fluide : elle dépend de la charge qui force le fluide à traverser la conduite. Plus la charge est élevée, plus le débit de fluide est important (les autres facteurs restants constants) et, par conséquent, plus le volume d'écoulement est important. Le diamètre de la conduite influe également sur le débit. Si l'on double le diamètre de la conduite, le débit potentiel augmentera selon un coefficient quatre.

Frottement de la conduite : il réduit le débit du fluide dans les tuyaux et la vitesse du fluide est plus lente près des parois de la conduite qu'au centre. Il est donc considéré comme un facteur négatif. Plus la conduite est lisse, propre et de grand diamètre, et moins le frottement de la conduite a d'effet sur le débit général du fluide.

Viscosité dynamique du fluide : elle réduit, tout comme le frottement, le débit du fluide près des parois de la conduite. Elle augmente ou diminue en fonction des variations de température.

Masse volumique du fluide : elle influe également sur le débit, car un fluide plus dense exige une charge supérieure pour maintenir le débit souhaité. Le fait que les gaz soient compressibles exige souvent l'utilisation de méthodes différentes pour mesurer des débits de liquides, de gaz ou de liquides contenant des gaz.

I.2.6 Méthodes industrielles de mesure du débit

On démontre que le débit de quantité de matière traversant la section « σ » d'une conduite est égal au flux à travers σ du produit du vecteur vitesse par une grandeur d'état, cette dernière pouvant toujours être ramenée à la grandeur mécanique qu'est la masse volumique [5].

$$q_m = \sigma(p, \vec{w}) \quad (\text{I.4})$$

On démontre que dans tous les cas l'équation caractéristique du débit peut se mettre sous la forme:

$$q_m = k1^{2a+1} \quad (\text{I.5})$$

$$a = 1 \text{ si } X = f = \frac{1}{\tau} \quad (\text{I.6})$$

$$a = \frac{1}{2} \text{ si } X = p \quad (\text{I.7})$$

La complexité de la grandeur caractéristique de l'écoulement (flux du champ des vecteurs vitesses) rend difficile le couplage entre un instrument de mesure de cette grandeur et le phénomène.

Il est pratiquement impossible de mesurer le débit avec un instrument extérieur à la conduite, on ne peut mesurer que la pression, la température ou la masse volumique donc des grandeurs d'état et non des grandeurs cinétiques. Il est donc nécessaire de perturber l'écoulement de façon à générer des grandeurs mesurables de l'extérieur et directement liées au débit [5].

L'équation générale permettant de calculer le débit masse est :

$$q_m = k1^{2a+1}(\rho X)^a \quad (\text{I.8})$$

$$a = 1 \rightarrow X = f = \frac{1}{\tau} \text{ et } q_m = k1^3 \rho f \quad (\text{I.9})$$

Cette formule représente le cas des compteurs de volume, des compteurs de vitesse et des compteurs à tourbillon.

Si

$$a = \frac{1}{2} \rightarrow X = p \text{ et } m = k1^2 \sqrt{\rho} \sqrt{\rho} \quad (\text{I.10})$$

Cette formule représente le cas des diaphragmes, des tuyères, des prises de pression

dans les coudes, du tube de Pitot. On voit que dans tous les cas apparaît la masse volumique ρ ou si l'on calcule en débit volumique.

$$\frac{\rho}{\rho_r} \text{ ou } \frac{\sqrt{\ell}}{\sqrt{\rho_r}} \quad (\text{I.11})$$

I.3 Masse volumique

I.3.1 Calcul de la masse volumique

L'équation d'état permet de calculer ρ à partir de la mesure de p et de T , à l'aide d'un calculateur programmable dans lequel on a également introduit la densité du gaz par rapport à l'air dans les conditions de référence [6].

$$\rho = \frac{R}{M} \cdot \frac{p}{T \cdot Z(p,T)} \quad (\text{I.12})$$

et

$$M = \frac{RT_r Z(p_r, T_r)}{p_r} \cdot \rho_r \quad (\text{I.13})$$

$$\text{Où} \quad \rho_r = \rho_{ar} \cdot G_r \quad (\text{I.14})$$

ρ_r est la masse volumique de l'air sec dans les conditions de référence et G_r est la densité du gaz par rapport à l'air dans les conditions de référence. Cette dernière valeur est mesurée par un densimètre [5].

Dans le cas des appareils de type (compteurs de vitesse, de volume...) le débit volume s'écrit :

$$q_{vm} = \frac{q_m}{\rho_r} = k1^3 \frac{\rho}{\rho_r} f \quad (\text{I.15})$$

Or

$$\frac{\rho}{\rho_r} = \frac{p}{p_r} \cdot \frac{T_r}{T} \cdot \frac{Z(p_r, T_r)}{Z(p, T)} \quad (\text{I.16})$$

Dans ce cas il n'est donc pas nécessaire de connaître ρ_r ou G_r

I.3.2 Mesure de la masse volumique

Pour les gaz de composition variable on mesure ρ et p_r en parallèle. C'est ce qui est actuellement réalisé sur la plupart des grandes stations de comptage internationaux. Il existe deux types d'instruments :

I.3.2.1 Densimètres statiques

Ils sont basés sur le principe d'Archimède (Fig. I.9) [5].

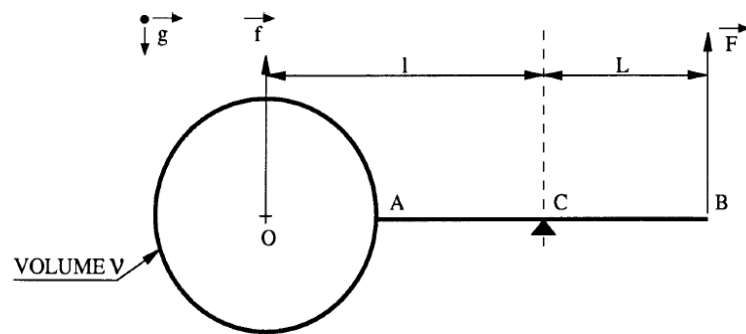


Fig. I.9 : Principe d'Archimède [5]

La capacité de volume v est plongée dans un gaz à (p, T) ou à (p_r, T_r) et

$$\rho = F \cdot L / lvg \quad (\text{I.17})$$

La mesure du couple d'équilibrage (force électromagnétique de rééquilibrage, déplacement d'un contre poids – D et H) permet de connaître ρ .

I.3.2.2 Densimètres dynamiques

Dans les densimètres dynamiques un corps souple cylindre ou lame est mis en oscillation entretenue à sa fréquence de résonance, le fluide gazeux transitant autour et dans ce système (Fig. I.10); la fréquence de résonance dépend de p par l'intermédiaire d'une fonction polynomiale déterminable uniquement par étalonnage [6].

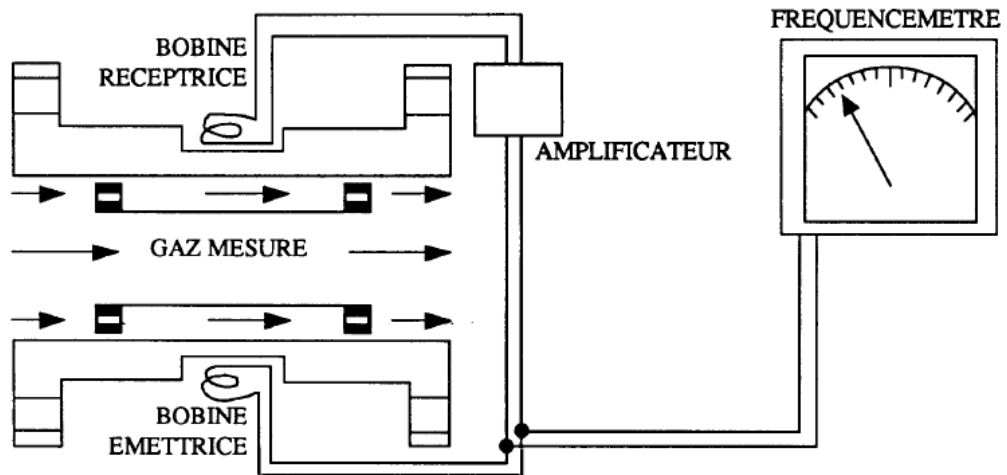


Fig. I.10 : Densimètre dynamique [5]

I.3.3 Stabilisation de la masse volumique

Si le gaz est de composition peu variable et si l'on peut utiliser un dispositif d'abaissement de la pression (ce qui est le cas le plus général), l'on peut à l'aide du dispositif décrit ci-après stabiliser la masse volumique par asservissement de la pression à la température [5].

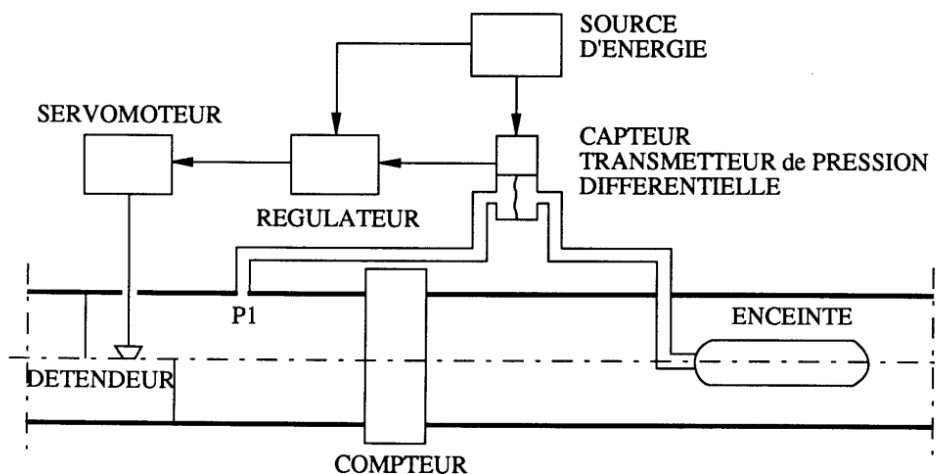


Fig. I.11 : Dispositif de stabilisation de la masse volumique [5]

Dans le dispositif présenté par la fig. I.11, dans une enceinte fermée est emprisonnée une masse constante de gaz.

L'enceinte est réalisée de façon à ce qu'il y ait un équilibre thermique permanent entre

le gaz en circulation dans la conduite et le gaz contenu dans l'enceinte.

Un régulateur de pression différentielle à zéro médian branché entre l'enceinte et une prise PI commande le détendeur de façon à maintenir cette pression égale à celle qui règne dans l'enceinte où la masse volumique est constante. Puisque les p et T dans la conduite sont égales aux p et T dans l'enceinte, la masse volumique dans la conduite est constante [5].

I.4 Erreurs de mesure industrielle

On peut distinguer trois catégories d'erreurs qui peuvent provoquer un manque de fiabilité au niveau de la mesure [7] :

Erreurs humaines : Celles-ci sont commises lors de la lecture d'une valeur à partir d'un appareil de mesure, 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.

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 [7].

Erreurs causées par les perturbations : On peut remarquer deux grands types de perturbations susceptibles de provoquer les erreurs de mesure.

a) 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% [8].

b) 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 [9].

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié les techniques de mesure qui sont utilisées au niveau de l'industrie ; et par conséquent cette étude on a pu comprendre le principe de fonctionnement réel d'un capteur ; sans oublier de lever également l'ambigüité rencontré en ce qui concerne leurs terminologies industrielles ainsi d'avoir des connaissances concernant l'architecture d'une chaine de mesure industrielle en général et l'étude de débit en particulier, car ce dernier est considéré comme étant le paramètre principal qui contribue dans l'opération de comptage de gaz qu'est considérée comme l'objectif de notre présent travail. D'ailleurs, ce chapitre est considéré comme un outil qui aide à la compréhension du principe de fonctionnement de compteur de gaz qu'est l'objet du chapitre suivant.

Chapitre II

Systemes de comptage du gaz industriel

Introduction

Le transport de gaz industriel dans les conduites et la mesure de son débit sont nécessaires pour la plupart des opérations de production et de commercialisation. Comme les différents types de gaz industriel sont corrosifs ou érosives, leur nature peut être modifiée en causant des variations dans la composition ou dans les paramètres de ces derniers (la température, la pression ou la vitesse) [10].

Pour ces raisons, les gaz influent sur les conduites et les instruments qui servent à mesurer leurs quantités en fonction de leurs débits. A titre d'exemple, les débitmètres à pression différentielle sont soumis à des pressions considérables qui peuvent exercer des déformations élastiques et même des déformations plastiques en cas où les pressions dépassent les contraintes admissibles concernant les matériaux qui contribuent dans la fabrication des débitmètres.

Le mesurage des quantités de gaz - couramment appelé « comptage de gaz » - est une activité très importante de l'industrie du gaz [10]. Un réseau complexe de gazoduc peut alimenter sur son parcours plusieurs centaines (voir plusieurs milliers) de clients d'importance variable. Il est la base de l'application des contrats d'achat, de vente et de transit. Il donne des informations indispensables pour une conception et une exploitation rationnelle des réseaux de transport ou de distribution. Il permet l'établissement du bilan technique matière d'un réseau de gaz. Il permet dans les usines consommatrices l'établissement de bilans et le suivi des rendements. L'opération de comptage peut avoir deux objectifs:

- Un objectif d'exploitation (technique), car la connaissance de la valeur du débit est un paramètre essentiel dans la conduite et la gestion opérationnelle de toute installation technique d'une chaîne d'hydrocarbure, en particulier les réseaux de pipelines. Une erreur de 5% à 10% est dans ce cas acceptable [10].
- Un objectif transactionnel (contractuel, fiscal) pour la comptabilisation et la facturation des quantités d'hydrocarbures livrées aux clients ou en transit. On est tenu dans ce cas à utiliser des systèmes agréés par les services officiels de métrologie tel que l'ONML (Office National de Métrologie Légale) en Algérie, qui assurent l'exactitude et la fidélité de mesure et les transactions (vendeur et client) peuvent avoir intérêt à l'emploi de système plus précis, d'autant plus précis que les débits à mesurer sont grands : livraisons à des consommateurs importants, transits aux frontières, les

compteurs déprimomètres à diaphragme utilisés dans ce cas sont équipés des appareils secondaires les plus modernes et leurs erreur peut être située à 0.2% [10].

Nous décrivons dans ce chapitre les différents systèmes de comptage de gaz transactionnels qui se trouvent dans le monde en général et ceux qui sont plus utilisés en Algérie sous l'homologation de l'ONML en particulier ainsi les conditions de ses installations dont le but d'assurer les bonnes performances techniques et économiques.

II.1 Comptage du gaz

II.1.1 Historique

L'histoire de la mesure remonte à environ 4000 années, les romains mesuraient la qualité d'un distribuée à chaque habitant dans le but de contrôler la consommation, les chinois aussi ont utilisés la même procédure pour déterminer la quantité d'eau salée expédiée vers les différents unités pour extraire livrées est très important dans l'économie; pour cela commençant d'abords par définir ce qu'est le « Mesurage » [11].

Le Mesurage ou le « 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 [9].

II.1.2 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 [12].

La réglementation est parfois complétée par des clauses contractuelles spécifiques entre les partenaires de la transaction, faisant souvent référence à des normes.

II.1.2.1 Précision

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 [7].

II.1.2.2 Fiabilité et la dérive

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).

II.1.2.3 Adaptation au débit

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 [13].

II.1.3 Procédé automatique de comptage

Ce procédé de comptage est effectué par une transmission des paramètres de calcul ΔP , P, T à un ou plusieurs calculateurs disposés en salle de contrôle [12].

Le débit instantané et global (mesuré selon la norme ISO 5167) pour chaque rampe est calculé automatiquement et enregistré par un appareil.

II.1.4 Installations de comptage transactionnel

Les installations de comptage transactionnel du gaz sont situées aux points de « transfert de garde » du gaz [13]:

- 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 » [9].

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 ».

II.1.4 .1 Station de comptage

Une station de comptage peut être située (Fig. II.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.
- **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.
- **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,...)

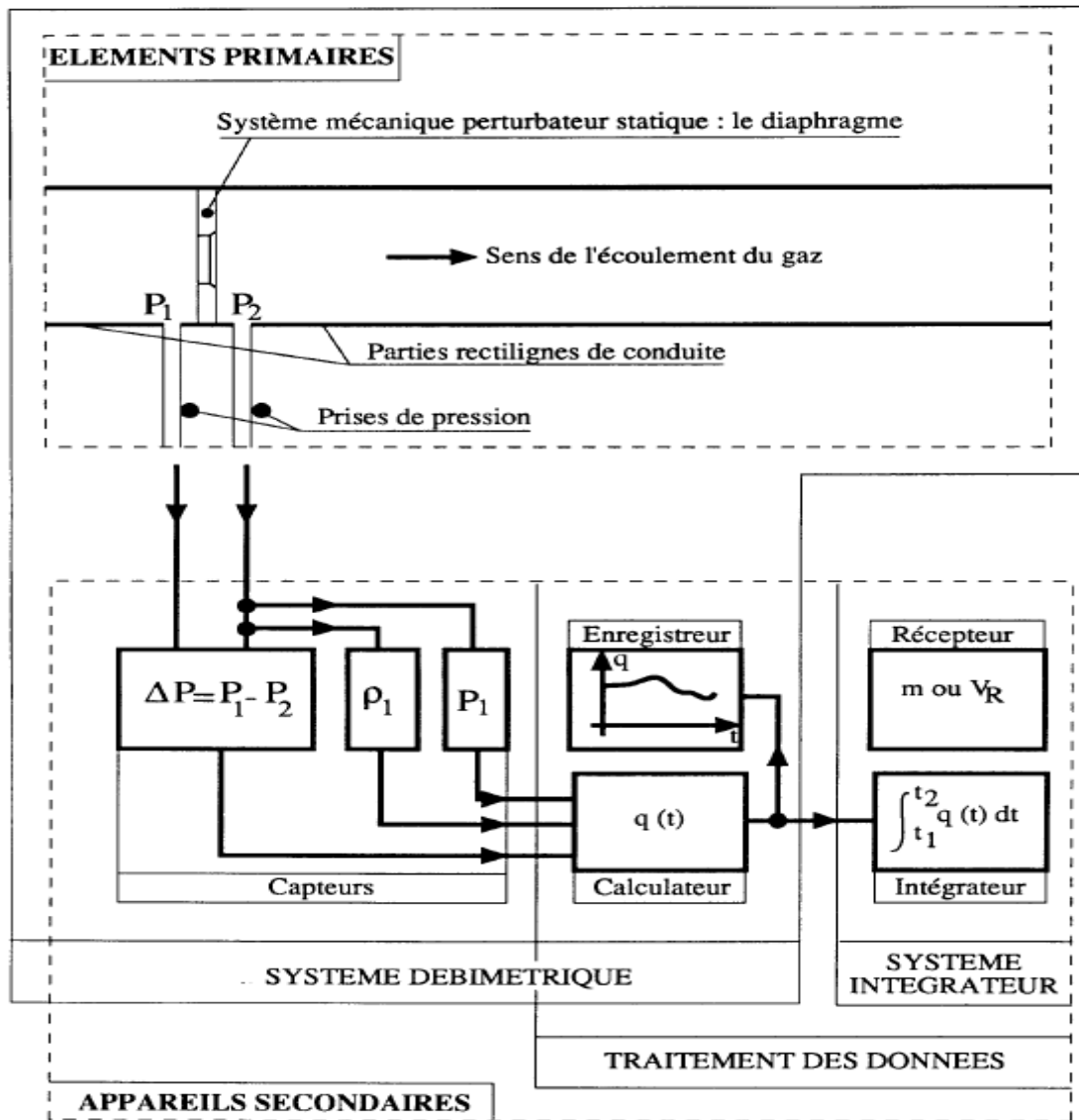


Fig. II.1 : Station de Comptage [9]

II.1.4 .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 opération suppose une mesure de volume complétée par une ou plusieurs mesure secondaires (pression, température, masse volumique) selon le type de régulation.

II.2 Différents systèmes de comptage du gaz

Il existe différents types de compteur pour le mesurage; chaque type dépend de la nature du débit (haut débit; bas débit...), les plus importants sont les suivants :

- Compteur à éléments déprimogènes.
- Compteur à turbine.
- Compteur à ultrasons.
- Compteur à tourbillons.
- Compteur à chambres de mesure.
- Compteur à Coriolis.
- Compteurs à masse thermique.

II.2.1 Compteur à éléments déprimogènes

II.2.1.1 Principe de fonctionnement

Le principe est basé sur un système perturbateur statique constitué d'un organe d'étranglement ou organe déprimogène qui provoque une chute de pression dont la valeur est en fonction du débit de l'écoulement et des caractéristiques thermodynamiques du gaz à mesurer (Fig. II.2) [4].

Dans le compteur à éléments déprimogènes 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.

II.2.1.1.1 Cas des gaz incompressibles

La théorie de l'organe déprimogène repose sur l'application des équations de Bernoulli et de continuité de conservation de l'énergie et de la masse. L'écoulement dans un organe déprimogène est schématisé dans la figure 8 ; L'application des deux principes de conservation de la masse et de l'énergie, pour un écoulement de fluide incompressible, entre les sections de l'écoulement (1) et (2) permet d'écrire :

$$Q_v = V_1 \cdot S_1 = V_2 \cdot S_2 = \text{Cte} \quad (\text{II.1})$$

$$\frac{P_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\rho g} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} = \text{Cte} \quad (\text{II.2})$$

Avec:

P: est la pression statique du fluide ;

Z : est la hauteur (cote) par rapport à un plan de référence ;

V : est la vitesse de l'écoulement ;

ρ : est la masse volumique du fluide ;

g : est l'accélération de la pesanteur ;

S_1 : Aire de section de la conduite.

A : L'aire de section de l'orifice $A = S_2$

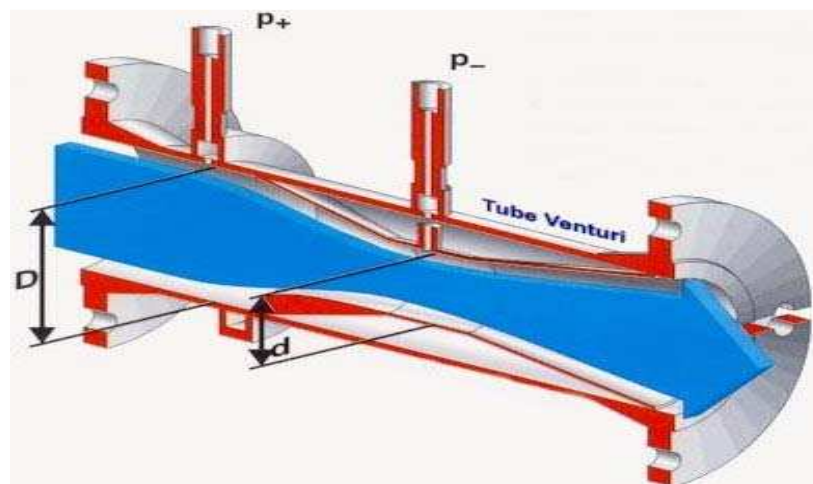


Fig. II.2 : principe d'un organe déprimogène [4]

La combinaison des équations (II.1) et (II.2) permet d'obtenir une relation pour le débit volumique Q_v :

$$Q_v = C \frac{1}{\sqrt{\left(1 - \frac{V_1^2}{V_2^2}\right)}} A \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}} \quad (\text{II.3})$$

C: est le coefficient de décharge du débitmètre

On définit le rapport d'ouverture ou rapport des diamètres

$$\beta = d/D \quad (\text{II.4})$$

Le coefficient de vitesse d'approche E :

$$E = \frac{1}{\sqrt{\left(1 - \frac{V_1^2}{V_2^2}\right)}} = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (\text{II.5})$$

La relation (II.5) fait apparaître que le signal primaire de la pression différentielle ($\Delta P = P_1 - P_2$) et par conséquent les erreurs de mesure sur le débit se trouvent multipliées par le coefficient de vitesse d'approche E ; Donc, et afin de réduire cette erreur on doit éviter que le coefficient β ne soit proche de 1, c'est à dire V_1 proche de V_2 .

Il faut noter encore qu'on appelait coefficient de débit :

$$C_d = C.E \quad (\text{II.6})$$

Le coefficient de décharge C dépend de la géométrie de la conduite et du débitmètre, donc du coefficient β , et du nombre de Reynolds, Re. Le nombre de Reynolds caractérise la nature du régime de l'écoulement et permet de voir si l'écoulement est laminaire ou turbulent. Il est important de noter que les débitmètres à organe déprimogène sont beaucoup plus adaptés pour mesurer les écoulements turbulents. Leur précision devient moins bonne au régime laminaire [4].

Les valeurs du coefficient de décharge C des divers éléments primaires ont été

obtenues par expérimentation sur banc d'essai et sont disponible dans la norme ISO 5167. Des formules empiriques telles que la formule de Stolz ou de celle de Reader-Harris/Galagher qui a été adoptée récemment par la norme ISO 5167 (1998) permettent le calcul du coefficient C [4].

II.2.1.1.2 Cas des fluides compressibles

Dans le cas où le fluide est compressible, cas des gaz et de la vapeur d'eau, au passage de l'étranglement l'augmentation de la vitesse est accompagnée d'une diminution de la masse volumique avec la pression. On suppose que le gaz s'écoulant de (1) à (2) subisse une transformation adiabatique, c'est à dire sans échange significatif de chaleur avec le milieu extérieur ; Ceci se traduit par la relation :

$$\left(\frac{P}{\rho} \right)^\gamma = \text{Constante} \quad (\text{II.7})$$

Avec γ est le coefficient isentropique définit comme le rapport des variations relatives de la pression et de la masse volumique dans une transformation adiabatique réversible élémentaire (ISO 5167).

Pour les gaz parfaits : γ est le rapport des capacités thermiques massiques à pression et à volume constant, C'est à dire :

$$\gamma = C_p/C_v \quad (\text{II.8})$$

Le débit volume sera corrigé par un coefficient d'expansion ε :

$$Q_v = C \frac{1}{\sqrt{\left(1 - \frac{V_1^2}{V_2^2}\right)}} \cdot \varepsilon \cdot A \cdot \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}} \quad (\text{II.9})$$

On peut facilement montrer que le débit-masse est déterminé par la relation :

$$Q_m = C \cdot E \cdot \varepsilon \cdot \left(\pi d^2 / 4 \right) \sqrt{2 \cdot \Delta P \cdot \rho_1} \quad (\text{II.10})$$

Avec ρ_1 est la masse volumique du fluide en amont de la restriction. ΔP est la différence de pression mesurée entre les prises amont et avale. Dans le cas de fluide incompressible, le coefficient de détente $\varepsilon = 1$.

II.2.1.2 Descriptions techniques et normatives

Les normes internationales ISO 5167 et ISO 5168 de 1980, révisées en 1995 et amendées en 1999 définissent les spécifications de construction et les conditions d'utilisation de ces débitmètres ainsi que les procédures de calcul [4].

Les principaux types d'organes déprimogènes décrits par la norme sont :

- Les diaphragme ou plaque à orifice concentrique.
- Les orifices profilés (tuyères, tubes de Venturi et les Venturi-tuyères).

La fig. II.3 montre une schématisation de ces débitmètres.

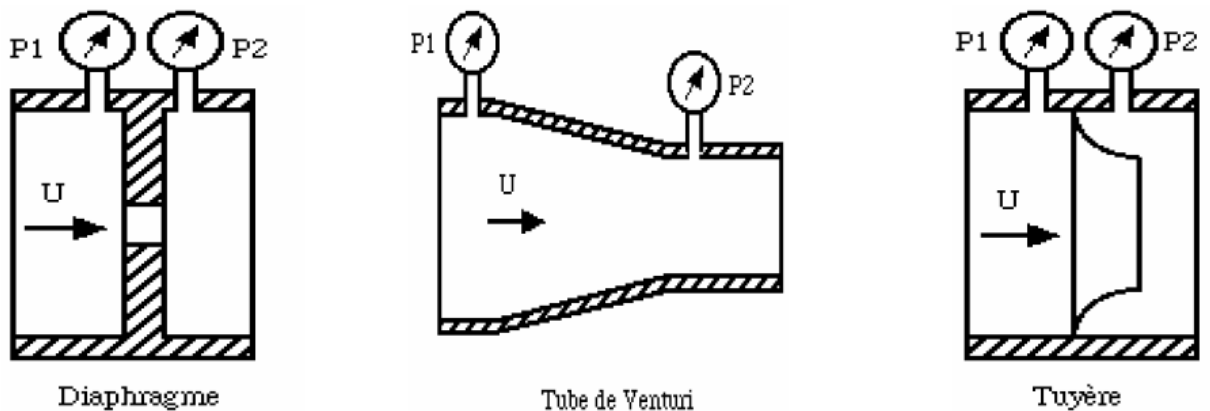


Fig. II.3 : Les principaux débitmètres à organes déprimogènes [4]

D'autres types de débitmètres à pression différentielle non normalisés sont disponibles :

- Débitmètre à cible, Débitmètre à coude, Élément déprimogène en V, Diaphragme à orifice à entrée conique ou en quart de cercle, Diaphragme ou plaque à orifice excentrique ou segmental.

- Sonde de Pitot et Sonde multi-Pitot (Sonde annubar)
- Pitot-Venturi et l'Orifice intégré

L'ensemble de mesurage (comptage) comprend :

- Un élément primaire composé de l'organe déprimogènes (diaphragme, Venturi, tuyère) et des prises de pressions associées ;
- Les appareils secondaires nécessaires au mesurage (transducteurs de pression et de pression différentielle, ..).

Les paramètres de base d'un élément primaire (organe déprimogènes) sont :

- Le rapport d'ouverture (β) qui définit la géométrie de la contraction de l'écoulement.
- Le nombre de Reynolds (Re) qui définit l'aspect dynamique de l'écoulement.

II.2.1.3 Incertitude de mesure

Les normes permettent de déterminer les incertitudes ou les erreurs de mesure pour les organes déprimogènes ; Elles sont de l'ordre de :

- $\pm 2 \%$ pour le diaphragme et la tuyère normalisés [4].
- $\pm 1.5 \%$ pour le tube de Venturi normalisé [4].

Il est important de noter ici que ces valeurs limites de l'erreur tolérée par la norme sont obtenues dans des conditions de référence d'écoulement (écoulement établi) et de géométrie (propre) [4].

II.2.1.4 Domaine d'utilisation

Les débitmètres à organes déprimogènes sont utilisés pour la mesure des gaz et des liquides. Ces débitmètres ont connu une large utilisation dans le secteur de l'industrie pétrolière et gazière ainsi que pour la mesure de l'eau. On estime que plus de 50% du parc de débitmètres installés sont du type à pression différentielle [4].

Le diaphragme est le plus utilisé ; Ce sont des systèmes qui présentent les avantages suivants :

- Peu coûteux,
- Faciles à installer et à exploiter,
- Ils permettent de mesurer de grandes quantités de fluides à haute pression, supérieurs aux débits maximaux mesurables par d'autres type de débitmètres (compteurs volumétriques, turbines etc..).

Les inconvénients de ces débitmètres sont :

- Ils provoquent une perte de charge ou perte d'énergie massique importante : Elle peut aller jusqu'à 90% de la pression différentielle mesurée sur un diaphragme ; Le Venturi et la tuyère provoque une perte de charge beaucoup moins importante en raison de leur géométrie profilée [4].
- Une faible dynamique de mesure.
- Sensibles aux perturbations de l'écoulement (coudes, vannes, élargissements, pulsations etc..) ce qui nécessitent des conditions d'installation pénalisantes.

Pour les fluides visqueux tels que les produits pétroliers, l'aspect dynamique de l'écoulement constitue une considération très importante pour le choix d'un élément déprimogène. La norme ISO 5167 spécifie, pour chaque type d'élément, une limite inférieure du nombre de Reynolds. La limite supérieure du nombre de Reynolds est théoriquement $(+\infty)$; Mais en pratique pour des considérations techniques de pompage, la valeur de la vitesse est limitée. Le nombre de Reynolds associé est de l'ordre de 10^7 [4].

II.2.1.5 Différents types d'organes déprimogènes

Les organes déprimogènes sont caractérisés par leur rapport de diamètres $\beta = d / D$. Ils sont constitués par les tubes de venturi, les tuyères et les diaphragmes.

II.2.1.5.1 Tube Venturi

Les tubes venturi sont constitués d'un convergent suivi d'un divergent, ils sont caractérisés par une faible perte de charge et ne nécessitent pas de longueur droite. Ils sont tout particulièrement adaptés aux fluides chargés. Le venturi peut être réalisé en acier ou en alliages divers.

Il existe deux types de venturi :

II.2.1.5.1.1 Tube Venturi classique

La géométrie du venturi classique décrite par la norme internationale ISO 5167 est schématisée sur la fig. II.4. Elle consiste à :

- Une divergente de 7 à 15° dont le rôle est de guider le fluide et de réduire la perte de charge.
- Un convergent de 21° qui constitue l'appareil déprimogène.

II.2.1.5.1.2 Tube Venturi tuyère

La tuyère Venturi est une tuyère mince d'un divergent et convergent. Le convergent est identique à celui de la tuyère ISA 1932, la longueur du col est de $0,3 d$, le divergent est relié au col à angle vif, l'angle totale doit être inférieure à 30° , la valeur de cet angle n'influe pas sur le coefficient de décharge mais joue sur la perte de charge [4].

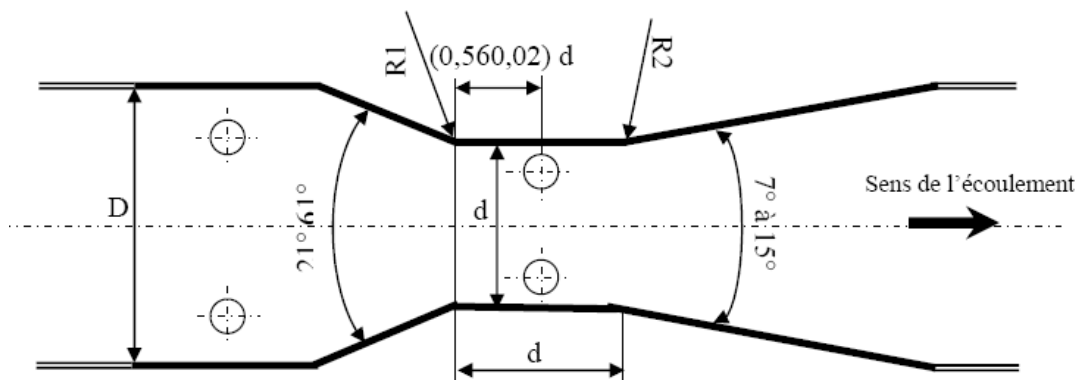


Fig. II.4 : Tube venturi classique [4]

II.2.1.5.2 Tuyère

Elle est constituée d'un col cylindrique précédé d'un convergent, elle est divisée en deux types :

II.2.1.5.2.1 Tuyère ISA 1932

Le convergent est d'allure torique de plusieurs rayons, le col de diamètre d est de longueur $0,3 d$ (fig. II.5).

II.2.1.5.2.2 Tuyère à long rayon

Elle comporte un convergent en quart d'ellipse et un col cylindrique. Pour $0,25 \leq \beta \leq 0,8$, on utilise la tuyère à grand rapport d'ouverture (fig. II.6).

