

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  
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA MATIERE

Spécialité : Physique



Option : Physique des matériaux

**THESE**

**Présentée par**

Mr. OULHADJ Mohammed

Pour l'obtention du diplôme de Doctorat en science

**THEME**

*Analyse de Faisabilité de l'Instrumentation dans les systèmes de  
Comptage Utilisés par les Compagnies Pétrolières*

Soutenue le 10/03/2021

Devant la commission d'examen composée de :

<b>Président</b>	<b>Pr. Hadjadj Ahmed</b>	<b>Université Ahmed Draia, Adrar</b>
<b>Examineur</b>	<b>Pr. Dhini Rachid</b>	<b>Université Tahri Mohamed, Bechar</b>
<b>Examineur</b>	<b>Pr. Glaoui Hachemi</b>	<b>Université Tahri Mohamed, Bechar</b>
<b>Examineur</b>	<b>Dr. Bouchouicha Kada</b>	<b>UREMS, Adrar</b>
<b>Encadreur</b>	<b>Dr. Harrouz Abdelkader</b>	<b>Université Ahmed Draia, Adrar</b>
<b>Co-Encadreur</b>	<b>Pr. Benatiallah Ali</b>	<b>Université Ahmed Draia, Adrar</b>

Année Universitaire 2020/2021

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

# *Dédicaces*

*Je dédie cette thèse de Doctorat :*

*A mes chers parents,*

*Je la dédie spécialement à :*

*Ma femme (Hania) et mes deux filles (Iness et DJouaïria)*

*Mes frères et soeurs*

*Tous mes amis*

# Remerciements

*Ce travail a été effectué au sein du Laboratoire de Développement Durable et Informatique (L.D.D.I), université Ahmed Draïa. Adrar.*

*Je tiens surtout à assurer ma sincère reconnaissance, mon plus grand respect et ma totale gratitude à mon directeur de thèse Mr. Abdelkader HARROUZ, Maître de conférences à l'Université d'Adrar, pour tous les efforts, l'aide, le soutien et les encouragements qu'il a montré tout au long de ce travail et aussi pour tant de compréhension, et disponibilité dont il a fait preuve.*

*Je tiens à exprimer ma gratitude et ma profonde reconnaissance à mon encadreur Mr. Benatiallah Ali, Professeur à l'Université d'Adrar pour son encadrement et sa présence au long de cette recherche.*

*C'est un honneur pour moi que Mr. Hadjadj Ahmed, Professeur à l'Université d'Adrar ait accepté de participer à ce jury d'en assumer la tâche de président.*

*Mr. Glaoui Hachemi et Mr. Rachid Dehini, me font l'honneur de participer à mon jury, de juger mon travail, le commenter et l'enrichir par leurs remarques.*

*Enfin, une sincère pensée pour toutes les personnes qui m'ont accompagné de près ou de loin pendant ces cinq années. Mes remerciements vont également à l'ensemble des enseignants du l'Université d'Adrar pour leurs aides et leurs sympathies.*

*Enfin, j'adresse mes remerciements à tous ceux que j'aurais pu omettre de citer et qui de près ou de loin m'ont aidé et soutenu.*

*Mr. Oulhadj Mohammed*

# *Résumé*

## **Résumé**

Le transport des hydrocarbures constitue un sujet d'actualité très important auprès les compagnies pétrolières en général, cette opération est accompagnée par le fait de comptage dynamique pour pouvoir l'effectuer en matière de précision et de qualité selon les normes exigées par les offices internationaux. Cependant, les propriétés physiques des matériaux exploités dans le domaine de comptage servent à créer une diversification des technologies en fonction de type du fluide à mesurer et à transporter. Ce travail consiste à présenter toutes les propriétés physiques et métrologiques des systèmes de comptage les plus utilisés dans le transport des hydrocarbures, Nous effectuons une étude analytique de toutes les propriétés métrologiques des différents paramètres de mesure utilisés dans ce système, ensuite nous faisons une comparaison de l'incertitude de mesure obtenu par deux logiciels de simulations différents qui sont appliqués sur le même système de comptage, afin d'analyser cette incertitude de mesure selon les règlements internationaux. Nous allons citer les procédures d'étalonnage industriel pour vérifier les propriétés physiques utilisées dans un système de comptage du fluide et comment faire pour choisir un système adéquat au besoins de transport d'hydrocarbure par canalisation. Cette étude sera établie en fonction des normes standards certifiées par des laboratoires internationaux.

**Mots clés :** Comptage, propriétés, physique, incertitude

## **Abstract**

The transportation of hydrocarbons is a very important subject issue with oil companies in general; this operation is accompanied by the fact of dynamic flow metering in case of being able to perform it in term of precision and quality according to the standards required by the international offices. However, the physical and metrological properties of the materials used in the flow metering field serve to create a diversification of technologies depending on the type of fluid to be measured and transported. This work consists of showing all the physical properties of a flow metering system that used in a transport of hydrocarbures, We make an analytical study of all the metrological properties of the different measurement parameters used in this system, then we make a comparison of the measurement uncertainties that are obtained by two different simulation software's for each system international regulations. We will mention the calibration procedures to verify the physical properties used in a fluid metering system. This study will be established according to standard references certified by international laboratories.

## ملخص

يعتبر نقل المحروقات من القضايا الموضوعية الهامة للغاية بالنسبة للشركات البترولية بشكل عام، وهذه العملية مصحوبة بالتعداد الديناميكي حتى تتمكن من القيام بها من حيث الدقة والجودة وفقاً للمعايير التي تتطلبها المكاتب الدولية المختصة في مجال القياس. ومع ذلك، فإن الخصائص الفيزيائية والقياسية للمواد المستخدمة في مجال العد تعمل على خلق تنوع في التكنولوجيات بالاعتماد على نوع السائل المراد قياسه ونقله. يتكون هذا العمل من تقديم جميع الخصائص الفيزيائية لنظام العد المستخدم في محطة العد، نقوم بدراسة تحليلية لجميع الخصائص القياسية لمختلف معاملات القياس المستخدمة في هذا النظام، ثم نجري مقارنة بين خطأ القياس المتحصل عليه بواسطة جهازين مختلفين في هذا المجال. سوف نستشهد بإجراءات المعايرة للتحقق من الخصائص الفيزيائية المستخدمة في نظام قياس السوائل. سيتم إنشاء هذه الدراسة وفقاً للمعايير القياسية المعتمدة من قبل المخابر الدولية.

## SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE .....	1
<i>CHAPTRE 1 Généralités sur l'opération du comptage industriel</i>	
1.1 INTRODUCTION.....	3
1.2 COMPTAGE DYNAMIQUE DES FLUIDES .....	3
1.2.1 Historique .....	3
1.2.2 But du comptage .....	5
1.2.3 Installation.....	6
1.2.4 Station de comptage dynamique .....	6
1.3 FLUIDE INDUSTRIEL .....	9
1.3.1 Définition .....	9
1.3.2 Propriétés physiques.....	9
1.3.2.1 Compressibilité .....	10
1.3.2.2 Masse volumique .....	10
1.3.2.3 Poids volumique (poids spécifique) .....	11
1.3.2.4 Volume massique (volume spécifique) .....	11
1.3.2.5 Viscosité .....	11
1.3.3 Régime d'écoulement.....	12
1.3.4 Débit .....	13
Débit volumique.....	14
Débit massique .....	14
1.4 Techniques de mesure du débit .....	15
1.4.1 Débitmètres à organe déprimogène.....	15
1.4.1.1 Tube de Venturi.....	16
1.4.1.2 Diaphragme (ou plaque à orifice) .....	17
1.4.1.3 Tuyère (et Venturi-tuyère) .....	18
1.4.2 Débitmètre à effet Coriolis.....	18
1.4.3 Débitmètres électromagnétiques .....	20
1.4.4 Débitmètre à turbine.....	25
1.4.5 Débitmètre ultrasonique .....	27
1.5 CONCLUSION .....	31
<i>CHAPITRE 2 La métrologie et la modélisation physique d'un système du comptage dynamique</i>	



2.1 INTRODUCTION.....	32
2.2 Métrologie .....	32
2.2.1 Définition de la métrologie .....	32
2.2.2 Les termes métrologiques .....	33
2.2.2.1 Grandeur.....	34
2.2.2.2 Unité .....	34
2.2.2.3 Valeur d'une grandeur.....	34
2.2.2.4 Valeur vraie .....	34
2.2.2.5 Valeur conventionnellement vraie .....	35
2.2.2.6 Mesurande .....	35
2.2.2.7 Mesurage .....	35
2.2.2.8 Mode opératoire (de mesure) .....	35
2.2.2.9 Grandeurs d'influence .....	35
2.2.2.10 Mesure (X) .....	36
2.2.2.11 Système de mesure .....	37
2.2.3 Les méthodes générales de mesures.....	37
2.2.3.1 Mesures par déviation .....	37
2.2.3.2 Mesures par comparaison.....	38
2.2.4 Méthodologie d'incertitude.....	39
2.2.4.1 Définition de l'incertitude .....	39
2.2.4.2 Types d'incertitudes .....	36
2.3 Erreurs de mesure.....	41
2.3.1 Erreurs dues à l'appareillage utilisé .....	41
2.3.1.1 Fidélité.....	42
2.3.1.2 Justesse (exactitude).....	43
2.3.2 Erreur due à l'évolution de la température.....	43
2.3.3 Erreurs parasites .....	44
2.3.4 Composantes de l'erreur de mesure .....	44
2.3.4.1 Partie systématique.....	44
2.3.4.2 Partie aléatoire.....	44
2.4 La métrologie d'incertitude en débitmètrie.....	45
2.4.1 Incertitude sur la mesure de pression .....	45
2.4.2 Incertitude sur la mesure de température .....	46
2.4.3 Incertitude sur la mesure de la masse volumique.....	47
2.4.4 Incertitude sur la mesure de la pression différentielle .....	47
2.4.5 Détermination de l'incertitude sur la mesure du débit massique .....	48

2.5 La modélisation d'un système du comptage .....	48
2.5.1 Association Américaine du Gaz (AGA) : .....	49
2.5.2 Correction volumique PTZ .....	49
2.6 Métrologie des différents compteurs industriels .....	50
2.6.1 Rangeabilité ou dynamique de mesure .....	51
2.6.2 Le calibre du compteur.....	51
2.6.3Métrologie des compteurs à ultrasons.....	51
2.6.4 Métrologie des compteurs à turbine .....	52
2.7 CONCLUSION .....	58

### ***CHAPITRE 3 Etalonnage du système de comptage dynamique***

3.1 INTRODUCTION.....	59
3.2 ETALONNAGE.....	59
3.2.1 Définition .....	59
3.2.2 La différence entre étalonnage et calibration d'un système de comptage.....	60
3.3 ETALONNAGE DE SYSTEMES DE COMPTAGE.....	60
3.4 BUT D'ETALONNAGE D'UN SYSTEME DE COMPTAGE.....	61
3.5 CONSIDERATIONS RELATIVES A L'ETALONNAGE.....	63
3.6 CRITERES D'ACCEPTANCE POUR L'ETALONNAGE.....	64
3.6.1 Critères d'acceptanceselon la norme AGA-9.....	64
3.6.1.1 La précision - AGA 9.....	64
3.6.1.2 Répétabilité – AGA 9.....	65
3.6.1.3 Linéarité – AGA 9.....	65
3.6.1.4 Vitesse du son – AGA 9 .....	66
3.6.2 Critères d'acceptance selon la norme NPD.....	67
3.6.2.1 La précision - NPD.....	67
3.6.2.2 La répétabilité - NPD .....	67
3.6.2.3 Linéarité - NPD .....	68
3.7 ETALONNAGE DU DEBITMETRE A ORIFICE .....	68
3.7.1 Introduction .....	68
3.7.2 Procédure détalonnage .....	69
3.8 ETALONNAGE D'UN COMPTEUR A ULTRASONNS .....	71
3.8.1 Généralités.....	71

3.8.2 Description générale de l'étalonnage et les systèmes de l'étalonnage du système de comptage ultrasonique.....	73
3.8.3 Calcul du facteur d'étalonnage pour un compteur ultrasonique selon la norme AGA 9.....	76
3.8.4 Méthodes alternatives de réglage du compteur ultrasonique .....	78
3.8.4.1 Méthode d'ajustement par polynôme de 2e ordre.....	78
3.8.4.2 Méthode d'ajustement par PWL .....	78
3.8.5 La gamme de mesure et sélection du point d'étalonnage .....	79
3.9 CONCLUSION .....	80

***CHAPITRE 4 Analyse de l'incertitude métrologique  
d'un système du comptage industriel***

4.1 INTRODUCTION.....	81
4.2 L'INCERTITUDE DE MESURE .....	81
4.3 MESURE DE DEBIT .....	83
4.4 STATION DE COMPTAGE DE GAZ« GTIM ».....	85
4.5 RAPPEL SUR LE PRINCIPE DE MESURE.....	87
4.6 LE CALCULATEUR «FLOBOSS™ S600+ FLOW » .....	89
4.7 LOGICIEL DE SIMULATION ET CALCUL EMU .....	91
4.8 ETUDE METROLOGIQUE.....	92
4.9 VERIFICATION PRIMITIVE DU SYSTEME DE COMPTAGE DYNAMIQUE DE GAZ : GROUPEMENT TIMIMOUNE.....	94
4.10 CONCLUSION .....	100

***CHAPITRE 5 Interprétation des résultats de simulation  
et le choix de système de comptage***

5.1 INTRODUCTION.....	101
5.2 INTERPRETATION DES RESULTATS DE SIMULATION .....	101
5.3 CRITERES DE CHOIX D'UN SYSTEME DE COMPTAGE .....	102
5.3.1 Mesure, les données de service et la précision désirable .....	102
5.3.2 Caractéristiques du produit hydrocarbures à transporter.....	102
5.3.3 Compteurs à déplacement positif .....	103
5.4 Considérations spéciales du comptage d'hydrocarbures.....	103
5.4.1 Nature du produit hydrocarbure à transporter.....	103
5.4.2 L'importance du produit hydrocarbure .....	103
5.4.3 La solution.....	104
5.4.4 Méthode d'aide.....	104
5.5 METHODOLOGIE TECHNIQUE DE SELECTION D'UN SYSTEME DU COMPTAGE.....	105
5.6 TYPE DU FLUIDE HYDROCARBURE.....	105
5.7 TEMPERATURE ET PRESSION OPERATIONNELLES .....	106

5.8	PLAGE DU DEBIT .....	106
5.9	TYPE DE CAPTEUR .....	107
5.10	PRECISION .....	108
5.11	INSTALLATION.....	108
5.12	MAINTENANCE .....	109
5.13	CYCLE DE VIE.....	110
5.14	Détermination de type de la mesure de volume ou de débit massique .....	110
5.14.1	Masse par rapport au volume .....	111
5.14.2	Catégories de débitmètres en fonction du fluide.....	112
5.14.3	Propriétés physiques.....	112
5.15	CONCLUSION .....	113
	CONCLUSION GENERALE .....	114

# ***INTRODUCTION GENERALE***

## **INTRODUCTION GENERALE**

L'activité d'hydrocarbure se base essentiellement sur : la prospection, l'extraction, le transport aux lieux de production, le stockage, le raffinage et la distribution aux différents types de consommateurs. Ce secteur nécessite un examen particulier. Rien n'est évidemment plus vital pour le bon fonctionnement de ce secteur que ses opérations de comptage transactionnel. Tout produit gaspillé ou non comptabilisé a des répercussions financières. Pire encore, toute fuite de vapeur ou de liquide peut entraîner des émissions dangereuses. Les industries d'hydrocarbure ont besoin d'une stricte application de comptage parfaitement fiable et extrêmement précise. D'ailleurs, elles doivent aussi avoir constamment l'assurance que leurs instruments de mesure fonctionnent correctement et avec précision entre deux étalonnages, pour éviter les incidents et les problèmes de non-conformité à la réglementation [1].

Ce travail est consacré, d'une part, à analyser physiquement et métrologiquement les différents systèmes de comptage utilisés au milieu de l'industrie d'hydrocarbures notamment ceux qui sont dédiés à la transaction commerciale; et d'autre part à la compréhension de l'impact de l'incertitude de mesure sur l'opération du comptage lors d'établir l'étalonnage à ce système en vue d'améliorer la qualité de comptage.

### **Plan de la dissertation**

Le présent travail est composé de cinq chapitres, où chaque chapitre est combiné des références bibliographiques et des développements d'idées sans perte de clarté. En conséquence, ces chapitres sont structurés comme suit:

- Dans le **premier chapitre** intitulé: « *Généralités sur l'opération du comptage industriel* », nous présentons des généralités sur les principes

de fonctionnement fondamentaux qui sont souvent utilisés au comptage au sein de milieu industriel lors de vouloir expédier et transporter les hydrocarbures vers les différents partenariats.