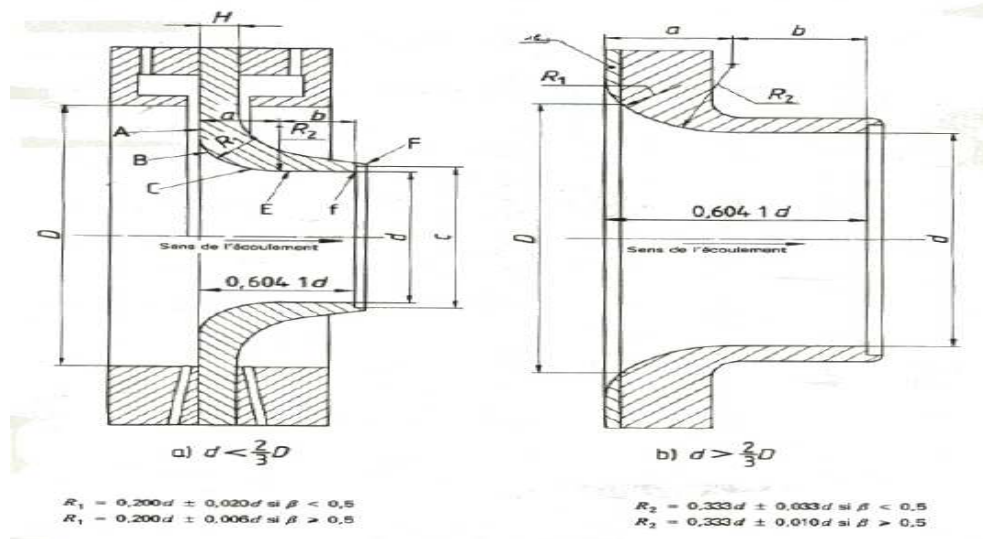


Fig. II.5 : Tuyère ISA 1932 [9]

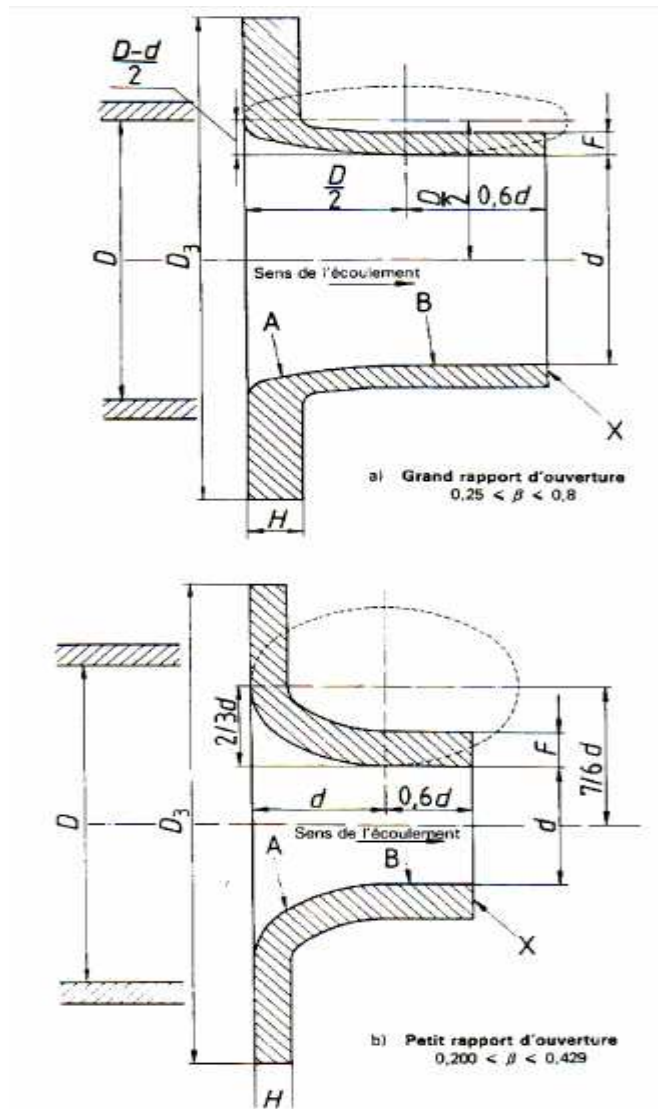


Fig. II.6 : Tuyère à long rayon [9]

II.2.1.5.3 Diaphragme

Il s'appelle aussi « *Plaque à orifice* » constitué d'une plaque percée d'un trou calibré perpendiculaire à la conduite. La version habituelle est munie d'un chanfrein sur la partie aval d'un angle qui doit être compris entre 30 et 45° et d'une arête vive en amont de l'orifice. le diamètre intérieur d doit être tel que β soit compris entre $0,20$ et $0,80$ selon le type du diaphragme, l'épaisseur de la partie cylindrique e doit être compris entre $0,005 D$ et $0,02 D$ et l'épaisseur totale E doit être compris entre e et $0,05 D$. les diaphragmes peuvent se mettre dans les deux sens de l'écoulement, et ils doivent être symétriques et doivent comporter des arêtes vives sur les deux faces (fig. II.7) [9].

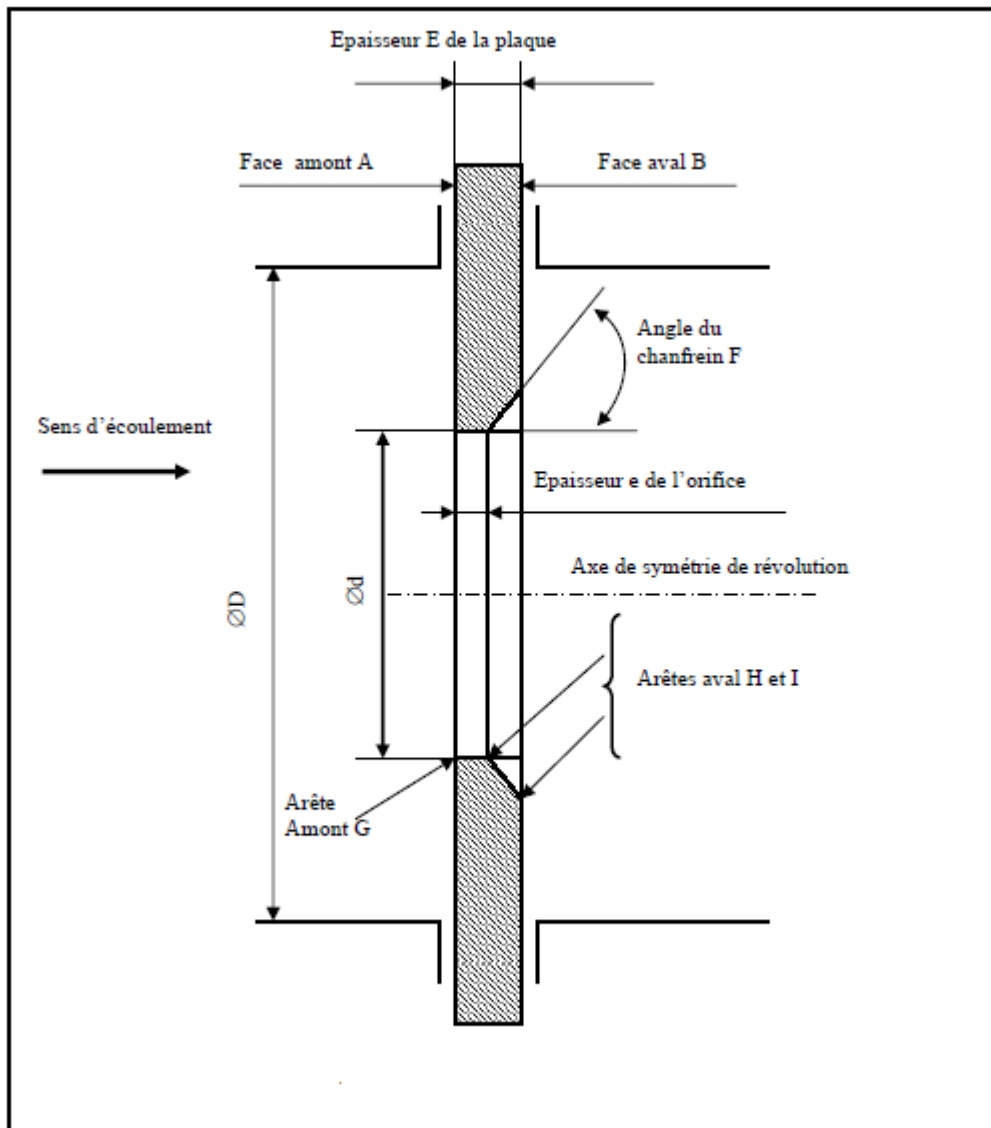


Fig. II.7 : Plaque de diaphragme normal [9]

En écrivant la conservation des débits et de la quantité de mouvement dans le cas d'un fluide parfait incompressible entre les sections amont S₁ et contractée S₂ on retrouve la forme de l'équation caractéristique déjà vue :

$$q_m = kl^2 \sqrt{\rho} \sqrt{\Delta p} \quad (\text{II.11})$$

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 représentant l'effet de la compressibilité du gaz [4].

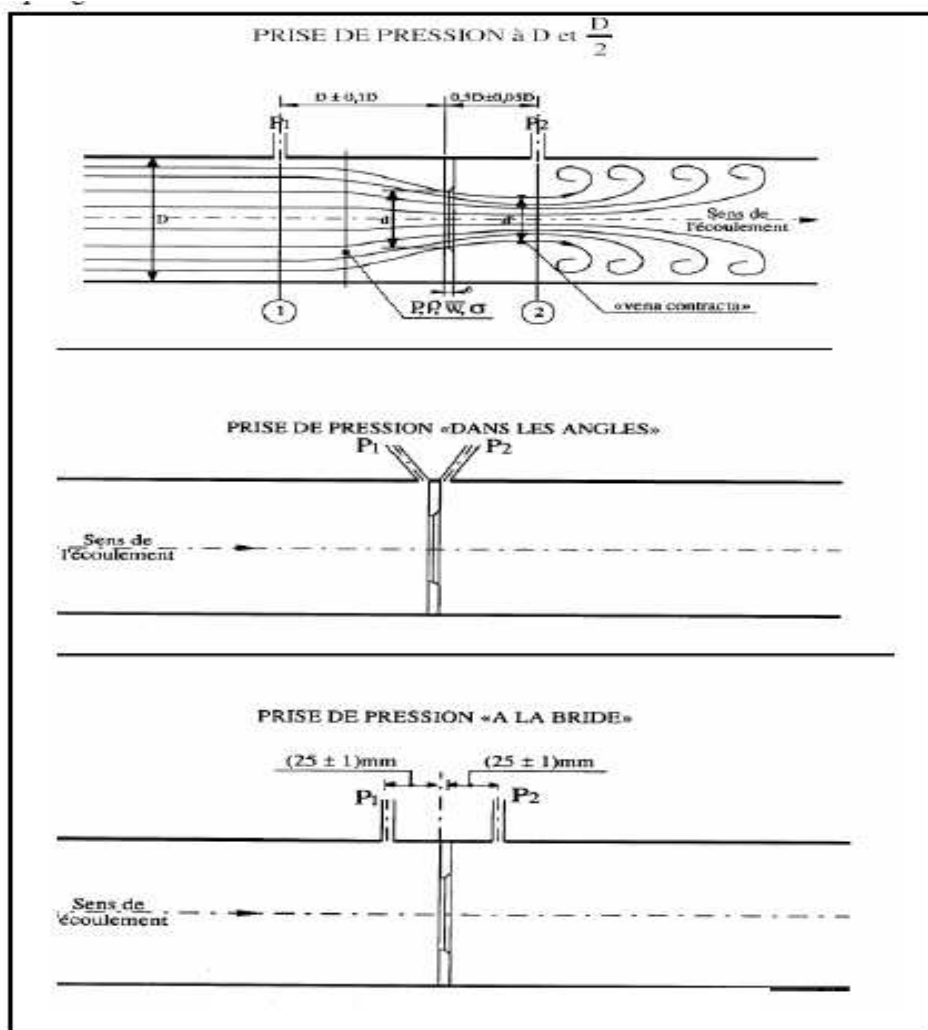


Fig. II.8 : Prises de pression normalisées [5]

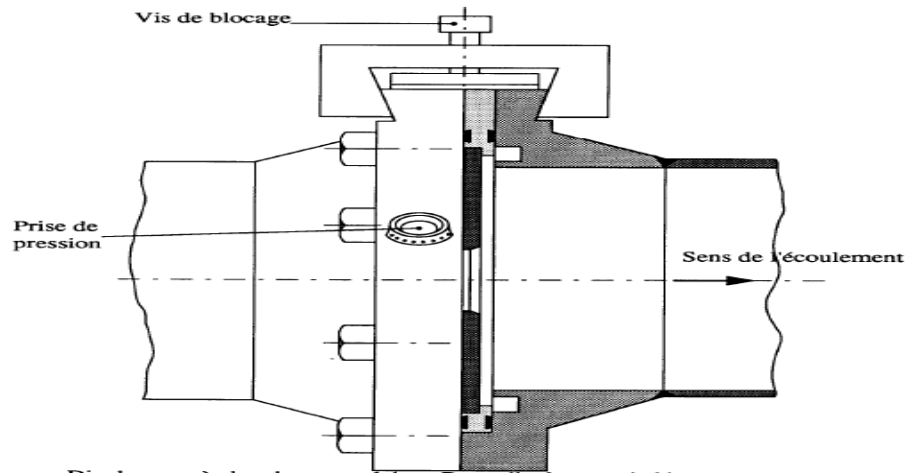


Fig. II.9 : Diaphragme à chambres annulaires. Porte diaphragme à démontage rapide [5]

II.2.2 Compteur à turbine

II.2.2.1 Principe de fonctionnement

Un axe libre de rotation porte une turbine (cas des liquides) ou une hélice (cas des gaz) est placée au centre de la conduite où on veut mesurer le débit; Sous l'action des forces de pression et de viscosité exercées sur les pales, l'hélice de la turbine se met à tourner à une vitesse ω qui dépend du débit de l'écoulement [4].

Le débit instantané Q est proportionnel à la vitesse instantanée ω , tel que :

$$Q(t) = k \cdot \omega(t) \quad (\text{II.12})$$

Et le volume de gaz écoulé entre les instants t_1 et t_2 est :

$$V = k \cdot \int_{t_1}^{t_2} \omega \cdot dt \quad (\text{II.13})$$

La mesure de la vitesse de rotation de la turbine permet de déterminer le débit ou le volume du fluide dans une conduite.

II.2.2.2 Description technique et normative

Les normes ISO 2715 (1981) relative aux hydrocarbures décrit la turbine comme un débitmètre à mesurage volumétrique. Une schématisation du principe d'un compteur à turbine est montrée sur la fig. II.10 [4].

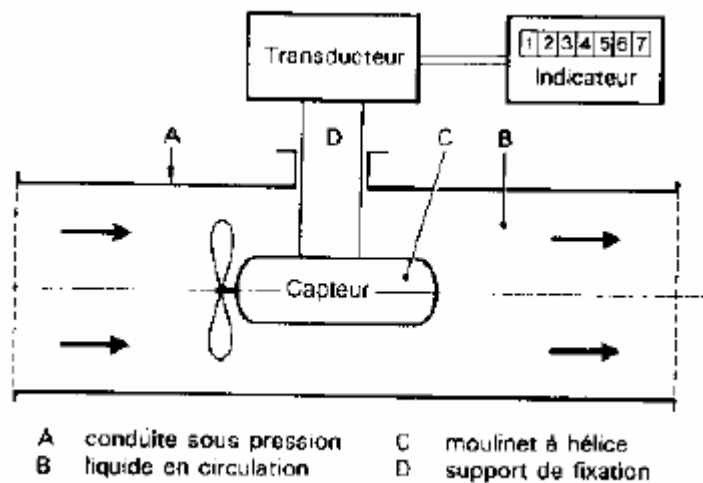


Fig. II.10 : Schéma de principe d'un compteur à turbine [4].

L'ensemble de mesurage des compteurs à turbine se compose toujours de trois organes principaux :

- Le capteur (souvent appelé mesureur) constitué par un rotor à pales hélicoïdales placé à l'intérieur d'un corps cylindrique ;
- Un Transducteur (appelé aussi sortie ou émetteur) transformant la rotation du rotor en un signal électrique exploitable par l'indicateur ;
- Un indicateur de débit ou de volume du fluide en circulation.

Il existe de nombreux modèles de mesureur qui diffèrent selon le constructeur, l'importance du débit maximal à mesurer, la nature du fluide à mesurer, le mode de

raccordement à la conduite etc... ; On peut toutefois distinguer les principaux organes constitutifs d'un mesureur, d'après la norme internationale ISO 2715 :

- Un corps tubulaire
- Un rotor, coaxial au corps, et muni d'un bulbe central important,
- Des paliers ou coussinets de support pour l'arbre du rotor,
- Une chemise enveloppant le corps,
- Des déflecteurs amont et aval (redresseur ou tranquiliseur d'écoulement).

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.

En pratique, le gaz circulant dans la conduite 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 [14] :

- le débit de gaz présenté par des variations brutales.
- les frottements mécaniques au niveau de la turbine sont faibles,
- les aubes sont en bon état et ont un dessin en hélicoïde,

Suivant le type de la turbine, la mesure est obtenue :

- ✓ Soit par comptage d'impulsions électriques : On utilise un détecteur électromagnétique (capteur de proximité) constitué d'une bobine fixe soumise à des variations de flux magnétique au passage de chaque pale de la turbine. Il en résulte une f.é.m. induite dont la fréquence est un multiple de la vitesse de rotation de la turbine. Un compteur d'impulsions ou un fréquencemètre peuvent être utilisés pour donner une indication sur le volume total ayant traversé la turbine [4].
- ✓ Soit au moyen d'un compteur mécanique relié par un jeu d'engrenages à l'axe de la turbine : l'indication est alors directement donnée en valeur de volume ayant traversé la turbine.

II.2.2.3 Caractéristiques métrologiques

Les débitmètres à turbines sont en général très précis et permettent d'obtenir une limite d'exactitude de $\pm 0.25\%$ à $\pm 1\%$ sur la valeur mesurée. Leur étendue de mesure est importante; Les limites de précision citées ci-dessus ne sont valables que dans un intervalle de débit bien déterminé. Aux faibles débits, l'inertie du rotor et aux débits forts la résistance à l'usure des paliers engendrent des erreurs importantes sur le coefficient k. On définit ainsi une plage de débit comprise entre Q_{min} et Q_{max} où la valeur de k ne s'écarte de sa valeur moyenne [4].

Le coefficient k est appelé coefficient du mesureur est l'une des caractéristiques les plus importante pour un débitmètre turbine. Il doit être maintenu constant pour tout le domaine d'utilisation du débitmètre. Ce coefficient qui détermine la précision de mesure du débit Q_v est influencé par :

- ✓ Le débit,
- ✓ La viscosité du fluide,
- ✓ La température.

II.2.2.4 Domaines d'utilisation

Les débitmètres à turbines peuvent couvrir des mesures dans une plage de débit importante

- ✓ Débit allant de 0.3 m³/h à 15.000 m³/h pour les liquides et jusqu'à 30.000 m³/h pour les gaz et [4];
- ✓ Des pressions absolues allant de 1 à 70 bars [4];
- ✓ Des températures de fluide allant de -20 à + 50°C [4];

La gamme de diamètres couverte peut aller de 5 mm à 660 mm ; Au-delà de ces diamètres, on installe des débitmètres rétractables (dits aussi télescopiques ou à insertion), disponible sur le marché. Ce dernier est constitué d'une petite hélice qui est placée à un emplacement de la section de la conduite où la valeur de la vitesse est connue, exemple $y=3/4 R$ où la vitesse est égale à la vitesse moyenne de l'écoulement. La précision de ces instruments est moindre que les turbines ordinaires [4].

Une contrainte supplémentaire d'utilisation de la turbine réside dans le fait que l'accélération de la vitesse dans la turbine est accompagnée d'une diminution de la pression (suite à l'équation de Bernoulli) ; Si la pression diminue en dessous de la pression de vapeur saturante p_v , il y'a risque de cavitation qui peut engendrer une détérioration des pales de la turbine et une net erreur de mesure importante. La norme ISO2715, préconise que la pression absolue, P_a , à l'aval de la turbine (à une distance de 4 fois le diamètre de la conduite) soit :

$$P_a > 2.\Delta P + 1.25 p_v \quad (\text{II.14})$$

Où ΔP est la chute de pression à travers le mesureur pour le débit maximal de l'installation. p_v est la pression de vapeur saturante du liquide à la température maximale de fonctionnement.

La précision de ces instruments de mesure peut se dégrader, donc, à cause de l'usure des paliers ou de la déformation des pales provoquées par les pulsations de débit lors de

l'ouverture brusque de vannes par exemple. Pour ces raisons ces débitmètres demandent une surveillance régulière [4].

La perte de charge occasionnée par les débitmètres turbines est considérée comme assez faible. Elle atteint en général, 0.2 à 0.5 bar au débit maximal.

II.2.3 Compteur à ultrasons

Le compteur à ultrason est une nouvelle technologie qui commence à connaître un champ d'application de plus en plus croissant dans le comptage transactionnel des fluides industriels.

II.2.3.1 Principe de fonctionnement

Le principe repose sur l'utilisation d'ondes acoustiques pour la mesure de la vitesse de l'écoulement. Un émetteur ultrasonique émet des trains d'ondes qui traversent le fluide à mesurer vers un récepteur placé diamétralement opposé à l'émetteur (Fig. II.11).

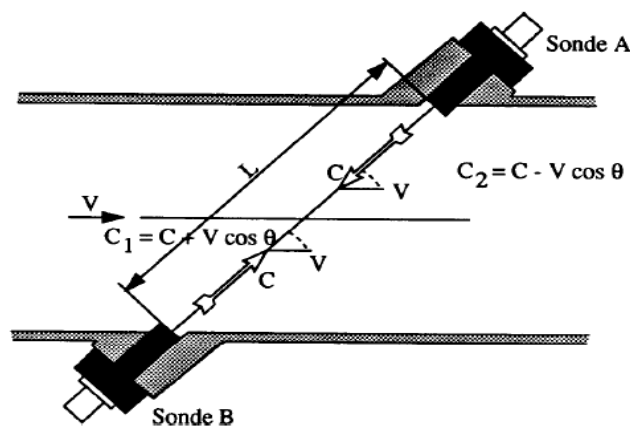


Fig. II.11 : Principe de fonctionnement d'un compteur ultrasonique [5]

Lorsque l'onde ultrasonore rencontre une particule solide en mouvement sa célérité est modifiée de la vitesse de cette particule.

L'onde émise de A vers B atteint B au bout du temps

$$t_1 = \frac{L}{C - V \cos \theta} \quad (\text{II.15})$$

$$\text{L'onde retour de B vers A : } t_2 = \frac{L}{C+V \cos \theta} \quad (\text{II.16})$$

$$t_2 = \frac{2LV \cos \theta}{C^2 - V^2 \cos^2 \theta} \approx \frac{2L}{C^2} V \cos \theta \quad (\text{II.17})$$

$$C \approx \frac{L}{\bar{t}} \text{ avec } \bar{t} = \frac{1}{2}(t_1 + t_2) \quad (\text{II.18})$$

$$t = \frac{2L}{L^2} \cdot \bar{t}^2 V \cos \theta \quad \text{d'où } V = \frac{t}{\bar{t}^2} \frac{L}{2 \cos \theta} \quad (\text{II.19})$$

La grandeur accessible à la mesure, Δt est liée à l'intégrale du profil de vitesse sur une corde et non au débit qui est l'intégrale du profil de vitesse sur la section.

Pour un régime connu (profil connu) une correction simple peut être appliquée. Pour améliorer la précision, on peut utiliser plusieurs cordes [5].

II.2.3.2 Caractéristiques Métrologiques

Le débitmètre à ultrasons permet de mesurer des débits compris entre 0.1 m³/h et 105 m³/h selon le diamètre de la conduite qui peut aller de quelques millimètres jusqu'à plusieurs mètres.

Le débitmètre à ultrasons présente une bonne stabilité et une bonne précision comprise entre $\pm 0.5\%$ à $\pm 2\%$ [4].

II.2.3.3 Domaine d'utilisation

L'intérêt des débitmètres à ultrasons est qu'ils sont non intrusifs ; L'ensemble du dispositif est à l'extérieur de la conduite ; Il mesure le débit sans perturber l'écoulement et n'entraîne aucune perte de charge. De même, il est donc insensible à l'agressivité du fluide. Pourvu que le fluide transmet correctement les ultrasons, le débitmètre est utilisable aussi bien avec les gaz (généralement sous pression) qu'avec les liquides, même très visqueux. Si la paroi des conduites est perméable aux ultrasons, les transducteurs (émetteur / récepteur) peuvent être placés à l'extérieur de la conduite, sinon un perçage de la conduite est nécessaire [4].

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

Le domaine d'application des débitmètres à ultrasons n'est pas limité par la taille des cristaux piézoélectriques. Le comptage à ultrasons s'applique pareillement à des vaisseaux sanguins, à des conduites industrielles en charge ou à des écoulements à surfaces libres tels que les rivières et les canaux [9].

II.2.4 Compteurs à tourbillons

Le compteur piezo précessif (swirl meter) est fondé sur l'utilisation d'un mouvement oscillatoire forcé dans un fluide (Fig. II.12).

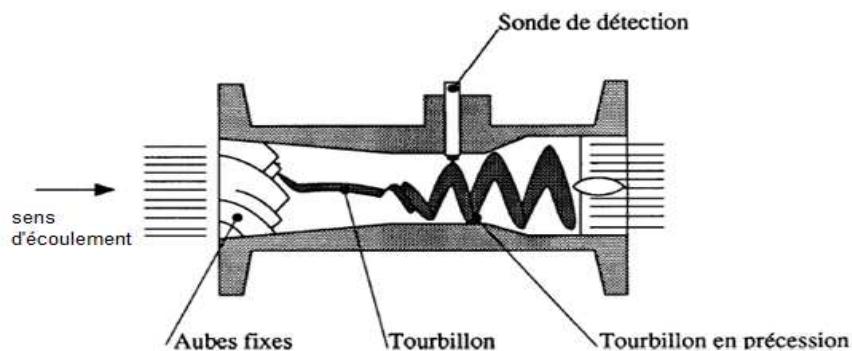


Fig. II.12 : Compteur à précession de tourbillons [9]

La fréquence de rotation du vortex est théoriquement proportionnelle au débit. Le compteur à émission de tourbillons alternés (Fig. II.13).

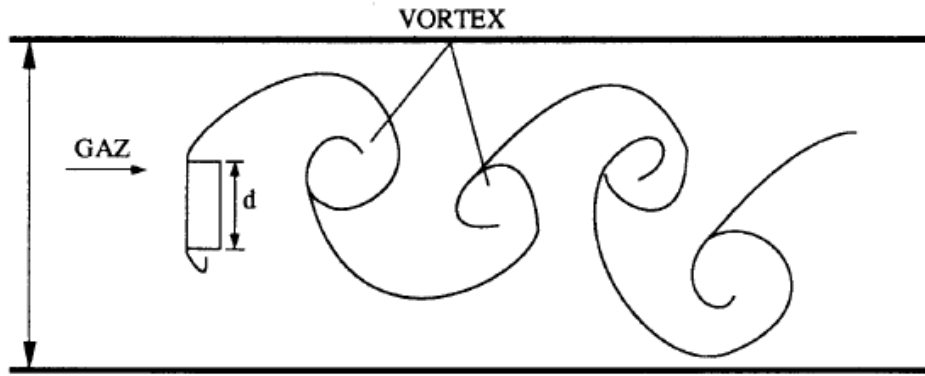


Fig. II.13 : Effet Vortex [9]

Ce compteur utilise le principe de l'émission tourbillonnaire créée par la présence d'un obstacle dans un écoulement. Les travaux de Strouhal et de Von Karman ont permis d'établir que la fréquence de ces variations alternées de pression, était liée à la vitesse de l'écoulement par la relation [5] :

$$f = s \cdot \frac{U}{d} \quad (\text{II.20})$$

Où :

s = nombre de Strouhal

d = largeur de l'obstacle

U = vitesse moyenne de l'écoulement

II.2.5 Compteurs à chambres de mesure

Dans ce type de compteur, ils sont transférés cycliquement de l'amont vers l'aval un volume de gaz connu. La fig. II.14 illustre le principe de fonctionnement de ce type de compteur [5].

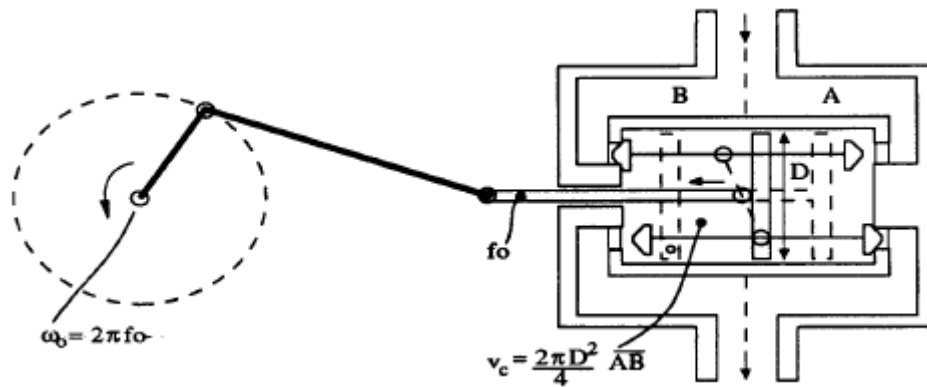


Fig. II.14 : Compteur à chambres de mesure [5]

Il existe deux types principaux de fabrication pour ces compteurs :

II.2.5.1 Compteur à paroi déformable

La fig. II.15 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 sa 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 une 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 [5].

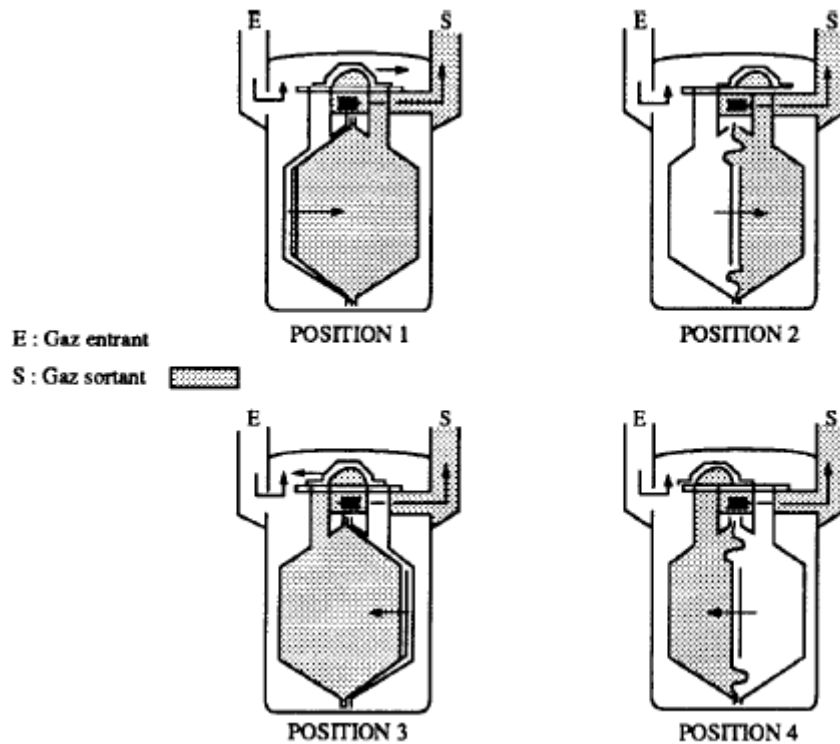


Fig. II.15 : Compteur à paroi déformable [5]

II.2.5.2 Compteurs à Parois rotatives

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 (Fig. II.16) [5].

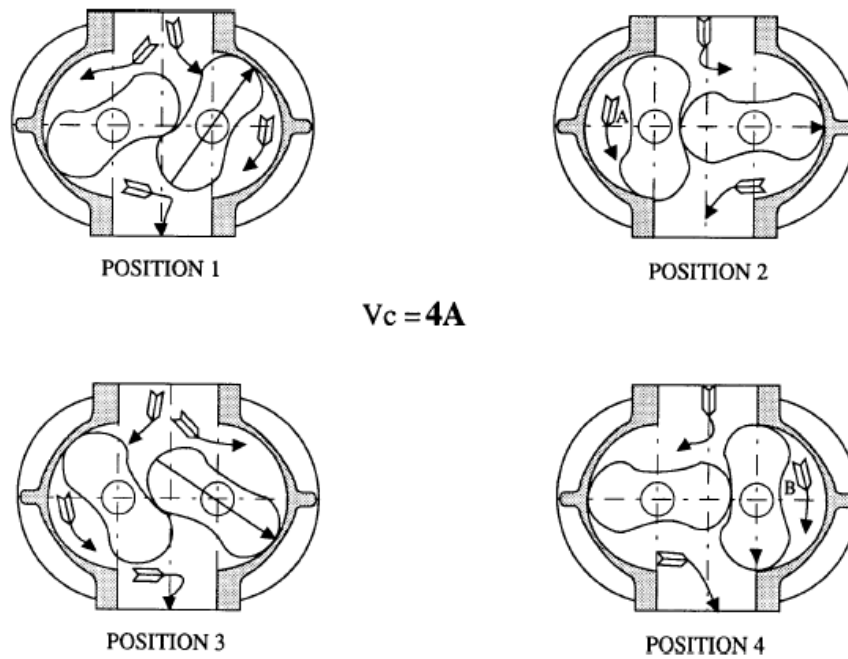


Fig. II.16 : Compteurs à Parois rotatives [9]

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 à ce défaut. La figure ci-dessous montre la courbe d'erreur de ce type de compteur.

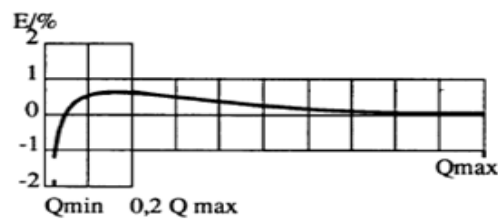


Fig. II.17 : Courbe d'erreur type [5]

II.2.6 Compteur à effets Coriolis

La force *Coriolis* (Mathématicien français) explique pourquoi les cyclones tournent dans le sens des aiguilles d'une montre dans l'hémisphère sud et dans le sens inverse dans

l'hémisphère Nord. Il est question, dans un système en rotation, de la force qui agit perpendiculairement sur la masse en mouvement dans le système, selon le vecteur vitesse relative et sur l'axe de rotation du système. Pour une masse m se déplaçant à une vitesse v , dans un système en rotation ayant lui-même une vitesse angulaire a , la force de *Coriolis* vaut [9] :

$$F = 2 \cdot m \cdot a \cdot v \quad (\text{II.21})$$

Le débitmètre de *Coriolis* utilise comme détecteur un tube en U sans obstacle (fig. II.18).

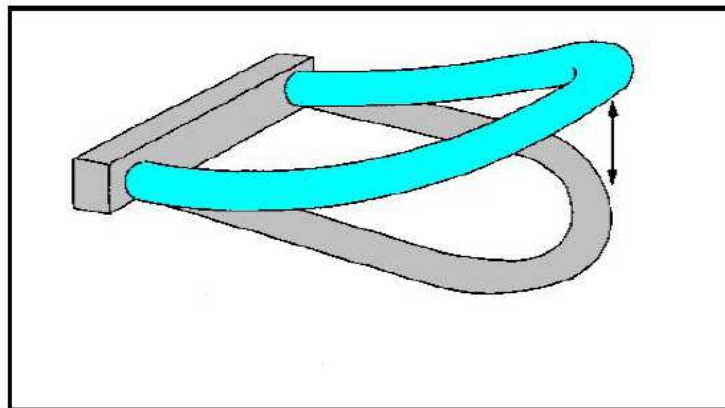


Fig. II.18 : Débitmètre de Coriolis [9]

Le tube de mesure vibre à sa fréquence naturelle à l'intérieur du boîtier du capteur. Le tube de mesure est actionné par un bobinage électromagnétique situé au centre de la courbure du tube et vibre comme un diapason. Le fluide s'écoule dans le tube de mesure et est contraint de suivre le mouvement vertical du tube vibrant. Lorsque le tube monte pendant une moitié de sa période vibratoire, le fluide traversant le détecteur résiste à son entraînement vers le haut en repoussant le tube vers le bas (Fig. II.19), [15].

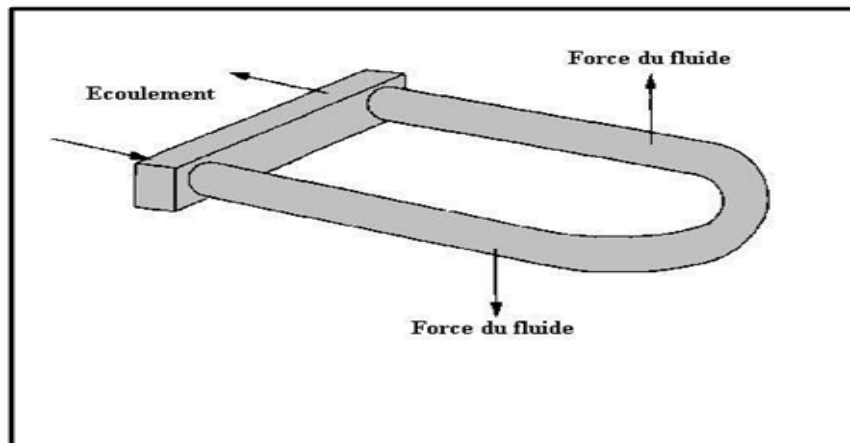


Fig. II.19 : Les forces de déformation [9]

A la sortie du détecteur, le fluide a un mouvement ascendant, induit par le mouvement du tube. Lorsqu'il franchit le coude du tube, le fluide résiste aux modifications de son mouvement vertical en repoussant le tube vers le haut. La différence de forces entraîne une torsion du tube de mesure. Lorsque le tube descend pendant la seconde moitié de sa période vibratoire, il se tord dans le sens opposé. C'est cette caractéristique de torsion qui est appelé effet Coriolis. Du fait de la seconde loi de mouvement de Newton, l'amplitude de la torsion du tube de mesure est directement proportionnelle au débit massique du fluide traversant le tube. Les détecteurs électromagnétiques situés de part et d'autre du tube de mesure enregistrent la vitesse du tube vibrant. Le débit massique se détermine en mesurant la différence de temps entre les signaux de détecteurs de vitesse. En effet la torsion du tube de mesure, pendant l'écoulement du fluide, entraîne une différence de temps entre les deux signaux de vitesse. C'est cette différence de temps qui est directement proportionnelle au débit massique traversant le tube et demeure indépendante des propriétés de ce fluide [16].

- **Domaine d'utilisation :** liquide propre et visqueux (pâtes, boues). Ce dispositif exige l'absence de toute bulle de vapeur formée momentanément dans le liquide et susceptible de perturber la mesure.
- **Diamètre de canalisation :** < 13 mm
- **Précision :** 1 %
- **Dynamique :** 1-50

II.2.7 Compteur massique thermique

Le principe de fonctionnement est basé sur la mesure des transferts calorifiques par le

fluide lui-même (Fig. II.20). Ces dispositifs sont constitués d'un tube métallique à paroi mince, des résistances chauffantes sont bobinées à l'extérieur du tube, la circulation du fluide provoque un déséquilibre thermique entre l'amont et l'aval du tube, le déséquilibre est proportionnel au débit massique [15].

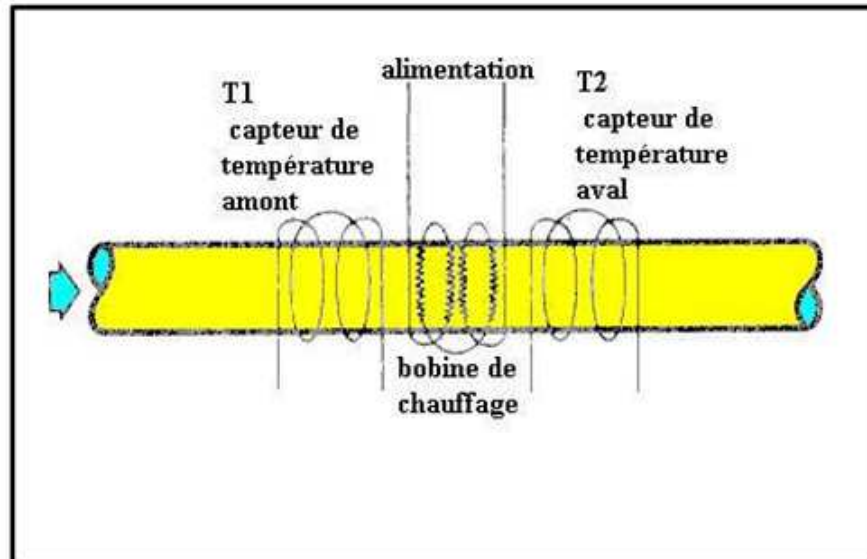


Fig. II.20 : Compteur à masse thermique [9]

- **Domaine d'utilisation :** liquide propre, gaz, vapeur
- **Diamètre de canalisation :** tous diamètres
- **Précision :** de l'ordre de 1 %
- **Dynamique :** 1-10

Conclusion

Après une étude détaillée sur les différents types de compteurs à gaz, nous avons appris une bonne connaissance en ce qui concerne leurs principes de fonctionnement, leurs architectes, leurs domaines d'utilisation...etc. Maintenant, nous allons voir leur utilisation dans l'industrie gazière par Sonatrach et ses partenaires; C'est pour cette raison que le troisième chapitre sera consacré à décrire uniquement les systèmes de comptage du gaz les

plus utilisés dans l'industrie pétrolière notamment ceux qui assurent la transaction commerciale par Sonatrach avec ses partenariats et bien évidemment ceux homologués par l'ONML en Algérie.

Chapitre III

*Compteurs
de gaz transactionnels
chez Sonatrach et ses partenaires*

Introduction

Les systèmes de comptage du gaz ont connu de nos jours une évolution assez importante et un développement très rapide dans le domaine industriel, notamment en ce qui concerne leur utilisation dans les opérations de comptage transactionnel entre deux partenaires différents. Au regard de son importance d'un point de vue transactionnel, plusieurs organisations ont été créées pour effectuer un comptage répondant aux exigences de l'industrie après avoir appliqué certaines réglementations internationales ou nationales en vigueur. C'est le cas de la société Sonatrach avec ses partenaires en Algérie, où le comptage du gaz est considéré comme une opération très importante sellant les contrats signés par Sonatrach et ses différents partenaires.

Pour cela, ce chapitre est consacré pour décrire les systèmes de comptage du gaz les plus utilisés par la société nationale algérienne et ses partenaires. En plus nous présenterons les compteurs de gaz utilisés régulièrement par Sonatrach et homologués par l'ONML.

III.1 Comptage de gaz transactionnel

Ce genre de comptage correspond, en général, à des débits relativement importants (quelques centaines de mètres cubes par heure à quelques dizaines de milliers de mètres cubes par heure), avec des pressions variables (quelques dizaines de millibars pour les débits les plus faibles à plusieurs dizaines de bars pour les débits les plus élevés). C'est notamment le cas du gaz, car la transportation du gaz nécessite la mise au point de sa pression de service qui joue un rôle très important dans la détermination du débit souhaité et le choix du débitmètre capable de fonctionner avec la pression de service qui est déjà imposée par les conditions de service en prenant par exemple le cas du gaz résiduel et le butane. Le gaz naturel produit dans les différentes régions de Sonatrach et transporté vers ses différents partenaires.

On y rencontre une grande variété de compteurs parmi eux ; les compteurs volumétriques à volant, puis remplacés par les compteurs à pistons rotatifs, moins encombrants et supportant des pressions plus élevées.

Les débits importants sont en général mesurés par des débitmètres à orifice, qui sont de plus en plus concurrencés par les compteurs à ultrasons. Pour les débits de quelques milliers de mètres cubes par heure, on constate que les compteurs volumétriques cèdent la place à des compteurs de vitesse, en particulier les compteurs à turbines. Les débitmètres à

tourbillons et à ultrasons prennent une place de plus en plus importante grâce à l'évolution de l'électronique et à une meilleure maîtrise de la mécanique des fluides numériques [17].

III.1.1 Procédure d'approbation de modèle

Tout système de comptage utilisé pour des transactions commerciales doit faire l'objet de son approbation par l'organisme de Métrologie légale (ONML) qui assure l'approbation par l'installation d'un skid de comptage au niveau du point de comptage.

La procédure est définie par des textes réglementant un tel système de comptage. Elle comprend généralement :

- La constitution d'un dossier technique définissant le compartiment d'un système de comptage ;
- Des essais contrôlés par l'ONML, permettant de vérifier la conformité d'un système aux exigences réglementaires ;
- La délivrance d'un certificat d'examen type de l'organisme ayant instruit la procédure.

III.1.2 Procédure de vérification

La procédure est similaire pour les compteurs de gaz et de liquides [18]. Elle comprend :

- l'étalonnage en usine, contrôlé par un agent de l'Etat, société désignée ou délégation au constructeur, soit chez le constructeur (si sa méthode et ses moyens sont reconnus par un organisme d'accréditation appartenant à un réseau international, en Algérie c'est l'ONML), soit a posteriori dans un laboratoire disposant de moyens adaptés ;
- le scellement de l'appareil et l'apposition de la marque de l'organisme de contrôle ;
- la vérification sur site avant la mise en service (agent de l'Etat ou société Sonatrach) ;
- vérification périodique (agent de l'Etat, société Sonatrach ou ses partenaires ou délégation au partenariat).

III.1.3 Etalonnage et vérification

Il est important, pour la Société Sonatrach et ses partenaires, de connaître les performances des instruments constituant le système de comptage du gaz qu'il utilise et de les vérifier périodiquement. Méthode et moyens mis en œuvre sont présentés ci-après [18] :

III.1.3.1 Méthode

Elle s'applique généralement aux systèmes de comptage du gaz désignés par la transaction commerciale. En effet, elle se diffère légèrement en fonction de l'utilisation du système [18].

On distingue deux types d'utilisation :

- à usage interne de la société Sonatrach et ses filiales ;
- à une transaction commerciale ou des taxes sont à asséoir et nécessitant le contrôle de l'Etat.

Dans le premier cas, l'application de tout ou partie de la méthode relève d'un consensus entre le constructeur et l'utilisateur.

Dans le deuxième cas, l'application de toute la méthode est obligatoire.

Dans les deux cas, on retrouve les étapes suivantes :

- étalonnage en usine chez le constructeur, avant commercialisation. Pour les instruments destinés aux transactions commerciales, vérification par un organisme de contrôle ;
- vérification du bon fonctionnement et des performances lors de la mise en service ;
- vérification périodique par Sonatrach en utilisant les normes de maintenance systématique.

III.1.3.2 Etalonnage en usine

Les compteurs de gaz sont généralement étalonnés en usine de Sonatrach. Les moyens mis en œuvre pour l'étalonnage, ou la vérification sur site des instruments qui contribue dans la mesure de la masse volumique, comprennent essentiellement [18] :

- un banc hydraulique sur lequel l'instrument est installé ;
- un système étalon permettant de déterminer avec une incertitude minimale la masse volumique du/des produits utilisés.

La méthode consiste à comparer les mesures effectuées par les instruments à étalonner et par l'étalon.

La comparaison peut être directe (l'étalon est en série avec l'instrument dans le circuit hydraulique) ou peut nécessiter la prise d'un échantillon dont la masse volumique est déterminée ultérieurement (l'étalon est en laboratoire).

La prise d'échantillon doit être effectuée avec le plus grand soin afin d'éviter la perte de composants légers contenus dans le produit. La détermination de la masse volumique doit être effectuée le plus rapidement possible. Dans la mesure où un délai est nécessaire, l'échantillon doit être conservé dans des conditions garantissant son intégrité (récipient étanche à l'abri de la lumière et de la chaleur).

Pour les gaz, l'étalonnage peut être réalisé avec un gaz de caractéristiques stables et précisément connues (Azote ou Argon), ce qui évite la détermination de la masse volumique du gaz à l'aide d'un étalon.

Les résultats de mesure permettent de déterminer les constantes d'étalonnage de chaque capteur ou, en fonction du principe afin de procéder à un ajustement de la mesure.

L'influence des autres paramètres (température, pression) est également mesurée et permet la détermination de coefficients de correction, ou donne lieu à un ajustement de la mesure.

III.1.3.3 Vérification lors de la mise en service

Il est recommandé d'effectuer un contrôle métrologique à l'aide d'un moyen bien déterminé et avec une méthode en adéquation avec le moyen utilisé.

Comme précédemment, la vérification diffère légèrement en fonction de l'utilisation de l'instrument. La valeur de l'erreur maximale tolérée est identique à celle indiquée pour la vérification en usine [18].

III.1.3.4 Vérification périodique

La vérification périodique est effectuée dans les mêmes conditions que la vérification lors de la mise en service d'un système de comptage au sein de l'usine de production du gaz par la société Sonatrach.

La valeur de l'erreur maximale tolérée est identique à celle indiquée pour la vérification en usine. La périodicité de vérification, pour ce type d'instrument, est d'un an [18].

III.2 Les systèmes de comptage du gaz dans l'industrie de Sonatrach

La société Sonatrach (**SO**ciété **NA**tionale de **TR**ansport et **CO**mmercialisation des **H**ydrocarbures), est une société nationale algérienne qui assure la production et le transport de différents types des hydrocarbures en Algérie. Sur toute la chaîne de l'exploration jusqu'à leur commercialisation, Cette dernière nécessite une grande attention car pour effectuer une transaction commerciale il faut s'assurer qu'elle répond aux réglementations en vigueur dans le domaine d'hydrocarbures. Pour cela, il faut tenir compte des systèmes de comptage très pertinents au niveau de différentes régions de Sonatrach et de ses partenaires opérant en Algérie pour avoir une transaction commerciale du gaz très optimale. Ainsi, nous allons mettre la lumière sur quelques stations de comptage du gaz de la Société et ses partenaires.

III.2.1 Unité de comptage de groupement TFT/Algérie

III.2.1.1 Description

L'unité de comptage utilisée par le groupement TFT est un ensemble d'équipements fournis par la société MECI. Ces équipements sont conformes aux réglementations en vigueur en Algérie et à la pratique de l'industrie pétrolière internationale. Son rôle principal est la mesure des quantités de gaz sec, de condensât et de GPL produits par l'usine, avec une précision d'au moins 0.5% pour le gaz et d'au moins 0.1% pour les deux autres produits.



Fig. III.1 : Vue externe de l'unité de comptage de gaz du Groupement TFT/SH

III.2.1.2 Système de comptage du gaz naturel

L'unité de comptage du gaz naturel est répartie sur deux endroits :

Une partie située sur la ligne d'expédition 24 pouces, avant la vanne d'isolement SDV-4049, à la sortie de l'usine et regroupant les équipements suivants :

- Deux plaques à orifice FE-40109 A/B en parallèles. En condition normale, une seule plaque est capable de faire l'ensemble des mesures pendant que l'autre est en réserve.
- Un transmetteur de pression PT-40110 et un autre de température TT-40111 communs pour les deux plaques.

La deuxième partie des équipements est situé à proximité des plaques à orifice et regroupe les équipements suivants :

- Deux calculateurs de débits Model 2512R (maître et esclave) pour la correction du débit de gaz aux conditions normale par la méthode P, T, Z.
- Un totaliseur de gaz expédié avec impression d'un ticket fiscal.
- Un chromatographe pour l'analyse de la composition du gaz expédié et le calcul du PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur).
- Un analyseur d'humidité.

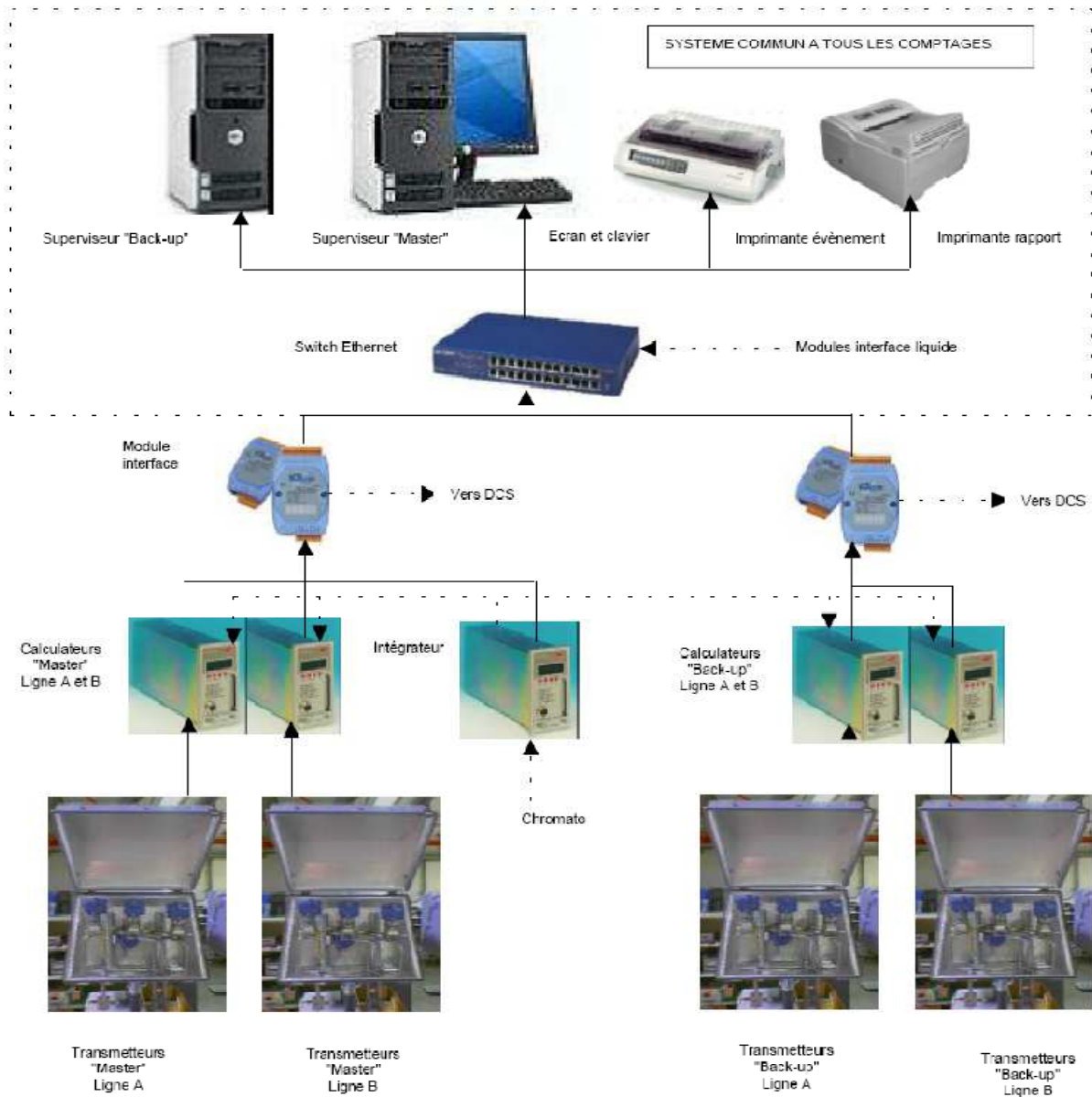


Fig. III.2 : Architecture de système de comptage du gaz naturel / GTFT

III.2.1.2.a Principe de fonctionnement

Le système de comptage du gaz naturel, constitué de deux lignes parallèles, permet de caractériser le gaz avant son envoi vers le gazoduc d'export GR 1/2. Il permet d'obtenir :

- Des données instantanées et calculées de pression, température et débits (volumique,

massique et énergétique),

- Des données horaires et journalières de volume, masse et énergie,
- La composition du gaz ainsi que les constantes physiques caractéristiques.

III.2.1.3 SYSTEME DE COMPTAGE ET EXPORT DU GAZ NATUREL

Description

Le banc de comptage est de type déprimogènes : ce système est muni d'un orifice qui engendre une perte de charge. C'est cette perte de charge, associée à la pression du gaz naturel en amont (échelle haute) et la température en aval (échelle basse) de l'orifice qui permet le calcul du débit. La ligne A du système de comptage du gaz naturel comprend :

- Des transmetteurs "maîtres" et "redondants" ; les transmetteurs redondants assurant la transmission des paramètres en cas de dérive ou de défaillance du transmetteur "maître". Ces transmetteurs sont intégrés dans deux coffrets ("maître" / "redondant"), calorifugés afin d'éviter les gradients de température,
- Deux calculateurs de comptage (un "maître" et un "redondant" définis depuis la supervision MECI), de type CDN 12-4. Le calculateur "redondant" assure le comptage en cas de dérive ou de défaillance du calculateur "maître". Chaque calculateur est autonome et le comptage s'effectue de façon continue. Ces calculateurs permettent de fournir des données de comptage relatives au gaz naturel.

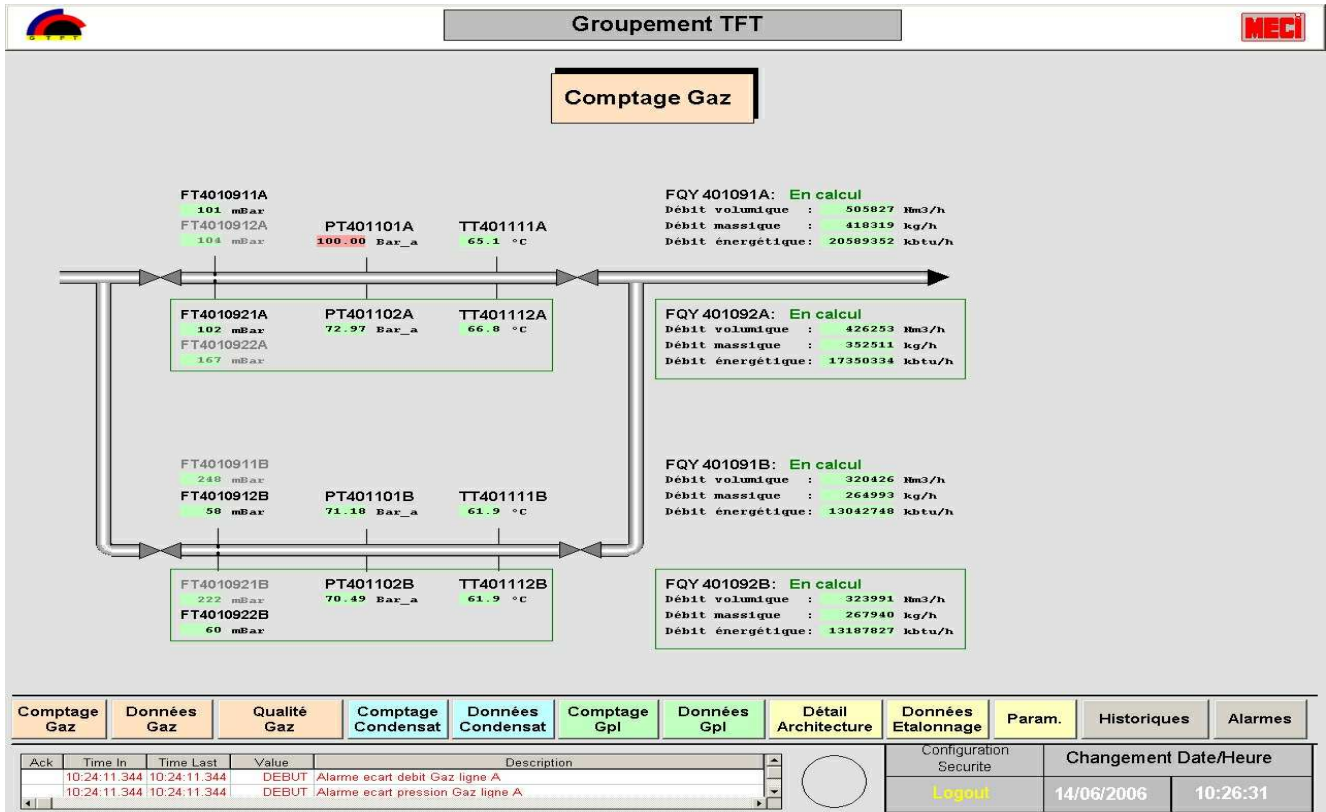


Fig. III.3 : Synoptique de comptage du gaz groupement TFT

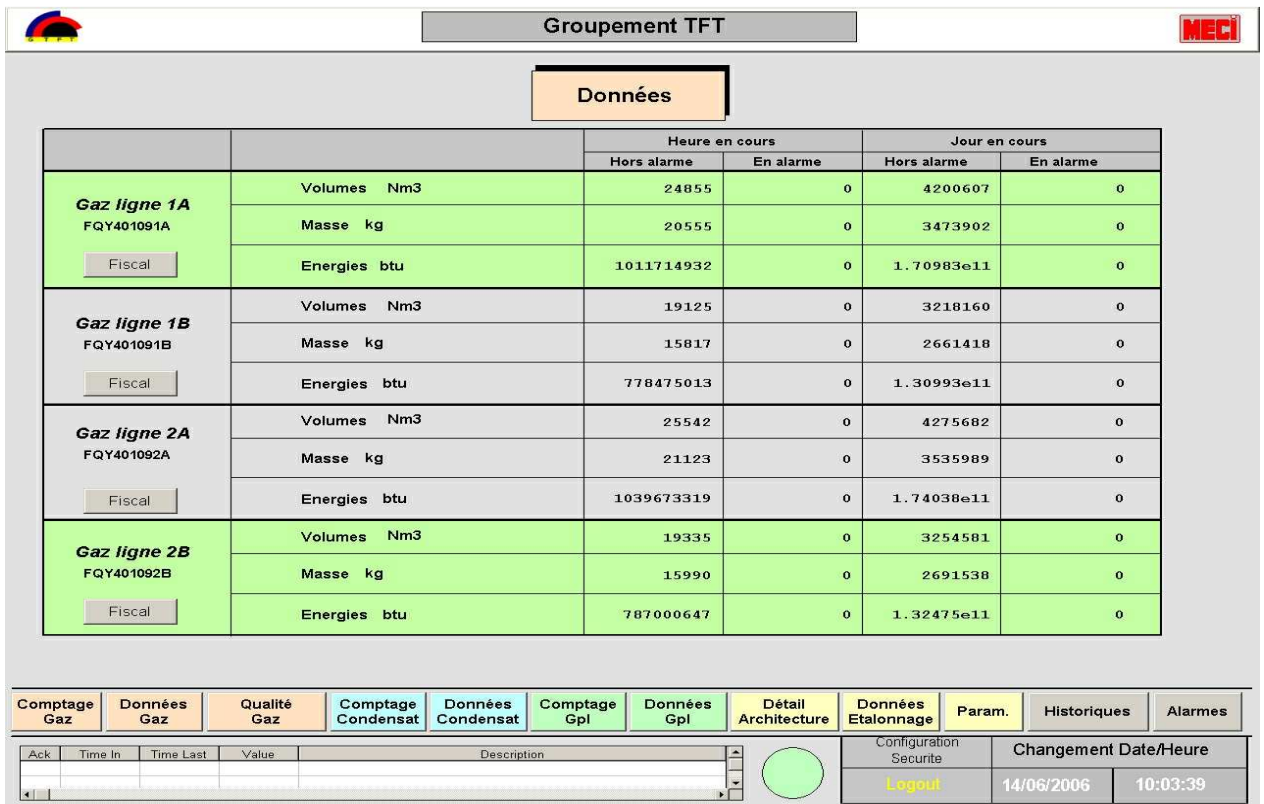


Fig. III.4 : Synoptique de données du gaz de groupement TFT

III.2.2 Unité de comptage de gaz résiduel TRC/ In Amenas

III.2.2.1 Tables de données-Système de comptage

Repère	NA
Description	Système de comptage du gaz
Type	Orifice
Fournisseur / Fabricant	DANIEL
Produit	Gaz résiduel
Débit min / normal / max (Nm³/h)	375 000 / 747 683 / 875 000
Pression de service (barg)	70
Température de service (°C)	60
Précision	< 1%

Tableau III.1 : Données techniques de débitmètre du gaz utilisé

III.2.2.2 Description de fonctionnement de station de comptage du gaz

Dans la salle de contrôle de cette station de comptage du gaz, il y a deux postes de supervision (maitre et redondant) qui assurent l'interface homme machine via un ensemble écran / clavier / souris. Toutes les informations relatives au comptage du gaz résiduel y sont disponibles. Si un poste est défaillant, le deuxième est opérationnel.

Les vues synoptiques, proposées par l'application de supervision de comptage du gaz résiduel, permettent de visualiser les informations suivantes :

Comptage du gaz résiduel :

- Pression différentielle échelle haute (FT 4010911A / FT 4010921A),
- Pression différentielle échelle basse (FT 4010912A / FT 4010922A),
- Pression de ligne (PT 401101A / PT 401102A),
- Température de ligne (TT 401111A / TT 401112A),
- Débit volumique (FQY 401091A / FQY 401092A en Nm³/h),
- Débit massique (FQY 401091A / FQY 401092A en kg/h),
- Débit énergétique (FQY 401091A / FQY 401092A en kBtu/h),
- Etat du calculateur ("en calcul" ou "by-pass").

Données du gaz résiduel pour le jour et l'heure en cours :

- volume (Nm³),
- masse (kg),
- énergie (Btu).

Les données journalières sont réinitialisées à minuit. Les données horaires sont réinitialisées à chaque début d'heure. Cette vue permet également de définir quel est le comptage de référence ou "maître" et le comptage "redondant".

Qualité du gaz résiduel :

- Composants du gaz et leur pourcentage molaire :
 - CH₄ - methane,
 - C₂H₆ - ethane,
 - C₃H₈ - propane,
 - iC₄H₁₀ - i-butane et nC₄H₁₀ - n-butane,
 - iC₅H₁₂ - i-pentane et nC₅H₁₂ - n-pentane,
 - néoC₅H₁₂ - néo-pentane,
 - C₆+ - composants lourds,
 - N₂ – azote,
 - CO₂ - dioxyde de carbone,
- Constantes physiques associées au gaz :
 - PCS - Pouvoir Calorifique Supérieur (Btu/ft³),
 - masse volumique de base (kg/m³),
 - Densité,
 - indice de Wobbe (Btu/ft³),
 - Z_b - facteur de compressibilité.

III.2.2.3 SYSTEME DE CONTROLE

III.2.2.3.1 SYSTEME DE COMPTAGE ET EXPORT DU GAZ RESIDUEL DE TRC/SH/IN AMENAS

Voir le schéma F-02.1 "Comptage et Export du Gaz Résiduel". (Annexe)

III.2.3 Système de comptage du gaz résiduel de l'unité Z-CINA/ Hassi Messaoud



Fig. III.5 : Skid de comptage de gaz résiduel de Z-CINA

Ce système est conçu pour faire le comptage du gaz résiduel de type transactionnel non fiscal et de repère 360-UJ-33-01, il est composé de :

- ✓ **Deux lignes de comptage (2*50% de débit) :**
 - Compteur ultrasons 3 cordes,
 - Calculateur CDN12 2I avec Transmetteur de pression et température.
- ✓ **Une ligne d'étalonnage (1*50%) :**
 - Compteur ultrason 18 cordes,
 - Transmetteur de pression et température.
- ✓ **Deux systèmes de supervision**

III.2.3.1 Calculateur CDN12 2I

Numéro et date de Décision définitive: 013 /DIR/ONML/03 du 6/25/2003 par l'ONML.

Description : Il assure les fonctions suivantes : -

- Acquisition et traitement des impulsions en provenance d'un ou deux mesureurs de manière simultanée.
- Calcul et affichage du volume du gaz dans les conditions de mesure.
- Calcul et affichage de la masse du gaz.
- Calcul et affichage du volume converti dans les conditions de base.
- Mémorisation des données relatives à la transaction.

III.2.3.2 Conditions de service

Le tableau suivant illustre les conditions de service correspondant au mesurage du gaz à l'unité Z-CINA/Hassi Messaoud :

Données de Process	Gaz résiduel
Fluide	gaz
Température du calcul maximale C	90
Température (C) normale	10 à 62
Température du calcul minimale C	-5
Pression maximale (barg)	65
Pression normale (barg)	41-60
Pression minimale (barg)	-
Débit minimal (m ³ /h)	96 m ³ /h
Débit normal (m ³ /h)	96 m ³ /h (322 800 kg/h)
Débit maximal (m ³ /h)	900 m ³ /h
Masse volumique	455 à 538 kg/h
Viscosité (Cp)	0,13/0,09

Tableau III.2 : Conditions de service pour le système de comptage du gaz résiduel Z-CINA/SH

III.3 Mise en application du comptage transactionnel du gaz

III.3.1 Compteur de gaz à orifice

La norme ISO 5167 définit les conditions de mesure, les exigences et les essais de ces compteurs.

A Sonatrach, la conception la plus courante pour les applications transactionnelles est le montage avec deux chambres en raison de la possibilité de changer les plaques à orifice sans évacuer l'ensemble du débitmètre en entier. Le montage de l'orifice à double chambres (Fig. III.6) est une pièce moulée usinée conçu pour permettre le retrait d'une plaque d'orifice sous pression, avec un flux ininterrompu. Il possède une chambre supérieure et inférieure avec une soupape à tiroir pour séparer les chambres pendant le fonctionnement [19].

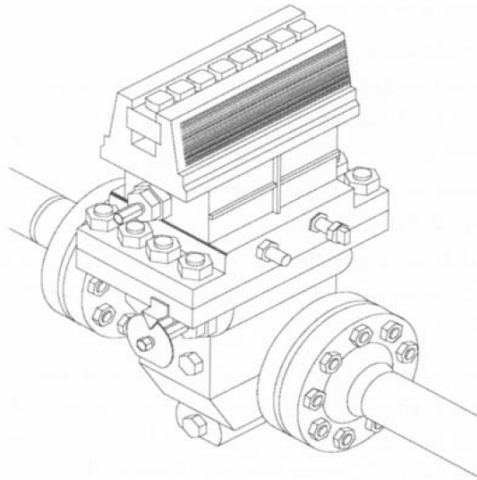


Fig. III.6 : raccordement de deux chambres à orifice [19]

Ce type de montage utilise un support de plaque avec un engrenage abordé et accumulé sur la face aval qui vient en prise avec un ensemble de roue d'engrenage. Les arbres sont à la fois dans la chambre supérieure et inférieure. Le support de plaque à orifice peut être retiré et remplacé sans interrompre le flux de gaz. La procédure pour enlever la plaque d'orifice et le support consiste à égaliser la pression dans les deux chambres, l'ouverture de la vanne à tiroir, ce qui soulève la plaque de support. Dans la partie supérieure de la chambre, ça consiste dans la fermeture de la vanne à tiroir pour isoler la partie supérieure et inférieure de la chambre, pour évacuer la pression hors de la chambre supérieure afin d'éliminer le support et la plaque à orifices [19].

La plaque à orifice est un élément fondamental pour le dispositif primaire de mesure de l'orifice. Il est fabriqué en deux différentes configurations de conception: plaques de type palette (pour brides syndicats) et des plaques universels (pour les raccords).

III.3.1.1 Equation de débit massique

Pour le débitmètre à orifice, le débit massique(q_m) est obtenue à partir de la équation suivante:

$$q_m = N_1 \cdot C_d \cdot E_v \cdot Y \cdot d^2 (\rho_{tp} \cdot dP)^{0,5} \quad (\text{III.1})$$

Où

q_m = débit massique. (kg/h)

N_1 = facteur de conversion d'unités.

C_d = coefficient empirique de décharge pour orifice.

E_v = Coefficient de vitesse d'approche.

Y = facteur d'expansion empirique.

d = diamètre d'alésage pour orifice à la température d'écoulement. (mm)

ρ_{tp} = la densité du fluide dans les conditions d'écoulement.

dP = la pression différentielle entre les prises de détection de l'orifice. (Bars)

Les diamètres de référence (D_r, d_r) sont compensés pour la température d'écoulement (T_f), étant donné que les paramètres D, d et β sont nécessaires pour les calculs appropriés. Les diamètres de référence (D_r, d_r) ne sont pas compensés pour la pression d'écoulement (P_f). Pour résoudre les équations concernant le débit massique (q_m), coefficient de décharge (C_d), nombre de Reynolds (Re_D); une solution itérative de Newton-Raphson est nécessaire [21].

III.3.1.2 Diamètres à la température d'écoulement

Pour les équations de q_m , C_d , E_v et Re_D , l'alésage de l'orifice et les diamètres du tuyau interne (ou montage) à la température de référence (d_r, D_r) doivent être corrigés pour des diamètres à la température d'écoulement (d, D) [19]. Pour l'orifice, l'alésage de diamètre (d) à T_f :

$$d = d_r \cdot [1 + \alpha_{plate} \cdot (T_f - T_r)] \quad (\text{III.2})$$

Où

d = diamètre d'alésage de l'orifice à T_f

d_r = diamètre d'alésage de l'orifice à T_r

T_f = température d'écoulement.

T_r = température de référence pour d_r

α_{plate} = coefficient de dilatation thermique linéaire de la plaque à orifice.