- Cependant **le deuxième chapitre** portant l'intitulé : « *La métrologie et la modélisation physique d'un système du comptage dynamique* », nous citons toutes les propriétés métrologiques qui caractérisent un système de comptage dynamique en donnant des modèles physiques correspondant aux différents types de comptage.
- Dans **le troisième chapitre** : « *Étalonnage du système de comptage dynamique* », nous présentons l'étalonnage établi sur un système de comptage dynamique en prenant en considération les données opérationnelles provenant des industries d'hydrocarbures pour assurer le bon fonctionnement à ce système.
- **Le dernier chapitre** intitulé : « *Analyse de l'incertitude métrologique d'un système du comptage industriel* », consiste à calculer l'incertitude de mesure due de l'opération de comptage à l'aide des logiciels de simulation ayant l'objet de minimiser l'incertitude de mesure qui influe sûrement sur la qualité de comptage dynamique au milieu industriel.

# **CHAPITRE 1**

## *Généralités sur l'opération du comptage industriel*



## **1.1 INTRODUCTION**

Le transport d'hydrocarbures à l'intérieur des conduites ainsi les opérations de comptage appliquées pour connaître les débits appropriés sont devenues indispensables pour toutes les opérations de la production d'hydrocarbures (pétrole ou gaz) et surtout quand il y a l'échange commercial entre deux partenariats différents [2].

Cependant, le débitmètre est considéré comme un élément primaire et principal dans la conception d'un système du comptage où il est implémenté au niveau de la conduite pour mesurer le débit du fluide qui s'écoule dans la conduite.

Pour cela, ce chapitre est destiné à présenter un peu d'historique sur la progression du comptage d'une façon générale et les principes de fonctionnement des débitmètres les plus utilisés dans le transport d'hydrocarbures pour effectuer l'opération du comptage industriel en régime dynamique.

## **1.2 COMPTAGE DYNAMIQUE DES FLUIDES**

### **1.2.1 Historique**

Le mesurage ou comptage d'un gaz en circulation dans une conduite est défini comme l'ensemble des opérations donnant accès à la connaissance de la quantité de gaz ayant traversée une section définie de la conduite pendant un intervalle de temps bien déterminé [3].

Aucun système de comptage réglementaire n'avait lieu avant le XVIII<sup>ème</sup> siècle. Malgré les essais de « Charlemagne » et de nombreux rois qui étaient venu après lui, visant à réduire le nombre de mesures existantes, la France était considérée parmi les pays les plus inventifs et les plus chaotiques dans ce domaine. En 1795, il existait en France plus de sept cents unités de mesure différentes. Les mesures de volume et celles de longueur n'avaient aucun lien entre elles. Pour chaque unité de mesure les multiples et sous multiples s'échelonnaient de façon aléatoire, ce qui rendait tout calcul extrêmement laborieux. Pour comprendre les difficultés

qu'entraînaient de tels systèmes, il convient de considérer le mode actuel de la mesure du temps, survivance de l'ancien système de subdivisions. Dans ce système, tout calcul implique une conversion préalable. L'unité de mesure de base étant déterminée, il " suffisait " désormais d'établir toutes les autres unités de mesure qui en découlaient : le mètre carré et le mètre cube, le litre, le gramme [4].

Le Système international d'unité (SI), successeur du système métrique, est officiellement né en 1960 à partir d'une résolution de la 11ème Conférence générale des poids et mesures. Ce système permet de rapporter toutes les unités de mesure à un petit nombre d'étalons fondamentaux, et de consacrer tous les soins nécessaires à améliorer sans cesse leur définition. C'est là, une des missions des différents laboratoires de métrologie [3].

En Algérie, l'histoire de la mesure ou la métrologie commencé a des années cinquante du siècle dernier on pendant la période coloniale. Puisque l'Algérie était une colonie de la France, des bureaux ont été établis pour surveiller et vérifier les instruments de pesage (les balances et les poids) au niveau des marchés de grande région exemple Alger, Oran, Annaba [3].

Ces bureaux ont atteint leur statut d'après l'indépendance, ils ont été incorporés au ministère de l'Industrie et ont été appelés les bureaux des poids et balances et avaient des bureaux au niveau de quelque Wilaya En 1986, un créé un organisme national de métrologie légale par décret exécutif n ° 86-250 du 30 septembre 1986 en appelle l'office nationale de la métrologie légale. Il se compose d'une direction générale basée à Alger Et des Annexe dans 45 wilaya Sa mission principale est de s'assurer de la fiabilité de la mesure des instruments.

Ses objectifs sont la sauvegarde de la garantie publique, la protection de l'économie nationale sur le plan des échanges nationaux et internationaux et la protection du consommateur. Les instruments assujettis aux contrôles métrologiques sont :

- Instruments de pesage ;

- Instruments de mesure dimensionnelle ;
- Compteurs d'énergie électrique ;
- Compteurs de gaz ;
- Compteurs d'eau ;
- Compteurs turbines ;
- Compteurs horokilométriques (Taximètres) ;
- Analyseurs de gaz d'échappement des véhicules ;
- Distributeurs de carburant (volucompteurs) ;

Citernes, réservoirs, cuves, et avitailleurs destinés au transport et au stockage des hydrocarbures ; Tous les instruments de mesure rentrants dans le système de comptage dynamique (sonde de température, transmetteurs de température, transmetteurs de pression, calculateurs ; Chromatographe [3].

### 1.2.2 But du comptage

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

- ✓ **Le domaine fiscal :** Quand il y a des applications des contrats d'achat, de vente et de transit. Il est à l'origine de l'établissement des statistiques et des prévisions. Il nécessite une mesure rigoureuse et précise préconisée par une réglementation élaborée par les services de métrologie, et devant impérativement respecter la condition sur l'erreur maximale tolérable par le règlement des transactions.
- ✓ **Le domaine technique :** Il donne les informations primaires indispensables à l'exploitation rationnelle des réseaux de transport et de distribution et l'établissement des bilans (répartition des débits dans les canalisations, gestion des stocks, prévision de consommation, étude de réseau, ...etc.).

### **1.2.3 Installation**

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

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

### **1.2.4 Station de comptage dynamique**

Une station de comptage peut être située :

- 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 :

- ✓ **Elément primaires** : plusieurs rampes de comptage sont installées en parallèle, actuellement, la plupart d'entre elles sont équipées d'un système 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 ; Sauf pour les comptages divisionnaires car dans ces cas les caractéristiques du gaz sont mesurées en un autre point du réseau.

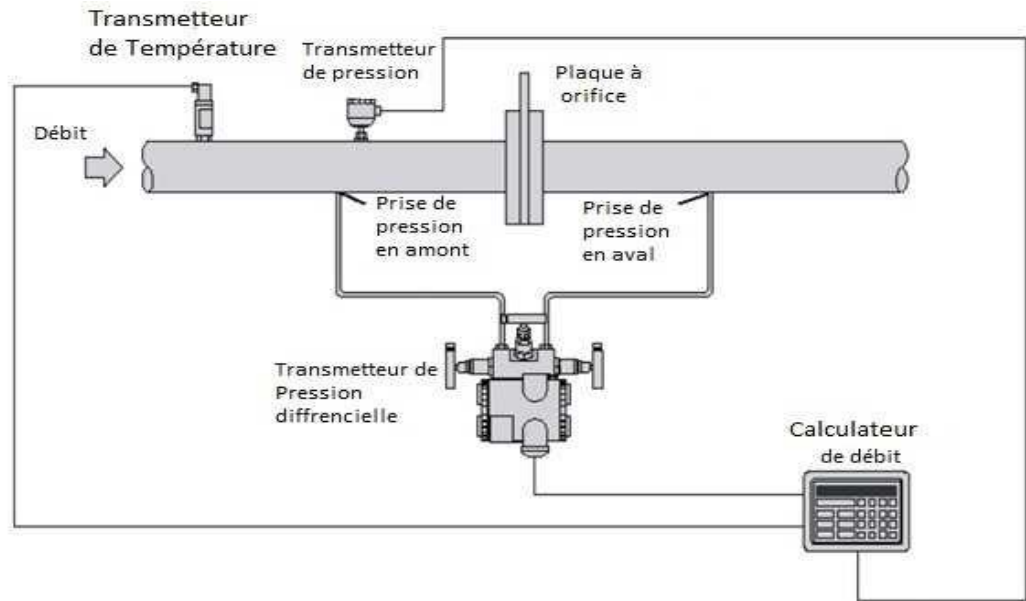


Figure 1.1- Station de comptage [2]

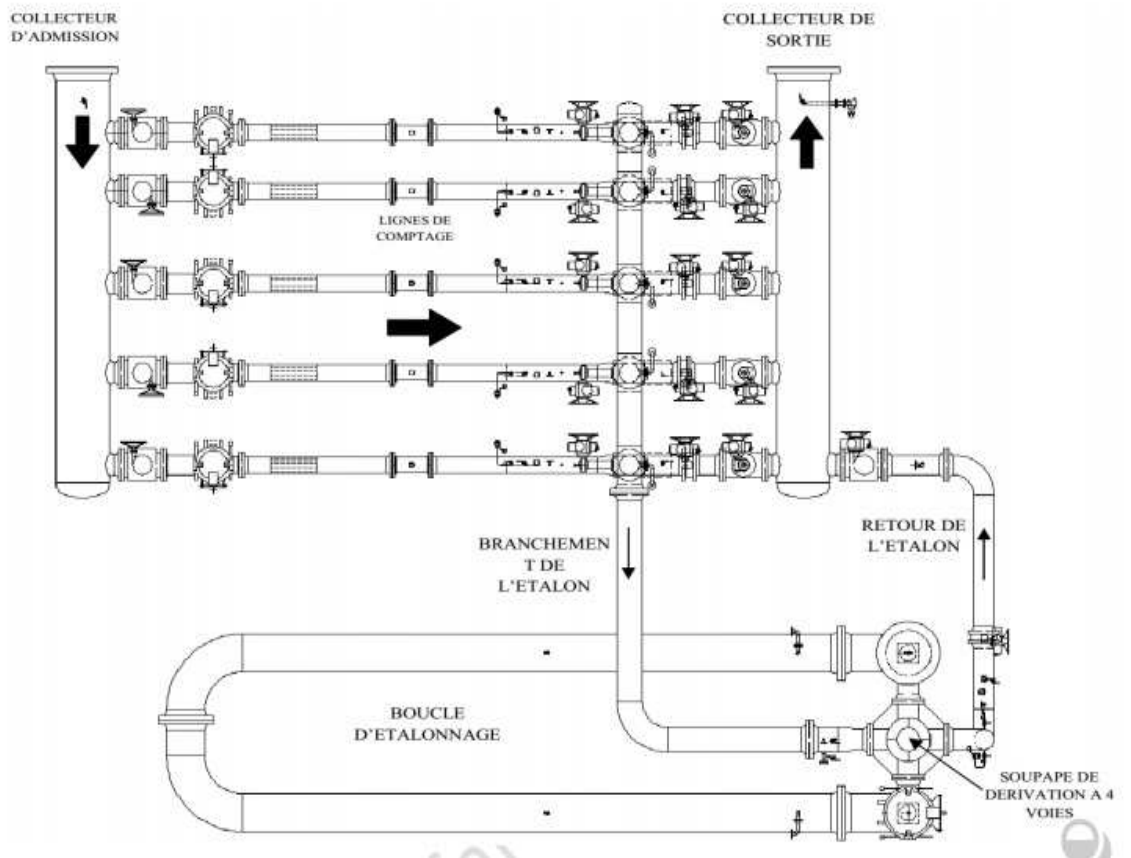


Figure 1.2 -Le banc (unité) de comptage [2].

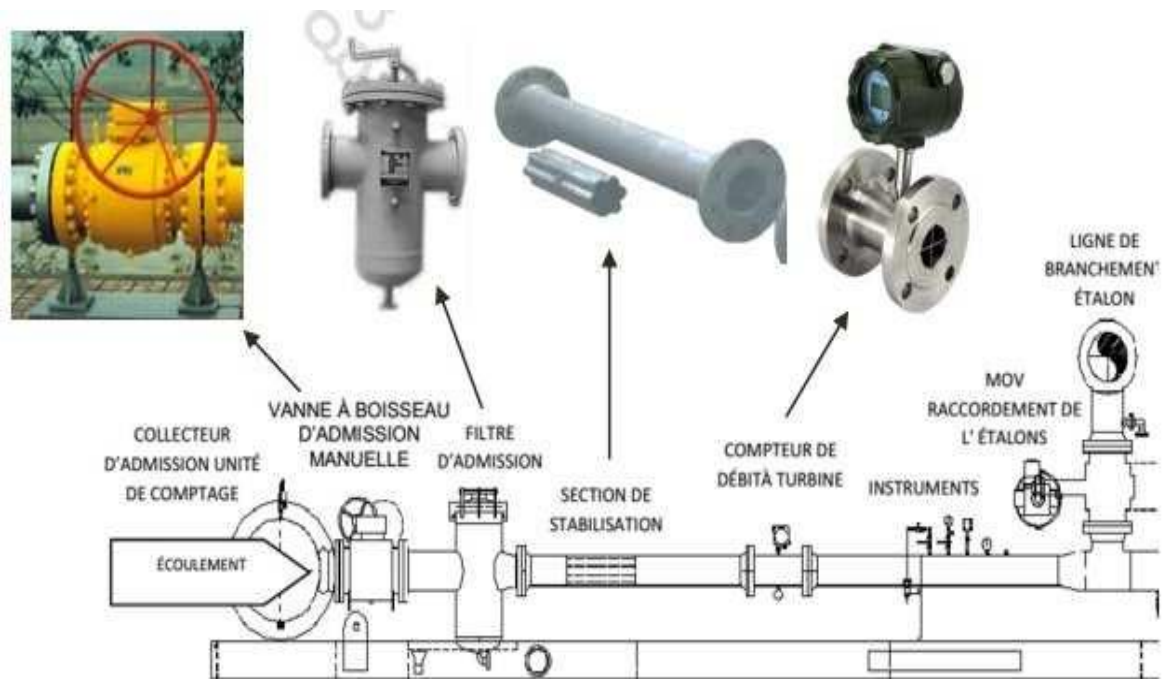


Figure 1.3 - Rampe ou ligne de comptage avec l'étalon [2].

## 1.3 FLUIDE INDUSTRIEL

### 1.3.1 Définition

Le fluide est un corps qui n'a pas de forme propre et qui est facilement déformable. Les liquides et les gaz sont des fluides, ainsi que des corps plus complexes tels que les polymères ou les fluides alimentaires. Ils se déforment et s'écoulent facilement. Un fluide englobe principalement deux états physiques : l'état gazeux et l'état liquide [5].

### 1.3.2 Propriétés physiques

Tous les fluides possèdent des caractéristiques permettant de décrire leurs conditions physiques dans un état donné. Parmi ces caractéristiques qu'on appelle propriétés des fluides :

- ✓ Compressibilité
- ✓ Masse volumique et densité

- ✓ Poids volumique
- ✓ Volume massique
- ✓ Viscosité

### 1.3.2.1 Compressibilité

La compressibilité est le caractère de variation de volume de fluide avec une variation de pression (dp), le volume de fluide subit une diminution de volume (dV) [5]. L'augmentation de pression entraîne une diminution de volume. Le coefficient de compressibilité est donné par la formule suivant :

$$\beta = \frac{dV/V}{dp} = -\frac{dV}{dpV} (Pa^{-1}), (m^2/N) \quad (1.1)$$

$\beta$  : Coefficient de compressibilité ( $m^2/N$ )

V : volume de fluide ( $m^3$ )

dV : variation de volume ( $m^3$ )

dp : variation de pression, ( $N/m^2$ )

### 1.3.2.2 Masse volumique

a) **Masse volumique** : La masse volumique  $\rho$  d'un fluide est la masse de l'unité de volume de ce fluide. Elle s'exprime en  $kg/m^3$ . Les fluides sont caractérisés par leur masse volumique :

$$\rho = \frac{masse}{Volume} = \frac{M}{V} \quad (1.2)$$

- M : Masse du fluide (kg)
- V : Volume du fluide ( $m^3$ )
- $\rho$ : Masse volumique ( $kg/m^3$ )

Fluides	mercure	eau de mer	eau pure	huile	essence	Butane	air
$\rho(kg/m^3)$	13 600	1030	1000	900	700	2	1.293

**Tableau 1.1** -Masses volumiques des différents fluides

**b) Densité :** Elle mesure le rapport de la masse volumique du fluide rapportée à un corps de référence. C'est une grandeur sans unité définie par :

$$d = \frac{\rho}{\rho_{\text{réf}}} \quad (1.3)$$

Le corps de référence dépend de l'état physique du corps :

- **Eau :** pour les solides et les liquides
- **Air :** pour les gaz

Les liquides sont caractérisés par une masse volumique relativement importante ;

$$\rho_{\text{liquide}} \gg \rho_{\text{gaz}} \quad (1.4)$$

Pour les gaz, la masse volumique dépend de la température et de la pression.