Pour le diamètre de tuyau interne (D) à T_f ,

$$D = D_r \cdot [1 + \alpha_{pipe} \cdot (T_f - T_r)] \quad (\text{III.3})$$

Où

D = diamètre à T_f

D_r = diamètre à T_r

T_f = Température d'écoulement

T_r = température de référence pour D_r

α_{pipe} = coefficient de dilatation thermique linéaire de la plaque à orifice.

III.3.1.3 Rapport de diamètre

Le rapport de diamètre à la température d'écoulement (β) est nécessaire pour connaître les équations de q_m , C_d , et E_v , est déterminé à partir l'équation suivante [19]:

$$\beta = d/D \quad (III.4)$$

III.3.1.4 Coefficient de vitesse d'approche

Le facteur de vitesse d'approche est calculé comme suit :

$$E_v = 1/[(1 - \beta^4)^{0.5}] \quad (III.5)$$

Où β est le rapport de diamètre à la température d'écoulement.

III.3.1.5 Facteur de dilatation

Tous les fluides présents dans l'industrie en phase gazeuse sont considérés compressibles. Pour les fluides fonctionnant dans la zone en phase condensée, si la température d'écoulement est égale ou supérieure à 70% de sa température critique (*en °F*), ils sont alors considérés comme des fluides compressibles (par W. L. Spink) [19].

Les fluides compressibles sont développés entièrement jusqu'ils passent aussi par un où ils subissent une restriction. Pour des applications pratiques, le débitmètre à orifice est supposé comme une expansion suite à un polytropique, idéale selon un chemin unidimensionnel. Cette hypothèse définit l'expansion réversible et adiabatique (pas de gain de chaleur ou de la perte). Dans les plages de fonctionnement pratiques de pression différentielle, la pression et la température d'écoulement, l'équation du facteur d'expansion sont sensibles à la valeur de l'exposant isentropique. Par conséquent, l'hypothèse d'un parfait ou idéal exposant isentropique est raisonnable pour les applications de terrain.

L'application du facteur d'expansion est valide tant que le critère de rapport de pression sans dimension suivant est respecté :

$$0.0 < dP / (N_3 \cdot P_{f1}) < 0.20 \quad (III.6)$$

Or

$$0.8 < P_{f1}/P_{f2} < 1.0 \quad (\text{III.7})$$

Où

dP = la pression différentielle entre les prises de détection de l'orifice. (Bars)

N_3 = facteur de conversion des unités

P_{f1} = pression statique absolue à l'amont de robinet de détection. (Bars)

P_{f2} = pression statique absolue à l'aval de robinet de détection. (Bars)

Le facteur d'expansion empirique, Y : est déterminé par Buckingham [19], et il s'applique aux fluides compressibles:

$$Y = 1 - (0.41 + 0.35 \cdot \beta^4) \cdot (x/K_{id}) \quad (\text{III.8})$$

Si la pression d'écoulement est située en amont de la prise de détection dP ,

$$x = dP / (N_3 \cdot P_{f1}) \quad (\text{III.9})$$

Si la pression d'écoulement est située en aval de la prise de détection dP ,

$$x = dP / [(N_3 \cdot P_{f2}) + dP] \quad (\text{III.10})$$

Où

dP = la pression différentielle entre les prises de détection de l'orifice. (Bars)

N_3 = facteur de conversion des unités

P_{f1} = pression statique absolue à l'amont de robinet de détection. (Bars)

P_{f2} = pression statique absolue à l'aval de robinet de détection. (Bars)

β = rapport de diamètre à la température d'écoulement.

K_{id} = exposant isentropique idéal de fluide compressible.

Le facteur d'expansion (Y) pour les robinets à brides est applicable sur la gamme de β allant de 0,10 jusqu'à 0,75.

III.3.1.6 Equation de coefficient de décharge (C_d)

Le coefficient de décharge (C_d), est développé par Reader-Harris/ Gallagher (RG) [19], est considéré le meilleur pour représenter la régression. Le coefficient de décharge (C_d) est déterminé en fonction du nombre de Reynolds (Re_D), l'emplacement du robinet de détection, le diamètre intérieur de la conduite (D), et le rapport de diamètre de l'orifice (β) à la température d'écoulement [19]:

$$C_d = f(Re_D, \text{l'emplacement de prise de détection}, D, \beta) \quad (\text{III.11})$$

L'équation du coefficient de décharge de RG pour un débitmètre à orifice équipé de robinets à brides est définie comme suit (édition de 1992 d'A.G.A. Rapport n° 3):

$$C_d(FT) = C_i(FT) + 0,0005 \cdot [(10^6 \cdot \beta)/Re_D]^{0,7} + (0,0210 + 0,0049 \cdot A)\beta^4 \cdot C \quad (\text{III.12})$$

Pour le coefficient de décharge infini concernant les brides normales,

$$C_i(FT) = C_i(CT) + \text{terme de bride} \quad (\text{III.13})$$

Pour le coefficient de décharge infini concernant les brides pointées,

$$C_i(CT) = 0,5961 + 0,0291\beta^2 - 0,2290\beta^8 + 0,0031(1 - \beta)M_1 \quad (\text{III.14})$$

Concernant le terme de bride

Terme de bride = en amont + en aval

$$\text{En Amont} = [0,0433 + 0,0712e^{-8,5L_1} - 0,1145e^{-6,0L_1}] \cdot (1 - 0,23A)B \quad (\text{III.15})$$

$$\text{En Aval} = -0,0116[M_2 - 0,52(M_2^{1,3})]\beta^{1,1}(1 - 0,14A) \quad (\text{III.16})$$

Avec :

$$B = \beta^4 / (1 - \beta^4) \quad (\text{III.17})$$

$$M_1 = \max[2,8 - (D/N_4); 0,0] \quad (\text{III.18})$$

$$M_2 = 2 \cdot L_2 / (1 - \beta) \quad (\text{III.19})$$

$$A = [(19,000 \cdot \beta) / (Re_D)] \quad (\text{III.20})$$

$$C = [10^6 / Re_D] \quad (\text{III.21})$$

Pour les brides normales,

$$L_1 = L_2 = (N_4 / D) \quad (\text{III.22})$$

Où

β = rapport de diamètre

$C_d(FT)$ = coefficient de décharge pour Re_D spécifique concernant un débitmètre à orifice associé d'une bride taraudée.

$C_i(FT)$ = coefficient de décharge pour Re_D infini concernant un débitmètre à orifice associé d'une bride taraudée.

d = diamètre d'alésage de la plaque à orifices à la température d'écoulement (T_f). (mm)

D = diamètre interne de débitmètre à la température d'écoulement (T_f). (mm)

E = Constante Naperian, égal à 2,71828.

L_1 = L'emplacement du robinet en amont de la bride taraudée. (mm)

L_2 = L'emplacement du robinet en aval de la bride taraudée. (mm)

$N_4 = 1,0$ lorsque le diamètre D est mesurée en « inches » ; $N_4 = 25,4$ lorsque le diamètre D est mesurée en « millimètres ».

Re_D = Nombre de Reynolds de la conduite.

III.3.2 Compteur à turbine

Les normes ISO 2715 et EN 12261 définissant les conditions de mesure, les exigences et les essais de ces compteurs.

A titre d'exemple, nous prenons le compteur « FLUXI 2000 / TZ » de la société Actaris. Ce compteur est homologué par l'ONML sous la référence 030/DIR/ONML/04.

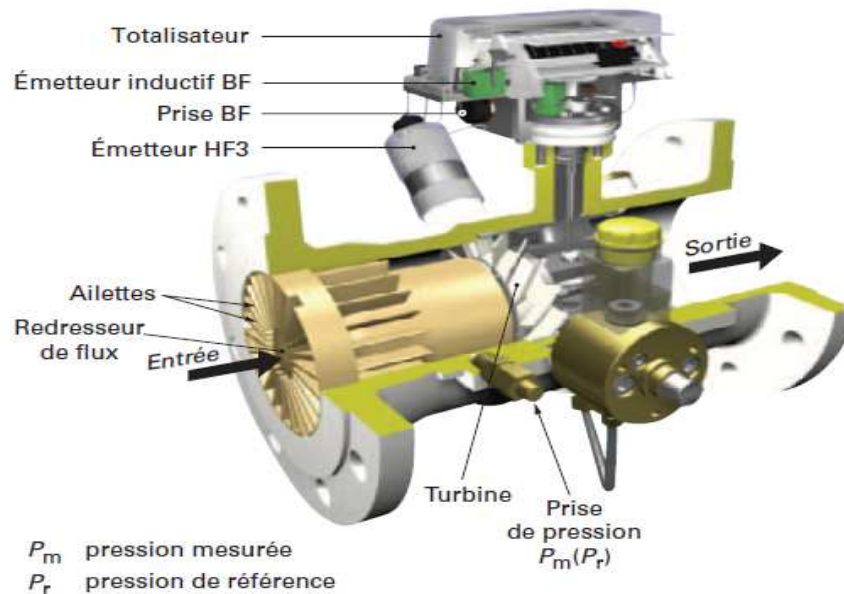


Fig. III.7 : Compteur « FLUXI 2000 / TZ » de la société Actaris [19]

III.3.2.1 Spécifications techniques

Approbations métrologiques : Conforme à la directive 2004/22/CE Instrument de mesure
Numéro d'agrément: DE-10-MI002-PTB001 [19].

Sécurité intrinsèque approbation : Conforme à la directive 94/9/CE Numéro d'agrément:
LCIE 06 ATEX 6031 X [19].

Plage de débit : de $5 \text{ m}^3/\text{h}$ à $10000 \text{ m}^3/\text{h}$.

Diamètre nominal : de DN50 à DN500 (de 2" à 20").

Pression maximale de service : Jusqu'à 100 bars en fonction de la matière du corps et de bridage.

Montage : Les compteurs « Fluxi 2000 / TZ » peuvent être installés horizontalement ou verticalement, pour le DN50 à DN300, et horizontalement pour le DN400 et DN500.

Matériaux de corps : acier moulé ou en acier soudé.

Températures: ATEX/PED: -30°C to +60°C

MID: -25°C to +55°C

Temperature de stockage : -40°C to +70°C

III.3.2.2 Applications

Le compteur « Fluxi 2000 / TZ » est conçu pour mesurer le gaz naturel, et divers filtré, et les gaz non corrosifs. Ils sont utilisés pour mesurer à moyen et à haut débit de gaz, à faible, moyenne ou haute pression [19].

En pratique, ce compteur a été optimisé pour une utilisation dans toutes les applications liées au transport et à la distribution de gaz. Le compteur Fluxi 2000/TZ est approuvé pour l'utilisation des finances publiques.

III.3.2.3 Totalisateur

Le compteur « Fluxi 2000 / TZ » est associé à un totaliseur se comprenant [19] :

- Un afficheur qui se compose de 9 chiffres comme index pour enregistrer un grand volume possible de gaz à mesurer. Une orientation de 45 ° est considérée pour une lecture facile.
- Totalisateur à rotation libre.
- Equipé en standard d'une cible trajectoire: il permet la mise en place d'un capteur pour voir le sens d'écoulement de gaz à tout moment.
- Equipé d'une cartouche en silice intégré de; Et comme option, il est équipé d'une cartouche externe pour faciliter l'entretien même dans des conditions extrêmes
- Equipé d'un disque réfléchissant sur le premier tambour.
- Disque optique intégré pour faciliter l'étalonnage périodique du compteur.

- Associé par une plaque signalétique pour l'utilisateur (logo, code à barres, le numéro de série de la clientèle ...).
- La protection IP67.
- Résistant aux rayons Ultra Violet (UV).
- L'unité de mesure est le m³.



Fig. III.8 : Totaliseur universel [19]

III.3.2.4 Métrologie

Selon la taille et le diamètre de conduite, les compteurs sont disponibles avec une plage de réglage de 01h20 ou 01h30. Selon le G7 PTB TR, pour des tests à haute pression, la plage de réglage peut être étendue à 01 heure 50 minutes, en fonction de la pression [19].

Conformément à la réglementation de la CE, l'erreur maximale tolérée est de + / -2% entre Qmin à 0,2 Qmax, et + / -1% de 0,2 Qmax et Qmax. Le WME (Erreur mesuré pondéré) est inférieure à 0,4%.

La précision typique est de : +/- 1 % de Qmin jusqu'à 0,2 Qmax, +/- 0,5 % de 0,2 Qmax jusqu'à Qmax (Fig. III.15).

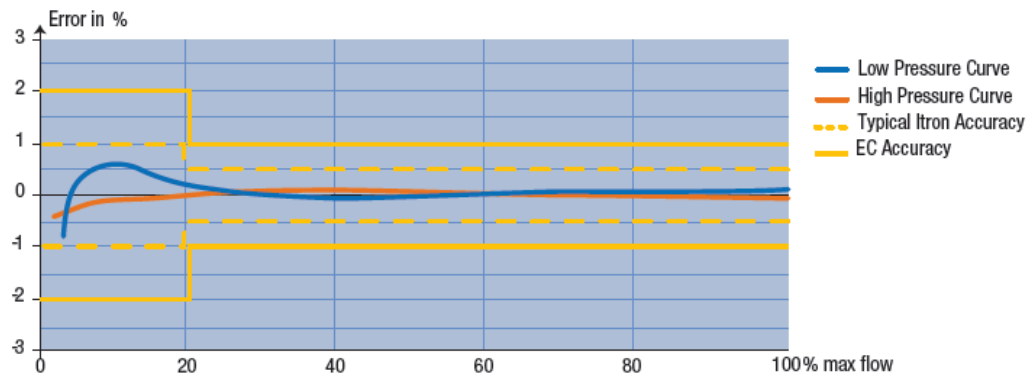


Fig. III.9 : Erreur typique de mesure [19]

III.3.2.5 Transmetteurs associés

Capteur de cible : Il peut être monté sur l'appareil de mesure installé ou par la suite à n'importe quel moment. Le capteur de cible est un émetteur sans retour [19]. Il permet également le comptage finale de gaz reflue (Fig. III.10).



Fig. III.10 : Capteur de cible [19]



Fig. III.11 : Emplacement de capteur de cible dans l'ensemble de compteur [19]

Fréquencemètre de basse fréquence (LF) : Deux Reed commutateurs sont équipés sur l'ensemble de la gamme. Antieffraction (AT): cet appareil est équipé sur la gamme entière (Fig. III.12) [19].

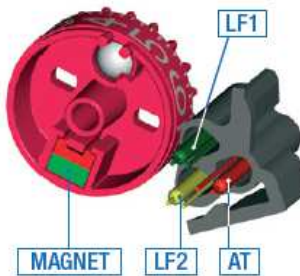


Fig. III.12 : Fréquencemètre de BF [19]

Fréquencemètre de moyenne fréquence (MF) : Un transmetteur est ajouté comme option.



Fig. III.13 : Fréquencemètre de MF [19]

Fréquencemètre de haute fréquence (HF) : jusqu'à 4 les émetteurs sont alimentés en option sur toute la gamme : 2 monté à proximité de la roue de turbine (HF3), et 1 * à proximité d'une roue de référence (HF2) [19].



Fig. III.14 : Pilote mécanique [19]

Pilote mécanique : Le totalisateur peut être équipé de cette option, il peut être utilisé pour entraîner les accessoires amovibles. Le pilote mécanique est conçu selon la norme EN 12261 (Fig. III.15).



Fig. III.15 : Pilote mécanique [19]

Pompe d'huile : Une pompe à huile est fournie comme une option, qui lubrifie les principaux roulements à billes dans l'unité de mesure. La lubrification peut être faite, même lorsque l'appareil est sous pression (Fig. III.16).



Fig. III.16 : Pompe d'huile [19]

III.3.2.6 Caractéristiques

III.3.2.6.1 Tableau des données de service (Data sheet)

Ce tableau illustre les données réelles de service pour le compteur à turbine « FLUXI 2000 / TZ ». Ces données sont utilisées en exploitation pour mesurer le volume de gaz :

Rangeability and pulse values						With correction gears 32/40 (correction 0%)						
G size	DN (mm)	Max Flow (m ³ /h)	Rangeability	1 Imp LF & Cyble (m ³ /Imp)	Freq LF Qmax (Hz)	1 Imp MF (dm ³ /Imp)	Freq MF Qmax (Hz)	1 Imp HF2 (dm ³ /Imp)	Freq HF2 Qmax (Hz)	1 Imp HF3 (dm ³ /Imp)	Freq HF3 Qmax (Hz)	RPM Qmax (Rot/min)
G65	50	100	20	0.1	0.28	5.8947	4.71	-	-	0.00970	2864	14322
G100	80	160	20	1	0.04	23.07692	1.93	0.07593	585	0.03797	1171	5853
G160		250	20 or 30		0.07	23.07692	3.01	0.07593	915	0.03797	1829	9146
G250		400	20 or 30		0.11	39.11111	2.84	0.12869	863	0.06434	1727	8634
G160	100	250	20	1	0.07	23.07692	3.01	0.06271	1107	0.06271	1107	4153
G250		400	20 or 30		0.11	23.07692	4.81	0.06271	1772	0.06271	1772	6644
G400		650	20 or 30		0.18	39.11111	4.62	0.10628	1699	0.10628	1699	6371
G400	150	650	20	1	0.18	23.07692	7.82	0.15385	1174	0.15385	1174	3521
G650		1000	20 or 30		0.28	23.07692	12.04	0.15385	1806	0.15385	1806	5417
G1000		1600	20 or 30		0.44	39.11111	11.36	0.26074	1705	0.26074	1705	5114
G650	200	1000	20	10	0.03	230.7692	1.2	0.37661	738	0.37661	738	2213
G1000		1600	20 or 30		0.04	230.7692	1.93	0.37661	1180	0.37661	1180	3540
G1600		2500	20 or 30		0.07	391.1111	1.78	0.63829	1088	0.63829	1088	3264
G1000	250	1600	20	10	0.04	230.7692	1.93	0.5787	768	0.5787	768	1920
G1600		2500	20 or 30		0.07	230.7692	3.01	0.5787	1200	0.5787	1200	3000
G2500		4000	20 or 30		0.11	391.1111	2.84	0.9808	1133	0.9808	1133	2832
G1600	300	2500	20	10	0.07	218.1818	3.18	0.85763	810	0.85763	810	1735
G2500		4000	20 or 30		0.11	218.1818	5.09	0.85763	1296	0.85763	1296	2776
G4000		6500	20 or 30		0.18	391.1111	4.62	1.53739	1174	1.53739	1174	2517
G2500	400	4000	20	10	0.11	218.1818	5.09	2.04673	543	2.04673	543	1163
G4000		6500	20 or 30		0.18	218.1818	8.28	2.04673	882	2.04673	882	1890
G6500		10000	20 or 30		0.28	391.1111	7.1	3.66896	757	3.66896	757	1622
G4000	500	6500	20 or 30	10	0.18	218.1818	8.28	2.04673	882	2.04673	882	1890
G6500		10000	20 or 30		0.28	391.1111	7.1	3.66896	757	3.66896	757	1622

Tableau III.3 : Data sheet de « FLUXI 2000 / TZ » [19]

III.3.2.6.2 Basses pressions de gaz mesuré par le compteur « FLUXI 2000 / TZ »

Les valeurs de basses pressions dont le compteur « FLUXI 2000 / TZ » sont illustrées sous forme de tableau suivant :

			Perte de pression de débitmètre FLUXI 2000/TZ (mbar)	
G Dimension	DN (mm)	Débit maximum (m ³ /h)	Standard ΔPr	Par intégration d'un conditionneur de débit ΔPr
			ρ = 0.83 kg/m ³ T= 0°C. Qmax	ρ = 0.83 kg/m ³ T= 0°C. Qmax
G65	50	100	9.1	-
G100	80	160	2.4	-
G160		250	5.9	
G250		400	12.8	
G160	100	250	2.2	-
G250		400	5.4	
G400		650	11.8	
G400	150	650	2.7	-
G650		1000	6.6	
G1000		1600	13.8	
G560	200	1000	1.6	2.6
G1000		1600	4.0	6.3
G1600		2500	8.7	13.7
G1000	250	1600	2.1	3.3
G1600		2500	5.0	8.0
G2500		4000	11.0	17.3
G1600	300	2500	2.0	3.2
G2500		4000	5.0	7.8
G4000		6500	9.5	17.0
G2500	400	4000	1.8	2.8

G4000		6500	4.4	6.8
G6500		10000	9.5	14.9
G4000	500	6500	4.4	6.8
G6500		10000	9.5	14.9

Tableau III.4 : Basses pressions de service [19]

Où:

Δp : perte de pression dans les conditions calculées en %

Δp_r : Perte de charge dans les conditions de référence %

ρ_n : densité de gaz (kg/m³) à 0 ° C et 1013 mbar

P_b : pression de service (jauge de Bar)

q : débit (m³ / h)

Q_{max} : débit maximal (m³ / h)

T_b : température du gaz (° C).

Calcul de perte de pression

$$\Delta p = \Delta p_r \cdot \frac{\rho_n}{0.83} \cdot (P_b + 1) \cdot \left[\frac{q}{Q_{max}} \right]^2 \cdot \left[\frac{273}{(273 + T_b)} \right]$$

(III.23)

Emetteur de basse fréquence (LF)

Le transmetteur BF se compose de 2 sec Reed commutateurs, normalement ouvert, et contrôlée par un aimant situé dans le premier tambour du totalisateur. Les connexions LF sont sans polarité [19].

1) contacts Reed interne

Contacts hermétiques : tension aux bornes maximale: 30 Volt et courant maximal selon EN 60079-11.

Température ambiante : $T_a = [-30^{\circ}\text{C} ; +60^{\circ}\text{C}]$

Minimum pulse time : 0.4 s

2) Capteur de cible

Il est conforme à la norme CENELEC EN 60079-11 avec :

$U_i \leq 14.3 \text{ Volt}$

$I_i \leq 50 \text{ mA}$

Émetteurs inductifs (HF et MF)

Ce sont des capteurs inductifs actionnés par un disque denté. La fréquence est proportionnelle à la valeur instantanée d'écoulement de gaz circulant dans la conduite. La polarité des connexions est indiquée sur la plaque signalétique de l'appareil [19].

Émetteurs de haute fréquence

Les détecteurs de proximité sont conformes à Normes EN 60947-5-6 (NAMUR). Ils sont conformes aux normes CENELEC (EN 60079-0 et EN 60079-11) avec :

$U_i \leq 15 \text{ Volt}$

$I_i \leq 50 \text{ mA}$

$C_i \leq 90 \text{ nF}$

$L_i \leq 100\mu\text{H}$

$P_i \leq 120 \text{ mW}$

Température ambiante : $T_a = [-30^{\circ}\text{C} ; +60^{\circ}\text{C}]$

Émetteur de moyenne fréquence

Il est conforme aux normes CENELEC (EN 60079-0 et EN 60079-11) avec :

- $U_i \leq 16$ Volt
- $I_i \leq 52$ mA
- $C_i \leq 50$ nF
- $L_i \leq 250$ μ H
- $P_i \leq 64$ mW

III.3.2.7 Principe de fonctionnement

À l'entrée de l'appareil, l'écoulement est mis sous forme stabilisée par l'action combinée d'une restriction de la section de passage et d'un tranquilliseur souvent composé d'ailettes. L'écoulement, accéléré par la réduction de section, fait tourner une turbine à une vitesse quasi proportionnelle au débit-volume. En sortie, l'écoulement est de nouveau redressé par des ailettes afin d'éviter que le compteur ne soit source d'écoulement giratoire [16].

III.3.2.8 Théorie succincte

Équation du problème : considérons un compteur tel que celui représenté sur les fig. III.23 *a* et *b* et plaçons-nous dans les hypothèses suivantes [16] :

La vitesse U à l'amont du rotor est parallèle à l'axe ;

Le fluide quitte les pales selon la direction des bords de fuite.

Grâce au tranquilliseur D , la vitesse U du fluide à l'amont du rotor est constante :

$$U = \frac{q}{S} \quad (\text{III.24})$$

Avec : q : débit-volume instantané du fluide, S : section de passage au droit des pales.

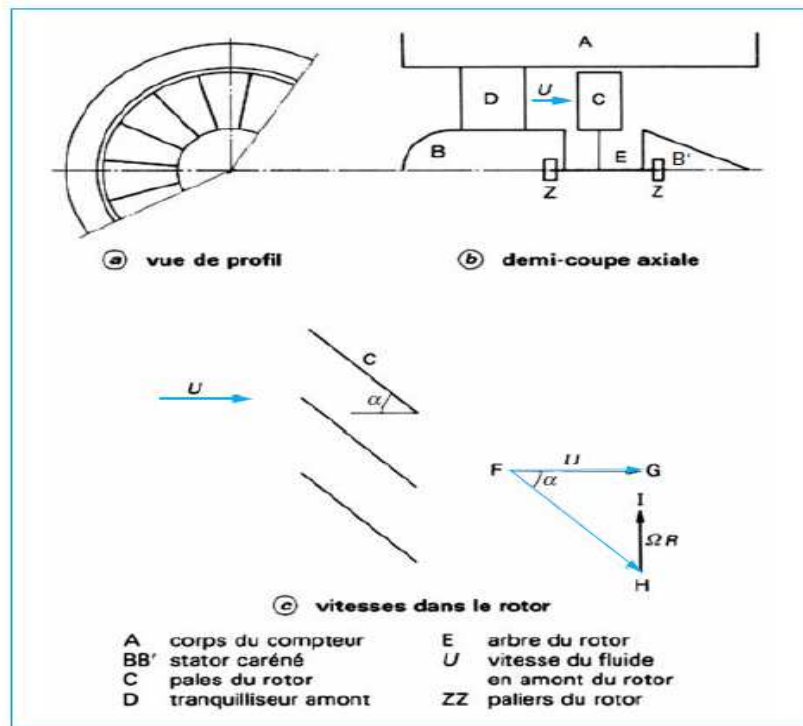


Fig. III.17 : Compteur à turbine : théorie [16]

Le débit-volume se retrouve à l'aval du rotor avec la même composante axiale de vitesse (fig. III.17 c) :

$$U = |\vec{FG}| \quad (III.25)$$

Les pales du rotor déterminent une grille d'aubes calée sur l'angle α par rapport à l'axe. Elles tournent à la vitesse ΩR , Ω étant la vitesse angulaire du rotor et R le rayon moyen défini par :

$$R = \sqrt{\frac{R_1^2 + R_2^2}{2}} \quad (III.26)$$

Avec : R_1 rayon du moyeu,

R_2 rayon du corps.

Le gaz quitte les aubes en rotation suivant la direction de leur bord de fuite α , selon la propriété fondamentale des grilles d'aubes :

C'est le vecteur \vec{FH} en fig. III.23 c.

Pour repérer la vitesse en Aval sur un repère fixe et la comparer à la vitesse en amont $\vec{U} = \vec{FG}$, on compose \vec{FH} avec $\vec{HI} = \vec{\Omega R}$.

La vitesse aval, vue d'un repère fixe, est donc :

$$\vec{U} = \vec{FG} + \vec{HI} \quad (\text{III.27})$$

La variation vectorielle de la vitesse lors de la traversée du rotor est donc :

$$\vec{FI} - \vec{FG} = \vec{GI} \quad (\text{III.28})$$

Ou

$$\vec{GI} = \vec{FH} + \vec{HI} - \vec{FG} \quad (\text{III.29})$$

Elle est orientée selon une circonférence perpendiculaire à l'axe d'écoulement du gaz. Sa valeur absolue est :

$$|\vec{GI}| = U \tan \alpha - \Omega R \quad (\text{III.30})$$

ρ étant la masse volumique du fluide, il est possible de donner une expression simple du couple moteur que le fluide applique au rotor et grâce auquel ce dernier tourne.

En effet, le couple moteur C_m résulte du produit :

Bras de levier \times débit-masse \times variation de vitesse à la traversée du rotor

$$C_m = R\rho q(U \tan \alpha - \Omega R) \quad (\text{III.31})$$

Soit

$$C_m = R\rho q\left(\frac{q}{S} \tan \alpha - \Omega R\right) \quad (\text{III.32})$$

Si le couple résistant est C_r et le moment d'inertie du rotor par rapport à son axe I , l'équilibre dynamique en rotation s'écrit :

$$I \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \quad (\text{III.33})$$

Le cas particulier intéressant pour le mesurage est le régime permanent :

$$\frac{d\Omega}{dt} = 0 \quad (\text{III.34})$$

Il en découle que :

$$C_m = C_r \quad (\text{III.35})$$

et

$$C_r = R\rho q \left(\frac{d}{s} \tan \alpha - \Omega R \right) \quad (\text{III.36})$$

Cas idéal : dans l'appareil idéal, les couples résistants sont nuls. L'équation du rotor devient :

$$0 = R\rho q \left(\frac{d}{s} \tan \alpha - \Omega_j R \right) \quad (\text{III.37})$$

Avec Ω_j vitesse de rotation de l'appareil idéal.

Il en résulte que l'appareil idéal tourne plus vite que celui ayant des couples résistants :

$$\Omega_j > \Omega \quad (\text{III.38})$$

On constate également que :

$$q = \frac{SR}{\tan \alpha} \Omega_j \quad (\text{III.39})$$

Cela montre la possibilité de mesurer le débit-volume q du fluide à partir de la vitesse de rotation Ω_j d'un rotor idéal. Ω_j est en effet rigoureusement proportionnel à q .

Cas réel : le mouvement du rotor exige une certaine énergie pour vaincre divers couples résistants assez faibles, mais d'origine complexe, qui sont :

- Le frottement du fluide sur les pales du rotor ;
- Le frottement du fluide entre les extrémités des pales et la conduite ;
- La réaction au poids de l'appareil (normale à l'axe le plus souvent) ;

- Le frottement de la pivoterie ;
- La réaction axiale des pivots ;
- Lorsqu'il y a sortie mécanique de l'information, le frottement imposé par cette sortie (vis sans fin, roue tangente, traversée de paroi, engrenages, etc.).

Il sort des équations (III.38) et (III.39) que le couple résistant peut s'exprimer par :

$$C_r = R^2 \rho q (\Omega_j - \Omega) \quad (\text{III.40})$$

On peut définir un ralentissement de la vitesse de rotation relatif ε en pour-cent :

$$\varepsilon = 100 \frac{\Omega - \Omega_j}{\Omega_j} \quad (\text{III.41})$$

Ou, en introduisant les valeurs de Ω_j , Ω tirées de (III.40) et (III.41) :

$$\varepsilon = -100 \frac{S}{R \rho q^2 \tan \alpha} C_r \quad (\text{III.42})$$

On constate que le ralentissement est directement proportionnel au couple résistant.

Il en résulte que le couple maximal des organes auxiliaires pouvant être raccordés aux sorties de mouvement des compteurs à turbine est imposé pour que les caractéristiques métrologiques restent dans les limites légales.

III.3.3 Compteur à ultrasons

La norme ISO17089 s'appliquant aux compteurs à ultrasons au temps de transit du gaz est utilisé pour le mesurage des transactions commerciales et des allocations, tels que les compteurs à passage intégral, les compteurs à surface réduite, les compteurs à haute pression, les compteurs à basse pression et toute combinaison de ceux-là. A titre d'exemple, nous prenons le compteur « ALTOSONIC V12 » de la société KRHONE (Fig. III.18), ce compteur est homologué par l'ONML sous la référence N005/DIR/ONML/10 le 07/02/2010 [20].



Fig. III.18 : Compteur de gaz à ultrason ALTOSONIC V12 [21]

III.3.3.1 Description de l'instrument

III.3.3.1.1 Principe de mesure du temps de transition

Pour comprendre le principe : Dans une section de tuyau, deux transducteurs Trd 1A et 1B Trd créent un chemin acoustique.

Cette corde relie les côtés actifs situés sur la surface de deux transducteurs A et B; L étant sa longueur. Le cordon fait l'intersection avec la ligne au milieu du tuyau et l'angle φ .

Les deux transducteurs sont capables de transmettre et de recevoir un signal ultrasonore. À son tour, un transducteur agit comme un émetteur, l'autre comme récepteur, à l'autre sens.

Le temps de transit d'un signal ultrasonore le long d'une corde de mesure est influencé par la vitesse de l'écoulement du gaz (v). Si le débit de gaz est nul, le temps de transit de TRD A à TRD B est exactement le même que le temps de transit de TRD B à TRD A [20].

Lorsque le gaz s'écoule, il est caractérisé par une vitesse v , c étant la vitesse du son dans le gaz, « $v \cdot \cos(\varphi)$ » est la composante de v dans la direction de mesure.

Cette composante augmente ou diminue la vitesse de l'onde sonore comme elle se déplace d'un transducteur à l'autre transducteur. Par conséquent, Le temps de transit de TRD A à TRD B (T_{AB}) est:

$$T_{AB} = \frac{L}{C+V.\cos\varphi} \quad (\text{III.43})$$

En sens inverse (de TRD B à TRD A) le temps de transit (TBA) devient :

$$T_{AB} = \frac{L}{C-V.\cos\varphi} \quad (\text{III.44})$$

La vitesse du gaz est déduite à partir de la formule (III.43) et (III.44) en tant que:

$$v = \frac{L}{2.\cos\varphi} \cdot \left(\frac{1}{T_{AB}} - \frac{1}{T_{BA}} \right) \quad (\text{III.45})$$

Une caractéristique importante de ce procédé est que la vitesse du gaz calculée v ne dépend pas de la vitesse du son c , des propriétés du gaz ou de gaz en général. Elle est calculée uniquement en fonction des temps de transition mesurés t_{AB} et t_{BA} ; la longueur de la corde et l'angle d'intersection de la corde de mesure sont censées être connu à partir de la conception de débitmètre.

Comme une option supplémentaire, la vitesse du son dans le gaz peut également être calculée à partir de la formule (III.44) et (III.45) en tant que :

$$c = \frac{L}{2} \cdot \left(\frac{1}{T_{AB}} + \frac{1}{T_{BA}} \right) \quad (\text{III.46})$$

Ainsi on obtient une valeur mesurée de la vitesse du son, un outil utile à des fins de diagnostic, comme il peut être comparé avec des données provenant d'autres sources.

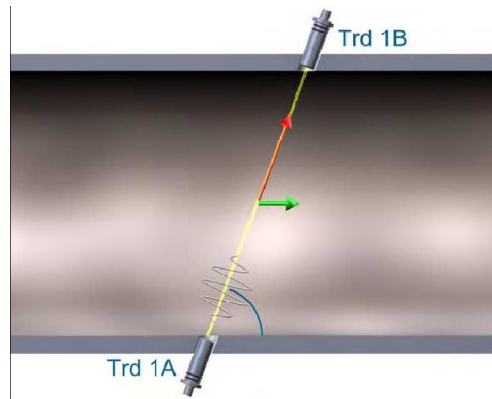


Fig. III.19 : Propagation d'onde acoustique sonore [20]

III.3.3.1.2 Principales notions des ondes ultrasonores

Une onde ultrasonore est une vibration mécanique se propageant dans un milieu élastique (solide, liquide ou gaz) et dont la fréquence se trouve au-delà des fréquences audibles.

On considère comme ultrasonore une onde dont la fréquence se situe entre 20 kHz et 1 GHz.

Les fréquences utilisées en mesure de débit vont de 200 kHz à 4 MHz.

Les ondes ultrasonores présentent toutes les propriétés générales des ondes élastiques. Elles n'ont pas de propriété qui leur soit propre.

L'intérêt des ultrasons réside dans la petitesse de leur longueur d'onde qui est souvent du même ordre de grandeur que les dimensions caractéristiques des milieux qu'ils parcourent (diamètre des grains, hétérogénéités, défauts éventuels), ce qui leur permet de traverser facilement les matériaux solides et les fluides.

De plus, la petitesse de leur longueur d'onde leur confère une propagation assimilable à celle des ondes optiques, ce qui permet d'appliquer les lois relatives à l'optique physique (notamment lois de réflexion et réfraction).

Les ultrasons sont utilisés dans un nombre croissant d'applications industrielles : débitmètrie, mesure de niveau, mesure de densité, tests non destructifs, mesure d'épaisseur ou de diamètre interne de conduite [22].

III.3.3.1.3 Célérité d'une onde dans un fluide

Dans un fluide la vitesse de propagation (appelée célérité) d'une onde élastique est égale à [22] :

$$C = \sqrt{\frac{\rho}{\varepsilon}} \quad (\text{III.47})$$

Avec ε rapport entre l'augmentation de pression et l'augmentation relative de la masse volumique ou du volume :

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta P}{\Delta \rho}}{\rho} = \frac{\Delta P}{\frac{\Delta V}{V}} \quad (\text{III.48})$$

En outre, ε a les dimensions d'une pression et est exprimé dans les mêmes unités.

Pour les gaz, la valeur de ε est pratiquement égale à la pression du gaz ($P < \varepsilon < 1,7 P$), en fonction de la nature de la transformation :

- $\varepsilon = P$ pour une transformation isotherme ;
- $\varepsilon = \frac{c_p}{c_v} \cdot P$ pour une transformation adiabatique.

Pour les gaz, on utilise aussi l'expression approchée :

$$C = \sqrt{\frac{R}{c_p} \cdot \frac{P}{\rho \cdot z}} \quad (\text{III.49})$$

Avec R constante des gaz parfait

c_p Capacité thermique massique du gaz à pression constante, ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$)

P pression de service en Bars

ρ Masse volumique du gaz aux conditions de service. (kg/m^3)

Z facteur de compressibilité du gaz.

III.3.3.2 Mesure de débit en conduite pleine

III.3.3.2.1 Coefficient hydraulique (K_H)

Du fait de la non-uniformité des vitesses d'écoulement dans la section de la conduite, la vitesse moyenne du fluide le long de la trajectoire (V_{us}) est différente de la vitesse moyenne par rapport à la Section (\bar{V}) [22].

Lorsque la corde est placée dans un plan diamétral (fig. III.20) et que le profil de vitesses est pleinement développé, le passage de V_{us} à \bar{V} est réalisé à l'aide d'un coefficient K_H appelé coefficient hydraulique, défini par la relation ci-dessous.

$$K_H = \frac{V_{us}}{\bar{V}} \quad (\text{III.50})$$

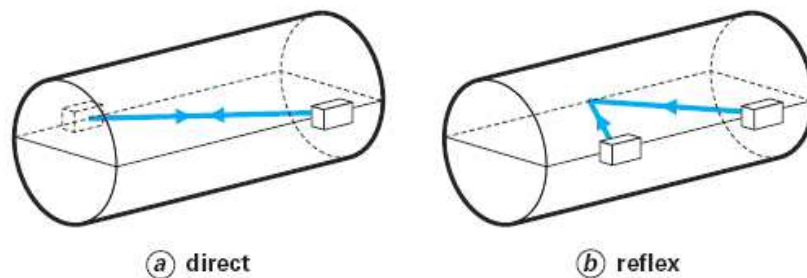


Fig. III.20 : Emplacement de sondes [22]

III.3.3.2 Calcul de K_H dans le cas d'un écoulement laminaire

Dans le cas d'un écoulement laminaire (Fig. III.21), on démontre que la vitesse d'écoulement à une distance r de l'axe de la conduite est égale à :

$$V(r) = V_0 \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right) \quad (\text{III.51})$$

Avec V_0 vitesse maximale d'écoulement au centre de la conduite,

R rayon de la conduite.

\bar{V} vitesse moyenne par rapport à la section

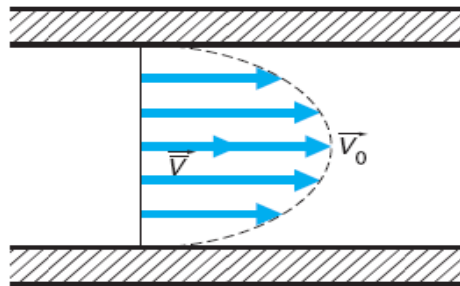


Fig. III.21 : Profil de vitesses d'un écoulement laminaire [22]

La vitesse moyenne sur un diamètre est égale à :

$$V_{us} = \frac{1}{2R} \int_{-R}^R V_0 \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right) dr = \frac{2}{3} V_0 \quad (\text{III.52})$$

La vitesse moyenne par rapport à la section de la conduite est égale à :

$$\bar{V} = \frac{1}{2R^2} \int_0^R 2\pi r V_0 \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right) dr = \frac{1}{2} V_0 \quad (\text{III.53})$$

De ces deux expressions, on déduit la valeur du coefficient hydraulique :

$$K_H = \frac{\frac{2}{3} V_0}{\frac{1}{2} V_0} = 1,333 \quad (\text{III.54})$$

Ou ($K_H = 0,75$ selon le standard américain).

III.3.3.2.3 Calcul de K_H dans le cas d'un écoulement turbulent

Dans le cas d'un écoulement turbulent (fig. III.22), le coefficient K_H dépend, pour un diamètre de conduite donné, du nombre de Reynolds (fig. III.23) et de la rugosité relative de la conduite [22].

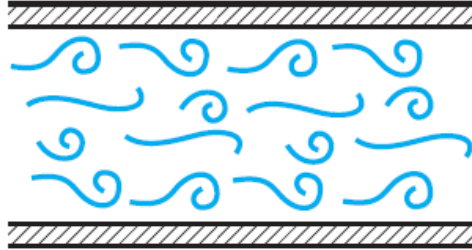


Fig. III.22 : Périodicité d'un écoulement turbulent [22]

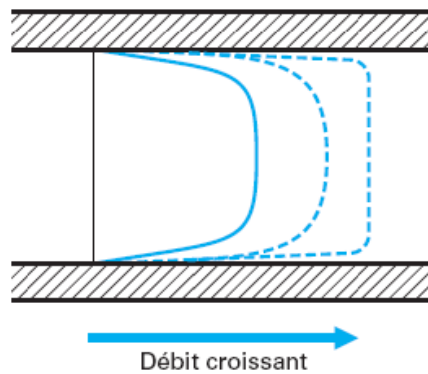


Fig. III.23 : Allongement et aplatissement du profil de vitesses d'un écoulement turbulent [22]

Dans le cas d'un écoulement turbulent, on démontre que la vitesse d'écoulement à une distance r de l'axe de la conduite est égale à :

$$V(r) = V_0 \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{III.55})$$

Avec $\frac{1}{n} = 0,25-0,023$ (expression souvent admise).

La vitesse moyenne sur un diamètre est :

$$V_{us} = \frac{1}{2R} \int_{-R}^R V_0 \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}} dr = \frac{n}{n+1} V_0 \quad (\text{III.56})$$

En intégrant par parties, l'expression de la vitesse moyenne par rapport à la section est :

$$\bar{V} = \frac{1}{\pi R^2} \int_0^R 2\pi r V_0 \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}} dr = \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} V_0 \quad (\text{III.57})$$

L'expression donnant le coefficient hydraulique est donc :

$$K_H = \frac{\frac{n}{n+1} V_0}{\frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} V_0} = \frac{2n+1}{2n} \quad (\text{III.58})$$

Cette expression, connue sous le nom de « modèle de Prandtl », laisse supposer que K_H tend vers 1 lorsque le nombre de Reynolds devient très important (fig. III.24).

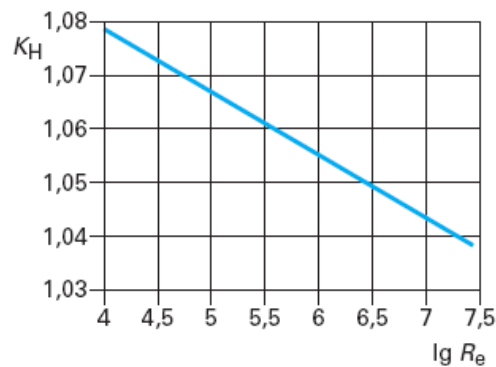


Fig. III.24 : Allure de K_H en fonction de Re selon le modèle de Prandtl [22]

Le modèle de Prandtl a donc été complété par un autre qui tient compte de l'effet de la rugosité [20].

III.5.3.3 Calcul du débit volumique en mesure monocorde

Le débit volumique étant égal au produit $S \cdot \bar{V}$

Avec S section interne de la conduite,

$$Q = \frac{\pi \phi_{int}^2}{4} \cdot \frac{L^2}{2D} \cdot \frac{\Delta T}{T_{AB} \cdot T_{BA}} \cdot \frac{1}{K_H} \quad (\text{III.59})$$

Avec ϕ_{int} diamètre intérieur de la conduite

III.5.3.4 Mesure du débit par plans parallèles

III.5.3.4.1 Principe général

Soit une conduite de rayon R comme s'est illustré sur la fig. III.25. La vitesse moyenne par rapport à la section est calculée en intégrant d'abord la vitesse le long d'une corde d'abscisse x puis en intégrant celle-ci sur toute la section ($V(x, y)$ qui représente la vitesse en un point de coordonnées (x, y)) [22] :

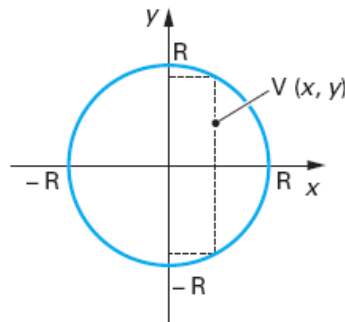


Fig. III.25 : Profil d'une conduite [22]

$$\bar{V} = \frac{1}{\pi R^2} \int_{-R}^R \left[\int_{-\sqrt{R^2-X^2}}^{\sqrt{R^2-X^2}} V(X, Y) \right] dX \quad (\text{III.60})$$

La vitesse moyenne le long d'une abscisse x étant égale à :

$$V_X = \frac{1}{2\sqrt{R^2-X^2}} \int_{-\sqrt{R^2-X^2}}^{\sqrt{R^2-X^2}} V(X, Y) dY \quad (\text{III.61})$$

On obtient

$$\bar{V} = \frac{1}{\pi R^2} \int_{-R}^R V_X \sqrt{R^2 - X^2} dX = \frac{2}{\pi R^2} \int_{-R}^R F(X) dX \quad (\text{III.62})$$

Les mesures V_{x_i} effectuées sur des plans parallèles d'abscisse x_i permettent de connaître les valeurs $F(x_i)$ correspondantes.

Le problème consiste donc à calculer l'intégrale d'une fonction $F(x_i)$ dont on connaît un nombre n de valeurs discrètes.

Plusieurs méthodes mathématiques permettent de résoudre ce problème (Newton, Tchebychev, Gauss-Jacobi, Gauss), les méthodes d'intégration de Gauss-Jacobi et de la méthode de Gauss, toutes deux basées sur le calcul des coefficients de Legendre, étant les plus utilisées car elles procurent la meilleure précision avec un nombre minimal de plans de mesure.

II.2.3.4.2 Expression du débit

Dans le cas d'une mesure par plans parallèles, la vitesse moyenne sur toute la section est égale à la somme pondérée des vitesses mesurées par les cordes, les coefficients de pondération C_i dépendant de la méthode d'intégration choisie et du nombre de cordes :

$$\bar{V} = \sum_{i=1}^n C_i \cdot V_i \quad (\text{III.63})$$

Expression dans laquelle

$$V_i = \frac{L_i^2}{2D_i} \cdot \frac{\Delta T_i}{T_{AB_i} \cdot T_{BA_i}} \quad (\text{III.64})$$

Avec L_i Longueur du parcours acoustique de la corde,

D_i Projection de cette longueur sur l'axe de la conduite.

Le débit volumique pour une conduite circulaire est alors égal à :

$$Q_v = \frac{\pi \phi_{int}^2}{4} \sum_{i=1}^n C_i \cdot \frac{L_i^2}{2D_i} \cdot \frac{\Delta T_i}{T_{AB_i} \cdot T_{BA_i}} \quad (III.65)$$

II.2.3.5 Installation de compteur de gaz à ultrasons

Il faut toujours soulever le débitmètre et ses bobines de tuyaux adjacents (le cas échéant) aux anneaux de levage ou utiliser le levage angulaire (Figure III.26) :

- Installation du débitmètre de gaz à ultrasons en position horizontale avec l'indicateur des flux de flèche sur la plaque ou sur le corps du compteur dans le sens de l'écoulement (vers l'avant) dans la direction positive de l'écoulement du gaz.
- Le convertisseur doit être situé dans la partie supérieure de l'appareil de mesure de débit à ultrasons.
- Etablir la connexion pour le transmetteur de pression au P_r point sur le corps du compteur en utilisant un vanne d'isolement intermédiaire et / ou la vanne de collecteur.
- L'ensemble de température (élément PT100 avec thermo bien et émetteur) doit être installé en aval dans la direction d'écoulement positif à une position entre 1.5DN et 3DN. Dans le cas d'une demande de débit bidirectionnel, le transmetteur de température est positionné entre 3DN et 5DN.

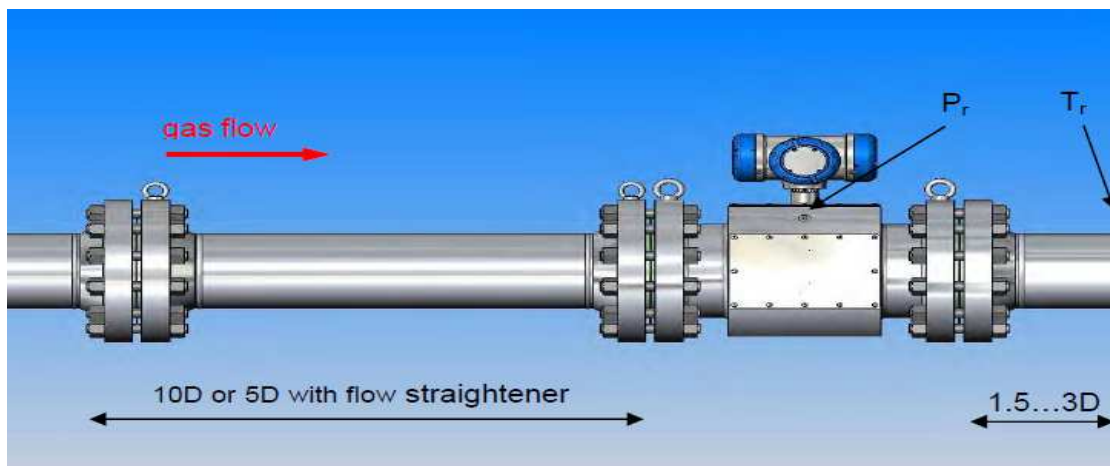


Fig. III.26 : Exigences générales d'installation [21]

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les principaux systèmes de comptage du gaz plus utilisés par la société Sonatrach ses partenaires. Nous avons étudié trois types de compteurs de gaz. A cet effet, nous voulions faire une étude comparative technique et économique entre eux pour que nous puissions choisir le plus optimale aux intérêts de la société nationale. Ainsi, nous allons procéder par des simulations de ces compteurs selon les conditions de service de Sonatrach, et les résultats obtenus nous permettront bien évidemment de faire le choix, ce qui fait l'objet du chapitre suivant.

Chapitre IV

*Simulation de l'opération
de comptage en fonction des conditions
opérationnelles*

Introduction

De nombreuses approches peuvent être mises en œuvre pour exploiter un modèle mathématique d'une situation réelle et étudier ses propriétés. Il est parfois possible de calculer explicitement les quantités auxquelles on s'intéresse au moyen de formules fermées, ou tout au moins calculer celles-ci numériquement, de manière exacte. Ce n'est malheureusement pas possible, la plupart du temps, que pour des modèles très simplifiés, possédant par exemple de nombreuses propriétés d'invariance et de symétrie. On peut éventuellement obtenir des résultats du type précédent, mais dans un cadre asymptotique, caractérisant le comportement des quantités étudiées lorsque certains paramètres tendent vers une valeur limite (par exemple, lorsque la taille du système modélisé, ou l'échelle de temps considérée, tend vers l'infini, ou encore, lorsque certains paramètres correspondant à des interactions tendent vers zéro,...). Plus encore, on peut étudier des approximations (plus ou moins bien contrôlées) du modèle initial, qui se prêtent mieux à des approches du type précédent. Enfin, des résultats plus qualitatifs sur le comportement du modèle peuvent parfois être obtenus [23].

La simulation, qui consiste à reproduire artificiellement le fonctionnement du modèle étudié, constitue l'une des approches importantes permettant d'exploiter celui-ci. Elle permet notamment de valider ou d'invalider des hypothèses, d'obtenir des informations quantitatives (qui peuvent venir affiner des informations qualitatives si l'on en possède), de valider certaines approximations, d'évaluer la sensibilité d'un modèle à certaines hypothèses ou à certains paramètres, ou tout simplement d'explorer le comportement d'un modèle lorsque celui-ci est mal connu ou mal compris. Il peut par exemple s'agir de valider des hypothèses de modélisation, ou plus généralement un modèle dans son ensemble, en comparant le comportement obtenu par simulation au comportement du système réel que l'on cherche à modéliser. Il peut également s'agir de valider des hypothèses sur le système lui-même, dans la mesure où l'on considère que le modèle le représente convenablement [23].

A cet effet, nous allons utiliser le logiciel Simulink/Matlab comme un moyen pour simuler les trois débitmètres de gaz : à orifice, à turbine et à ultrasons en appelant leurs modèles mathématiques en fonction de mêmes conditions de service réelles utilisées dans l'industrie.

En plus, l'établissement d'une comparaison entre eux en basant sur les résultats de simulations afin de pouvoir prendre une décision en ce qui concerne le choix d'un compteur

du gaz capable pour répondre aux besoins de l'industrie produisant du gaz notamment d'une vue transactionnelle entre Sonatrach et ses partenariats.

Constituants	Masse molaire	Fraction molaire	Viscosité dynamique en $10^{-3} \cdot \text{Pas.s}$
	En g/mol	En %	
Méthane	16	83.51	0.1075
Ethane	30	7.65	0.1075
Propane	44	1.94	0.079
i-butane	58	0.27	0.071
n-butane	58	0.41	0.74
i-pentane	72	0.09	0.74
n-pentane	72	0.08	0.067
Nitrogène	28	5.65	0.171
C ₆ +	86	0.04	0.167
Hélium	04	0.18	0.171
CO ₂	44	0.18	0.146

Tableau IV.1: Composition chimique de gaz naturel [24]

IV.1 Calcul de la masse molaire du gaz M_m

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 [24] :

$$M_m = \sum_{i=1}^N Y_i M_i \quad (\text{IV.1})$$

La masse molaire des constituants « i » présents dans le gaz naturels est donnée par le tableau 1. La fraction molaire d'un constituant « i » est égale à son pourcentage molaire dans le mélange, divisé par 100.

$$M_m = \sum_{j=1}^N Y_j M_j = 18.7727 \text{ kg/kmol} \quad (\text{IV.2})$$

IV.2 Calcul de la masse volumique du gaz naturel ρ

La masse volumique (ρ) d'un gaz est le rapport de la masse d'une quantité de ce gaz au volume qu'il occupe à la pression et température données

$$\rho = \frac{M_m}{V} \quad (\text{IV.3})$$

Considérons une quantité de gaz égale à 1Kmole et en utilisant l'équation d'état, on aura dans le cas pratique le gaz considéré comme réel.

$$\rho = \frac{PM_m}{ZRT} \quad (\text{IV.4})$$

$$R = 82,05 \cdot 10^5 \text{ lPa/kg.mol.K.}$$

$$Z = 0,9974 \text{ dans les conditions } P = 10^5 \text{ Pa et } T = 288,15 \text{ K.}$$

$$\text{Donc } \rho = 0,7901 \text{ kg/m}^3$$

IV.3 Calcul de la viscosité dynamique

La viscosité dynamique du gaz est déterminée à partir des viscosités de chaque constituant, elle est calculé par la formule de ZIPPER et HERING :

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^n Y_i \sqrt{M_i}} = 0,10923 \cdot 10^{-3} \text{ Pa.s} \quad (\text{IV.5})$$

IV.4 Calcul de la viscosité cinématique

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{0,109326 \cdot 10^{-3}}{28,664} = 3,815 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}. \quad (\text{IV.6})$$

IV.5 Calcul de la densité de gaz ρ_{tp}

La densité de gaz est par définition égale au rapport de la masse volumique du gaz à celle de l'air aux mêmes conditions de pression et de température. Elle est de ce fait sans dimension [23].

Pour un gaz réel :

$$\rho_{tp} = \frac{\rho_{Gaz}}{\rho_{Air}} = \frac{M_m}{M_{Air}} \cdot \frac{Z_{Air}}{Z_{Gaz}} \quad (\text{IV.7})$$

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

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 :

$$Z_{Air\ sec} (101,325\ kPa, 15^\circ C) = 0,99959 \quad (IV.8)$$

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

$$M_{Air\ sec} = 28,964\ kg/kmol \quad (IV.9)$$

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

$$\rho_{tp} = \frac{1}{28,97} \cdot \frac{M_m}{Z_{Gaz}} \quad (IV.10)$$

Où

M_m : La masse molaire du gaz.

Z_{Gaz} : Facteur de compressibilité du gaz aux conditions standard (101, 325 kPa, 15°C).

IV.6 Calcul du facteur de compressibilité

Le facteur de compressibilité Z est défini par la relation :

$$Z = \frac{PM_m}{\rho RT} \quad (IV.11)$$

Il est en fonction de la pression, de la température, de la masse molaire moyenne du gaz et des constituants présents dans le gaz.

La détermination de sa valeur, se fait rarement par mesure. Généralement elle est déterminée par le calcul en utilisant soit des abaques, soit des corrélations. La majorité des méthodes proposées nécessite la connaissance de la composition du gaz, afin de calculer les deux paramètres utilisés : la pression pseudo-réduite et la température pseudo-réduite.

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

$$P_{pc} = \sum Y_i \cdot P_{ci} \quad (\text{IV.12})$$

La pression pseudo-réduite P_r par la relation :

$$P_r = P/P_{pc} \quad (\text{IV.13})$$

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

$$T_{pc} = \sum Y_i \cdot T_{ci} \quad (\text{IV.14})$$

La température pseudo-réduite T_r par la relation :

$$T_r = T/T_{pc} \quad (\text{IV.15})$$

Les valeurs de pression et des températures critiques sont données dans le tableau 1 :

IV.7 Modélisation et simulation de débitmètre à orifice par MATLAB/Simulink

Voilà le model physique d'un débitmètre à orifice sert à mesurer le débit massique d'un gaz est donné comme suit :

$$Q_m = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \cdot \varepsilon \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d^2 \cdot \sqrt{2 \cdot DP \cdot \rho} \quad (\text{IV.16})$$

Q_m = Débit massique du gaz. (kg/h)

C = Coefficient de décharge.

β = Rapport de diamètre.

d = Diamètre intérieur de l'orifice. (mm)

ε = Coefficient de détente.

DP = Différence de pression. (Bars)

ρ = Masse volumique du gaz. (kg/m^3)

Alors :

$$C = 0,9900 - 0,226 \cdot \beta^{4,1} - (0,00175 \cdot \beta^2 - 0,0033 \cdot \beta^{4,15}) \left(\frac{10^6}{\text{ReD}} \right)^{1,15}$$

(IV.17)

En utilisant les données réelles de GTFT/Sonatrach

$$dP = 450 \text{ mbar} = 0,45 \text{ bar}$$

$$\text{Densité du gaz} = 49,20083 \text{ kg/ m}^3$$

$$d = 428,5615 \text{ mm}$$

$$D = 686,081723 \text{ mm}$$

$$P = 63,7 \text{ Bars}$$

$$\text{Viscosité (v)} = 0,000014 \text{ Pa.s}$$

$$\text{Kid} = 1, 2 \text{ Decimal}$$

$$\text{Beta} = 0,624991 \text{ decimal}$$

$$\text{L1} = 0,037022 \text{ Decimal}$$

$$\text{L2} = 0,037022 \text{ Decimal}$$

$$\text{M2} = 0,197445 \text{ Decimal}$$

Et en se basant sur la formule pratique utilisée pour calculer le débit massique. Elle est utilisée légalement selon la norme ISO 5167. A cet effet, nous allons l'utiliser pour faire la modélisation du débit massique du gaz calculé par un débitmètre à orifice en utilisant le SIMULINK/MATLAB comme un moyen de modélisation et de simulation comme s'est illustré dans la figure suivante:

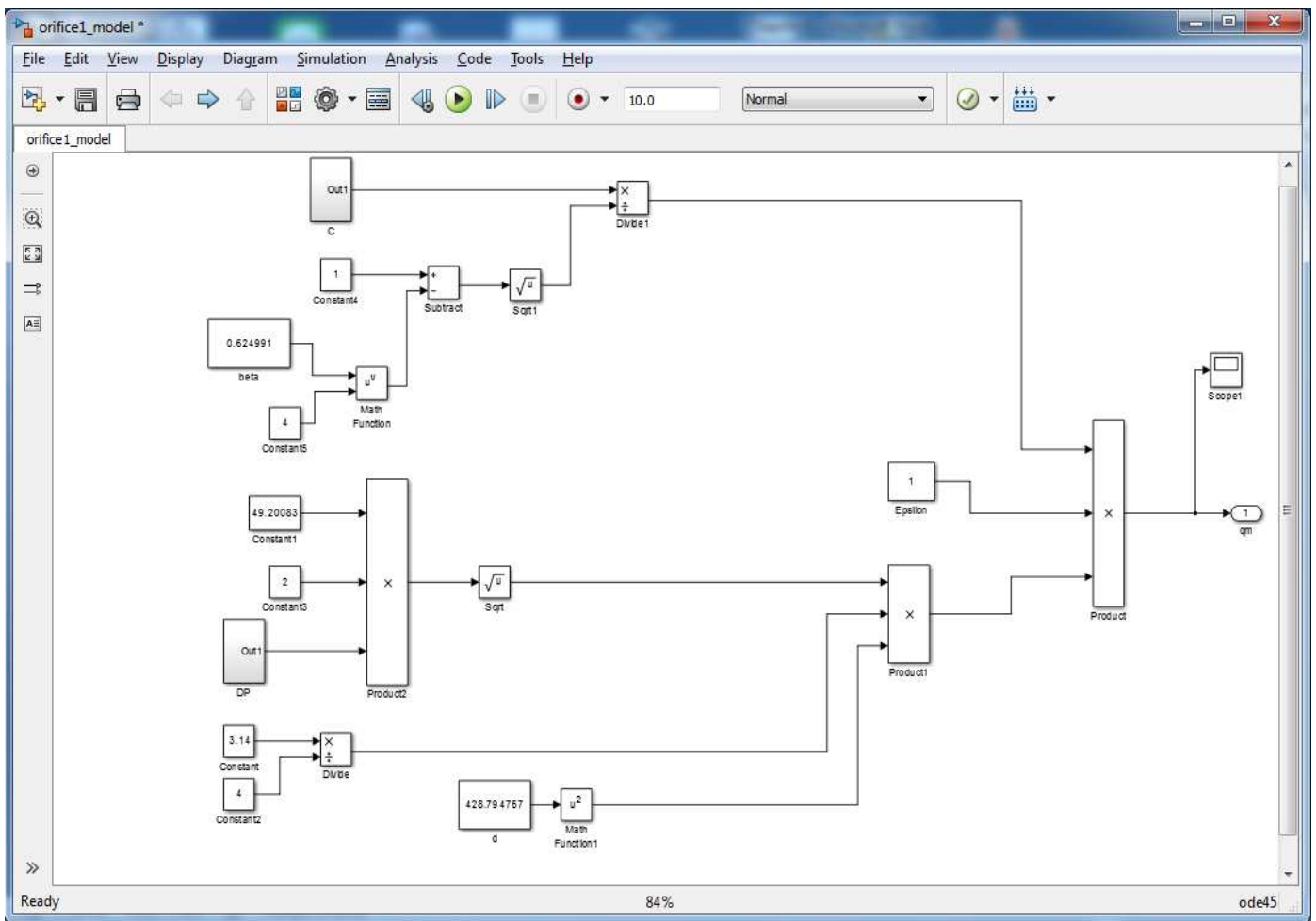


Fig. IV.15 : Modélisation du débit massique du gaz pour un débitmètre à orifice

La première simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de la variation de différence de pression ; Pour cela, nous avons inséré quelques valeurs de perte de charge (DP) à partir de 0,2 bars jusqu'à 0,9 bars. Les résultats obtenus sont les suivants :

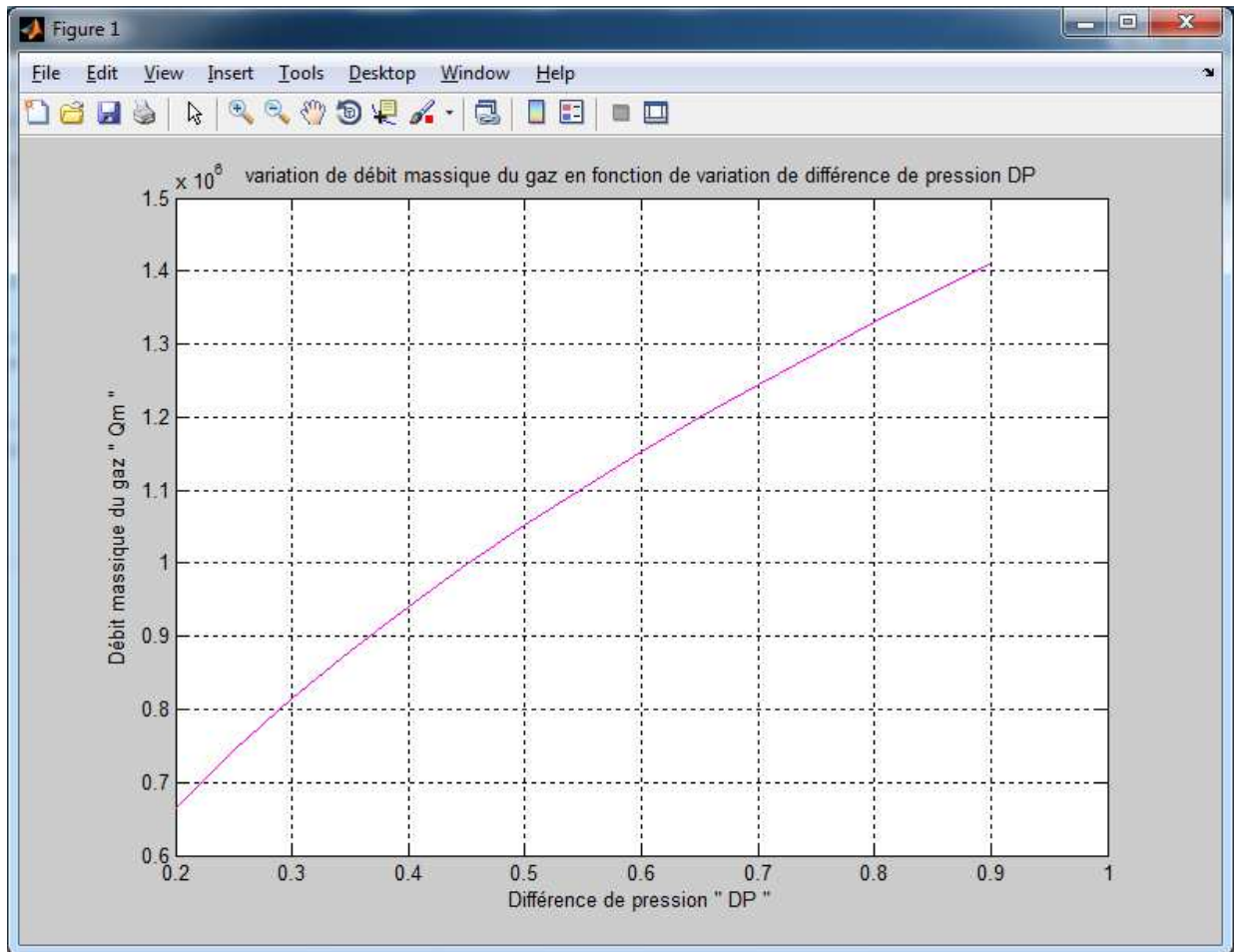


Fig. IV.16 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de DP

A partir de résultat obtenu, on observe que le débit massique « Q_m » varie proportionnellement à l’augmentation de la différence de pression « DP ».

La deuxième simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de variation de rapport de diamètre β ; Pour cela, nous avons inséré quelques valeurs de diamètre intérieur de l’orifice (d) car on suppose que le diamètre extérieur de l’orifice D est déjà fixé à une valeur de 685,8 mm qui est en même temps le diamètre de la conduite où le gaz circule. Par conséquent, on obtient un rapport de diamètre β variable car β est égale à $\frac{d}{D}$. Les résultats obtenus de cette simulation sont comme suit :

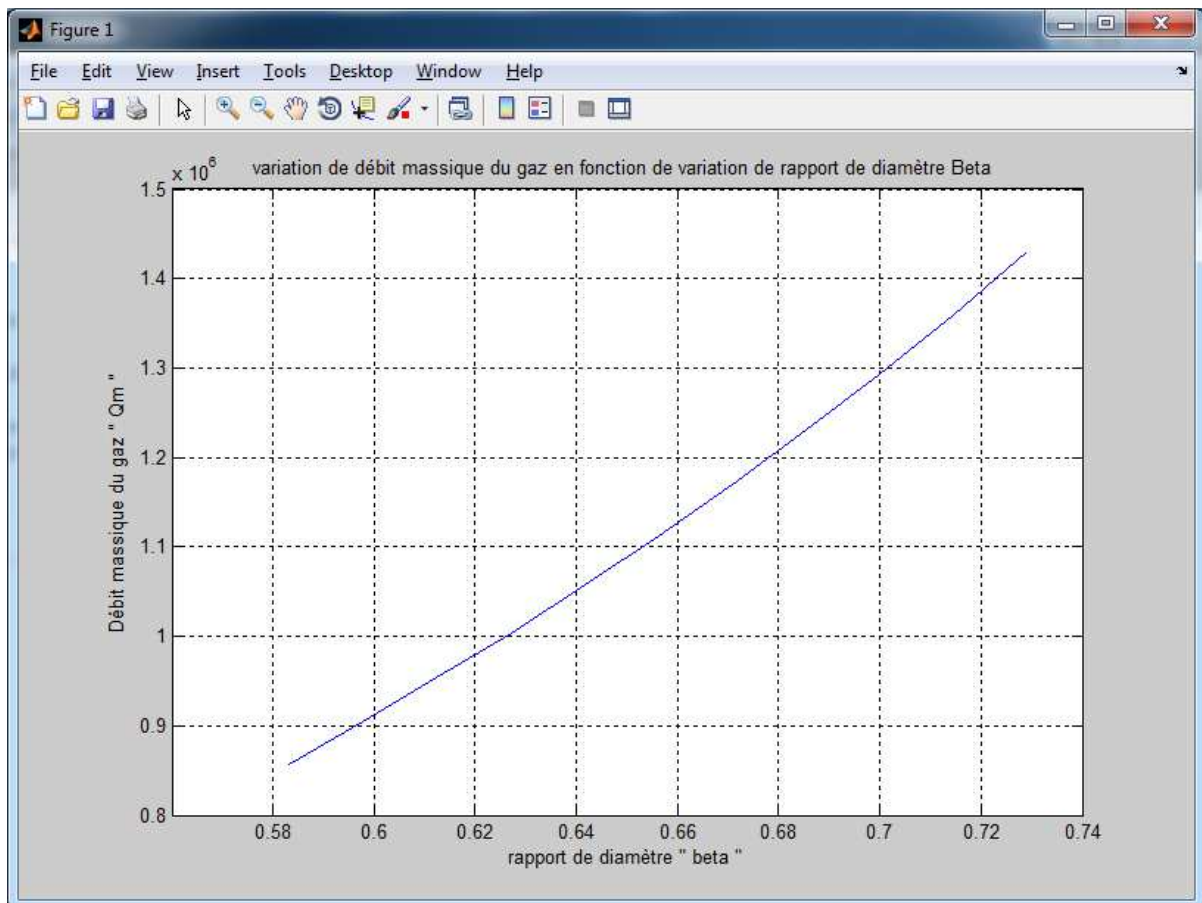


Fig. IV.17 : Evolution de débit massique de gaz en fonction de rapport beta

A partir de résultat obtenu, on voit bien que le débit massique « Q_m » augmente avec l'augmentation des rapport des diamètres « β ».