### 1.3.2.3 Poids volumique (poids spécifique)

Il représente la force d'attraction exercée par la terre sur l'unité de volume, c'est-à-dire le poids de l'unité de volume.

$$\omega = \frac{G}{V} = \frac{Mg}{V} = \frac{\rho V g}{V} \quad \omega = \rho g \quad (1.5)$$

### 1.3.2.4 Volume massique (volume spécifique)

C'est le volume qu'occupe l'unité de masse d'une substance, c'est l'inverse de la masse volumique

$$v = \frac{V}{M} = \frac{V}{\rho V} = \frac{1}{\rho} \quad (1.6)$$

### 1.3.2.5 Viscosité

La viscosité d'un fluide est la propriété de résister aux efforts tangentiels qui tendent à faire déplacer les couches de fluide les unes par rapport aux autres. Lorsque



le fluide se déplace en couches parallèles ; le facteur de proportionnalité est le coefficient de viscosité dynamique ( $\mu$ ) et on écrit alors :

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad (1.7)$$

La viscosité cinématique,  $\nu$ , est définie comme étant le rapport entre la viscosité dynamique et la masse volumique.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{m}^2/\text{s}) \quad (1.8)$$

Dans le système SI, l'unité de la viscosité dynamique est le (Pa.s) ou (kg/ms) ou Pl

Pa.S : Pascal seconde

Pl : Poiseuille avec  $1 \text{ Pa.s} = 1 \text{ Pl} = 1 \text{ kg/ms}$

Dans le système CGS, l'unité est le Poise (Po) avec  $1 P_0 = 10^{-1} \text{ Pl}$

Dans le système SI, l'unité de la viscosité cinématique,  $\nu$ , est le ( $\text{m}^2/\text{s}$ ) ; dans le système CGS l'unité est le stokes où  $1 \text{ stokes} = 1 \text{ cm}^2/\text{s} = 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$

### 1.3.3 Régime d'écoulement

En physique, il y a un nombre important sans dimension, caractérisant :

$$\text{rapport} = \frac{\text{force-inertie}}{\text{force-frottement}} \quad (1.9)$$

Ce nombre, dans les écoulements au sein de canalisations cylindriques s'exprime par :

$$Re = \frac{\rho \cdot v_{\text{moy}, Qv} \cdot D}{\mu} \quad (1.10)$$

Où  $\rho$  est la masse volumique du fluide,  $\mu$  sa viscosité dynamique (Pa.s), et D le diamètre de la canalisation cylindrique [6].

- si  $Re \leq 2000$  : **le régime est laminaire**, les forces de frottement dominant dans ce type d'écoulement, la conséquence est que les couches de fluide glissent les unes sur les autres sans s'entremêler. Le profil des vitesses est parabolique
- si  $2000 < Re < 2300$  : **le régime est transitoire**, mais, s'il est turbulent à un certain instant, alors, il le restera.
- si  $Re \geq 2300$  : **le régime est turbulent**, les forces d'inerties dominant et les lignes de courant se mêlent. La distribution des vitesses selon une section droite est « écrasée ». Autrement dit, la vitesse moyenne est très peu éloignée des vitesses réelles.

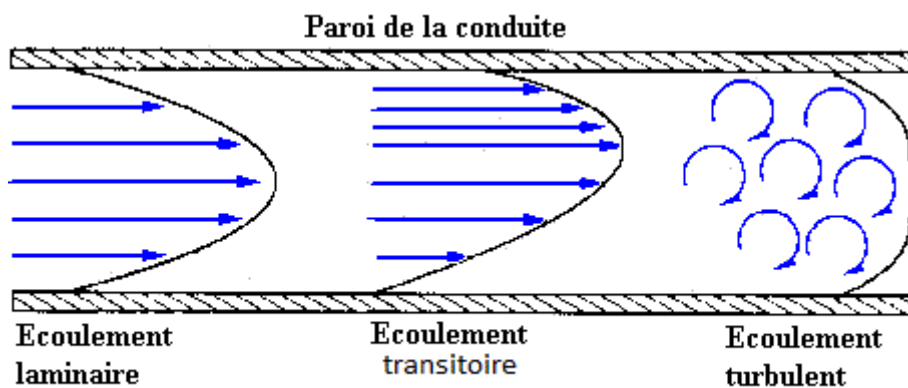


Figure 1.4 - Différents régimes d'écoulement [6].

### 1.3.4 Débit

Le débit est la quantité du fluide (exprimée par une masse ou un volume) qui passe à chaque unité de temps à travers une section [7].

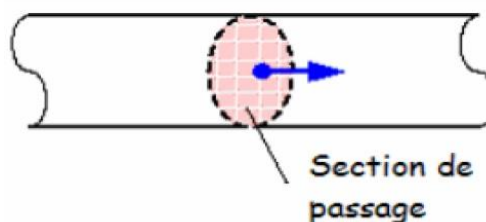


Figure 1.5 -Le débit du fluide dans une conduite [7].

En pratique, nous distinguons deux types de débits :

### Débit volumique

Le débit volumique s'exprime en  $m^3/s$  [6]. Pour un écoulement laminaire (Figure 1.4), la connaissance de la vitesse du fluide et de la section de la canalisation suffit pour déterminer le débit du fluide (égalité 3). Lors de la mise en place de ces capteurs, on s'attachera à les placer dans des parties droites de canalisation et à distance respectable (en général plusieurs fois le diamètre de la canalisation) de dispositif générant des pertes de charges importantes (coude, restriction, vannes, etc...) [8].

Dans un tube de Pitot (Figure 1.5), la mesure des pressions statique et totale permet de connaître la vitesse du fluide.

$$V(m/s) = \sqrt{\frac{2(P_{total}(Pa) - P_{statique}(Pa))}{\rho(kg/m^3)}} \quad (1.11)$$

### Débit massique

Le débit massique s'exprime en  $kg/s$  [6]. Ce débit peut également être utilisé pour exprimer le passage d'une quantité de matière (exprimée en masse) à travers une section à chaque unité de temps. Pour exprimer ce débit massique ( $Q_m$ ), Il peut être également important de considérer la température du fluide, car celle-ci influence la valeur du facteur de densité. Ainsi, l'équation devient :

$$Q_m = \rho \cdot A \cdot v \quad (1.12)$$

Où

$Q_m$  débit massique ( $kg/s$ );

$\rho$  Facteur de densité du liquide ( $kg/m^3$ );

A aire de la section ( $m^2$ );

$v$  vitesse du liquide au travers de l'aire de la section (m/s).

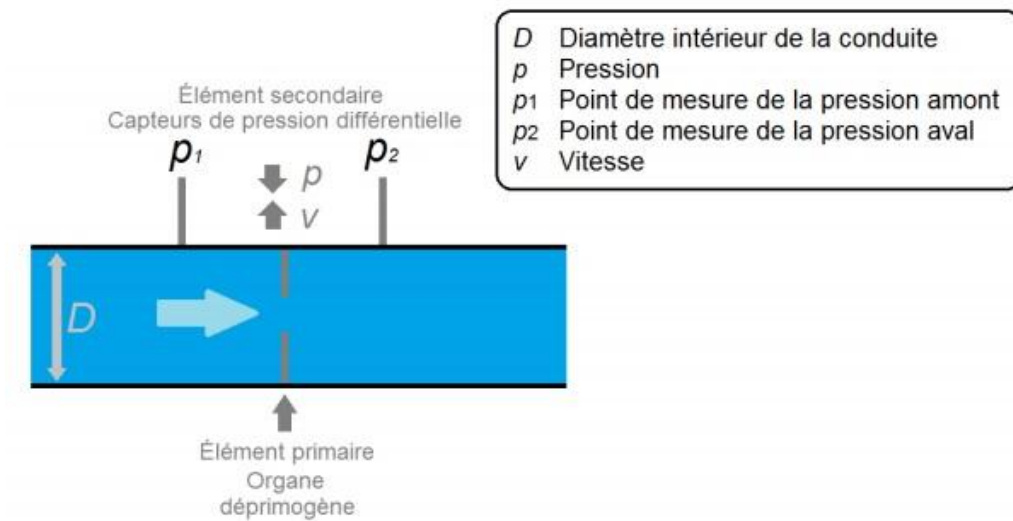
## 1.4 Techniques de mesure du débit

### 1.4.1 Débitmètres à organe déprimogène

Ce type de débitmètre base sa mesure de vitesse sur la mesure de la pression différentielle. Le fluide doit passer par une restriction géométrique (nommé « organe déprimogène »), ce qui crée une différence de pression entre les conditions en amont et en aval de la restriction. Compte tenu du fait que la quantité de fluide reste la même en amont et en aval de la restriction (principe de conservation de l'énergie) et que le fluide doit circuler en totalité pendant la même durée, la vitesse de passage du fluide au niveau de la restriction doit donc nécessairement augmenter. Ainsi, puisque la vitesse varie en fonction du débit, un débit plus élevé signifie une plus grande vitesse et donc une plus grande différence de pression en amont et en aval de la restriction. Cette variation de pression permet de déduire le débit volumique [9].

Ce débitmètre est donc constitué de deux dispositifs (*Figure 1.6*) :

- ✓ **Un organe déprimogène** : Celui qui provoque une différence de pression ( $\Delta p$ ) (élément primaire)
  
- ✓ **Un capteur de pression différentielle** : (élément secondaire) Il sert à mesurer la différence de pression et fournit une valeur de débit.



**Figure 1.6** -Illustration générale d'un débitmètre à base de pression différentielle [9].

Les débitmètres à organe déprimogène se répartissent en quatre catégories et se composent des éléments suivants : Tube de Venturi, plaque à orifice et Venturi-tuyère.

#### 1.4.1.1 Tube de Venturi

- ✓ Convergent d'entrée (partie décroissante), où se produit l'accélération du fluide;
- ✓ Col cylindrique;
- ✓ Évasement divergent (partie croissante), où le fluide retrouve sa pression d'origine;
- ✓ Prises de pression en amont et au niveau de la restriction (col cylindrique).

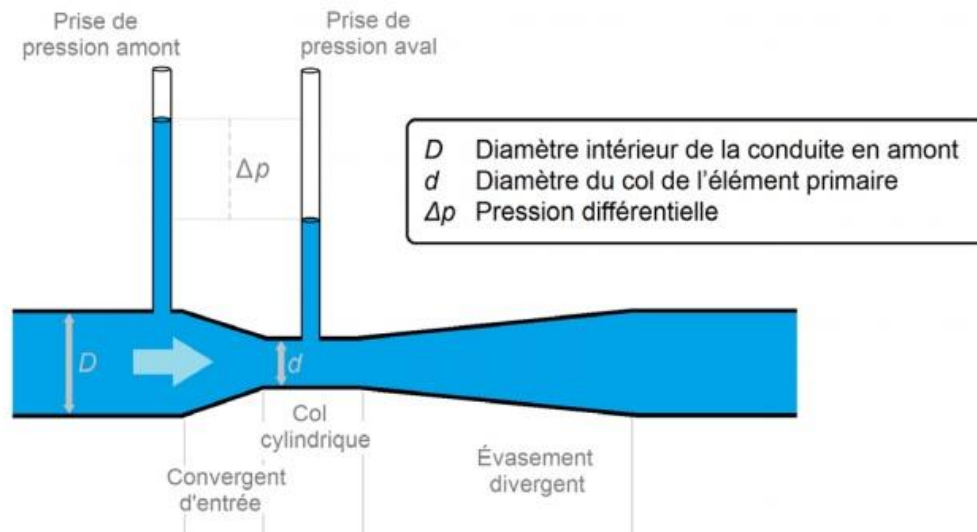


Figure 1.7 - Tube de Venturi [9].

#### 1.4.1.2 Diaphragme (ou plaque à orifice)

- ✓ Plaque rigide, en acier inoxydable, de faible épaisseur, et percée d'un orifice d'un diamètre et d'une forme bien définie (forme circulaire, carrée, ovale, triangulaire, etc.);
- ✓ Cette plaque est introduite dans la canalisation perpendiculairement au sens de l'écoulement;
- ✓ Prises de pression en amont et en aval de la plaque.

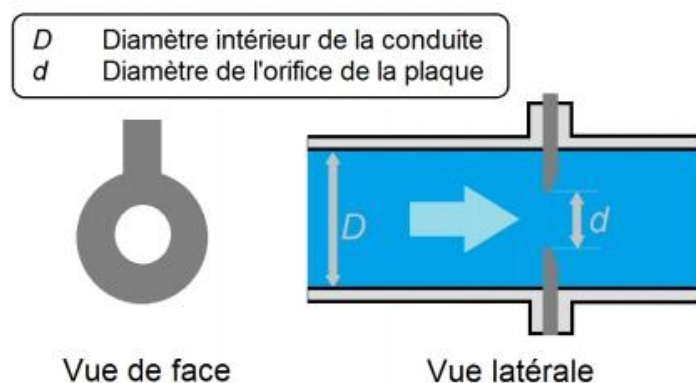
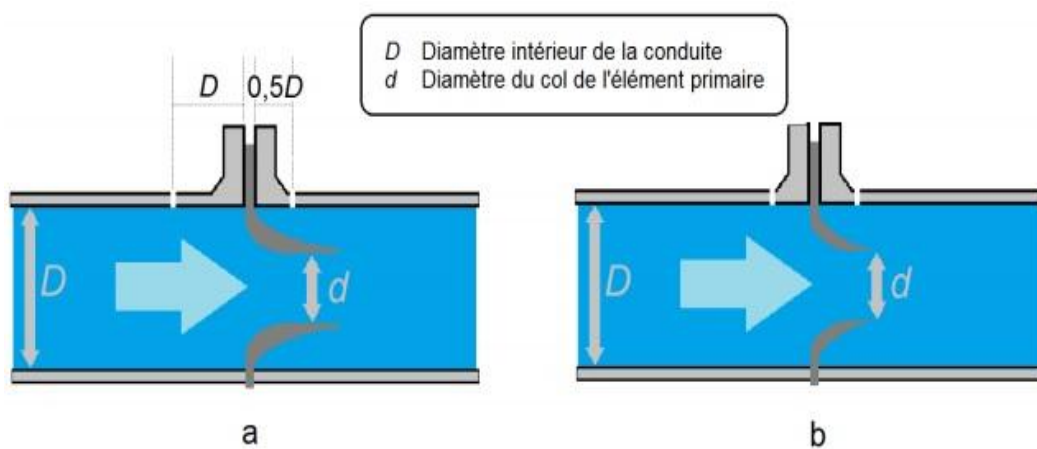


Figure 1.8 - Diaphragme (plaque à orifice) [9].

### 1.4.1.3 Tuyère (et Venturi-tuyère)

- ✓ Convergent arrondi;
- ✓ Col cylindrique suivant la ligne de la conduite;
- ✓ Ne comporte pas de section divergente;
- ✓ Prises de pression en amont et au niveau de la restriction (col cylindrique);
- ✓ Considérée comme une variante du tube de Venturi et présente des caractéristiques intermédiaires entre le tube de Venturi et le diaphragme.



**Figure 1.9** -Tuyère à long rayon (a) et tuyère ISA (b) [9].

Cône de mesure (Figure 1.10) :

- ✓ Tube d'écoulement à bride;
- ✓ Cône (son nez peut être plat, pointu, incurvé ou en forme de coude) dont le diamètre ( $d_c$ ) se mesure à la section A;
- ✓ Structure de support servant à maintenir le cône concentriquement au centre de la conduite;
- ✓ Prises pour la mesure de pression amont et aval.