La troisième simulation concerne le calcul du débit massique en fonction de variation de diamètre extérieur de l'orifice (D) qui a en même temps le même diamètre de la conduite ; Notre objectif consiste à savoir l'influence de la nature de conduite sur le calcul de débit dans l'industrie. Pour cela, nous avons inséré quelques valeurs de diamètre D à partir de 600 mm jusqu'à 1000 mm. Les résultats obtenus de cette simulation sont comme suit :

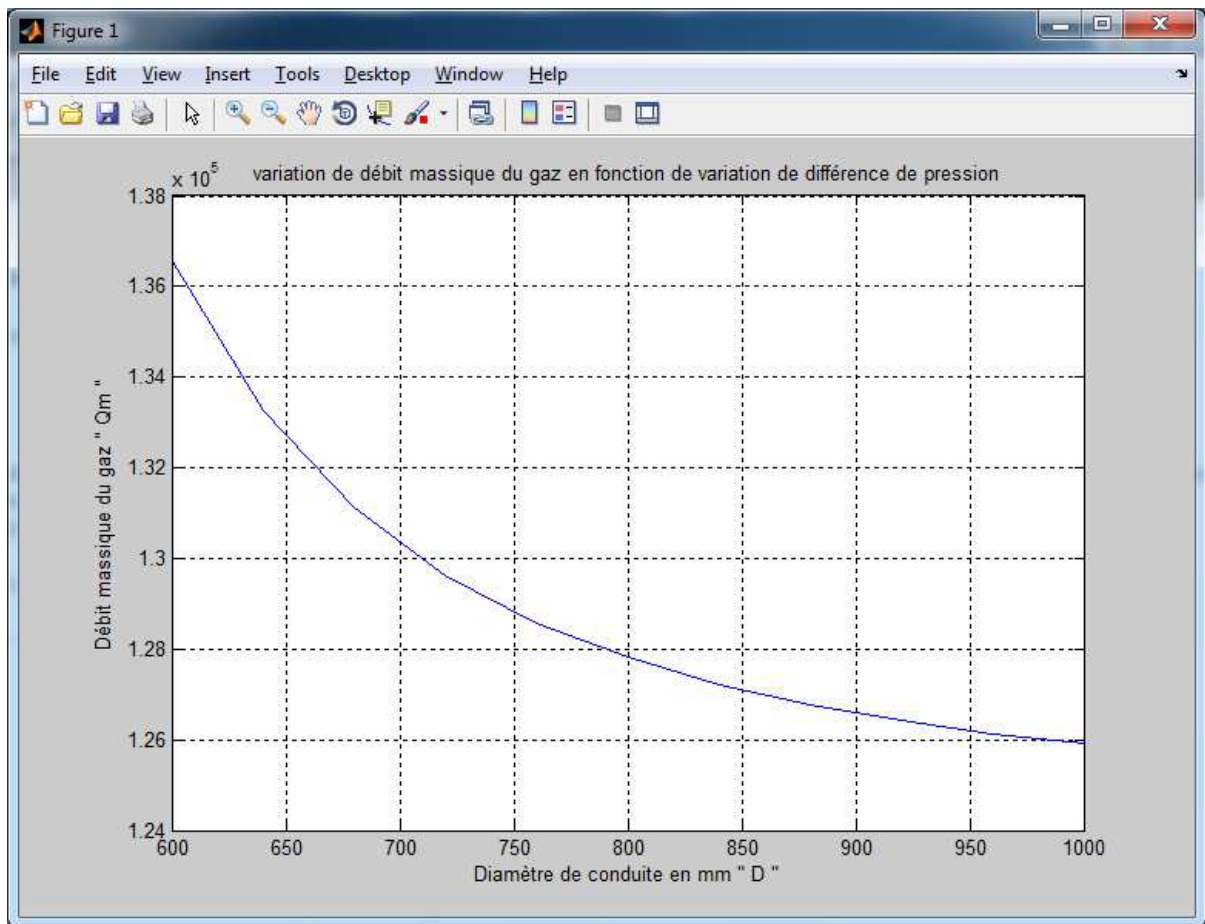


Fig. IV.18 : Evolution de débit massique du gaz en fonction de D

Bien évident, le débit massique « Q_m » décroît avec l'augmentation de diamètre de la conduite « D » pourtant que la vitesse de gaz est constante.

IV.8 Modélisation et simulation de débitmètre à ultrasons par MATLAB/Simulink

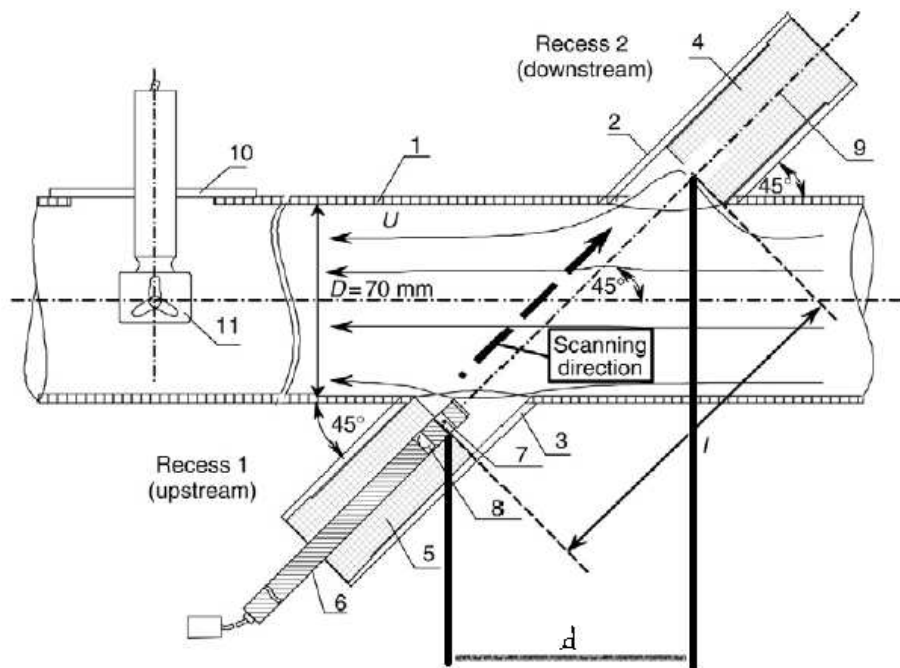


Fig. IV.5 : Dimensionnement réel d'un débitmètre à ultrasons

$$C = \sqrt{\frac{R \cdot P}{C_p \cdot \rho \cdot Z}} \quad (\text{IV.18})$$

Avec : R constante des gaz parfait = 8,3144621 J/mol.K

C_p Capacité thermique massique du gaz à pression constante,

P pression de service,

ρ Masse volumique du gaz aux conditions de service,

Z facteur de compressibilité du gaz.

IV.8.1 Calcul de K_H dans le cas d'un écoulement laminaire

La vitesse d'écoulement à une distance r de l'axe de la conduite est égale à :

$$V(r) = V_0 \left(1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2\right) \quad (\text{IV.19})$$

Avec : V_0 vitesse maximale d'écoulement au centre de la conduite. (m/s)

R rayon de la conduite. (mm)

\bar{V} vitesse moyenne par rapport à la section. (m/s)

$$K_H = \frac{\frac{2}{3}V_0}{\frac{1}{2}V_0} = 1,333 \quad (\text{IV.20})$$

IV.8.2 Calcul de K_H dans le cas d'un écoulement turbulent

$$V(r) = V_0 \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{IV.21})$$

Avec $\frac{1}{n} = 0,25-0,023$ (expression souvent admise).

$$K_H = \frac{\frac{n}{n+1}V_0}{\frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)}V_0} = \frac{2n+1}{2n} \quad (\text{IV.22})$$

IV.8.3 Calcul du débit volumique en mesure monocorde

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{L^2}{2d} \cdot \frac{\Delta T}{T_{AB} \cdot T_{BA}} \cdot \frac{1}{K_H} \quad (\text{IV.23})$$

Pour établir la simulation de débitmètre à ultrasons, nous avons utilisé les données réelles de service du gaz GPL avant la liquéfaction dans l'unité Z-CINA de Hassi Messaoud, il est exporté vers Haoud Al Hamra sous état gazeux. Au niveau de l'expédition, il y a un skid de comptage du gaz à base de débitmètre à ultrasons.

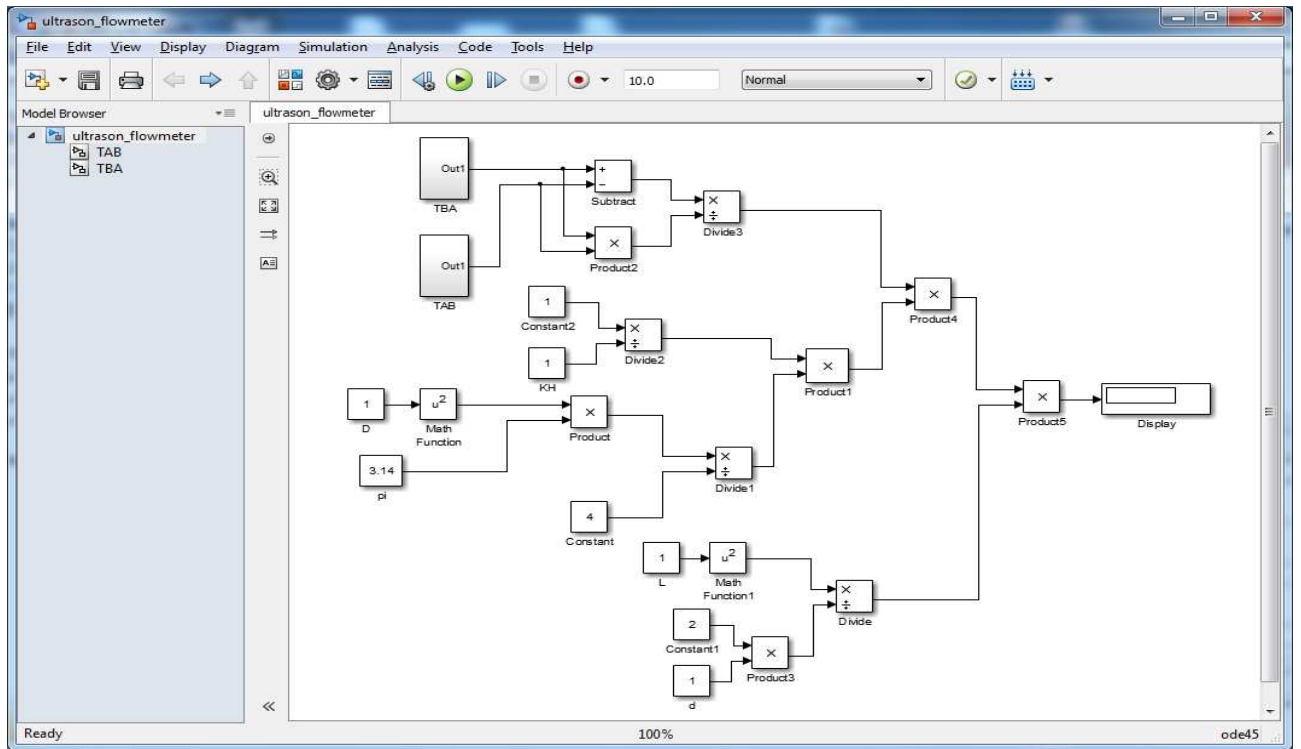


Fig. IV.6 : Simulation de débit du gaz pour un débitmètre à ultrasons

Pour les deux temps TAB et TBA de transition entre les deux transducteurs A et B :

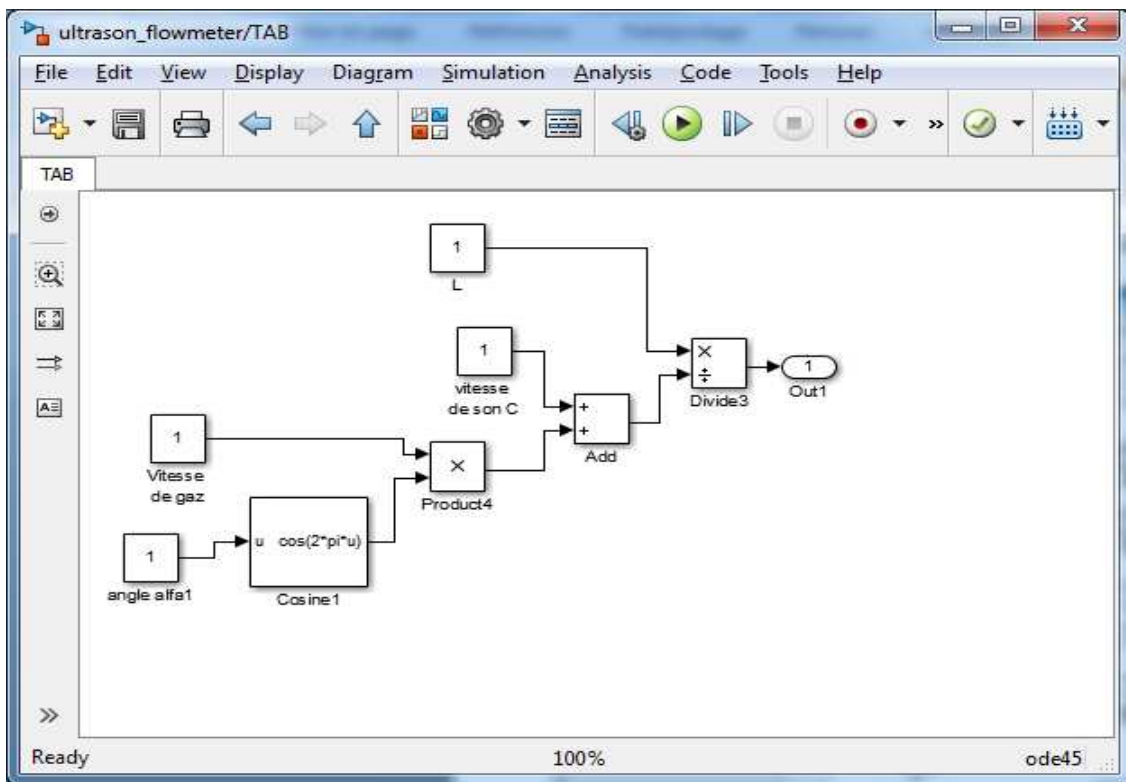


Fig. IV.7 : Simulation de temps de transition de la longueur du son de transducteur A vers B

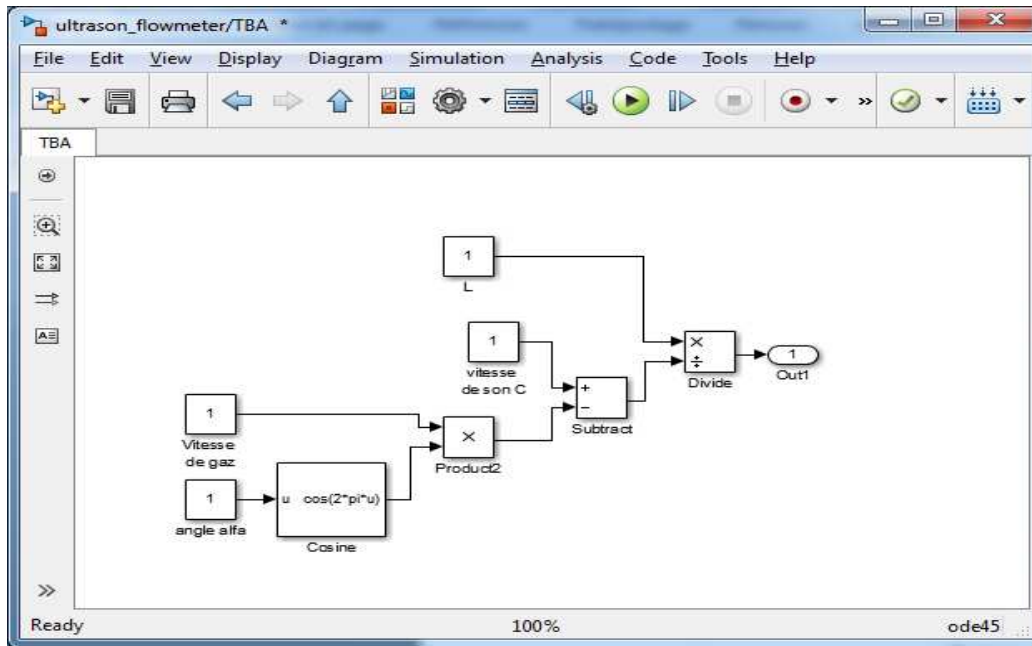


Fig. IV.8 : Simulation de temps de réflexion de la longueur du son de transducteur B vers A

IV.8.4 Résultats de simulations

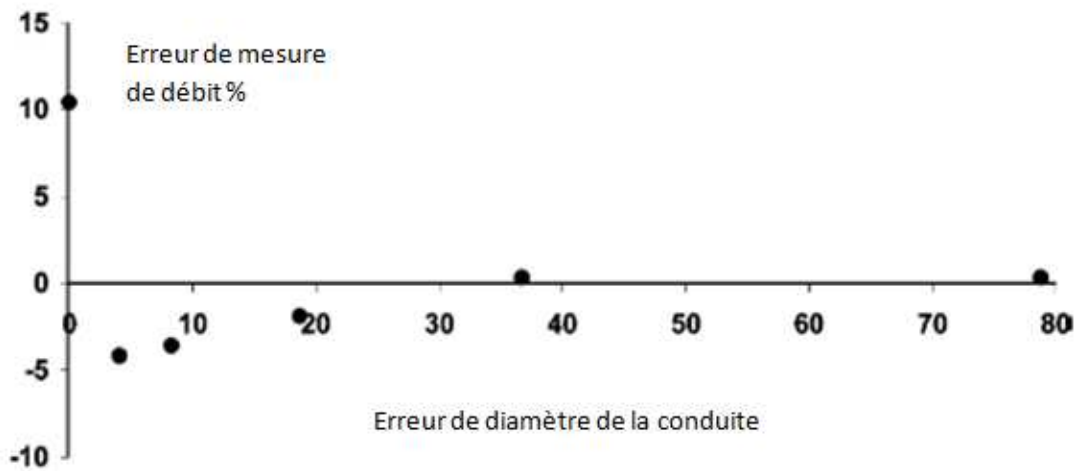


Figure IV.9 : Erreurs de la mesure du débit en fonction de variation de diamètre

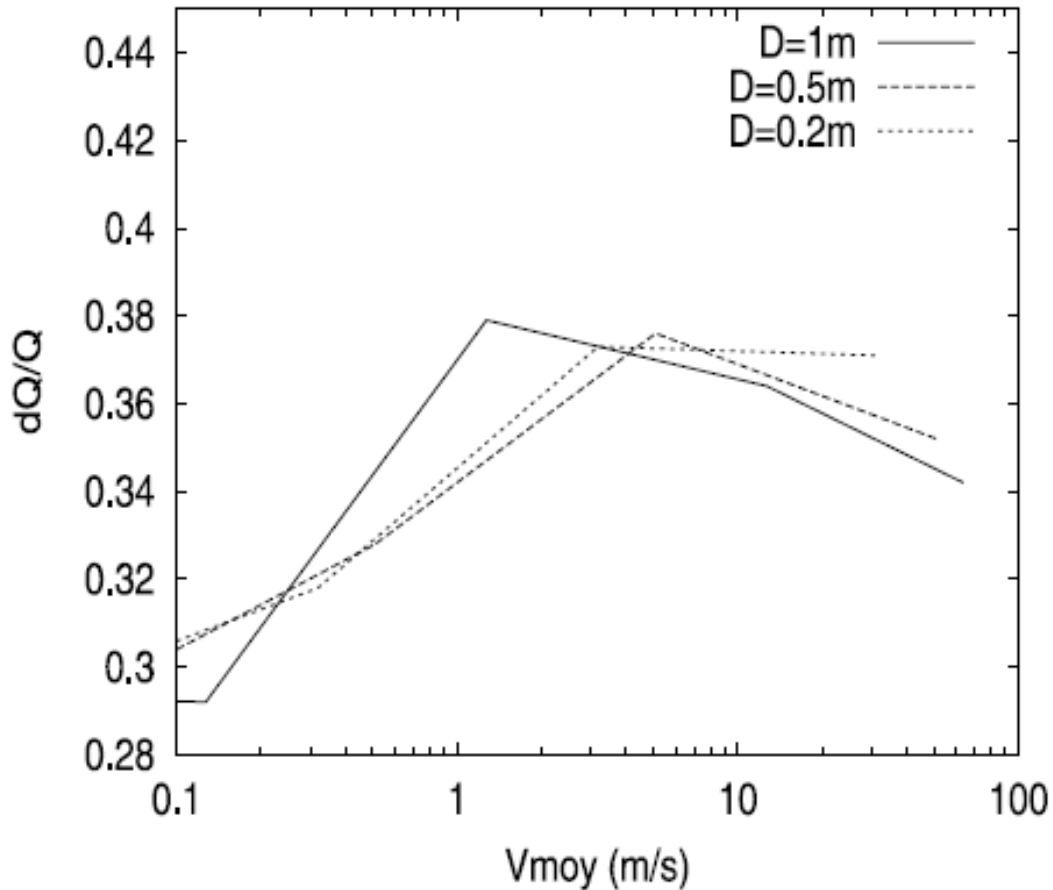


Fig. IV.10 : Incertitude relative au mesure de débit (dQ/Q) en fonction de la variation de vitesse moyenne du gaz (V_{moy}) à l'intérieur de la conduite

On voit sur le graphe ci-dessus que l'allure de la courbe monte puis descend, ce qui reflète l'incertitude engendrée par le calcul du débit augmente relativement à la vitesse moyenne de gaz.

IV.9 Modélisation et simulation de compteur à turbine par MATLAB/Simulink

Une analyse théorique d'un débitmètre à turbine qui sert à mesurer le débit de l'écoulement de gaz à l'intérieur de conduite est présentée. En effet, le débit de gaz considéré est périodique et répétitif. Les deux phénomènes de glissement et non glissement pour un fluide sur un système de rotation sont inclus dans cette analyse. L'erreur théorique de comptage obtenu lors de mesurer le débit de gaz est comparé par les résultats de simulations réalisées à l'aide de MATLAB/Simulink

IV.9.1 Compteur à turbine idéal

Le compteur à turbine ne contient pas les forces de retard, les lames de rotor sont bien limitées et déterminées. Pour cela, la force motrice totale est concentrée au rayon d'une façon uniforme et par conséquent la distribution de la vitesse du gaz entrant dans les lames est dans une direction axiale. Le débit volumique idéal est calculé par la formule suivante :

$$Q = \frac{r \cdot S \cdot W_i}{\tan \beta} \quad (\text{IV.24})$$

Où

Q : Débit volumique du gaz. (*kg/h*)

r : Valeur moyenne de rayon de rotor. (*mm*)

S : Section annulaire de flux du gaz. (*mm²*)

W_i : Vitesse de rotation angulaire du rotor. (*rad/s*)

β : Angle de la lame de turbine. (*rad*)

D'autre part, nous avons :

$$W_i = \frac{V_1 \cdot \tan \beta}{r} \quad (\text{IV.25})$$

Avec $V_1 = \frac{Q}{S}$; où V_1 : la vitesse de gaz circulant dans la conduite

Et $S = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2$; où D : Diamètre de la conduite

IV.9.2 Compteur à turbine réel

Il est difficile de trouver des valeurs pour les paramètres qui influent sur la performance d'un débitmètre à turbine. Du point de vue des conditions d'exploitation permanente, le modèle est validé par comparaison avec les données de correction réelle de l'appareil.

Nous pouvons obtenir l'équation qui relie le débit réel affiché sur le compteur et celui qui est idéal Q sans pris en compte des moments mécaniques et les forces de retard sous exploitation permanente conditions, d'où :

$$Q_{réel} = Q - \left(\frac{S \cdot (1 + \eta)}{\tan \beta \cdot \rho \cdot r \cdot Q} \right) \cdot M_{mf} \quad (IV.26)$$

Dans notre simulation, nous prenons les valeurs suivantes :

$$r = D/2$$

$$\beta = 45$$

$$\eta = 0,2 = 0.2$$

Où

r est le rayon de la lame de la turbine à l'intérieur de débitmètre

D diamètre de la conduite

β L'angle entre la lame et le rotor de la turbine

η Facteur de deviation

Pour valider ce model mathématique, nous avons utilisé le MATLAB/Simulink comme moyen de simulation afin de pouvoir vérifier la nature de fonctionnement ainsi que les propriétés de ce compteur selon les données réelles de l'usine.

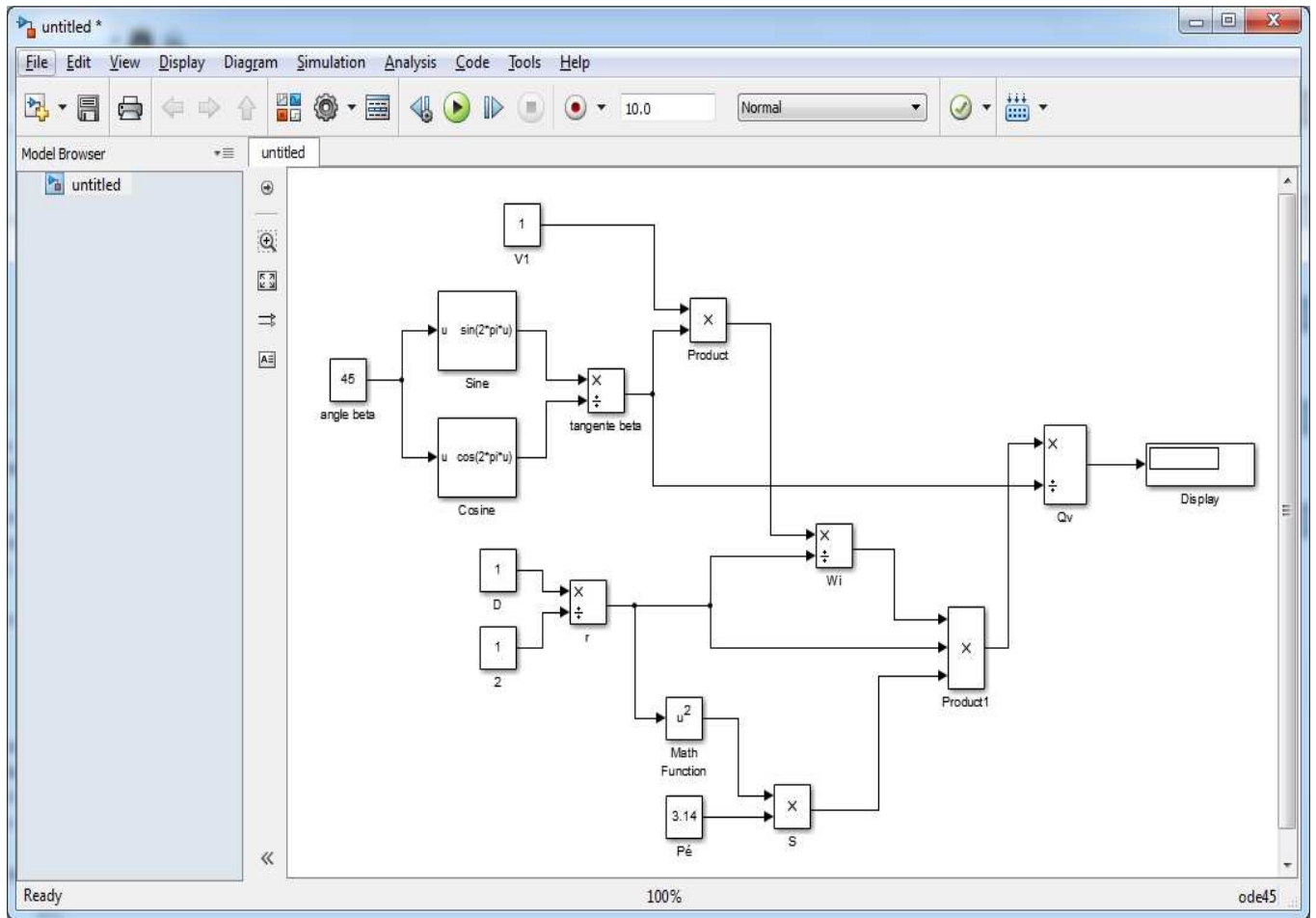


Fig. IV.11 : Modélisation et simulation de débit du gaz pour un débitmètre à turbine

Premièrement, Nous allons simuler le débit volumique du gaz naturel en fonction du diamètre de la conduite D. En effet, cette simulation consiste à varier la valeur de diamètre de la conduite afin d'obtenir les débits massiques correspondant aux différentes valeurs nominales du diamètre de la conduite. En utilisant les conditions de fonctionnement normal de l'usine, nous avons les résultats sous la forme graphique suivante:

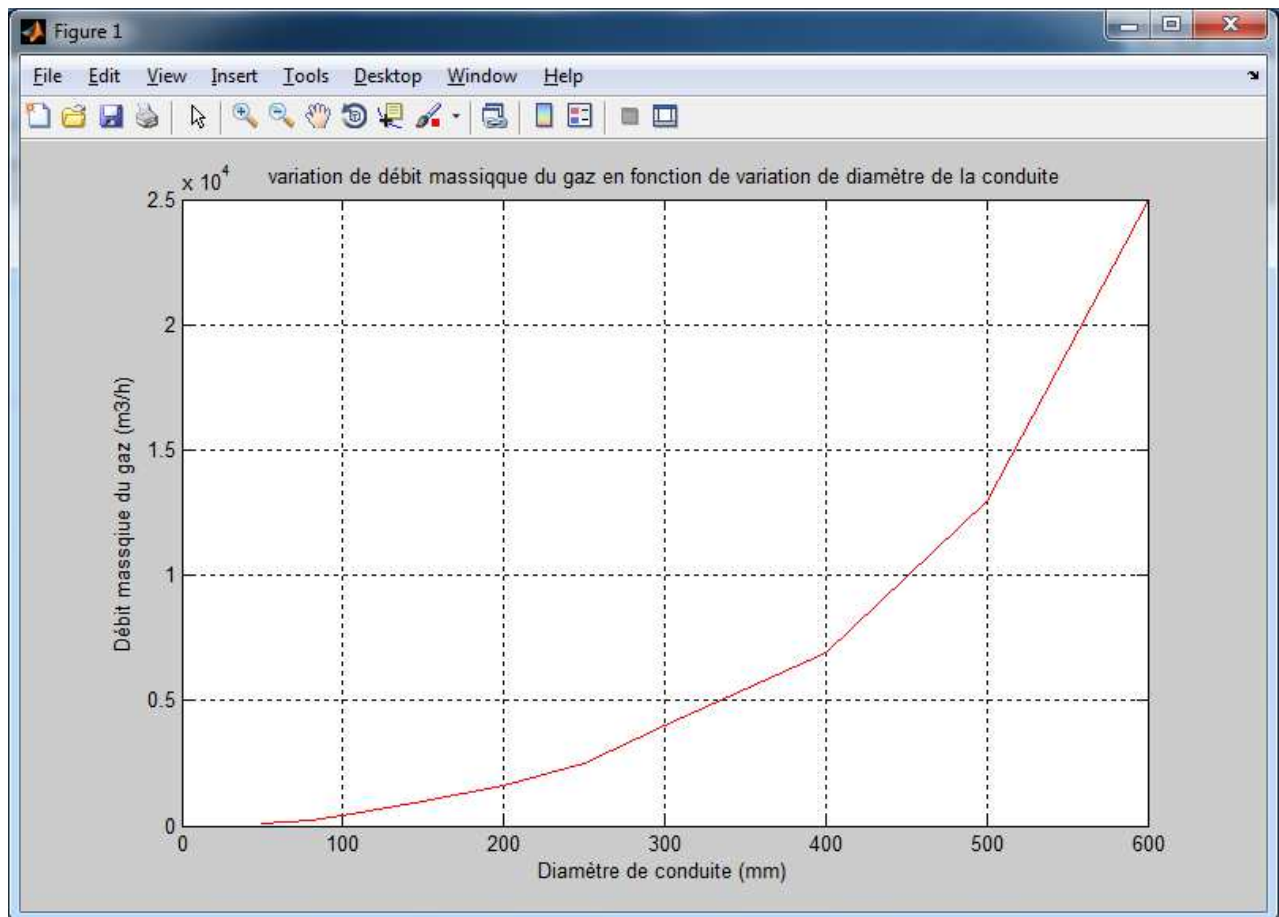


Fig. IV.12 : Le débit massique du gaz naturel en fonction de diamètre de la conduite

Nous remarquons que le débit massique augmente avec l'augmentation du diamètre de la conduite.

La deuxième simulation consiste à calculer l'erreur de mesure entre le débit réel de gaz naturel et le débit calculé par le compteur à turbine pour que la pression de service moyenne soit 7,8 bars et selon les conditions de service de l'usine. Le résultat de cette simulation est illustré dans la figure suivante :

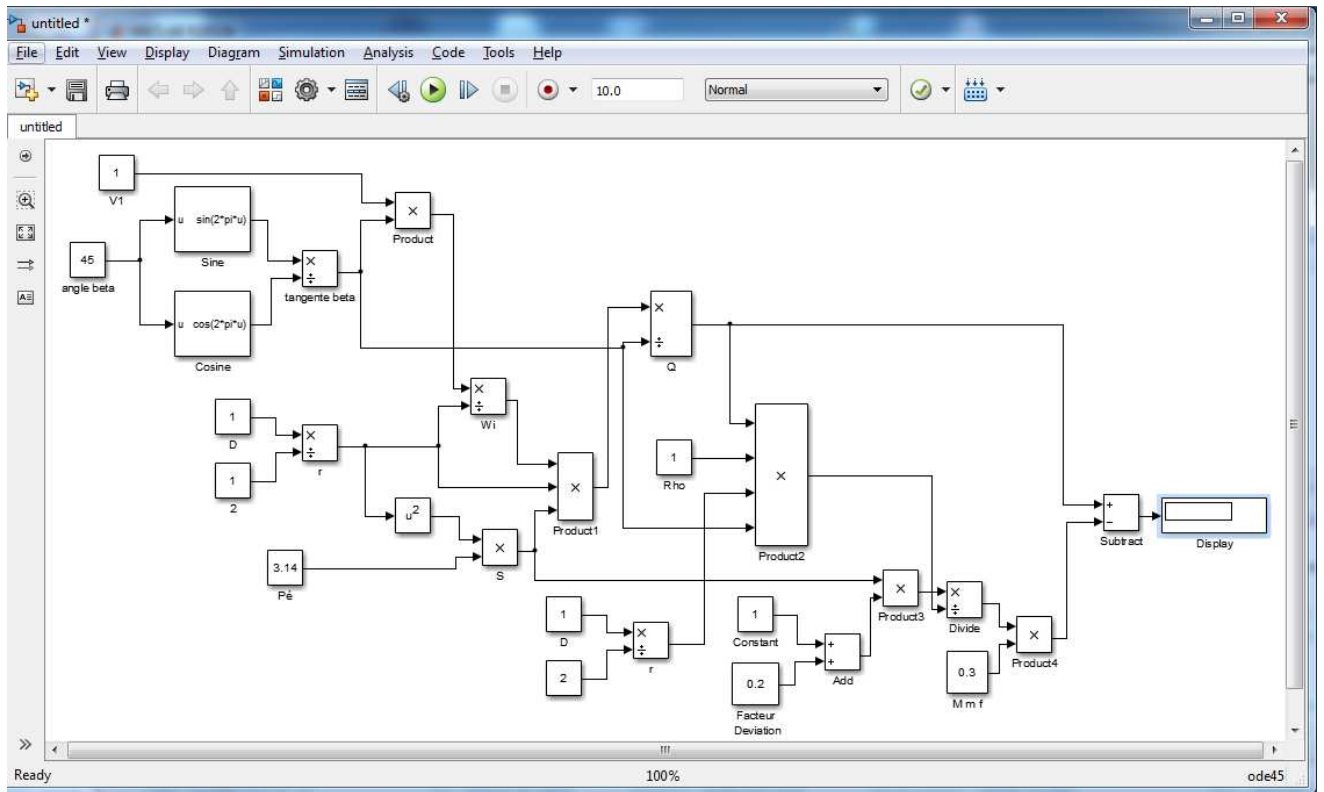


Fig. IV.13 : Simulation de l’erreur de mesure de débit dans un débitmètre à turbine

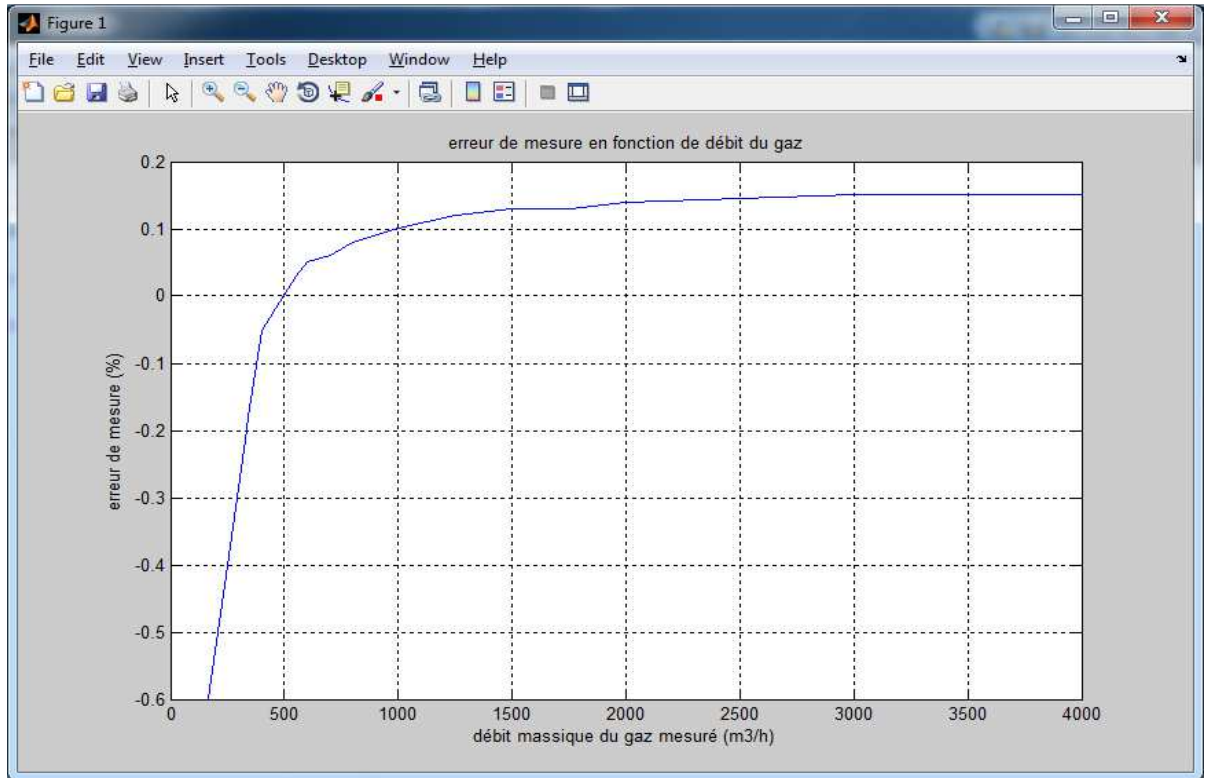


Fig. IV.14 : L’erreur de mesure du débit en fonction de débit massique réel à une pression moyenne de 7,8 bars

On observe que l'erreur augmente d'une façon drastique entre 100 et 500 m^3/h puis faiblement à partir de 500 pour stabiliser les 3000 m^3/h .