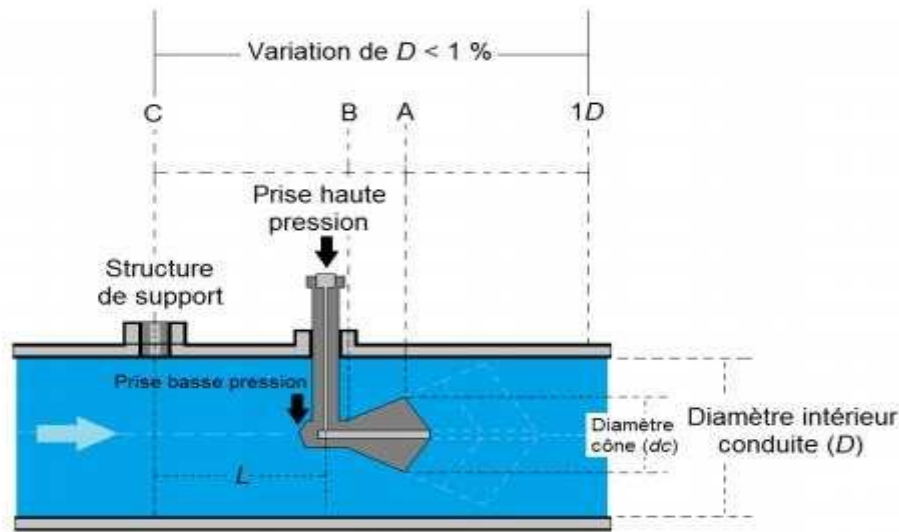


Figure 1.10 - Cône de mesure [9].

### 1.4.2 Débitmètre à effet Coriolis

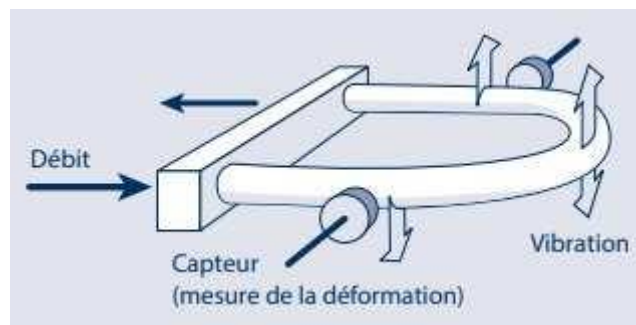
En 1835 Gaspard-Gustave Coriolis, un scientifique français, décrivait le phénomène qui porte son nom désormais : un objet en mouvement est dévié de sa trajectoire linéaire lorsqu'il est observé depuis un référentiel en rotation. Dans les années 70, « l'effet Coriolis » a trouvé des applications pour les débitmètres massiques : un fluide passe au travers d'un tube en vibration et crée des changements de fréquence, de phase ou d'amplitude, proportionnelles au débit massique au travers du tube, donnant en plus la densité du fluide en sortie secondaire [10].





**Figure 1.11** - Débitmètre à effet Coriolis [8].

Le principe est assez ancien et s'appuie sur la loi Newtonienne qui régit le mouvement d'un point matériel dans un référentiel inertiel dans lequel on peut écrire  $f = m * \gamma$ , où  $f$  représente la résultante des forces appliquées agissant sur le mobile,  $m$  sa masse et  $\gamma$  son accélération [11].



**Figure 1.12** - Schéma de principe d'un débitmètre à effet Coriolis [10].

Si l'on étudie le mouvement d'un référentiel quelconque (par exemple celui lié au fluide en mouvement) par rapport à un autre référentiel la loi du mouvement prend la forme suivante:

$$f = m * (\gamma_r + \gamma_e + \gamma_c) \quad (1.13)$$

Avec:

$\gamma_r$ : Accélération Relative du mobile (dans son repère)  $\Rightarrow f_r = m * \gamma_r$

$\gamma_e$ : Accélération d'Entraînement  $\Rightarrow f_e = m * \gamma_e$

$\gamma_c$ : Accélération Complémentaire ou accélération de Coriolis  $\Rightarrow f_c = m * \gamma_c$

m: Masse du fluide mobile.

L'accélération de Coriolis à pour expression:

$$\bar{\gamma}_c = 2\bar{\omega} \wedge \bar{V}_r \quad (1.14)$$

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 diaphragme. Le fluide s'écoule dans le tube de mesure et 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 [4].

### 1.4.3 Débitmètres électromagnétiques

Son apparition avait lieu depuis 1830, les premiers débitmètres électromagnétiques industriels ne sont apparus en Hollande que dans les années 1950.

Depuis cette date cette technologie n'a cessé de progresser, bénéficiant des nouvelles connaissances scientifiques et techniques. Par exemple, les nouveaux matériaux ont permis au capteur d'élargir son champ d'application. C'est aujourd'hui sans conteste le débitmètre le plus vendu. C'est aussi le moins contraignant à utiliser et le moins cher du marché si on prend en compte le rapport qualité de la mesure/prix [12].

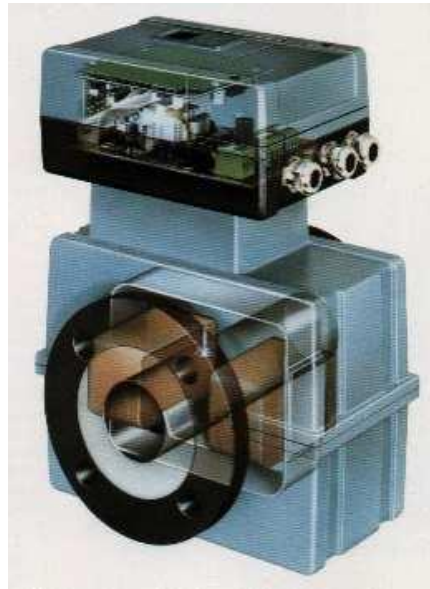


Figure 1.13 - Débitmètre électromagnétique [13].

Nous savons que tout conducteur en mouvement dans un champ magnétique est le siège d'une force électromotrice induite qui s'écrit:

$$E = K d\Phi/dt \quad (1.15)$$

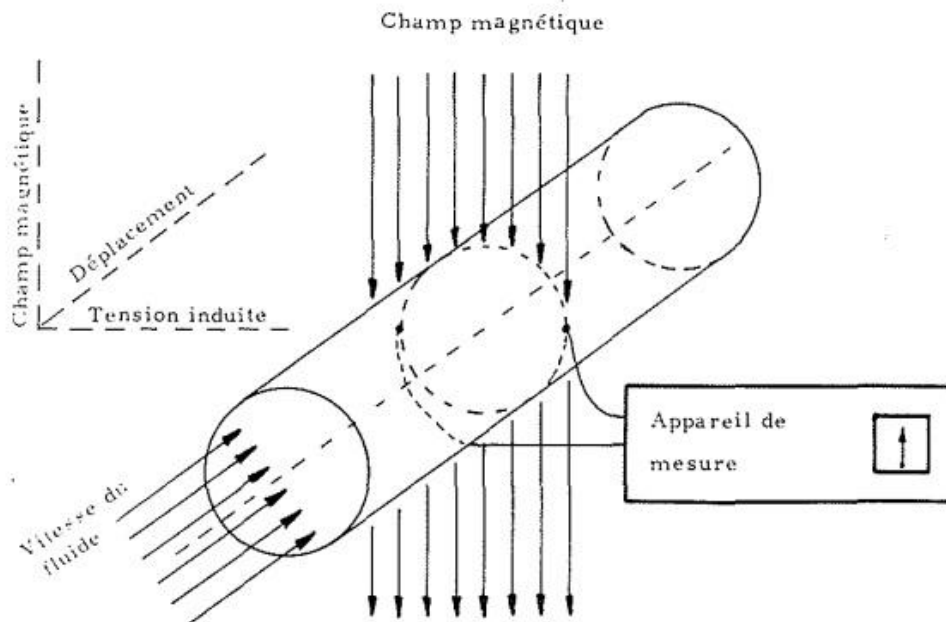
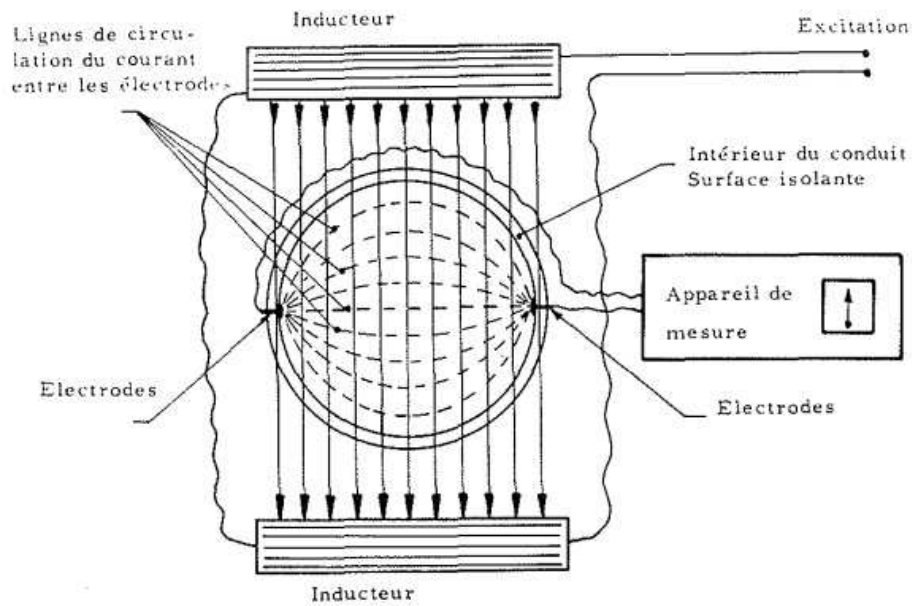


Figure 1.14 - Schéma de principe de Débitmètre électromagnétique [13]



**Figure 1.15** - Schéma de circuit du courant dans Débitmètre électromagnétique[13]

Un liquide se déplaçant dans un champ magnétique au contact de deux électrodes fixes produit de la même manière une force électromotrice induite disponible sur ces électrodes et représentative de sa vitesse instantanée.

Ce principe conduit à la réalisation de différents capteurs permettant de mesurer les vitesses et les débits des fluides conducteurs. Le débitmètre électromagnétique, dispositif le plus courant, assure la mesure d'un débit dans une conduite fermée; d'autres montages permettent les mesures locales de vitesses dans des fluides en mouvement [13].

Nous décrirons, plus particulièrement, les premiers dont la compréhension amène plus naturellement la description des dispositifs spéciaux. Un débitmètre électromagnétique se compose de : (Figure 1.14)

- un tube à parois intérieures isolantes dans lequel circule le fluide,
- un circuit magnétique produisant un champ perpendiculaire à l'axe du tube,

- une paire d'électrodes situées aux extrémités d'un diamètre perpendiculaire aux lignes de forces du champ magnétique.

En première approximation la tension induite s'écrit :

$$E = K . H . L . V \quad (1.16)$$

$H$  : exprime l'intensité du champ magnétique,

$L$  : la distance entre les électrodes soit un diamètre,

$V$  : la vitesse du fluide,

$K$  : représente un coefficient se rapportant au système d'unités choisi.

En prenant les unités: cm, cm/s, oersted,  $K = 10^{-8}$  ; avec le système international (m, mis, tesla),  $K = 1$ .

Dans les réalisations courantes, les champs magnétiques, du fait de l'importance de l'entrefer, dépassent rarement une centaine d'oersted, ce qui conduit à des tensions de mesure de l'ordre du millivolt pour une vitesse de 1 mis.

Le principe électromagnétique permet aussi de réaliser des capteurs de vitesse utilisables dans une veine liquide étendue (canal, rivière) ou au voisinage d'une paroi (coque de navire). [13].

### Rappel de physique

Nous supposons un conducteur  $ab$  qui se déplace dans un champ magnétique uniforme  $B$  (*Figure 1.16*). On peut alors écrire :

$$\overline{E}_m = \overline{V} \wedge \overline{B} \quad (1.17)$$

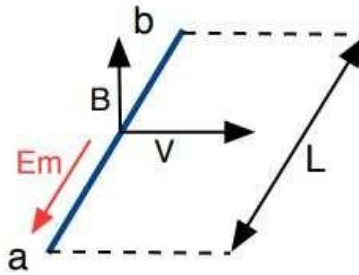


Figure 1.16 - Induction électromagnétique [14].

V = Vitesse de déplacement du conducteur

L = Longueur du conducteur

B = Champs magnétique uniforme et constant

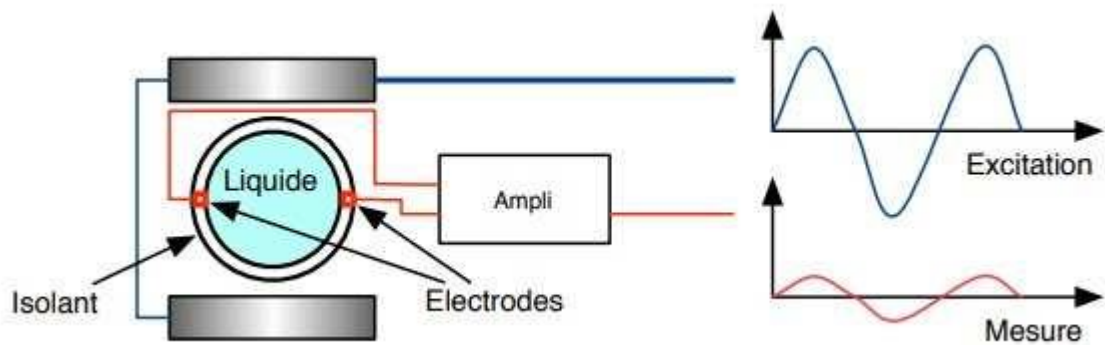


Figure 1.17 – Capteur de débit électromagnétique [14].

L'induction magnétique, de l'ordre de  $10^{-3}$  à  $10^{-2T}$ , est produite par deux bobines placées de part et d'autre de la conduite de mesure (fig. 16). La conduite est en matériaux amagnétiques et est revêtue sur 12 Instrumentation CIRA Chap. V : Capteurs de débit sa surface intérieure d'une couche isolante. Deux électrodes de mesure sont placées aux extrémités du diamètre perpendiculaire au champ B. Les bobines sont alimentées par une tension alternative (30 Hz par exemple), afin d'éviter une polarisation des électrodes [14].

$$U = K.V.D . B \quad (1.18)$$

Avec :

**U** : tension induite ( Volt )

**B** : champs magnétique ( Tesla )

**D** : diamètre de la conduite (m)

**V** : vitesse du fluide

**K** : constante du capteur.

$$V = \frac{U}{K.D.B} \quad (1.19)$$

$$Q_v = V.S = \frac{U.D}{K.B} \cdot \frac{\pi}{4} \quad (1.20)$$

#### 1.4.4 Débitmètre à turbine

Il s'appelle également « turbine à coupelle » ou « turbine à hélice » ; La norme « EN 12261 » définit les conditions de mesure, les exigences et les essais de ces compteurs [14].

Le dispositif le plus anciennement utilisé était fondé sur le principe de l'anémomètre : une hélice d'une forme plus ou moins élaborée occupait toute la section de passage du flux gazeux.



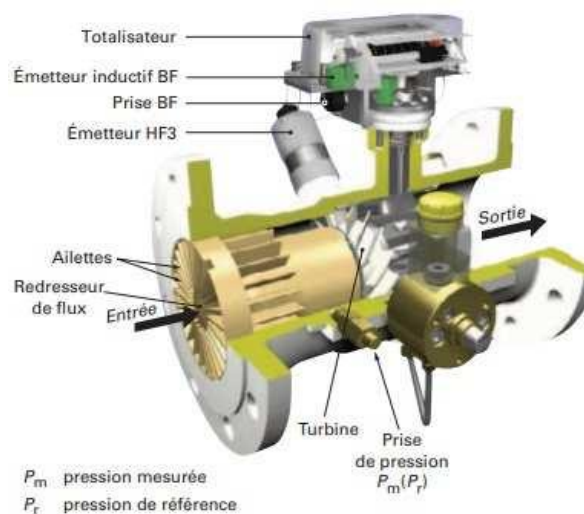
*Figure 1.18* -Débitmètre à turbine [8].

Ce type de débitmètre, désigné aussi comme moulinet, comprend un corps d'épreuve formé d'un ensemble de coupelle ou d'une hélice qui est mise en rotation par le fluide en mouvement (*Figure 1.18*). La vitesse de rotation est mesurée par un dispositif tachymétrique[8].

La vitesse de rotation est, en première approximation, proportionnelle à la vitesse d'écoulement, donc au débit. Si cette hélice entraîne un totalisateur, celui-ci indique le volume ayant traversé l'appareil

Pendant de nombreuses années, ces appareils ont eu une étendue de mesure faible et des qualités métrologiques douteuses qui en ont freiné le développement. Aujourd'hui, ces compteurs sont très largement utilisés, en particulier en transport gaz. Ils présentent une excellente exactitude en débit stabilisé. Ils sont moins encombrants et moins chers que les compteurs à pistons rotatifs de calibre équivalent [14].