La troisième simulation consiste à calculer l'erreur de mesure entre le débit réel de gaz naturel et le débit calculé par le compteur à turbine dans le cas où la pression de service est grande d'une valeur 61 bar et selon les conditions de service nominales de l'usine. Le résultat de cette simulation est illustré dans la figure suivante :

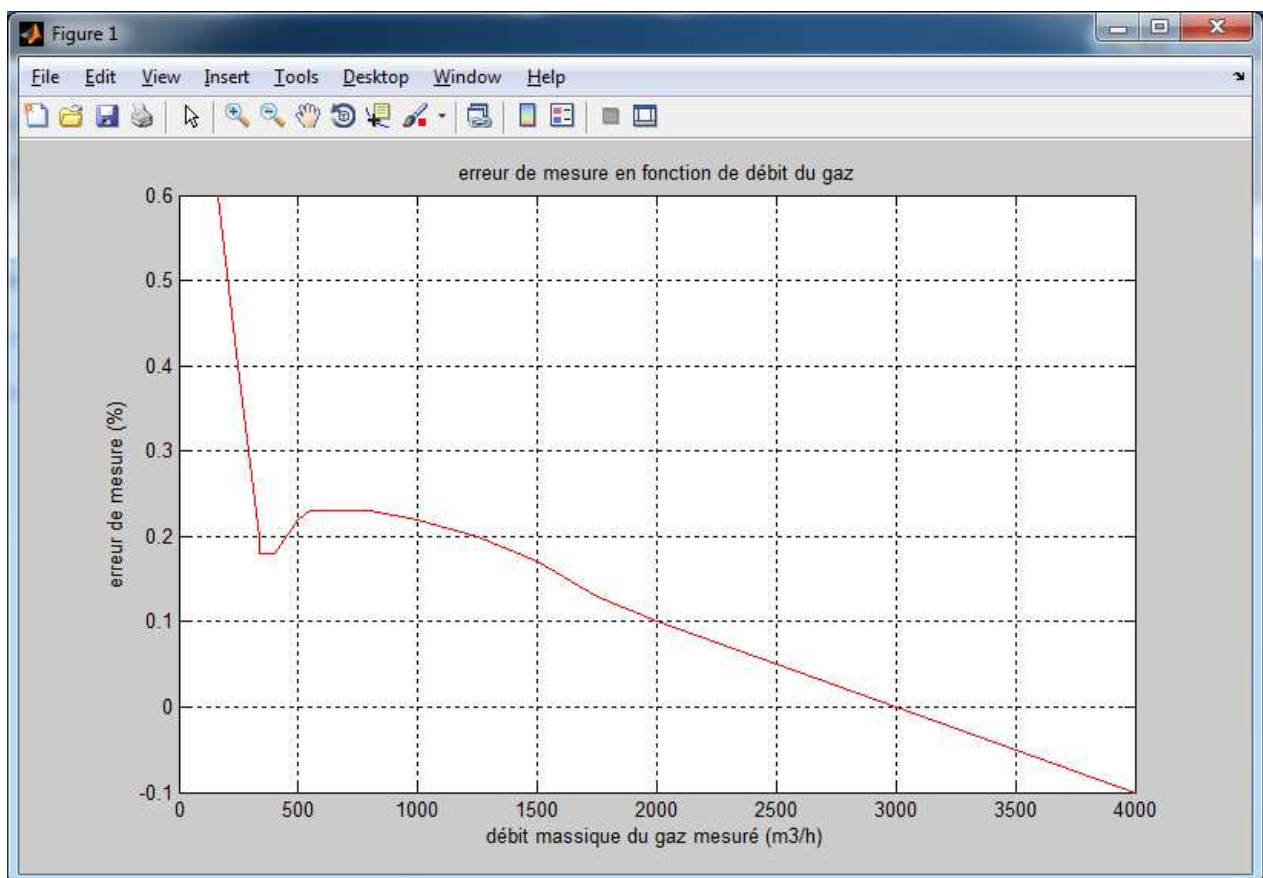


Fig. IV.15 : L'erreur de mesure du débit en fonction de débit massique réel à une grande pression de service 61 bars

Cette fois-ci, l'erreur chute vertigineusement entre 100 et 400 m^3/h puis décroît lentement à partir de 500 m^3/h .

IV.10 Interprétation des résultats obtenus par la simulation

IV.10.1 Compteur à orifice

Les résultats de simulation illustrés sur la figure IV.3 et la figure IV.4, montrent que la variation du débit mesuré par un débitmètre à orifice dépend du diamètre de la conduite (D) où le gaz s'écoule c'est-à-dire lorsque la valeur de diamètre D augmente, le débit du gaz mesuré par un débitmètre à orifice diminue. Et ça se traduit par une relation presque proportionnelle entre le débit mesuré et le diamètre D et tout simplement $D \uparrow = Q_m \uparrow$. C'est la même chose pour la variation du rapport β car ce dernier paramètre possède une grande influence sur le débit mesuré.

Le résultat de simulation illustré sur la figure IV.19 montre que la variation de différence de pression entre la pression en aval et celle en amont influe largement sur le mesurage de débit du gaz. Ça nous conduit à dire que le système de comptage à base de débitmètre à orifice est très sensible à la variation de différence de pression entre l'amont et l'aval de ce débitmètre et à partir de cet résultat il faut tenir en compte la pression de service de gaz comme un paramètre primordial dans le dimensionnement d'un système de comptage utilisant le débitmètre à orifice dans une installation de gaz et tout simplement cette relation peut être traduite par : $\Delta P \uparrow = Q_m \uparrow$.

IV.10.2 Compteur à ultrasons

Le résultat de simulation illustré sur la figure IV.10 montre que la variation de diamètre de la conduite D n'a pas une grande influence sur le débit du gaz mesuré par un débitmètre à ultrasons, c'est-à-dire la variation de diamètre de la conduite n'est pas considéré comme un paramètre primordial dans le dimensionnement d'un système de comptage du gaz à base de débitmètre à ultrasons, cependant il semble que la variation de la vitesse de gaz qui s'écoule dans la conduite possède une grande influence sur le mesurage de débit de ce gaz par un débitmètre à ultrasons et cette dépendance directe revient au principe de fonctionnement de ce type de débitmètre, car le facteur hydraulique (K_H) contribue directement dans le calcul de débit et ce dernier a une relation avec la vitesse de gaz s'écoulant dans la conduite : $Q =$

$$\frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{L^2}{2d} \cdot \frac{\Delta T}{T_{AB} \cdot T_B} \cdot \frac{1}{K_H}$$

$$\text{Avec } K_H = \frac{\frac{n}{n+1}V}{\frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)}}$$

C'est-à-dire $K_H = f(V)$ ou bien $V \uparrow = K_H \uparrow$ où n : le nombre de paire transducteur utilisé dans le mesurage.

Le résultat de simulation illustré sur la figure IV.9 montre que lorsque la valeur de diamètre de la conduite D est très importante, l'erreur de mesure devient négligeable et ça nous conduit à dire que l'utilisation de ce type de comptage est préférable dans les installations qui nécessitent des conduites avec des diamètres très importants.

IV.10.3 Compteur à turbine

Le résultat de simulation illustré sur la figure IV.15 montre que la valeur de diamètre de la conduite (D) où le gaz s'écoule influe largement sur le débit du gaz mesuré par un débitmètre à turbine, cette influence devient très importante particulièrement quand les valeurs de diamètre de la conduite (D) sont petites et par contre elle devient négligeable quand les valeurs de D sont très grandes. Ca revient à la variation du flux de gaz (\emptyset) dans la conduite en fonction de la variation de la section de la conduite (S) où $S = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2$ c'est-à-dire quand le flux du gaz (\emptyset) augmente, la vitesse de rotation de la turbine augmente aussi à cause que ses hélices sont liées directement aux sens de flux de gaz à mesurer et par conséquent on peut dire que la quantité du gaz qui traverse ce débitmètre dépend de la valeur de diamètre de la conduite et le flux de ce gaz.

Le résultat de simulation illustré sur la figure IV.17 montre que l'erreur de mesure de débit du gaz devient très faible dans les grandes valeurs du débit, cependant cet erreur devient très important dans les petite débits du gaz et ça nous conduit à dire que l'utilisation d'un système de comptage à base de débitmètre à turbine soit recommandé uniquement quand les valeurs de débit du gaz sont très grandes dans le cas de gaz. En effet, cette variation de l'erreur de mesure revient essentiellement à la vitesse de rotation de la turbine de débitmètre car elle devient très lente au moment de faible débit et par conséquent provoque une mauvaise rotation de la roue de sa turbine. Alors il n'est pas recommandé d'utiliser ce type de système pour le mesurage de quantités du gaz d'une façon générale notamment quand le débit est instable et c'est le cas de l'industrie de Sonatrach où le débit peut se varier entre deux stations

de comptage différentes dans le cadre d'assurer une transaction commerciale entre deux partenariats différents en Algérie.

Conclusion

Pendant ce chapitre, nous avons simulé le débit du gaz obtenu selon les conditions de service réelles de l'usine en utilisant la modélisation de différents débitmètres : débitmètre à orifice, débitmètre à ultrasons et débitmètre à turbine. Nous avons obtenu les résultats de ces simulations sous forme de courbes et ça évidemment nous aide à interpréter et expliquer ces résultats en détail.

A partir de cette discussion, il semble que le système de comptage du gaz à base de débitmètre à orifice est le système le plus avantageux par rapport au système de comptage à base de débitmètre à turbine et celui de débitmètre à ultrasons. Ce choix nous est imposé car ce type de système répond aux besoins industriels de Sonatrach techniquement plus que les autres.

Chapitre V

*Etude économique
des systèmes de
comptage du gaz*

Introduction

Le choix d'un système de comptage du gaz n'est pas une chose simple. Pour faire un choix correct, il faut tenir compte d'une multitude de paramètres. Il est donc nécessaire avant tout de définir précisément ses propres exigences, les contraintes imposées par le gaz à mesurer et les caractéristiques de l'environnement. Ensuite viennent s'ajouter les contraintes liées aux différents appareils possibles de côté économique également.

En outre, le choix d'un type de comptage dépend de divers facteurs économiques aussi et non seulement techniques. La décision finale résulte, la plupart du temps, d'un compromis entre plusieurs contraintes économiques 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.

Dans ce chapitre, nous allons mettre en évidence les paramètres économiques suffisamment qui contribuent dans le choix d'un compteur du gaz convenable selon les normes demandés par l'ONML. La comparaison est établie uniquement entre ces trois compteurs les plus utilisés dans l'industrie. Notre objectif étant d'effectuer une comparaison économique entre eux en se basant sur les éléments économiques essentiels attribuant chaque système de comptage du gaz pour pouvoir choisir un compteur idéal répondant aux exigences de Sonatrach, ses partenaires et l'ONML.

V.1 Paramètres influant sur le coût d'un système de comptage

V.1.1 Besoins industriels

V.1.1.1 Type de gaz et conditions de service

Chaque type de gaz peut engendrer un type de problème bien particulier. Un gaz peut être propre mais aussi chargé par des impuretés. Les conditions de service comme les pressions, les températures et les ordres de grandeur de débit sont donc à définir ; car la variation de conditions de service et la nature de gaz devant être compté influe sur la composition de système de comptage et notamment les accessoires accompagnés avec ce système par exemple l'adition d'une chaîne de filtration en amont du skid de comptage ...etc. Par conséquent ça augmente le coût total de ce système.

V.1.1.2 Paramètres physiques du gaz

Un gaz possède un certain nombre de caractéristiques physiques qu'il faut prendre en compte pour bien déterminer le coût de système de comptage approprié à ce gaz :

- La pression de service du gaz : permet de prévenir les risques de cavitations
- Le point de condensation : pour prévoir une éventuelle condensation du gaz
- La masse volumique : certains débitmètres ne peuvent fournir des valeurs fiables que pour une certaine plage de densité.
- La viscosité du fluide et nombre de Reynolds de l'écoulement : Le débit d'un gaz visqueux ne pourra être mesuré que par certains types de débitmètres, La valeur du Reynolds a aussi son importance.
- La conductivité électrique.
- La conductivité thermique.
- La conductivité sonore.

V.1.1.3 Paramètres physico-chimiques du gaz

Un gaz possède aussi des caractéristiques chimiques qu'il convient de connaître :

- Présence de solutions corrosives (acide ou basique), mais aussi de sels ou de brouillards corrosifs.
- Le gaz lui-même peut être très corrosif
- Le gaz peut être chargé

Ceci réduira le nombre de matériaux de construction à utiliser et ainsi les types de débitmètres susceptibles d'être retenus.

V.1.2 Exploitation de la mesure de débit

Qu'il s'agisse d'une indication locale, d'un enregistrement, d'un comptage, d'une régulation, il faut définir l'utilisation des valeurs des débits mesurés. On devra s'assurer de la compatibilité des signaux du débitmètre avec le système de contrôle ou de commande auquel il sera relié pour que son étude économique soit faisable convenablement.

V.1.2.1 Conditions de service

V.1.2.1.1 Pression statique

Le domaine des variations de la pression statique est un facteur à prendre en considération [5] :

- 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 débitmètres à orifice, 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). [11]

Les variations périodiques sont un handicap sévère pour les compteurs à turbine 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 influencer de cette façon sur le critère de choix.

- Pour les hautes pressions, certains modèles de compteurs rotatifs ne sont pas fabriqués ou bien ont des capacités limitées.
- Pour les basses pressions, il faut tenir compte de la perte de charge du dispositif de mesurage.
- Pour les débitmètres à orifice, la perte de charge peut avoir une valeur significative. Ainsi, à titre d'exemple [25], par exemple : pour un rapport d'ouverture de $\beta = 0,4$ et pour une pression différentielle de 0,25 bar qui est une valeur communément admise, on a une perte de pression de 0,15bar. 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.

V.1.2.1.2 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.

a) Capacité maximale

- Pour les débitmètres à orifice, elle résulte de l'application des équations de norme [21]. par exemple, pour un diamètre de la conduite $D=1000\text{mm}$, $\beta = 0,5$ $P=50\text{bar}$, $P=0,5\text{bar}$, on a un débit maximal de gaz naturel de 1 200 000m³/h environ.
- Pour les compteurs à ultrason, la capacité maximale est fixée par le calibre le plus élevé [5].
- Pour les compteurs à turbine présentent des capacités nettement plus élevées que les compteurs à ultrasons [5].

Au delà des limites imposées par la technologie pour les capteurs ou les normes, pour les débitmètres à orifice, il faut recourir aux compteurs ou à des débitmètres montés en parallèle.

b) Capacité minimale

Elle est très faible pour les compteurs à turbine et les compteurs à ultrason et relativement faibles pour les débitmètres à orifice [5].

c) Plage des débits

Il est impératif qu'elle soit couverte par zone d'exactitude du dispositif de mesure, rappelons qu'elle se situe comme suit [5] :

- De 33% à 100% pour débitmètre à orifice associé à un seul manomètre différentiel.
- De 13% à 100% pour débitmètre à orifice associé à 2 manomètres différentiels d'échelles différentes
- De 5% à 100% pour un débitmètre à turbine.
- De 5% à 100 % pour un compteur à ultrasons.

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

d) Irrégularité du flux

Pour les compteurs à turbine, un flux cyclique avec fréquence élevée (arrêt puis redémarrage plusieurs fois par minute) est un facteur d'erreur non négligeable. En effet, si la turbine démarre presque instantanément, elle ne s'arrête pas aussi rapidement. Ainsi, bien que le flux soit stoppé, le compteur continue pendant environ 10 à 15 secondes à tourner. Il en découle dans le cas d'arrêts répétés, un surcomptage systématique [11].

D'autre part, le principe du compteur à turbine étant la mesure de la vitesse, le profil de vitesse du gaz doit être bien établi. Si ce n'est pas le cas, une erreur importante en découlera. Une longueur droite (sans réduction, ni prises, ni singularités) de 10D au minimum est obligatoire en amont du compteur avec 5D en aval [11]. Cela agrandit la longueur de comptage et peut poser des problèmes de place, notamment en usine. Ce problème concerne également les compteurs à orifice : les longueurs droites à prévoir pour la stabilisation de l'écoulement sont normalisées [26].

V.1.2.2 Performances de mesure de risques

Pour choisir le débitmètre approprié, on doit définir la dynamique de mesure (rapport du débit maximal sur le débit minimal à mesurer) qui est nécessaire et la valeur maximale de l'erreur de précision. On peut être amené à minimiser la perte de charge engendrée pour limiter le coût d'exploitation, mais aussi pour éviter les phénomènes de dégazage et de cavitation au sein même du débitmètre. Le sens de l'écoulement peut être amené à s'inverser, quelques débitmètres le reconnaissent, d'autres annoncent une valeur nulle.

La précision requise n'est pas la même pour un simple contrôle de débit ou un comptage interne appartenant à une unité de traitement de gaz que pour un comptage transactionnel donnant lieu à une facturation. Dans ces deux premiers cas, on peut généralement se contenter d'un appareillage simple et bon marché, même si la précision obtenue n'est pas excellente. Dans le dernier cas, on est contraint d'utiliser des systèmes agréés en respectant les limites d'erreurs admissibles fixées par la réglementation et, dans certains cas, par les contrats conclus entre l'acheteur et le vendeur [11].

L'importance du critère de précision est d'autant plus grande que les quantités mises en jeu sont plus grandes. C'est ainsi que les stations de comptage qui équipent les gazoducs au passage des frontières ou celles qui assurent le comptage de gaz en provenance de champs importants de production offshore, permettent d'atteindre et maintenir une précision de $\pm 1\%$ de la mesure des quantités d'énergie [27].

V.1.2.3 Grandeurs d'influence

Etant donné le développement du traitement électronique du signal, il est impératif de tenir compte de la température ambiante, de l'humidité, de la présence d'une atmosphère saline. L'électronique est en effet très sensible, on peut donc être amené à la protéger. Les vibrations peuvent être gênantes voir incompatibles pour certains débitmètres. Dans l'industrie de Sonatrach, on trouve différents systèmes de contrôle qui peuvent effectuer le calcul de quantités de gaz après l'obtention de sa valeur mesurée à travers des chaînes d'acquisition assurant la liaison entre la salle de contrôle et le skid de comptage se trouvant à l'extérieur. Alors ce choix dépend essentiellement aux endroits qui sont bien déterminés afin de pouvoir minimiser le coût total.

V.2 Eléments économiques essentiels du choix

Généralement, les éléments économiques habituellement pris en compte par Sonatrach sont :

- le coût d'achat de l'instrument ;
- son coût d'installation ;
- son coût de maintenance.

Dans le prix de revient, le coût d'achat n'est pas le seul élément à prendre en compte. Le coût d'installation peut parfois être significatif. Les coûts de fonctionnement sont souvent négligeables contrairement aux coûts de maintenance qui sont aussi à prendre en compte. La robustesse, la fiabilité du matériel, la qualité et le coût du service après vente sont des éléments essentiels à ne pas négliger.

Le choix d'un système de comptage est lié également à des investissements importants

à différents stades : mise en œuvre, exploitation et entretien.

En ce qui concerne la mise en œuvre d'une station de comptage, il faut rappeler que compte tenu de certaines contraintes liées à la technologie adoptée et de l'implantation géographique, on est obligé parfois de recourir à certaines solutions, susceptibles d'alourdir les frais d'investissement initial, telles que climatisation, pressurisation des locaux, fondations spéciales ou autres dispositions pour s'affranchir des vibrations [27].

D'autre part, au niveau de l'exploitation, pour que le choix d'une technologie donnée soit valable, lorsqu'on a le choix entre différentes solutions possibles, on doit procéder à une analyse détaillée des frais de personnel. Ceux-ci sont occasionnés principalement par les visites de contrôle et d'entretien périodique, dans lesquelles il ne faut pas omettre les étalonnages imposés par la réglementation. Il est à noter que parfois les conditions contractuelles peuvent être plus contraignantes que les règlements, par exemple : étalonnage mensuel des diaphragmes. Dans le cas d'emploi de ces appareils, il faut aussi compter, s'il y a lieu, la restitution des diagrammes (planimétrie ou automatique) [11].

Les frais d'investissement relatifs à l'utilisation de compteurs à orifice sont inférieurs à ceux occasionnés par l'emploi de compteurs à turbine ou de compteur à ultrason, sauf lorsque les variations des caractéristiques du gaz imposent de leur associer un densimètre. Les frais de personnel sont inférieurs pour les compteurs à ultrasons et à turbine.

À la différence des aspects techniques qui sont, normalement, des éléments certains, les critères économiques consistent, en partie, en une projection dans l'avenir de données subjectives ; il vient entre autres se greffer une notion un peu floue d'« efficacité de la dépense ». Un débitmètre de type **X**, par exemple, coûte à l'unité 8000 euros, mais une fois installé, il se fera « oublier » du service maintenance, et trois ans après sera devenu globalement plus économique qu'un instrument de type **Y** vendu 5 000 euros mais « réclamant » plus de maintenance. Le cas échéant, on utilisera le type **X** sur plusieurs lignes ou procédés rendant la maintenance plus facile et plus rapide, donc plus efficace, car un seul type de débitmètre à connaître [27].

Dans les développements qui suivent, on se limitera à présenter des éléments de comparaison entre les divers types de matériels, l'extrême diversité des situations ne permettant pas une analyse plus précise.

On peut établir une gradation dans les coûts d'achat, qui varient cependant, mais dans leur ensemble, avec des paramètres techniques tels que le diamètre de la canalisation, la pression de service et les spécificités du fluide (chimique, alimentaire, etc.). Le tableau V.1 présente ce classement [27].

En matière de capital investi, le choix d'une instrumentation « tout numérique » se traduit par un surcoût d'environ 15 %, pièces de rechange comprises ; en contrepartie, les dépenses en personnel de mise en service, exploitation et maintenance sont réduites, car un plus grand nombre d'informations sont disponibles à distance et le paramétrage est possible aussi à distance.

Les coûts d'installation sont présentés dans le tableau V.1 ; il ne faut pas ignorer cet élément, qui est l'une des causes du recul du débitmètre à orifice déprimogène, par exemple. À la différence du coût d'achat, fixé pour l'essentiel sur catalogue, le coût d'installation dépend des conditions locales.

Bien que cet élément ne soit pas habituellement considéré, le coût de la mise en service peut être important dans le cas des matériels dont le principe n'est pas encore parfaitement maîtrisé ; une connaissance insuffisante du fluide viendrait compliquer le problème.

Le même tableau regroupe enfin les coûts de maintenance. Les conditions locales (assistance du vendeur, disponibilité des pièces de rechange, culture technique et compétence du personnel d'entretien) sont des éléments d'appréciation à prendre en compte, au même titre que les caractéristiques probabilistes de fonctionnement du matériel : MTBF (*Mean Time Between Failure* – moyenne des temps entre deux défaillances), MTTR (*Mean Time To Repair* – moyenne des temps de réparation), etc.

Types de débitmètres	Coût d'achat	Coût d'installation	Coût de maintenance
A orifice	Faible	Moyen à Elevé	Faible à Moyen

A turbine	Moyen	Moyen	Moyen à Elevé
A ultrasons	Elevé	Faible	Faible

Tableau V.1 : Éléments de coût d'un débitmètre [27]

V.2.1 Les performances métrologiques et le prix

Les données comparatives sont toujours à prendre avec précaution. Toutes ces notions sont différentes en fonction de notre quotidien et les termes varient d'un métier à l'autre. Certains fournisseurs ajoutent ou retranchent des zéros aux spécifications, en fonction de ce qui les arrange. Pour l'incertitude, les valeurs restent toutes théoriques. Elles dépendent avant tout des conditions dans lesquelles [29].

D'autres critères existent comme le temps de réponse, la tenue aux vibrations... Il faut aussi prendre en compte la nature du fluide et de l'écoulement. Dans tous les cas, une étude spécifique est nécessaire.

Type de débitmètre	Incertitude	Dynamique	Prix (échelle de 1 à 4)
A orifice	$\pm 1 \% \text{ VM}$	1-6	2/3
A turbine	$\pm 0,15 \text{ à } 2\% \text{ VM}$	1-50	2
A ultrasons	$\pm 0,1 \text{ à } 2\% \text{ VM}$	1 à 200 ou +	3

Tableau V.2 : Performances métrologiques de débitmètres et leurs prix [29]

Ces données sont indicatives, elles peuvent varier d'un fournisseur à l'autre.

(1) **VM** : valeur mesurée (**VM**). (2) pour la dynamique, il peut y avoir une confusion entre l'étendue de mesure potentielle (range) et l'étendue de mesure réglée (span) que l'utilisateur configure à partir de l'électronique. Nous parlons ici de dynamique potentielle.

(3) Il peut y avoir de grandes disparités de prix dans une même catégorie, en ultrasons par exemple, entre un débitmètre à manchette multicorde et un appareil portable avec sondes externes.

V.2.2 Le coût d'une installation de comptage à Sonatrach

Le coût annuel d'une installation de comptage au sein de la société Sonatrach 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 tel que l'ONML [5].

Une installation adéquate est cruciale pour assurer l'exactitude des mesures fournies par les compteurs et les débitmètres. L'installation doit permettre un fonctionnement optimal de l'équipement de mesure de même qu'un accès facile à celui-ci pour la lecture des données de débit, l'entretien et l'étalonnage. Beaucoup de systèmes de comptage, à l'exception des compteurs à turbine et à ultrasons, sont sensibles aux perturbations de l'écoulement par rapport aux compteurs à orifice; c'est pourquoi ces appareils doivent être installés sur des sections linéaires de conduite, sans perturbation, en respectant les distances requises en amont et en aval de l'appareil. Le non-respect de cette exigence peut entraîner un biais important sur les données recueillies et par conséquent le coût d'installation de ces systèmes devient important par rapport au système de comptage à orifice.

D'autres éléments sont également à considérer :

- le respect des exigences du fabricant concernant l'orientation (horizontale ou verticale) de

l'appareil;

- le fait que certains débitmètres ou compteurs sont sensibles aux matières en suspension (MES). Un tamis (crépine) en amont de l'appareil est recommandé mais nécessite un entretien régulier;

- la protection contre les éléments externes tels que le gel et le soleil;

- l'installation de valves ou de dérivations pour isoler l'appareil lors d'interventions d'entretien, d'étalonnage ou de remplacement;
- l'installation d'un dispositif antirefoulement pour éviter les erreurs de comptage;
- la prévision des pertes de pression de l'ensemble;
- l'installation de supports pour la tuyauterie et le compteur pour prévenir les vibrations qui entraînent une usure prématurée;
- le respect des instructions des fabricants.

La figure V.1 présente un exemple typique d'installation de compteur du gaz à turbine.

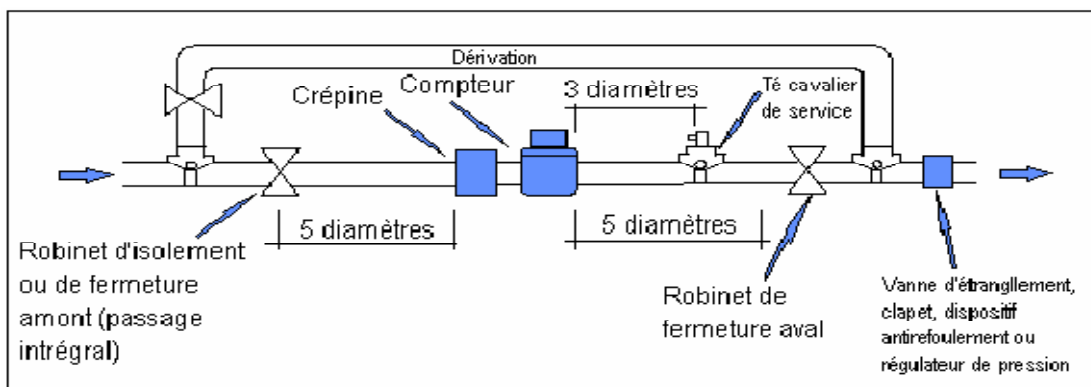


Figure V.1 : Schéma type d'installation d'un compteur du gaz

V.2.3 Aspects contractuels

La commande d'un débitmètre de principe bien établi paraît être une opération banale. L'acheteur, cependant aura dans cette opération d'autant plus de chances de succès qu'il aura plus clairement exprimé ses besoins, et que le vendeur se sera plus clairement engagé à les satisfaire.

Il est difficile de présenter, dans le présent dossier, une spécification technique, ne serait-ce que générale, qui puisse servir de base à n'importe quel contrat de fourniture de débitmètres ; cependant, les éléments exposés au § 1 peuvent servir de base à la rédaction de telles spécifications.

Il est essentiel que, dès le stade de la consultation, le vendeur soit informé de toute particularité telle que l'état physique et la composition chimique du gaz, les caractéristiques de la source d'énergie, et de façon générale, de tout ce qui peut influencer sur la qualité métrologique et la rentabilité de la chaîne de mesure. On peut même envisager de communiquer des informations sous procédure de confidentialité. Il appartient ensuite à l'acheteur d'enregistrer l'acceptation du vendeur et ses réserves éventuelles.

À mesure que les matériels gagnent en performance, ils gagnent souvent aussi en complexité, de sorte que le constructeur joue un rôle croissant dans l'élaboration fine de la solution au problème de l'utilisateur. L'acheteur pourra, par exemple, consulter des tables de corrosion pour choisir lui-même un matériau adapté à son fluide ; mais il pourra aussi demander au vendeur de garantir son matériel pour un fonctionnement pendant n années au contact dudit fluide, en acceptant au besoin un compromis sous forme d'une clause de fourniture de pièces d'usure à titre onéreux.

V.2.4 Investissements

En dehors des dispositifs nécessaires pour la livraison du gaz (détendeurs, filtres, soupapes...) les investissements proprement liés au mesurage du gaz comprennent [28] :

a) Pour un comptage ultrasonique :

- 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.

b) Pour un comptage à orifice :

- 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.

c) Pour un comptage à turbine :

- le coût d'achat du compteur,
- le coût de lubrification de la turbine pour la bonne rotation.
- Le coût d'achat de capteur de vitesse et son transducteur (adaptateur du débit mesuré),
- le coût des infrastructures nécessaires pour le calculateur et les transducteurs,
- le coût de la main d'œuvre pour le montage.

V.2.5 Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation sont de deux types:

- les étalonnages périodiques,
- la maintenance.

V.2.5.1 Frais d'étalonnage

Ils dépendent de la fréquence des étalonnages et du type d'équipement utilisé. On estime que l'étalonnage d'un compteur à orifice coûte deux fois plus cher que l'étalonnage d'un compteur à turbine ou d'un compteur à ultrasons.

V.2.5.2 Frais de maintenance

Ces frais sont très faibles pour un compteur à orifice alors qu'ils représentent environ 20% du prix du compteur pour les comptages volumétriques.

V.2.6 Contraintes sur le calcul du coût

V.2.6.1 Contraintes d'installation

Les contraintes d'installation sont en premier lieu les longueurs droites amont et aval nécessaires à l'établissement d'un régime d'écoulement suffisamment stable, compte tenu du type d'accessoire situé en amont (coude à 90°, etc.) et du type de débitmètre ; si ces longueurs sont insuffisantes, l'exactitude de l'instrument est dégradée. Ces longueurs droites sont habituellement exprimées en nombre de diamètres D de canalisation.

Le tableau V.3 indique la fourchette de longueurs droites amont, pour chaque type de débitmètre. Le problème des longueurs droites aval est plus rarement développé dans la

littérature. De 4 à 8 longueurs suffisent pour les orifices (NF EN ISO 5167). Le montage d'un tranquilliseur limite le nombre de longueurs droites amont nécessaires, mais augmente la perte de pression.

Certains débitmètres ne s'accroissent d'un débit pulsé qu'au prix de longueurs droites supplémentaires (suivant constructeur).

Types de débitmètres	Longueurs droites amont (<i>D</i> diamètre)	<i>DN</i> disponibles (mm)	Température (°C)	Pression maximale (bar)
A orifice	10 à 30 <i>D</i> ou plus	10 à 40	- 20 à + 500 (1)	150 (1)
A turbine	10 à 20 <i>D</i>	3 à 750	- 270 à + 350	640
A ultrasons	5 à 20 <i>D</i>	3 à 9 000 (2)	- 250 à + 500	500

Tableau V.3 : Comparaison des débitmètres selon les contraintes d'installation et de service [27].

(1) : Les limites de pression et de température de service sont liées, pour les débitmètres à pression différentielle, aux spécifications de la conduite et des séparateurs de capteur de pression.

(2) : 9 000 dans le cas d'un liquide, 13 000 dans le cas d'un gaz.

V.2.6.2 Contraintes de maintenance

a) Entretien et remplacement

Les compteurs et les débitmètres comprennent des parties fixes et parfois mobiles qui, avec le temps, sont sujettes à l'usure, à la corrosion, aux fuites, à l'entartrage et au colmatage. Pour assurer le bon fonctionnement de ces appareils, un entretien et un suivi régulier sont nécessaires. La fréquence de l'entretien varie selon le type d'appareil et les indications du fabricant, la nature de son utilisation et la qualité de l'eau. L'entretien des compteurs et des débitmètres vise surtout à assurer le maintien d'une bonne exactitude de mesure. Un débitmètre ou un compteur détérioré devrait être réparé ou remplacé sans délai.