À l'entrée de l'appareil, l'écoulement est mis en forme 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 (*Figure 1.19*) [15].



*Figure 1.19* - Compteur Fluxi 2000 de la société Actaris [16]



L'écoulement du fluide entraîne la mise en rotation d'une turbine placée dans l'axe de la conduite de mesure. Sa vitesse de rotation qui est mesurée par un tachymètre, est proportionnelle à la vitesse d'écoulement du fluide. La vitesse de rotation de la turbine peut être mesurée par l'intermédiaire d'un capteur inductif. Le passage de chaque pale devant le capteur influe sur le champ magnétique, la variation de flux dans la bobine réceptrice engendre une impulsion à chaque passage [16]. Le nombre d'impulsion par unités de temps (fréquence) est proportionnel au débit instantané :

$$Q_v = 3600 \cdot \frac{f}{K} \quad (1.21)$$

Avec :

$Q_v$  : Débit (m<sup>3</sup> /h)

$f$  : impulsion par seconde (fréquence)

$K$  : coefficient d'étalonnage.

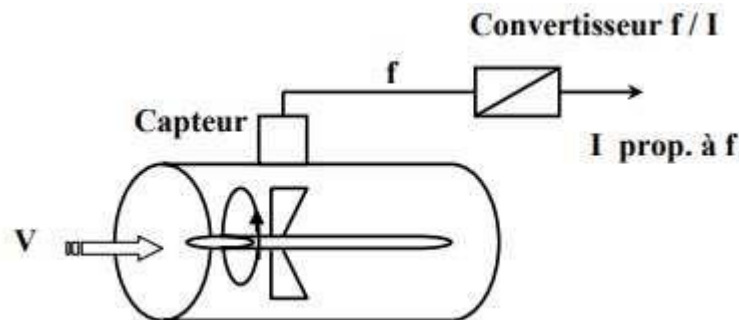


Figure 1.20 - Principe de base du débitmètre à turbine [16].

### 1.4.5 Débitmètre ultrasonique

La norme « ISO CD 17089 » est en projet, Le débitmètre à ultrasons présente un ensemble d'avantages intéressants : bonne incertitude, mesure du débit dans les deux sens d'écoulement, temps de réponse faible, grande robustesse, perte de charge

très faible, voire nulle si on utilise des sondes externes. Cela explique son développement actuel important en comptage industriel et en comptage transport. Les fréquences utilisées en mesure de débit de gaz vont de 100 à 500 kHz. Les sondes principalement utilisées en mesure de débit de gaz sont des sondes intrusives placées par percement de la conduite. Depuis 2001, il est possible d'utiliser des sondes externes appliquées sur la conduite sans percement [15].

On distingue principalement six catégories d'ondes sonores se différenciant par leur mode et leur vitesse de propagation :

- ✓ ondes longitudinales ;
- ✓ ondes transversales ;
- ✓ ondes de surface de Rayleigh ;
- ✓ ondes de Lamb ;
- ✓ ondes de Love.

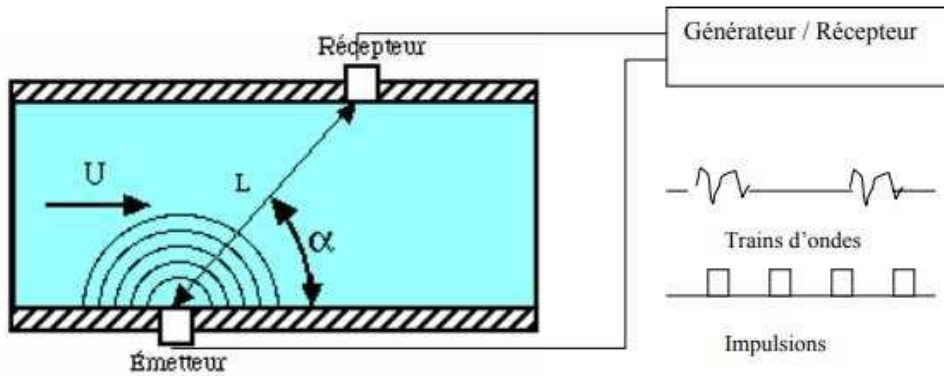
Parmi elles, deux catégories d'ondes interviennent en débitmétrie ultrasonore :

- ✓ les ondes longitudinales (appelées aussi ondes de compression) qui génèrent un déplacement des particules du milieu parallèlement à la direction de propagation.
- ✓ les ondes transversales (appelées aussi ondes de cisaillement) qui produisent un déplacement des particules du milieu perpendiculairement à la direction de propagation [17].

Dans un solide, se propagent aussi bien les ondes longitudinales que les ondes transversales. Dans un fluide (gaz ou liquide), seules se propagent les ondes longitudinales.

Les ondes se propageant dans la paroi d'une conduite sont des ondes longitudinales lorsqu'elles se propagent perpendiculairement à la conduite, et sont des ondes transversales lorsqu'elles se propagent en biais [17].

Il se base 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 [2].



**Figure 1.21** - Principe de fonctionnement du débitmètre ultrasonique [2].

Le temps mis par l'onde ultrasonique pour parcourir la distance L entre l'émetteur et le récepteur est :

$$t = \frac{L}{c + U \cos(\alpha)} \quad (1.22)$$

Où :

c : est la vitesse de propagation du son dans le fluide ;

V : Vitesse du fluide ;

α : angle entre la vitesse V et la direction définie par le couple émetteur/récepteur.

La mesure du temps de transit t permet de déterminer la vitesse moyenne de l'écoulement V et le débit Qv en utilisant l'équation de continuité

### Rappel physique

Si l'on place deux dispositifs émetteurs et récepteurs d'ultrasons sur deux génératrices opposées d'une conduite (Figure 1.22), à une distance L, le temps de trajet aller AB du son est t1, et le temps de trajet retour BA est t2, tels que [15] :

$$t_1 = \frac{L}{c+U\cos\varphi} \quad (1.23)$$

$$t_2 = \frac{L}{c-U\cos\varphi} \quad (1.24)$$

avec

$c$  célérité du son,

$L$  distance entre A et B,

$U$  vitesse de l'écoulement,

$\varphi$  angle du faisceau d'ultrasons par rapport à l'écoulement.

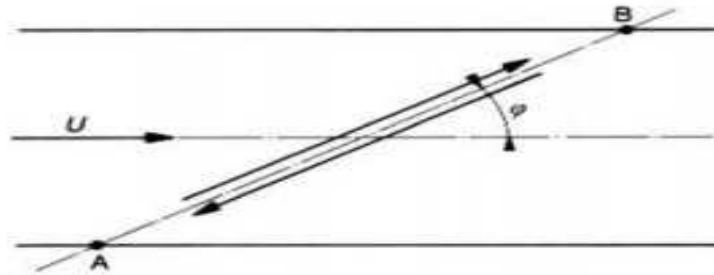


Figure 1.22 – Principe du débitmètre à ultrasons [15].

$$|t_1 - t_2| = \frac{L}{c-U\cos\varphi} - \frac{L}{c+U\cos\varphi} = \frac{2LU\cos\varphi}{c^2 - U^2\cos^2\varphi} \quad (1.25)$$

$$t_1 \cdot t_2 = \frac{L}{c-U\cos\varphi} \cdot \frac{L}{c+U\cos\varphi} = \frac{L^2}{c^2 - U^2\cos^2\varphi} \quad (1.26)$$

Ou encore

$$t_1 \cdot t_2 = \frac{L}{2U\cos\varphi} (t_1 - t_2) \quad (1.27)$$

Et

$$U = \frac{L}{2\cos\varphi} \cdot \frac{t_2 - t_1}{t_1 \cdot t_2} \quad (1.28)$$

L et  $\cos\varphi$  sont définis par construction ; il en résulte que U, donc le débit, peut être connu, indépendamment de la célérité du son, par la seule connaissance des temps  $t_1$  et  $t_2$ , ces deux informations étant traitées par une électronique de calcul associée

## **1.5 CONCLUSION**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents systèmes de comptage dynamiques les plus utilisés dans le transport d'hydrocarbures. Ce qui nous a aidé à comprendre parfaitement leurs principes de fonctionnement ainsi les techniques industrielles qui servent à mesurer le débit d'un fluide, où ce dernier a été envisagé clairement par ce chapitre. Cependant le chapitre qui suit est consacré spécialement à la métrologie d'un système de comptage dynamique.

## CHAPITRE 2

*La métrologie et la modélisation physique  
d'un système du comptage dynamique*

## 2.1 INTRODUCTION

La mesure du débit des hydrocarbures transportés assez toujours en question par les métrologues. Dans la vie industrielle, la métrologie prend en charge la configuration des appareils, mets en service, assure la maintenance et le dépannage, et elle vérifie le bon fonctionnement des enregistrements données opérationnelles. Elle sert par conséquent à contrôler et régler les protections. Ce qui amène à assurer la fiabilité de l'ensemble de la chaîne des données. Pour cela, la métrologie fait également partie du domaine de comptage des hydrocarbures qui recouvre donc des besoins très importants complexes qui nécessitent un appel aux compétences très variées.

A cet égard, ce chapitre a pour objet de lever l'ambiguïté sur le concept de la métrologie des différents systèmes de comptage dynamique trouvés dans l'industrie d'hydrocarbures afin de pouvoir comprendre opérationnellement les propriétés physiques liées au comptage industrielle en les associant par les modèles physiques appropriés.

## 2.2 Métrologie

La nouvelle métrologie, née dans les années 1970, replace les poids et mesures dans l'histoire, dans l'histoire de la société et l'économie, dans l'histoire des sciences et des techniques, dans l'histoire politique et des rapports sociaux et d'échanges marchands. Elle fait encore appel aux conversions pour éclairer le public contemporain sur les valeurs des anciens poids et mesures dans les unités décimales, mais elle a surtout recours aux équivalences internes et externes, les premières, internes, éclairent les rapports numériques entre les anciennes unités liées entre elle en un même lieu dans des systèmes aux architectures simples fondées sur des nombres entiers [18].

### 2.2.1 Définition de la métrologie

La métrologie est définie en science de terminologie comme « **la science de mesure** ». Elle s'intéresse traditionnellement à la détermination de caractéristiques (appelées grandeurs) qui peuvent être fondamentales comme par exemple une longueur, une masse, un temps ... ou dérivées des grandeurs fondamentales comme par exemple une surface, une vitesse ...etc. Pour mesurer une grandeur physique quelconque, il suffit juste de lui affecter une valeur quantitative en prenant pour référence une grandeur de même nature appelée unité. Dernièrement, il existe de nombreuses

caractéristiques n'ayant qu'une relation indirecte avec ces grandeurs. Dans le langage courant des «métrologues», on entend souvent dire mesurer c'est comparer ! [19]. D'ailleurs, La métrologie sert à déterminer la conformité d'un produit mais elle fait partie également de l'amélioration de sa qualité. En pratique, la validation d'une action sur un procédé qu'en vérifiant le résultat de cette action par une mesure.

Les résultats des mesures servent à prendre des décisions [19] :

- ✓ acceptation d'un produit (mesure de caractéristiques, de performances, conformité à une exigence),
- ✓ réglage d'un instrument de mesure, validation d'un procédé,
- ✓ réglage d'un paramètre dans le cadre d'un contrôle d'un procédé de fabrication,
- ✓ validation d'une hypothèse (R&D),
- ✓ définition des conditions de sécurité d'un produit ou d'un système, ...

C'est la science des mesures et ses applications. Elle comprend tous les aspects théoriques et pratiques des mesurages, quels que soient l'incertitude de mesure et le domaine d'application [20].

### **2.2.2 Les termes métrologiques**

Si la gestion l'opération métrologique au sein de l'industrie reste accessible, elle exige l'existence d'un minimum de connaissances concernant à sa terminologie, ainsi aux physiques. Pour cela, Il ne s'agit de définir les principales notions employées lorsque l'opération métrologique est évoquée. L'un des prérequis pour appréhender la métrologie et ses concepts est de se familiariser avec le vocabulaire. Ce dernier et les notions employées ici suivent les préconisations du BIMP (Bureau International des Poids et Mesures) précisées dans des documents du VIM (Vocabulaire International de Métrologie) et GUM (Guide of Uncertainty in Measurement) [21].



### 2.2.2.1 Grandeur

Caractéristique d'un phénomène, d'un corps ou d'une substance, qui est susceptible d'être distingué qualitativement et déterminé quantitativement [21].

- **Sens général** : longueur, temps, masse, etc.
- **Sens appliqué** : longueur d'une tige donnée, masse du corps A, durée d'un cycle donné, etc.

Les symboles des grandeurs selon les normes ISO 80000 s'écrivent en italique : longueur « *l* », énergie « *E* ».

### 2.2.2.2 Unité

Grandeur scalaire réelle, définie et adoptée par convention, à laquelle on peut comparer toute autre grandeur de même nature pour exprimer le rapport des grandeurs sous la forme d'un nombre [21].

### 2.2.2.3 Valeur d'une grandeur

Expression quantitative d'une grandeur particulière, généralement sous la forme d'une unité de mesure multipliée par un nombre.

### 2.2.2.4 Valeur vraie

Valeur compatible avec la définition d'une grandeur particulière donnée. C'est la valeur que l'on obtiendrait par un mesurage parfait (sans incertitudes). Autant dire que la valeur vraie est imaginaire. C'est pourquoi le métrologue doit prendre du recul sur la mesure qu'il effectue.

### 2.2.2.5 Valeur conventionnellement vraie

Valeur attribuée à une grandeur particulière et reconnue, parfois par convention, comme le représentant avec une incertitude appropriée pour un usage donné. Cette valeur est parfois appelée [21] :

- valeur assignée,
- meilleure estimation,
- valeur convenue,
- et valeur de référence.

Cette valeur est retranscrite dans le certificat d'étalonnage (le certificat d'étalonnage fait référence à des conditions particulières pour l'étalonnage). C'est cette valeur qui doit ensuite être prise en compte lors des mesures. Il convient de corriger la valeur vraie avec cette valeur conventionnellement vraie [21].

### 2.2.2.6 Mesurande

Grandeur particulière soumise à mesurage. Dans une nouvelle définition, le mesurande est ce que l'on souhaite mesurer.

### 2.2.2.7 Mesurage

Ensemble d'opérations ayant pour but de déterminer la valeur d'une grandeur.

### 2.2.2.8 Mode opératoire (de mesure)

Ensemble des opérations, décrites d'une manière spécifique, mises en œuvre lors de l'exécution de mesurages particuliers selon une méthode donnée.

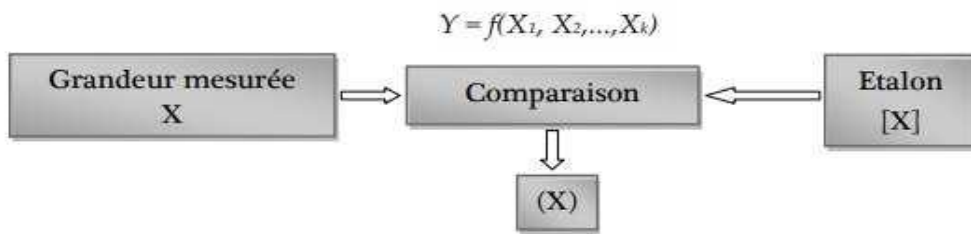
### 2.2.2.9 Grandeurs d'influence

Grandeur qui n'est pas le mesurande mais qui a un effet sur le résultat du mesurage.

### 2.2.2.10 Mesure (X)

La mesure est l'ensemble des opérations ayant pour objet de déterminer la valeur  $\{X\}$  dans des conditions expérimentales spécifiées (appelée aussi mesurande), en la comparant directement ou indirectement à un étalon qui est la représentation matérielle de l'unité  $[X]$  dans laquelle sera exprimée la valeur de  $X$ . Le procédé de mesure est direct lorsque le résultat de la mesure est obtenu par comparaison à un étalon de même nature que la grandeur mesurée (Fig. 1) [20].

Le procédé de mesure est indirect quand une grandeur  $Y$  est liée à des grandeurs  $X_1, X_2, \dots, X_k$  par une relation du type :



**Figure 2.1** -Procédé de mesure [20].

Par exemple, la valeur de l'aire  $S$  d'une surface rectangulaire se calcule à partir de la mesure de la longueur  $L$  et de la largeur  $l$  et en appliquant la relation  $S = Ll$ . Par conséquent, la valeur  $\{Y\}$  de  $Y$  est obtenue, à partir des valeurs de  $\{X_1\}$ ,  $\{X_2\}$ , ...,  $\{X_k\}$  de  $X_1, X_2, \dots, X_k$  selon le procédé de mesure (Fig. 2).