L'opération d'entretien comprend l'inspection des parties externes et internes des appareils. On nettoie ou sable les surfaces corrodées ou entartrées. On recherche aussi la présence de fissures sur la vitre des compteurs. Les parties mobiles telles que les roues, les ailettes, les axes, les engrenages, les disques, les pistons, selon le type d'appareil, doivent être vérifiées minutieusement. Selon le cas, ces éléments peuvent être nettoyés ou remplacés. Dans le cas des débitmètres, l'installation ou le remplacement, les réparations et le nettoyage interne devraient être confiés à un spécialiste ou au fabricant.

b) Résolution de problèmes plus fréquents dans Sonatrach

Le tableau suivant présente les problèmes les plus fréquemment rencontrés au sein de Sonatrach et leurs solutions possibles.

Problème	Solution
Exactitude de mesure difficile à conserver	<ul style="list-style-type: none">- Respecter les instructions du fabricant;- Établir et respecter un plan d'entretien;- Vérifier la qualité de l'eau.
Mesure du débit inadéquate	<p>La plage de débits ne convient pas à l'équipement utilisé.</p> <p>Remplacer par un équipement approprié à</p>

	cette plage.
Colmatage et obstruction des orifices, des aubes et des tamis	<ul style="list-style-type: none"> - Vérifier la qualité de l'eau et le choix du compteur ou du débitmètre; - Nettoyer régulièrement les parties internes.
Usure des pièces mobiles	<ul style="list-style-type: none"> - Installer adéquatement l'appareil; - Remplacer les pièces selon les recommandations du fabricant.
Manque d'espace et difficulté d'accès	Prévoir avant l'installation.
Source d'énergie électrique non Disponible	Choisir un appareil en conséquence.
Bris fréquents	Protéger contre les aléas du climat (le gel et les changements brusques de température).

Tableau V.4 : Problèmes les plus fréquents et solutions possibles

V.2.6.3 Contraintes d'environnement

Parmi les contraintes d'environnement les plus significatives figurent les suivantes :

- Les **vibrations**, qui peuvent être soit de fréquence microphonique, et affecter les instruments qui sont sensibles aux vibrations tel que le principe d'ultrasons et les transducteurs de débitmètre à turbine, soit de fréquence sismique, et provoquer le détachement d'organes lourds mal fixés ;
- La présence ou le risque de présence d'une **atmosphère explosible**, par gaz, vapeurs ou poussières, qui conduisent à rechercher un instrument répondant aux directives européennes ATEX (ATmosphères EXplosibles) ;
- Le risque de **pénétration** dans l'instrument **d'eau ou de corps solides**, et le risque de **chocs**, contre lesquels on pourra se protéger en utilisant un matériel conforme à la norme NF EN 60529 (Indice de Protection : indice IP).

Tout ça nous conduit à ajouter des autres accessoires de protection pour créer/minimiser ces contraintes prendre en considération

V.3 État actuel du marché et tendances

V.3.1 Débitmètres

Les débitmètres à orifices occupaient, vers le milieu du siècle, une part prépondérante ; ils n'étaient guère concurrencés à cette époque que par les instruments à déplacement de volume pour les comptages sur les fluides visqueux et, sur les liquides, par le très ancien débitmètre électromagnétique [27].

Ils conservent encore l'avantage d'être statiques et, au moins pour le diaphragme normalisé, d'avoir des coefficients de débit bien connus. Ils perdent cependant du terrain en raison notamment de leur dynamique modeste, de leur sensibilité à l'usure et de leurs coûts d'installation et de pompage (dû à une perte de charge non négligeable). Mais l'utilisation de transmetteurs numériques de pression différentielle en fait à nouveau des mesures comparables aux mesures de débit volumique [27].

Le débitmètre à effet Coriolis gagne, depuis son apparition, des parts de marché. Il est de plus en plus employé dans tous les secteurs de l'industrie où l'exactitude de mesure d'un débit massique et/ou la mesure de la masse volumique sont primordiales.

D'une façon générale, on peut estimer que le développement des mesures à principe statique sera plus important que celui des autres mesures [27].

V.3.2 Réseaux de terrain

Concernant les réseaux de terrain, leur mise en place est encore lente mais progresse au fur et à mesure de la prise de connaissance de leur fonctionnement par les futurs utilisateurs et des installations réalisées de par le monde. Leurs utilités par rapport aux installations traditionnelles, telles que le dialogue bidirectionnel entre le transmetteur et le système de contrôle, la diminution des interfaces (convertisseurs analogique/numérique et numérique/analogique des circuits d'acquisition, carte d'entrée/sortie), la réduction du câblage, etc., deviennent prépondérantes devant leurs inconvénients, tels que la complexité de mise en oeuvre nécessitant une formation et souvent l'aide du constructeur, les outils de diagnostic (en cours d'élaboration), la pérennité du réseau et de ses constituants [27].

Tous les transmetteurs fonctionnent aujourd'hui à partir d'une technologie numérique. Les transmetteurs à électronique numérique ont un convertisseur numérique/analogique pour obtenir une sortie analogique (qui est en général un courant continu variant de 4 à 20 mA). Les transmetteurs numériques (et les autres instruments numériques) prévus pour dialoguer avec un réseau de terrain possèdent en interne le protocole de dialogue correspondant au réseau. Ils n'ont pas de sortie analogique. Le changement de technologie dans la transmission des informations (passage de l'analogique au numérique) est bien réel et ne fera que s'accroître dans les prochaines années [27].

V.3.3 Transmetteurs à électronique numérique

Aussi appelé « transmetteurs intelligents » (traduit de l'anglais « *smart transmitters* »), leur dynamique d'échelle varie entre 30 et 400:1. Ces transmetteurs de pression différentielle compensent leur mesure, qui dépend de la température de leur cellule, par une mesure de la température au niveau du capteur (ou du diélectrique de la cellule capacitive).

Certains indiquent la pression statique dans la chambre haute pression, d'autres peuvent réaliser une compensation de mesure de débit gaz ou vapeur par pression différentielle en pression et température (avec une sonde de température extérieure câblée sur le convertisseur du transmetteur). Dans ce cas, le signal 4 à 20 mA représente le débit corrigé ou le débit massique [27].

Pour ces transmetteurs, l'accès aux paramètres de réglage et à la visualisation de la mesure est possible à distance sur une console portable et via le protocole de communication HART (*Highway Addressable Remote Transducer*). La communication est réalisée par un signal fréquence (1 200/2 200 Hz) superposé au signal 4 à 20 mA. Ce protocole est aujourd'hui utilisé par tous les constructeurs [27].

L'exactitude de mesure est encore améliorée par l'utilisation de transmetteur à sortie numérique (suppression du convertisseur numérique/analogique en sortie). Le signal mesure et d'autres informations du transmetteur se propagent sur un « réseau de terrain ». Dans un tel système, tous les instruments, y compris le système de contrôle-commande et les

positionneurs de vanne de régulation, sont reliés au réseau de terrain et dialoguent grâce à un protocole de communication. Actuellement, deux protocoles de communication sont présents en instrumentation : le protocole Fieldbus et le protocole Profibus [27].

V.3.4 Interface avec le système de contrôle-commande

- Les transmetteurs numériques à sortie analogique (courant ou tension) sont disponibles sur tous les matériels.
- Le signal analogique ou fréquentiel du capteur peut être converti en une sortie comptage, indiquant le débit dans une unité choisie, programmable sur le convertisseur, en local.
- Des calculateurs locaux assurent les calculs de correction et conversion en débit massique (correction en pression et température). Dans le cas de transaction commerciale (il y a alors nécessité de corrections supplémentaires telles que facteur de compressibilité Z, courbe d'étalonnage du ou des instruments utilisés, etc.), des calculateurs spécifiques réalisent tous les calculs nécessaires à l'utilisation d'organe déprimogène ou de turbine de comptage.
- Une signalisation d'alarme de dépassement de capacité ou de mauvais fonctionnement peut être transmise, avec un code de défaut apportant une aide précieuse à la maintenance [27].

Le tableau A indique la progression du marché.

Produit actuellement présent	Phase de progression du marché
---	---

Mise en réseau de terrain des instruments numériques	Croissance
Transmetteurs à électronique numérique	Concurrence active
Transmetteurs à électronique analogique	Déclin

Tableau V.5 : Progression du marché [27].

V.4 Avantages et inconvénients économiques des systèmes de comptage du gaz

V.4.1 Avantages et inconvénients du débitmètre à plaque à orifice

Avantages	Inconvénients
Longue durée de vie : plus de 30 ans.	Perte de pression plus élevée qu'avec le Venturi.
Installation et remplacement faciles.	Plage de débits limitée, donc le bon dimensionnement est essentiel.
Possibilité de lecture à distance.	Électricité requise pour le capteur de pression différentielle et le traitement du signal.

Tableau V.6 : Avantages et inconvénients économiques du débitmètre à plaque à orifice [27]

V.4.2 Avantages et inconvénients du débitmètre à ultrasons

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité de lecture à distance. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'installation peut être influencée par

<ul style="list-style-type: none"> • pas de perte de pression. • Ne nécessite pas une conductivité de gaz minimale pour fonctionner. 	<p>la condition et les propriétés de la conduite existante, et ça nécessite le choix d'une conduite ayant les meilleures propriétés et évidemment le coût d'installation augmente</p> <ul style="list-style-type: none"> • Électricité requise pour la mesure et le traitement du signal. • Mesure la vitesse moyenne du profil d'écoulement et non la vitesse moyenne pondérée selon la surface du profil. • Très sensible aux changements de la composition du gaz.
--	--

Tableau V.7 : Avantages et inconvénients économiques du débitmètre ultrasonique [27]

V.4.3 Avantages et inconvénients des compteurs à turbine

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Provoque une perte de pression faible à moyenne qui diminue avec la dimension du compteur. • Ne nécessite pas de source électrique externe. • Possibilité de lecture à distance. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entretien et lubrification requis pour maintenir une bonne exactitude de mesure. • L'exactitude de mesure diminue sensiblement dans les faibles débits. • L'usure de la surface des hélices et de la turbine altère l'exactitude de mesure de l'appareil. La friction de roulement influence la performance du compteur, surtout pour les petits débits. • Sensible à la qualité du gaz. • Très sensible aux perturbations de l'écoulement.

Tableau V.8 : Avantages et inconvénients économiques des compteurs à turbine [27]

Conclusion

Le choix d'un système de comptage du gaz ne s'arrête pas uniquement sur l'étude technique mais il nécessite également une étude économique bien détaillée poursuivie par la société Sonatrach afin de pouvoir effectuer un bon choix.

En outre, le coût d'achat d'un système de comptage, son coût d'installation ne sont pas uniquement les paramètres consistant à établir l'étude économique de ce système, son coût de maintenance est également un paramètre essentiel qui doit être pris en compte par Sonatrach pour que cette étude soit satisfaite et répondant aux exigences qui amènent à un bon fonctionnement.

Le système de comptage à base de débitmètre à orifice est considéré le plus économique à cause qu'il n'est pas coûteux en ce qui concerne son coût d'achat, son coût d'installation et son coût de maintenance par rapport aux autres systèmes de comptage du gaz.

Conclusion générale

Conclusion générale

La nature du gaz transporté par Sonatrach et ses partenaires, le type des débits mesurés et la précision de mesure désirée et exigée par l'ONML ainsi que les conditions d'installation et du service utilisées par Sonatrach sont tous des critères qui nous obligent à diversifier l'utilisation de différents types de compteurs, tels que les compteurs à orifice, compteurs à turbine et les compteurs à ultrasons en raison de leur rôle important dans les unités de comptage.

Généralement, le choix d'un type de comptage du gaz dépend de divers facteurs. La prise de décision finale se fait par un compromis entre plusieurs contraintes qui sont souvent antagonistes et dont l'importance relative peut être différente d'un cas à un autre.

Par conséquent, ce choix ne peut être fait qu'après la détermination de la précision nécessaire et la prise en considération des limites d'emploi des différents systèmes en vérifiant les caractéristiques de l'écoulement et les conditions d'installation imposées du gaz dont on doit mesurer le débit ainsi leur étude économique en fonction de conditions de service liées à l'industrie de Sonatrach. Parmi les dispositifs susceptibles répondant aux contraintes de précision et des limites d'emploi évoquées ci-dessus, le choix se portera sur celui dont le coût de revient annuel sera minimal.

Le système de comptage du gaz par un débitmètre à orifice et celui par un débitmètre à turbine sont considérés comme les systèmes les plus adéquats par rapport au système de comptage du gaz par un débitmètre à ultrason malgré que les deux premiers systèmes présentent quelques inconvénients, puisque les deux premiers vérifient tous les critères de choix notamment en ce qui concerne la transaction commerciale.

L'utilisation d'un compteur à orifice ou un compteur à turbine nécessite la connaissance de la dynamique de mesure (rapport du débit maximal sur le débit minimal à mesurer) et la valeur maximale de l'erreur de précision pour qu'on puisse minimiser la perte de charge et limiter le coût d'exploitation, mais aussi pour éviter les phénomènes de dégazage et de cavitation au sein même du débitmètre.

Au sein de Sonatrach et ses partenaires, le grand avantage du système de comptage du gaz par un débitmètre à orifice ou celui par un débitmètre à turbine est la détermination du débit avec une grande précision, ce qui, les rend indispensables comme régulateurs et stabilisateurs de débit lors de l'étalonnage des autres moyens de mesure.

Le système de comptage du gaz par un débitmètre à ultrasons ne présente pas beaucoup d'avantages au regard de son utilisation dans le domaine transactionnel, et ça revient évidemment à sa limitation d'emploi quand le cas est le mesurage du gaz. En revanche, ce type de comptage reste toujours en développement en raison de son apparition récente dans l'industrie gazière par rapport aux autres systèmes de comptage du gaz.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Claude DELLA BELLA, « *Compteurs de volume de gaz - Partie 1* », Technique de l'ingénieur, Métrologie relative aux gaz, Mesures physiques, 10/09/2007.
- [2] « *Capteurs industriels usuels* », Cours de techniques de mesures, Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, 2006.
- [3] Pascal DEREUMAUX, « *Mesure et capteurs de débit* », <<http://sitelec.org/cours/dereumaux/mesurdebit.htm> >, 21 septembre 2001.
- [4] Mohamed CHERIGUI, « *Etude expérimentale des effets d'installations sur les débitmètres à organes déprimogènes utilisés pour le comptage des fluides industrielles* », mémoire de magister en mécanique des fluides appliquée, Université de Mostaganem 2003.
- [5] M. JOLOVET, « *Comptage du gaz* », Conception Construction et Exploitation des Réseaux de Transport de Gaz Naturel, Association Technique de l'Industrie du Gaz en France, Révision 1 de 1992.
- [6] AFNOR/Norme X 20-522, « *Gaz Naturel, Calcul du pouvoir calorifique de la masse volumique et de la densité* » Association française de normalisation, Paris-la défense, Unité International ISO/DIS 6976, 1984.
- [7] C. GAILLEDREAU, « *Débitmètres à orifice déprimogène* », Technique d'ingénieur, Traité Mesures et Contrôle, R 2220, 07-1989.
- [8] WICHERT. E et AZIZ. K, « *Calculate Z' for sour gases, Hydrocarbon processing* », p119-126, may 1972.
- [9] Mouloud GUEMANA, « *Mesure des gros débits de gaz, Contribution des venturi tuyères à col sonique* »; Mémoire de magister en génie mécanique, option Maintenance Industrielle et Tribologie, Université M'hamed BOUGERRA Boumerdès 2002.
- [10] AbdelFettah TOUABTI (M.C), Messaoud GUELLAL, « *Facturation thermique et Valeurs calorifiques dans le mesurage du gaz par simulation dynamique d'un réseau de gazoduc* », dans le 10^{ième} Séminaire International sur la Physique Energétique, Sétif -Algérie.
- [11] Comité techniciens, « *Commercialisation des gaz naturels* », Chambre Syndicale de La Recherche et de la Production du Pétrole et du gaz naturel, Spécification et comptage, 1994.

- [12] M. BENALI, « Investigation on the sizing of gas metering station using orifice meters », M.F.D, d'ingénieur d'état, I.A.P. Boumerdès (Algérie) 1998.
- [13] GINESI. D et GREBE. G, « *Flow a performance review, Chemical Engineering* », p.103-118, June 1987.
- [14] PERRY. H., « *Chemical engineers* », Hand Book, McGraw-Hill, Book Company 1989.
- [15] GAILLEDREAU. C, « *Choix d'un débitmètre* », Technique de l'ingénieur, Traité Mesures et Contrôle, R 2200, 01-1992.
- [16] Claude DELLA BELLA, « *Compteurs de volume de gaz - Partie I* », Technique de l'ingénieur, Métrologie relative aux gaz, Mesures physiques, 10/09/2007.
- [17] Michel SCOTTO, Gérard PITRE, « *Masse volumique des fluides en conduite fermée* », Technique de l'ingénieur, Métrologie relative aux fluides - Masses et volumes, R2347, 10/03/2008.
- [18] James E. GALLAGHER, « *Natural gas Measurement Handbook* », Gulf Publishing Company, Houston, Texas, TH6870.G35, 2006.
- [19] Jacques PIRAULT, « *GAS BOOK Metering & Systems* », ITRON Marketing, Département de communications, France, mai 2012.
- [20] KROHNE Oil & Gas B.V, ALTOSONIC V12, « *Technical datasheet* », V12-V6 2010-05-31. doc, 11/2011.
- [21] KROHNE - 4003164301 - TD ALTOSONIC V12 R01, « *Technical Data Sheet ALTOSONIC V12* », 10/2013.
- [22] Boris KADIR, « *Mesure de débit par ultrasons – Mesure en conduite pleine – Mesure en conduite pleine* », Technique de l'ingénieur, Métrologie relative aux fluides - Vitesses et débits, R 2265, 10/09/2004.
- [23] Humour militaire, « *Simulation de modèles stochastiques et Méthode de Monte-Carlo* »
- [24] VIDAL. J, « *Thermodynamique Méthodes appliquées au raffinage et au génie Chimique* », Collection des cours de l'ENSPM, Editions Technip, Paris, 1973.
- [25] AFNOR/Norme X10-102, « *Mesure de débit des fluides au moyen de diaphragmes, tuyères et tubes de venturi insérés dans des conduites en charge de section circulaire* », juin 1980.
- [26] Internationale Standard ISO 5167-1, « *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices* », First edition 15-12-1991.

- [27] C. GAILLEDREAU, « *Débitmètres à orifice déprimogène* », Technique de l'ingénieur, Traité Mesures et Contrôle, R 2220, 07-1989.
- [28] Y. CIANTAR, « *Guide d'achat débitmètrie supplément industries et Techniques* », p.55-60, 29 juin 1990.
- [29] « Guide d'achat, Les mesures de débit », MESURES 755 - MAI 2003

Annexes

Annexe 1:

Le logiciel MATLAB/Simulink :

Le logiciel Simulink/MATLAB est un moyen de programmation et simulation, il est utilisé pour réaliser les travaux pratiques du cours d'Analyse des signaux en fonction de variables. Simulink est l'extension graphique de MATLAB permettant de représenter les fonctions mathématiques et les systèmes sous forme de diagramme en blocs, et de simuler le fonctionnement de ces systèmes.

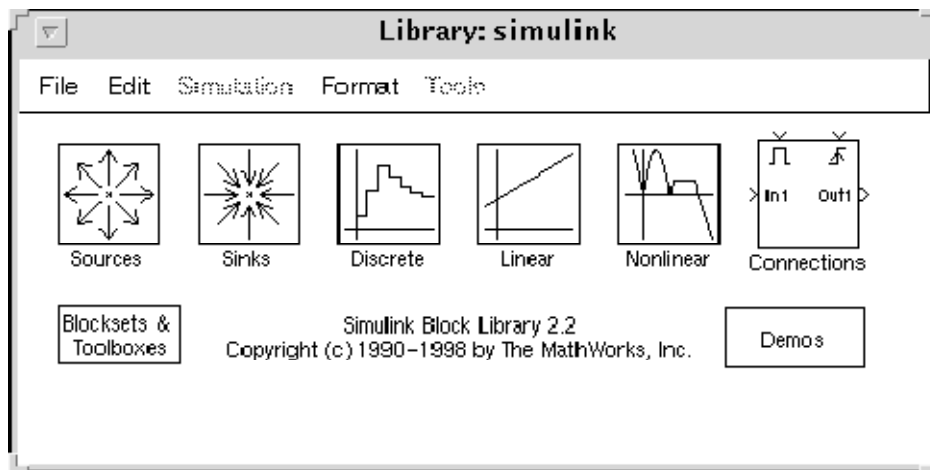


Figure : Bibliothèque de fonctions block de Simulink

Annexe 2:

Compteurs validés par l'ONML :

Identification administrative :	Identification technique :
<p>Numéro et date de Décision définitive : 008/DIR/ONML/04 du 04/02/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 016/DIR/ONML/03 du 01/02/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : DANIEL / VEMMETEC / ALFA industries international</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur de gaz à turbine</p> <p>Modèle/Type/Marque : IGTM-CT</p> <p>f Température de service : - 10 °C à + 60 °C</p> <p>f Température de gaz : 10 °C à + 60 °C</p> <p>f Gamme de diamètre : DN 50 mm à 300 mm</p> <p>f Taux G : G 40 à 4000 inclus</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 009/DIR/ONML/04 du 04/02/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 017/DIR/ONML/03 du 01/02/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : DANIEL FLOW PRODUCT, INC /ALFA Industries International</p>	<p>Nature de l'instrument : Ensemble de diaphragme et porte diaphragme</p> <p>Modèle/Type/Marque : SENIOR, JUNIOR, SIMPLEX</p> <p>DN 2" à 42" , DN 10" à 42" , DN 2" à 8"</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 018/DIR/ONML/04 du 27/04/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 049/DIR/ONML/02 du 09/06/02</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ENAMC sous licence ACTARIS</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur de gaz à parois déformables</p> <p>Modèle/Type/Marque : G6 – RF 1</p> <ul style="list-style-type: none"> • DN = 25 mm • Q max = 10 m³ /h • Q min = 0,06 m³ /h • P max = 0,5 bar • Volume cyclique : 2 dm³ • valeur d'une impulsion : 0,01 imp/m³

<p>Numéro et date de Décision définitive : 023/DIR/ONML/04 du 24/07/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 041/DIR/ONML/03 du 17/06/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER HANDEEL GMBH.Mainz Allemagne</p>	<p>Nature de l'instrument : Rampe de comptage à organe déprimogène équipée d'un calculateur numérique.</p> <p>Modèle/Type/Marque : GH 80 / DN 300 (12")</p> <p>N° d'identification: 329-7219-01 et 02</p> <p>f Fluide : gaz naturel</p> <p>f P max = 71 bar</p> <ul style="list-style-type: none"> • P min = 45 bar • Q : 100 000 m³ par ligne de mesure <p>f Température : - 15 °C à + 60 °C</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 024/DIR/ONML/04 du 24/07/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 038/DIR/ONML/03 du 14/06/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER GMBH. Mainz (Allemagne)</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine à gaz</p> <p>Modèle/Type/Marque : TRZ</p> <p>f Q max = 1600 m³/h Q min = 80 m³/h</p> <p>f Etendue de mesure : 1: 20 ; K facteur du capteur BF : 1 imp/m³</p> <p>f Fréquence maximale : 0,44 Hz</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 025/DIR/ONML/04 du 24/07/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 037/DIR/ONML/03 du 14/06/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER HANDEL GMBH. Mainz Allemagne</p>	<p>Nature de l'instrument : compteur turbine gaz TRZ</p> <p>Modèle/Type/Marque : G400- DN 100</p> <p>f Q max = 650 m³ /h • Q min = 32 m³ /h</p> <ul style="list-style-type: none"> • Etendue de mesure : 1: 20 <p>f K facteur du capteur BF : 1 imp/m³</p> <p>f Fréquence maximale : 0,18 Hz</p>

<p>Numéro et date de Décision définitive : 026/DIR/ONML/04 du 24/07/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 039/DIR/ONML/03 du 14/06/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER GMBH. Mainz Allemagne</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine gaz</p> <p>Modèle/Type/Marque : TRZ</p> <p>f $Q_{max} = 6500 \text{ m}^3/\text{h}$ • $Q_{min} = 320 \text{ m}^3/\text{h}$ • Etendue de mesure : 1: 20</p> <p>f K facteur du capteur BF : 0,1 imp/m³</p> <p>f Fréquence maximale : 0,18 Hz</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 027/DIR/ONML/04 du 24/07/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 036/DIR/ONML/03 du 14/06/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER GMBH. Mainz (Allemagne)</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine gaz</p> <p>Modèle/Type/Marque : TRZ</p> <p>f $Q_{max} = 100 \text{ m}^3/\text{h}$ • $Q_{min} = 5 \text{ m}^3/\text{h}$ • Etendue de mesure : 1: 20</p> <p>f K facteur du capteur BF : 10 imp/m³</p> <p>f Fréquence maximale : 0,28 Hz</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 030/DIR/ONML/04 du 21/09/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 046/DIR/ONML/03 du 03/07/03</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ACTARIS (France)</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine à gaz</p> <p>Modèle/Type/Marque : FLUXI 2000 / TZ</p> <p>DN de 50 mm à 500 mm</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 033/DIR/ONML/04 du 28/09/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 016/DIR/ONML/02 du 17/03/02</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ENERGICAL sous licence ELSTER</p>	<p>Nature de l'instrument : compteur de gaz à parois déformables</p> <p>Modèle/Type/Marque : G 2,5</p> <p>• $Q_{max} = 4 \text{ m}^3/\text{h}$ • $Q_{min} = 0,025 \text{ m}^3/\text{h}$ • Volume = 1,2 dm³</p>

<p>Numéro et date de Décision définitive : 058/DIR/ONML/04 du 18/12/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 066/DIR/ONML/02 du 21/12/02</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER GMBH. Mainz (Allemagne) / Sonelgaz</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine gaz TRZ</p> <p>Modèle/Type/Marque : G 250 - DN 80 ELSTER</p> <p>• Q max = 400 m³/h • Q min = 20 m³/h • Etendue de mesure : 1: 20</p> <p>• K facteur en BF : 1 imp/m³ • f = 0,11 Hz</p>
<p>Numéro et date de Décision définitive : 059/DIR/ONML/04 du 18/12/04</p> <p>Numéro et date de Décision provisoire : 067/DIR/ONML/02 du 21/12/02</p> <p>Validité : 10 ans</p> <p>Fabricant / Demandeur : ELSTER GMBH. Mainz Allemagne / Sonelgaz</p>	<p>Nature de l'instrument : Compteur turbine gaz TRZ</p> <p>Modèle/Type/Marque : G 250 - DN 100 ELSTER</p> <p>• Q max = 400 m³/h • Q min = 20 m³/h</p> <p>• Etendue de mesure : 1: 20 • K facteur en BF : 1 imp/m³ • f = 0,11 Hz</p>

Annexe 3:

Constitution du gaz Naturel Algérien

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

Tableau 4.2 : Constituants physiques des corps purs présents dans le gaz naturel Algérien [24]

Annexe 4:

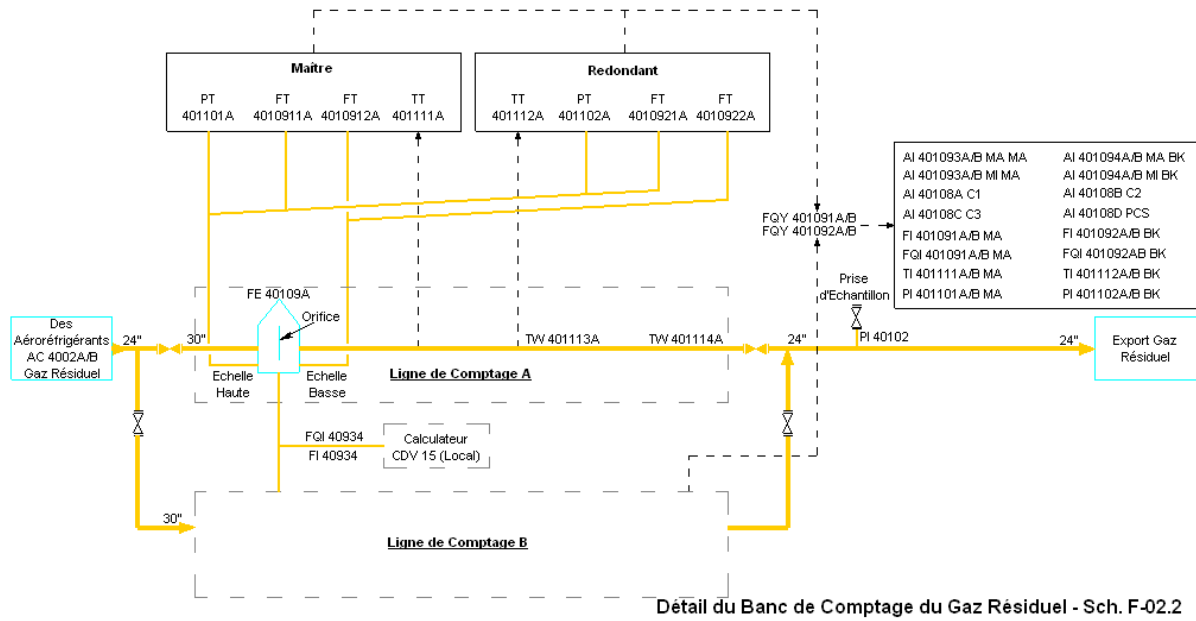


Schéma du banc de comptage du gaz résiduel TRC/IN Amenas

Annexe 5:

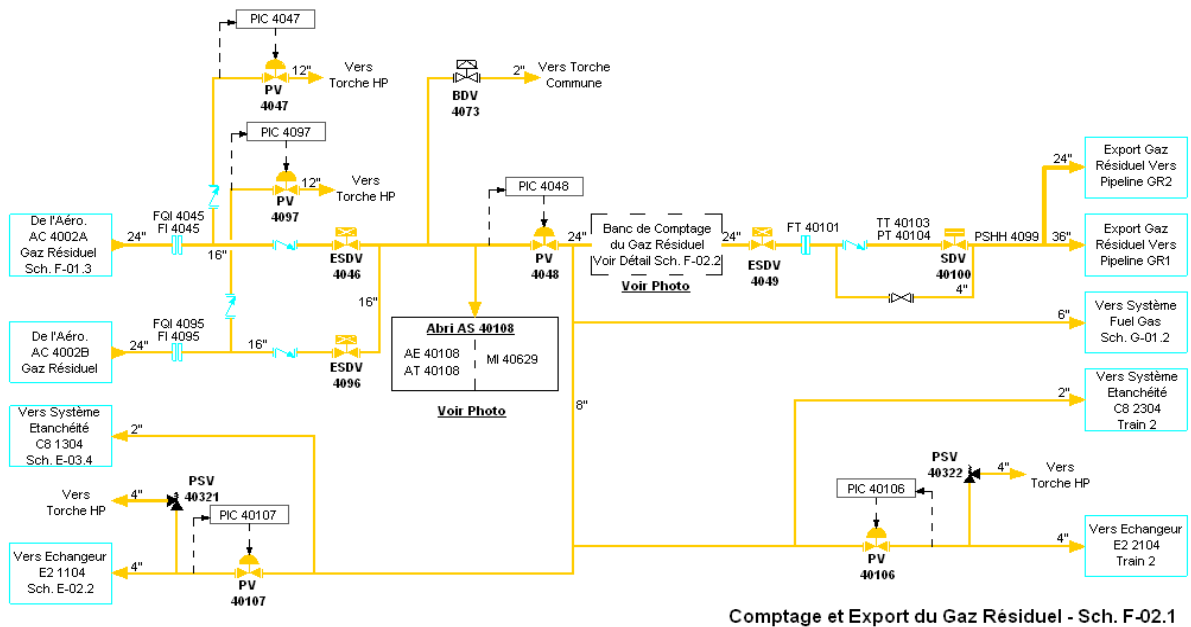


Schéma de comptage et export du gaz résiduel TRC/IN Amenas

ملخص:

بالاعتماد على الميثاق الحالي للقانون 14/86 المتضمن إمكانية استغلال الجزء الباطني للأراضي الوطنية من طرف الشركات الأجنبية وذلك في إطار عقد الشراكة مع شركة سونطراك، بالإضافة إلى تقاسم الإنتاج بين الشركة الوطنية الجزائرية وشركائها الأجانب بموجب القانون الجديد وتحت الخضوع للمراقبة فيما يخص النظام الضريبي الجزائري أصبح مشكل ذو أهمية بالغة لكونه يتطلب فهما جيدا ودقيقا على جميع المستويات بين الشركات المتنافسة ومع السلطات الوطنية المعنية بالأمر مثل الجمارك و م.و.م.ق (المكتب الوطني للمترولوجيا القانونية) الذي يهدف إلى تحديد نوعية الأنظمة المخصصة لمراقبة كمية الغاز المنتجة والمستغلة لكونه يحتل المرتبة الأولى بالمقارنة مع الثروات الباطنية المتواجدة بالجزائر. بعد دراسة جميع الأنظمة والتقنيات الأكثر استعمالا من طرف شركة سونطراك وشركائها في الجزائر، حيث نجد أن العداد دانيال والعداد ميسي يحتلان الدرجة الأولى من ناحية الاستعمال إضافة إلى العداد ذو الموجات فوق الصوتية الذي يتواجد مؤخرا بكثرة داخل مصانع شركة سونطراك. لهذا السبب سنقوم بدراسة هذه الأنواع المذكورة من الجانب التقني والاقتصادي إضافة إلى الأنواع الأخرى المتواجدة داخل حقول الإنتاج لشركة سونطراك وخارجها وسنقترح فيما يلي الحل الأمثل لشركة سونطراك من أجل مساعدتها على القيام بأحسن اختيار وهذا ما يؤدي بالخصوص إلى وضع علامة وطنية مميزة بالنسبة لهذا الاختيار .

الكلمات الرئيسية: عدادات الغاز المستعملة في النظام التجاري الضريبي، العدادات المزودة بأسطوانة مقبوبة والعدادات المزودة بمروحية داخلية، سونطراك

Résumé :

Dans le cadre du contexte actuel de la loi 86/14 permettant l'exploitation du sous sol national par des compagnies étrangères en partenariat avec Sonatrach, le partage de la production entre la compagnie nationale Algérienne et ses partenaires étrangers dans le cadre de la nouvelle loi et sous le contrôle du système fiscal Algérien devient un problème épineux car il nécessite une entente harmonieuse sur tout les niveaux entre les belligérants puis avec les autorités nationales telles que la douane, et l'ONML (Office National de Métrologie Légale) pour ne citer que ces deux institutions. Après un état de l'art sur tous les systèmes et les technologies utilisées par Sonatrach et ses associés, habituellement, deux technologies sont utilisées, les compteurs DANIEL (à orifice) et MECI (à turbine), et dernièrement on voit également les compteurs à ultrasons au sein de Sonatrach d'une façon assez importante. Ainsi, nous allons étudier techniquement et économiquement ces technologies ainsi que les autres procédés qu'on va trouver dans les différents champs de production et on va proposer une solution optimale à la société nationale pour l'aider à faire le bon choix et surtout imposer assurément un label national.

Mots clé : Compteurs de gaz transactionnels, compteurs à orifice et compteur à turbine, Sonatrach.

Abstract:

With the current context of the 86/14 law which allows the exploitation of the national underground by foreign companies in partnership with Sonatrach, the sharing of production between the Algerian national company and its foreign partners in the case of the new law and with the control of the Algerian tax system becomes a several problem because it requires a harmonious understanding on all levels between the belligerents and with national authorities such as the customs and the ONML (National Office of Legal Metrology) to not mention just these two institutions. After a study of the art on all the systems and technologies used by Sonatrach and its partners. Currently, there are two technologies that used, DANIEL meters (orifice) and MECI meters (turbine), and also we find ultrasonic meters that are used largely within Sonatrach. Therefore, we will study these technologies technically and economically as well as other processes that we find in the various fields of production in Sonatrach company. Then, we will propose an optimal solution for Sonatrach to help it to make the right choice and surely to get a national label.

Keywords: Transactional gas meters, Orifice meter and Turbine meter, Sonatrach.