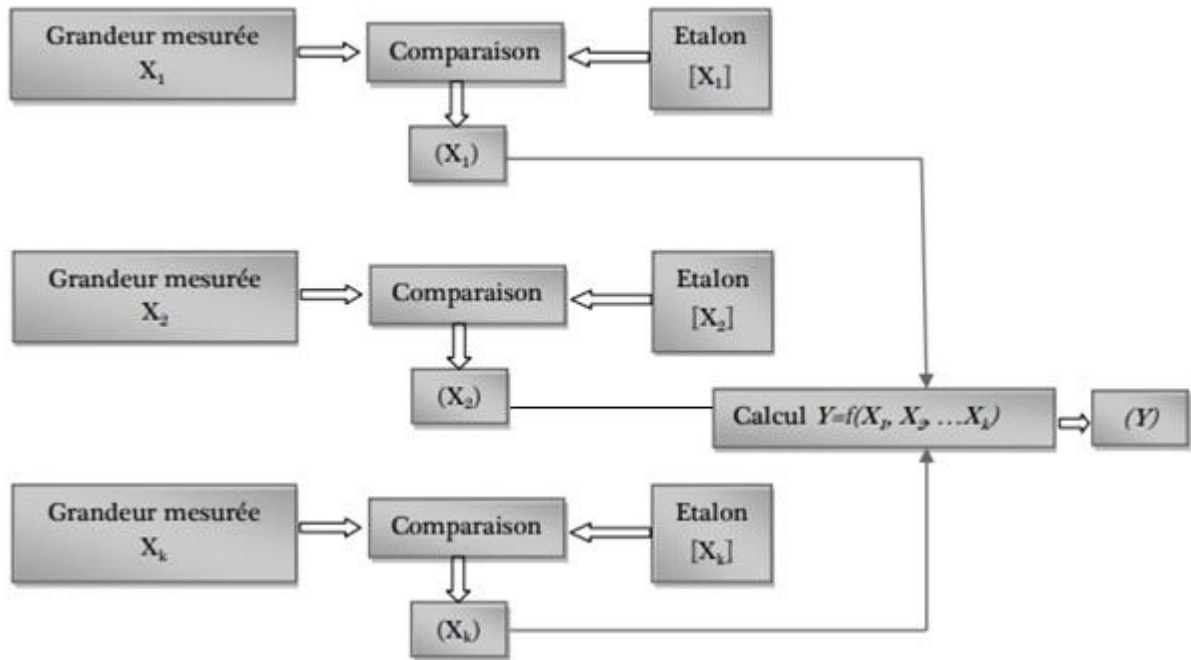


Figure 2.2 – Procédé de mesure directe [20].

### 2.2.2.11 Système de mesure

Un système de mesure contient tout ce qui est nécessaire pour obtenir des valeurs mesurées d'un mesurande. Un instrument de mesure qui peut être utilisé seul est un système de mesure.

## 2.2.3 Les méthodes générales de mesures

### 2.2.3.1 Mesures par déviation

Elle consiste principalement à avoir la déviation d'un système, d'une position d'équilibre qu'il occupait en l'absence de mesurande, à une nouvelle position d'équilibre qu'il occupe en présence du mesurande. L'écart qui se trouve entre les deux positions délivre directement la mesure. Dans la méthode de déviation, les deux positions sont des positions au sens géométrique du mot; elles ne mettent pas en jeu un équilibre particulier de force. Ainsi en est-il de la mesure d'une longueur au pied à coulisse, où l'opérateur déplace les palpeurs pour venir en contact entre

eux (zéro), ou sur la pièce (mesure) [22]. Dans la méthode de déviation et d'équilibre spontané, les positions d'équilibre sont le résultat d'une opposition entre deux forces égales.

Les appareils qui utilisent la méthode de déviation sont innombrables dans tous les domaines de la métrologie appliquée. Quelques types élémentaires sont mentionnés dans le tableau ci-dessous:

Appareil	Grandeur d'entrée (mesurande)	Grandeur d'opposition	Grandeur de sortie
Peson à ressort	force	Contrainte ressort	Allongement
Peson à contrepoids	Force	Moment d'une force	angle
Baromètre à mercure	Pression	Pression hydrostatique	Différence de niveau
Thermomètre à gaz à Pression constante	Température	volume	Déplacement d'un niveau

*Tableau 2.1* - Mesure par déviation

### 2.2.3.2 Mesures par comparaison

Les mesures par comparaison couvrent un très large nombre de mesures de toutes grandeurs. Le principe général est de comparer le mesurande « x » à une grandeur connue de même nature « y » pour obtenir  $x = y$  ou  $x - y = 0$ . Cette grandeur de comparaison est parfois réglée par un opérateur – dont le rôle est celui d'un asservissement et peut être tenu par un dispositif automatique - qui agit sur y pour obtenir que la valeur de (x-y) formée par le détecteur d'écart soit nulle [22]

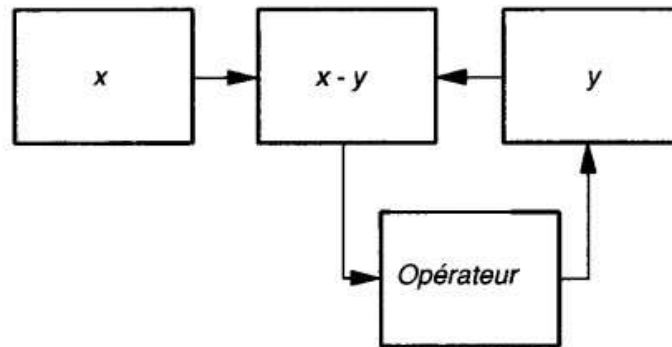


Figure 2.3 - Mesures par comparaison [22]

## 2.2.4 Méthodologie d'incertitude

### 2.2.4.1 Définition de l'incertitude

L'incertitude est un paramètre associé aux résultats d'une mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourrait raisonnablement être attribué au mesurande [1].

### 2.2.4.2 Types d'incertitudes

#### 2.2.4.2.1 Incertitude-type $U_i(x)$

Incetitude sur une grandeur mesurée exprimée en écart-type, son unité est la même que celle de la grandeur mesurée.

#### 2.2.4.2.2 Incertitude relative $U^*(x)$

Incetitude-type divisée par la meilleure estimation, elle est exprimé en pourcentage, on notera :

$$u^*(x) = u_i(x) / x \quad (2.1)$$

### 2.2.4.2.3 Incertitude-type combinée $u_c(y)$

C'est une incertitude réunissant plusieurs sources d'incertitudes, elle est égale à la racine carrée positive de la somme des produits des coefficients de sensibilité  $c_i$  et des incertitudes-type  $u_i$  de chaque source élevés au carré, elle représente l'écart-type du mesurande général. Sa formule générale est [1]:

$$U_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N [c_i u(x_i)]^2} \quad (2.2)$$

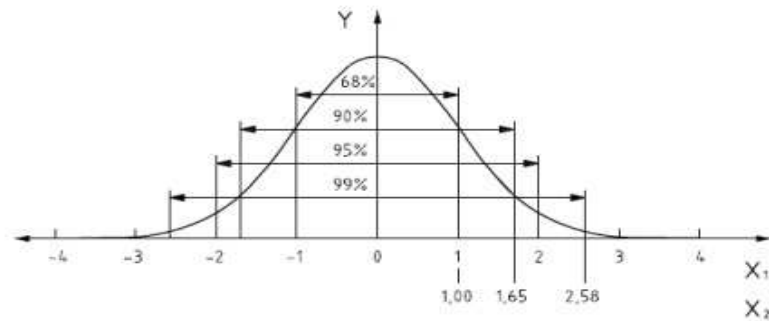
### 2.2.4.2.4 Incertitude combinée relative $u_c^*(y)$

C'est l'incertitude-type combinée divisée par la plus grande estimation, elle est exprimée en pourcentage.

### 2.2.4.2.5 Incertitude élargie $U$ (ou étendue)

Selon les formules de  $u_c$  et  $u_c^*$ , le résultat global est obtenu à partir d'une somme des contributions de l'incertitude-type de chaque source d'entrée à l'incertitude du résultat. L'incertitude type combinée résultante est donc une incertitude-type de la grandeur globale ; En se référant à la figure, on constate que, avec un facteur  $k$  effectif de 1, la bande passante définie par une incertitude-type n'aura qu'un niveau de confiance d'environ 68%, ou une chance de 1 sur 3 qu'elle se situe en dehors de la bande. Ces chances sont peu utiles en termes d'ingénierie et l'exigence normale est de fournir une déclaration d'incertitude avec un niveau de confiance de 90% ou 95%; Dans certains cas extrêmes, 99% ou plus pourraient être nécessaires [1]. Pour obtenir le niveau de confiance désiré, une incertitude étendue,  $U$ , est utilisée conformément à l'équation suivante :

$$U = k U_c(y)$$



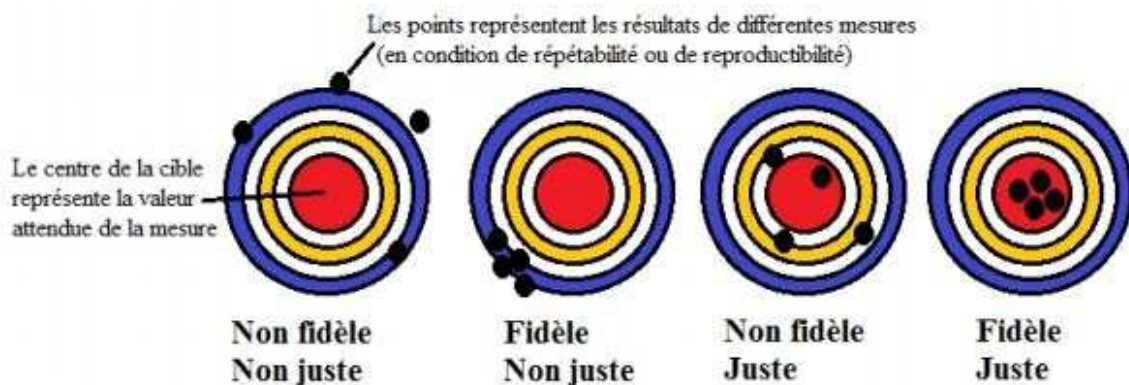
**Figure 2.4:** Facteur de couverture pour différents niveau de confiance pour une distribution normale [1].

## 2.3 Erreurs de mesure

### 2.3.1 Erreurs dues à l'appareillage utilisé

Les appareils de mesure permettent d'attribuer une valeur  $X_i$  à un mesurande (grandeur faisant l'objet de la mesure). La qualité des appareils de mesure peut être caractérisée par :

- ✓ la fidélité ;
- ✓ et la justesse.



**Figure 2.5 -** Représentation de la fidélité et de la justesse sous forme de cible [1].



### 2.3.1.1 Fidélité

Une méthode est fidèle lorsqu'elle donne toujours le même résultat ou des résultats voisins si on la répète sur le même échantillon ... Elle caractérise la dispersion des mesures  $X_i$  d'une même grandeur. On en définit l'écart type  $\sigma$  ou la variance  $\sigma^2$  :

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}} \quad (2.3)$$

Avec :

$$\bar{X} = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{n} \text{ (moyenne des } X_i \text{ )} \quad (2.4)$$

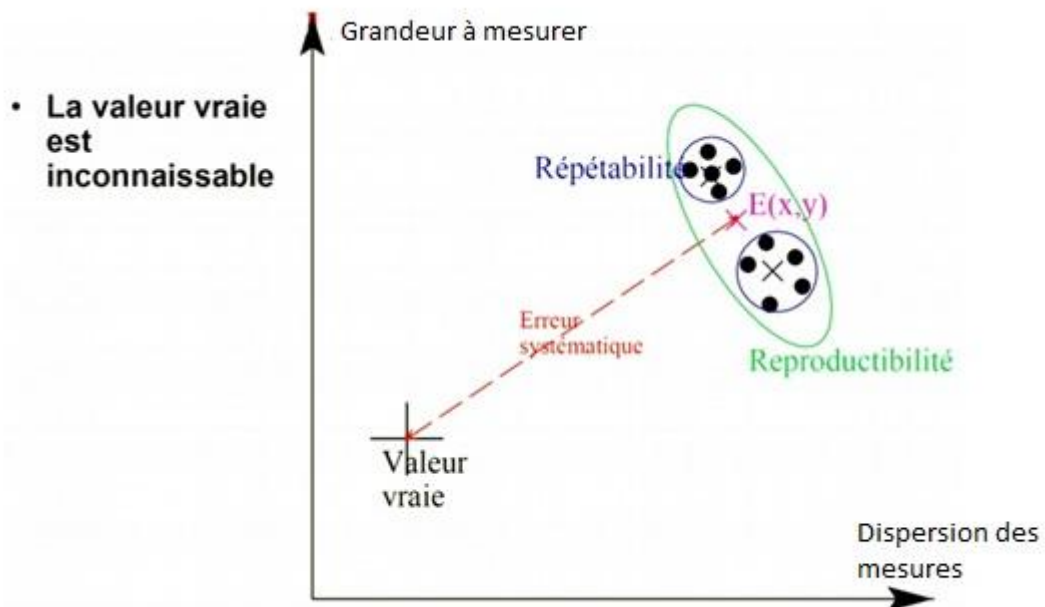


Figure 2.6 - Représentation de la répétabilité et la reproductibilité

- La définition de  $\sigma$  implique un grand nombre de mesures au cours desquelles il convient de s'assurer que le mesurande n'a pas évolué et que l'ambiance est la même.

- La fidélité doit être étudiée en utilisant des étalons ou des échantillons authentiques homogènes.

La fidélité peut être considérée à deux niveaux :

- ✓ **Répétabilité:** Fidélité sous des conditions de répétabilité (même méthode, même laboratoire, même opérateur, même équipement et pendant un court intervalle de temps)
- ✓ **Reproductibilité:** Fidélité sous des conditions de reproductibilité (même méthode dans

### 2.3.1.2 Justesse (exactitude)

Étroitesse d'accord entre le résultat d'une mesure et la valeur attendue (CIBLE ou valeur réputée vraie) [3]. Une méthode est réputée juste quand la moyenne  $\bar{X}$  d'un grand nombre de mesures  $X_i$  est confondue avec la valeur  $X$  du mesurande, quelle que soit la dispersion. L'erreur de justesse  $J$  est définie par :

$$J = \bar{X} - X \quad (2.5)$$

### 2.3.2 Erreur due à l'évolution de la température

Ce type d'erreur est fréquent et il faut y penser constamment. On retiendra la relation qui lie la variation dimensionnelle à l'élévation de la température.

$$\Delta L = \alpha \cdot L_0 \cdot \Delta T \quad (2.6)$$

– Longueur initiale à température  $t_0 = L_0$

– Longueur à la température  $t_1 = L_1$

– Coefficient de dilatation linéaire du matériau =  $\alpha$  en mm/mm.°C Même un solide de 1 mm de long se dilate avec une élévation de température de 1°C.

### 2.3.3 Erreurs parasites

Ces erreurs proviennent d'une faute

### 2.3.4 Composantes de l'erreur de mesure

Il est important de connaître la structure des erreurs de mesure si l'on veut déterminer la valeur de l'incertitude. Quelle que soit la grandeur d'une erreur de mesure et le nombre des paramètres qui en seront à l'origine, celle-ci comprendra toujours deux parties distinctes [21], voir *Figure 2.7*

#### 2.3.4.1 Partie systématique

Cette forme d'erreur se répétera toujours de la même façon et dans le même sens. Elle peut être constante, quand elle est due par exemple au défaut de dimension d'un étalon, ou évolutive, si elle provient par exemple de la dilatation thermique de la pièce mesurée. Elle peut être minimisée lorsque l'on connaît avec précision ses origines en réalisant les corrections appropriées sur les résultats de la mesure [21].

#### 2.3.4.2 Partie aléatoire

Cette forme d'erreur se reproduira d'une façon et dans un sens totalement imprévisible, elle provient de la multiplicité des paramètres indépendants qui interviennent lors de la réalisation de la mesure [21]. De par sa nature aléatoire, elle est souvent régie par des lois de probabilité, dont on peut estimer les paramètres en utilisant des méthodes statistiques afin de déterminer approximativement son étendue.

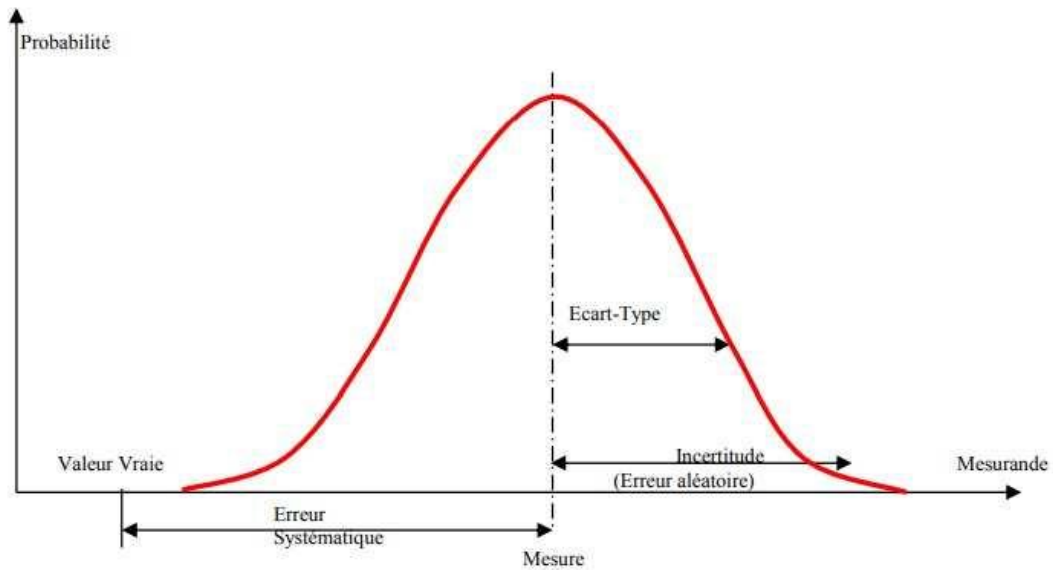


Figure 2.7 - Composantes d'une erreur de mesure [21].

## 2.4 La métrologie d'incertitude en débitmétrie

### 2.4.1 Incertitude sur la mesure de pression

Par exemple, La mesure de la pression à l'amont et à l'aval du diaphragme se fait par un capteur de pression, on tient à indiquer qu'on a calculé l'incertitude sur la pression car elle rentrera dans celle de l'incertitude sur la mesure du débit massique 114 la masse volumique, cette grandeur est totalement indépendante de la mesure de la pression différentielle créée par l'orifice.

L'incertitude globale sur cette mesure dépend d'un certain nombre de facteurs cités ci-dessous :

- Incertitude liée à la précision de l'instrument (Précision du capteur)  $U_{ac}$  ;
- Incertitude liée à la dérive (drift) (Effet de la stabilité à long terme)  $U_d$  ;
- Incertitude liée à l'effet de l'alimentation électrique (Power supply)  $U_{ps}$  ;
- Incertitude liée à la température ambiante du site  $U_{temp}$  ;
- Incertitude liée à l'étalonnage de référence  $U_{tcal}$  ;
- Incertitude liée à la tolérance de calibration (Tolérance d'étalonnage)  $U_{tol}$  ;
- Incertitude liée à la résistance de conversion  $U_{res}$  ;

- Incertitude liée au convertisseur  $U_{adc}$  ;
- Incertitude liée à la pression atmosphérique du site  $U_{pa}$  ;
- Incertitude lié au calculateur de débit  $U_{fcc}$ .

Après le calcul de l'incertitude sur la mesure de pression, celle-ci ne doit pas y aller en dessous d'une certaine incertitude liée à la tolérance de calibration du transmetteur  $U_{tol}$ . Donc : L'incertitude élargie globale sera obtenue en effectuant un test logique sur la plus haute valeur obtenue entre  $U(U_1)$  et  $U_{tol}$ .

$$U(P) = \max(U_{P1}, U_{Tol}) \quad (2.7)$$

#### 2.4.2 Incertitude sur la mesure de température

La mesure de la température à l'amont et à l'aval du diaphragme se fait par un capteur de température. Les sous-incertitudes liées à la température sont :

- Incertitude liée à la précision de la sonde de température  $U_{rtd}$  ;
- Incertitude liée à la précision base du capteur  $U_{da}$  ;
- Incertitude liée à l'effet de l'alimentation électrique  $U_{ps}$  ;
- Incertitude liée à la dérive des caractéristiques (stabilité) avec le temps  $U_d$  ;
- Incertitude liée à la température ambiante du site  $U_{tamb}$  ;
- Incertitude liée au calibrage du transmetteur  $U_{cal}$  ;
- Incertitude liée à l'installation du composant  $U_{inst}$  ;
- Incertitude liée à la tolérance de la résistance  $U_{res}$  ;
- Incertitude liée à la tolérance ADC  $U_{adc}$  ;
- Incertitude liée à la correction de la température amont  $U_{con}$ .

Après le calcul de l'incertitude sur la mesure de température, celle-ci ne doit pas y aller en dessous d'une certaine incertitude liée à la tolérance de calibration du transmetteur  $U_{tol}$ . Donc : L'incertitude élargie globale sera obtenue en effectuant un test logique sur la plus haute valeur obtenue entre  $U(T_1)$  et  $U_{tol}(T1)$

$$U(T) = \max(U_{T1}, U_{Tol}) \quad (2.8)$$

### 2.4.3 Incertitude sur la mesure de la masse volumique

La chromatographie est une méthode physico-chimique qui sert à séparer les différentes substances présentes dans un mélange –dans notre cas gazeux, et permet de définir leurs fractions molaires. Elle contient une incertitude sur les résultats qu'elle propose, ce qui se répercute sur l'incertitude de la masse volumique, étant donné que cette dernière est obtenue à partir du facteur de compressibilité, qui lui est calculé à partir d'un logiciel géré par l'AGA 8, cette norme exige la composition exacte du gaz, ainsi que la température et la pression de service, donc à chaque fois qu'un seul composant dérive légèrement dans sa fourchette d'incertitude, la masse volumique change significativement, et son impact monétaire est assez considérable [1]. Afin de considérer ces imperfections, on ne va nullement fermer les yeux sur le facteur de sensibilité, et il ne sera pas grossièrement égal à 1 comme on l'a considéré précédemment.

Le chromatographe fournit une erreur de mesure (incertitude élargie) sur chaque composant du gaz naturel, donc chaque composant représentera une source d'incertitude ; les erreurs sur la température et la pression sont calculé auparavant ; l'EOS est l'erreur sur la précision du logiciel calculant le facteur de compressibilité. Ce sont donc des sources d'incertitude dont le coefficient de sensibilité doit être calculé, en admettant qu'elles obéissent toutes à une loi de distribution de probabilités normale.

### 2.4.4 Incertitude sur la mesure de la pression différentielle

La mesure de la  $\Delta P$  se fait par un capteur de pression différentielle. L'incertitude sur cette mesure dépend de :

- L'incertitude d'étalonnage du transmetteur ;
- L'incertitude de la résolution de l'affichage ;
- L'incertitude liée à l'utilisation.

Les paramètres étant considérés comme indépendants, les coefficients de sensibilité, calculé par dérivation partielle seront tous égaux à l'unité,  $C_i = 1$ .

## 2.4.5 Détermination de l'incertitude sur la mesure du débit massique

Après avoir diagnostiqué les instruments du système un par un, et déterminé l'erreur de mesure qu'ils peuvent causer, on essaiera de les assembler par toutes les méthodes qu'on a à disposition afin de calculer celle engendrée sur la mesure du débit massique. Parmi les résultats qu'on obtiendra, on considérera l'incertitude la plus élevée, c'est-à-dire le cas le plus défavorable [1].

### Récapitulatif des erreurs de toutes les sources d'incertitude

$P = 70 \pm 0,101877897$ bars	Avec $\sigma(P) = 0,050938948$ bars;
$T = 60 \pm 0,236927705$ °C	Avec $\sigma(T) = 0,118463852$ °C;
$\rho = 53,42 \pm 0,128758287$ Kg/m <sup>3</sup>	Avec $\sigma(\rho) = 0,064379143$ Kg/m <sup>3</sup> ;
$\Delta P = 480 \pm 69,43999143$ mbar	Avec $\sigma(\Delta P) = 34,71999571$ mbar ;
$D = 438,15 \pm 0,015556437$ mm	Avec $\sigma(D) = 0,007778219$ mm ;
$d = 317,85717 \pm 0,015556437$ mm	Avec $\sigma(d) = 0,007778219$ mm;

Où  $\sigma$  représente la densité de probabilité de la mesure du paramètre, égale à l'incertitude combinée. L'erreur sur la mesure de pression ne rentrera pas explicitement dans celle du débit massique, elle a servi à déterminer l'erreur sur la mesure de la masse volumique de service, qui, elle, va rentrer dans le calcul qui suivra

## 2.5 LA MODELISATION D'UN SYSTEME DU COMPTAGE

La constitution d'un système de comptage fiscal dédié à la mesure de la quantité d'un fluide hydrocarbure transporté, nécessite la connaissance de ses certaines propriétés telles que la densité, la compressibilité, la super compressibilité et l'incertitude de mesure et même la composition chimique de ce fluide (gaz ou liquide). Surtout dans le cas où le fluide étant le gaz, il est très nécessaire d'utiliser des méthodes particulières pour pouvoir le caractériser parfaitement

avant de choisir le système du comptage adéquat. Pour cela, il est plus fort possible d'utiliser les normes internationales « **AGA8: 1985** » ou « **AGA8: 1994** » pour valider le modèle approprié à ce système.

Pour les gaz, l'incertitude de méthode qui est conforme à AGA: 8 1994 et à l'ISO 12213-2: 1997 en même temps est également présentée comme résultat dans le calcul pour approbation.

### 2.5.1 Association Américaine du Gaz (AGA) :

L'Association Américaine du Gaz s'est constituée en juin 1918 après la fusion de l'Institut Américaine du Gaz et de l'Association National du Gaz Commercial. Ces organisations servaient les intérêts des sociétés qu'étaient responsables de la vente du gaz produit plutôt que du gaz naturel. Au début, le gaz industriel était le fuel gaz combustible qui était le dominant

#### Modèle du calcul de sous la norme AGA-8

Ce modèle se forme en fonction calcule par la norme AGA-8 Ceci est en ce qui concerne pour calculée la densité et le facteur de compressibilité en la condition de base standard et contractuelle dans la ligne de comptage [22].

### 2.5.2 Correction volumique PTZ

Les compteurs de volume de gaz déterminent les volumes de gaz les traversant dans les conditions thermodynamiques qui existent au moment de la mesure. Ils permettent d'obtenir une indication  $V$ , dite *de volume dans les conditions de mesure*.

Or les conditions de mesure varient en exploitation. Pour faciliter les transactions, le volume facturé est généralement ramené à des conditions thermodynamiques déterminées à l'avance, afin d'obtenir une indication  $V_b$ , dite *de volume dans les conditions de base*. L'**ensemble de correction de volume de gaz** est l'instrument qui délivre l'indication de volume dans des conditions de pression  $P_b$  et de température  $T_b$ , dites *de base*, à partir de l'indication de volume de gaz fournie par le compteur auquel il est associé.

- **Si le gaz mesuré est parfait**, il suit les lois de Mariotte et Gay-Lussac qui s'expriment par la relation fondamentale :



$$PV/T = Cte \quad (2.9)$$

Il en résulte que si, au moyen d'un compteur, on mesure un volume  $V$  d'un gaz supposé parfait, sous une pression absolue  $P$  et à une température  $T$ , le volume  $V_b$  qu'occuperait cette même masse de gaz sous une pression  $P_b$  et à une température  $T_b$  s'écrit :

$$V_b = V \frac{P}{P_b} \frac{T_b}{T} \quad (2.10)$$

$$\text{où } V_b = CV$$

$$\text{avec : } C = \frac{P}{P_b} \frac{T_b}{T}$$

$V$  ( $\text{m}^3$ ) : volume dans les conditions de mesure

$V_b$  ( $\text{m}^3$ ) : volume dans les conditions de mesure parfaites

## 2.6 METROLOGIE DES DIFFERENTS COMPTEURS INDUSTRIELS

Depuis l'apparition des premiers compteurs et, avec le développement de l'industrie gazière environ des années 1815, ceux-ci n'ont cessé d'évoluer. Les volumes échangés sont en constante augmentation et la qualité du comptage prend de plus en plus d'importance. Une grande diversité de moyens de comptage existe. En électronique, les progrès réalisés et la miniaturisation ont permis le développement de nouveaux moyens de comptage ou l'évolution des moyens existants. Cette diversité doit permettre l'utilisation d'un compteur bien adapté aux besoins et aux conditions d'utilisation. Les principales « familles » de compteurs sont : — les compteurs volumétriques auxquels on peut ajouter les compteurs fluidiques : le volume de gaz qui les traverse est mesuré par remplissage cyclique de capacités de contenance déterminée ; — les compteurs de vitesse : le volume de gaz dépend directement de la vitesse d'écoulement mesurée ; — les compteurs massiques. Les compteurs de volume de gaz font l'objet de deux dossiers [R 1 990] et [R 1 991]. [15].

Les compteurs devant être utilisés à des fins de facturation doivent subir des essais « d'examen de type » consistant à vérifier que l'appareil conserve ses caractéristiques métrologiques dans certaines conditions. Les essais d'examen de type, ainsi que l'étalonnage primaire en sortie de fabrication, sont le plus souvent effectués à basse pression pour des raisons de coût et de moyens d'essais. Il faut noter que pour les compteurs sensibles à la pression, un étalonnage à la pression de service est recommandé [15].

Un compteur est caractérisé par son calibre et sa dynamique de mesure appelée aussi rangeabilité :

### **2.6.1 Rangeabilité ou dynamique de mesure**

Elle est définie comme étant le rapport du débit maximal au débit minimal mesurable avec une incertitude garantie par le constructeur. On note souvent : Rapport du débit maximal au débit minimal ramené à 1. Par exemple, 20 : 1 signifie que l'on peut mesurer un débit minimal 20 fois inférieur au débit maximal, avec une incertitude garantie par le constructeur [15].

### **2.6.2 Le calibre du compteur**

Il est noté par la lettre « G » suivie d'un nombre. Les nombres correspondant aux différents calibres représentent une suite normalisée approximativement géométrique : 4, 6, 10, 16, 25, 40, 65, 100, 160, 250, 400... Le débit maximal en m<sup>3</sup>/h (aux conditions de service) d'un calibre donné est égal au nombre de la série immédiatement supérieur. Par exemple, un compteur G160 a un débit maximal de 250 m<sup>3</sup>/h, et s'il possède une dynamique de mesure de 20, son débit minimal est de 12,5 m<sup>3</sup>/h.

### **2.6.3 Métrologie des compteurs à ultrasons**

Le compteur à ultrasons présente un ensemble d'avantages intéressants : bonne incertitude, mesure du débit dans les deux sens d'écoulement, temps de réponse faible, grande robustesse, perte de charge très faible, voire nulle si on utilise des sondes externes. Cela explique son développement actuel important en comptage industriel et en comptage transport. Les fréquences utilisées en mesure de débit de gaz vont de 100 à 500 kHz. Les sondes principalement utilisées en

mesure de débit de gaz sont des sondes intrusives placées par percement de la conduite. appliquées sur la conduite sans percement. [15].

Un des principaux problèmes, affectant la métrologie des compteurs à ultrasons, reste le bruit et les vibrations dans les canalisations. C'est pour s'éloigner le plus possible du bruit que le choix se porte sur des fréquences aussi élevées (100 à 500 kHz) de la part des constructeurs. Le fait de s'éloigner du spectre audible, n'est pas toujours avantageux. En effet, les détendeurs et vannes dites silencieuses, par principe, émettent des hautes fréquences, qui sont normalement absorbées beaucoup plus facilement (absorbants phoniques) et s'atténuent rapidement dans le fluide, au contraire des basses fréquences. La proximité d'un détendeur ou d'une vanne surtout placée en amont du compteur à ultrasons perturbe celui-ci de manière relativement importante, provoquant des erreurs de comptage.

La métrologie d'un compteur à ultrasons monocorde dépend énormément des conditions d'installation. Dans de très bonnes conditions, l'exactitude peut être de l'ordre de 1 %. Le plus souvent, il est utilisé comme indicateur de débit à quelques pour-cents près. Il présente, dans ce cas, des avantages en terme de coût [15].

La métrologie Les compteurs à ultrasons multicordes atteignent une exactitude meilleure que 1 % (entre 0,5 et 1 %). Contrairement aux compteurs à tourbillons, ils peuvent mesurer de faibles débits. Ils possèdent une bonne dynamique, supérieure à 100 : 1. Le problème principal reste la sensibilité au bruit, et ils ne doivent surtout pas être installés trop près en aval d'une détente. Ces compteurs sont de plus en plus utilisés sur des comptages importants, de type comptage aux frontières, souvent associés (en contrôle) à des compteurs à turbine. Ils remplacent des rampes à diaphragme sur les lieux de stockage souterrain par exemple, où leur possibilité de compter dans les deux sens est appréciée [15].

#### 2.6.4 Métrologie des compteurs à turbine

En métrologie, la variation vectorielle de la vitesse lors de la traversée du rotor est donc :

$$\vec{F} - \vec{FG} = \vec{G} \quad (2.11)$$

Où

$$\vec{G} - \vec{FH} + \vec{H} = \vec{FG} \quad (2.12)$$

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

$$|\vec{G}| = Utan \propto -\Omega R \quad (2.13)$$

$\rho$  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

$$C_m = R\rho q(Utan \propto -\Omega R) \quad (2.14)$$

Soit

$$C_m = R\rho q\left(\frac{q}{s} tan \propto -\Omega R\right) \quad (2.15)$$

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 :

$$I \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_r \quad (2.16)$$

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

$$\frac{d\Omega}{dt} = 0 \quad (2.17)$$

Il en découle que :

$$C_m = C_r \quad (2.18)$$

et

$$C_r = R\rho q \left(\frac{q}{S} \tan \alpha - \Omega R\right) \quad (2.19)$$

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

$$0 = R\rho q \left(\frac{q}{S} \tan \alpha - \Omega_i R\right) \quad (2.20)$$

Avec  $\Omega_i$  vitesse de rotation de l'appareil idéal.

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

$$\Omega_i = \Omega \quad (2.21)$$

On constate également que :

$$q = \frac{SR}{\tan \alpha} \Omega_i \quad (2.22)$$

Cela montre la possibilité de mesurer le débit-volume  $q$  du fluide à partir de la vitesse de rotation  $\Omega_i$  d'un rotor idéal.  $\Omega_i$  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.).

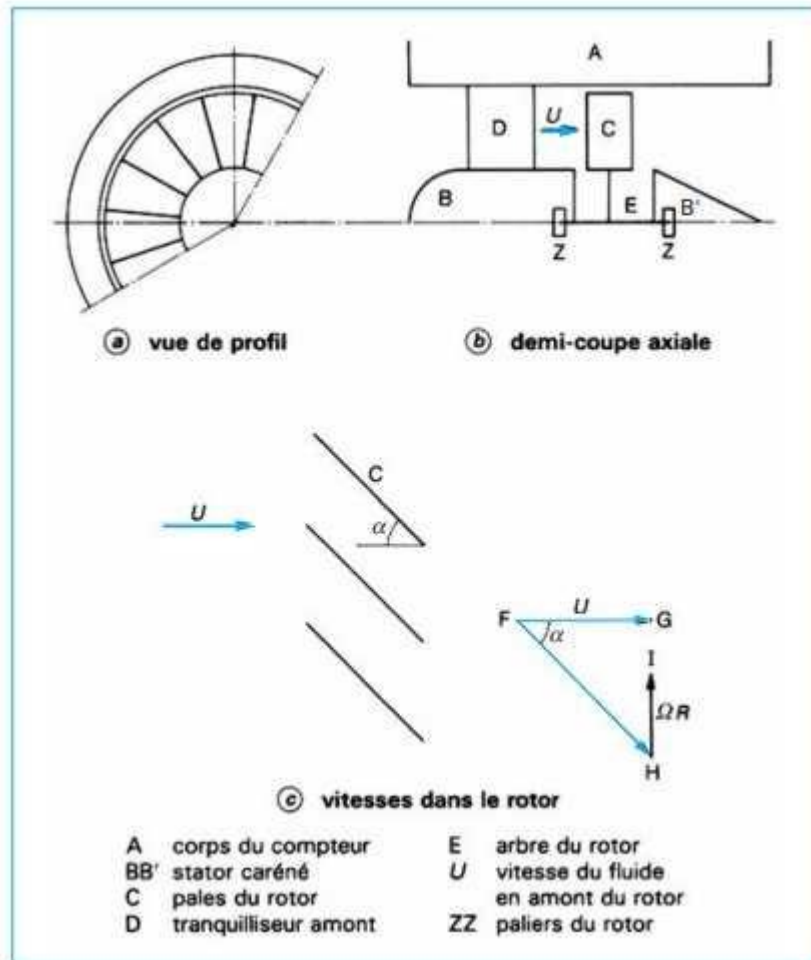


Figure 2.9 - Compteur à turbine : théorie [15].

En métrologie, Les erreurs maximales tolérées (EMT) dépendent, comme dans le cas des compteurs à pistons rotatifs, de la dynamique du compteur considéré. En effet la limite  $Q_t$  (appelée souvent débit de transition) entre les deux tunnels d'erreurs réglementaires (on passe de 1 à 2 %) dépend de la dynamique du compteur :

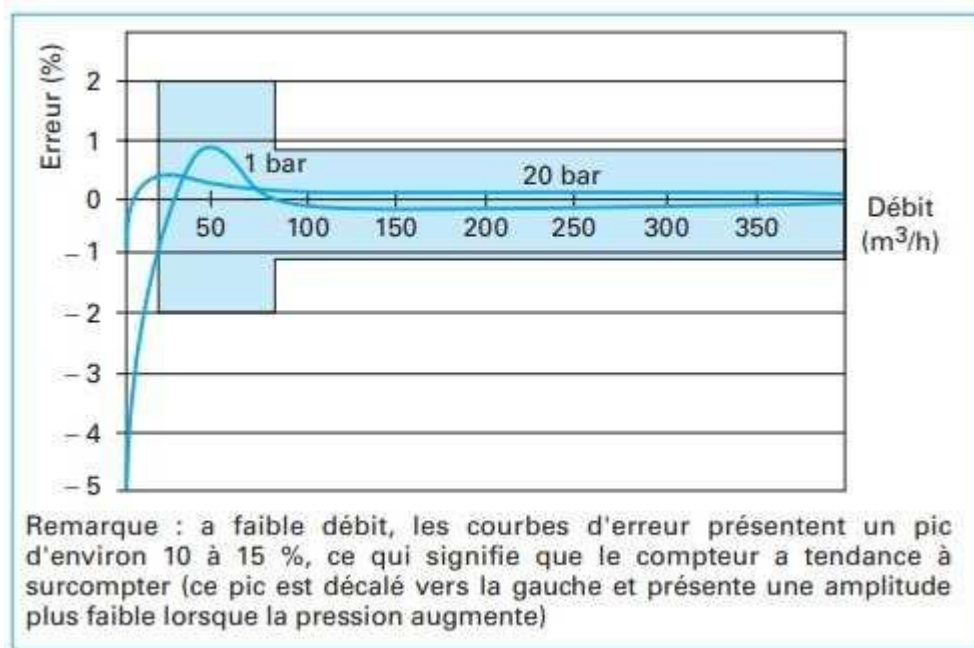
✓ pour 10 : 1,  $Q_t = 0,2$  ;

- ✓ pour 20 : 1,  $Q_t = 0,2$  ;
- ✓ pour 30 : 1,  $Q_t = 0,15$  ;
- ✓ pour 50 : 1,  $Q_t = 0,1$ .

Pour un débit  $Q$ , l'EMT est de  $\pm 2 \%$  pour  $Q_{\min} < Q < Q_t$  et de  $\pm 1 \%$  pour  $Q > Q_t$ .

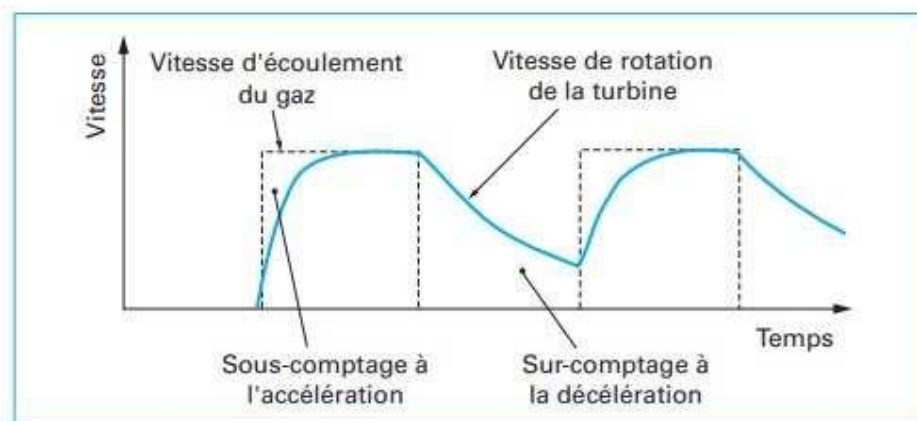
Certains compteurs à turbine présentent une exactitude comprise entre  $\pm 0,25 \%$  et  $\pm 0,5 \%$  pour des débits supérieurs à  $0,2 Q_{\max}$ . Souvent, ces compteurs à haute performance sont dépourvus de totalisateur, ce qui permet de supprimer toute la transmission, et donc d'éliminer la majeure partie des couples résistants. La turbine est alors libre dans les paliers et la vitesse de rotation est détectée par un capteur de déplacement électromagnétique.

La répétabilité d'un compteur à turbine atteint  $0,1 \%$ . Cette répétabilité facilite l'étalonnage du compteur, en diminuant le nombre de mesures nécessaires. Le couple disponible est d'autant plus élevé que la masse volumique du gaz est élevée, et donc que la pression l'est aussi [15]. Cela est très important surtout à faible débit, où le couple résistant prend le plus d'importance. La courbe représentée sur la *Figure 2.10* illustre bien ce phénomène, qui permet d'obtenir une erreur de mesure plus petite aux faibles débits, lorsque la pression est plus importante.



**Figure 2.10** –Compteur à turbine « G250 » de la société Actaris : influence de la pression [15].

D'autre part, Le compteur à turbine n'est pas adapté aux régimes d'écoulements cycliques. Les variations de débit sont répercutées différemment suivant que le débit augmente ou diminue. Du fait de la faible inertie et des faibles forces de frottement du rotor, les augmentations de débit sont répercutées plus rapidement que les diminutions (*Figure 2.11*). Pour cette raison, l'utilisation d'un compteur à turbine en régime cyclique (tout ou peu ou tout ou rien) peut générer des erreurs de comptage. [15].



**Figure 2.11** – Compteur à turbine : régime cyclique [15].



Les compteurs à turbine des anciennes générations, surtout dans les plus gros diamètres, étaient relativement sensibles aux conditions d'écoulement principalement en amont. La présence en amont de coudes, et surtout de deux coudes non coplanaires (deux coudes dans des plans différents) peut provoquer la formation de tourbillons (swirls) dans la veine gazeuse. Ces tourbillons peuvent entraîner des erreurs de comptage si le tranquilliseur en entrée du compteur n'est pas suffisamment efficace [15]. Depuis quelques années, les compteurs sont équipés de redresseurs de type plaque à trous relativement efficaces sur ce type de perturbation. La norme « EN 12261 » impose un décalage maximal de 0,33 % entre une mesure effectuée en ligne et une mesure effectuée à l'aval de coudes avec le même compteur.

## **2.7 CONCLUSION**

Par le biais de ce chapitre, nous avons pris des connaissances suffisantes sur la métrologie d'un système de comptage dynamique, où nous avons pu comprendre profondément la métrologie auprès les industries d'hydrocarbures sans oublier les modèles physiques les plus connus et exploitables pour effectuer leurs identifications d'une façon correcte et concrète dans ce domaine. Alors que le chapitre suivant soit l'objet de leur étalonnage d'une façon dynamique.



## **CHAPITRE 3**

### *Etalonnage du système de comptage dynamique*

### 3.1 INTRODUCTION

La conception de n'importe quel système de comptage se base sur des normes industrielles et réglementaires, ainsi que sur le type de liquide à mesurer, dans un objectif spécifique en vue d'assurer la précision et la régularité des performances sur l'ensemble de la durée de vie de ce système. C'est pour cette raison, l'opération d'étalonnage devient indispensable pour ce système afin de donner une meilleure sûreté et d'évoluer sa fiabilité pendant son exploitation dans le transport d'hydrocarbures qui influe effectivement sur sa fonctionnalité transnationale.

Dans ce chapitre, nous présentons les étapes essentielles qui doivent être poursuivies pour aboutir l'opération de l'étalonnage afin de le rendre opérationnel par les industriels d'hydrocarbures.

### 3.2 ETALONNAGE

#### 3.2.1 Définition

Par définition, l'étalonnage est un réglage ou une caractérisation de la réponse de l'appareil. Pour cela, généralement on utilise des grandeurs de référence ou étalons. L'étalonnage d'un instrument consiste à appliquer une valeur connue en entrée du système de mesure afin de vérifier que la sortie correspond bien à la valeur attendue. En entrant différentes valeurs connues on peut obtenir en sortie la courbe d'étalonnage de l'instrument qui permet de relier la valeur lue en sortie notée  $y$  à la vraie valeur de la grandeur physique à mesurer notée  $x$  (voir figure ici-bas) [23].

$$y = f(x) \quad (3.1)$$

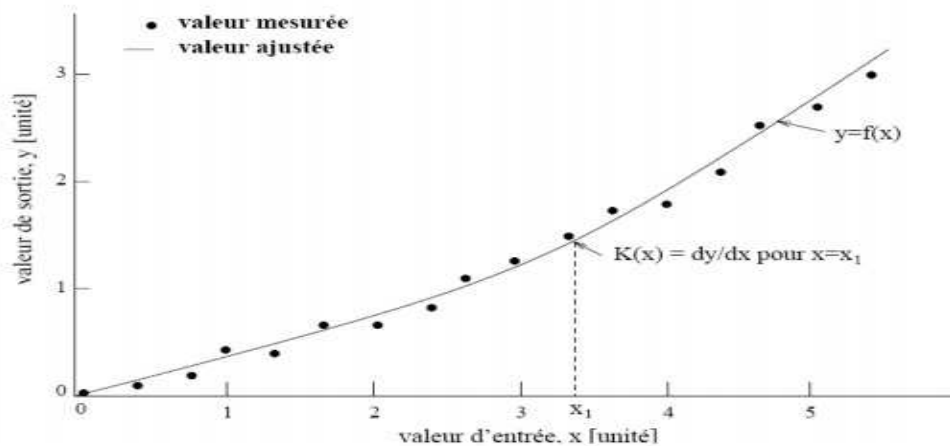


Figure 3.1 - Rampe d'étalonnage

### 3.2.2 La différence entre étalonnage et calibration d'un système de comptage

En quelques mots, l'étalonnage n'est rien de plus que la comparaison de la sortie mesure d'un instrument contre une référence. Pour les compteurs d'hydrocarbures (gaz ou liquide), peuvent être effectués sur place à l'usine ou bien à l'atelier de maintenance, par moyens d'étalonnage.

La « Calibration » est un mot familier pour la réalisation d'une « revérification » et il est souvent employé lorsqu'un débitmètre (l'élément principal de système de comptage) a été retourné à l'usine pour un étalonnage périodique. Donc dans ce cas, le « réétalonnage » est en fait un « étalonnage », le débitmètre est comparé de nouveau à une référence. En principe, l'étalonnage n'implique aucune calibration.

### 3.3 ETALONNAGE DE SYSTEMES DE COMPTAGE

Pour assurer une grande flexibilité et réactivité quand il est impossible de déplacer le débitmètre du site, les opérations de vérification et d'étalonnage peuvent s'effectuer sur place en site. Plusieurs débitmètres peuvent être vérifiés en utilisant des simulateurs spécialisés. Ce ci permet d'établir et d'éliminer les erreurs entre le débitmètre, son émetteur et les boucles de signalisation.

Les équipements étalons de référence peuvent être utilisés pour établir la précision de l'élément primaire à étalonner à  $\pm 2\%$ . RS Hydro fournit des solutions complètes adaptées aux demandes et aux attentes du client pour tous les débitmètres: Enlèvement du matériel, recalibration et réinstallation. Nous assurons des prestations de haut niveau au Royaume Uni en terme de coût, de qualité et d'efficacité.

Pour les utilisateurs de débitmètres industriels qui ont besoin de maintenir leurs appareils en opération avec un niveau de performance optimale, RS Hydro est en mesure d'offrir un service complet d'étalonnage et de réparation. RS Hydro peut calibrer des débitmètres avec une précision de  $\pm 0.1\%$  à l'aide d'appareils d'étalonnage EON accrédité par UKAS.

Le banc d'étalonnage est disponible pour tester et certifier les débitmètres électromagnétiques, vortex, débitmètres à section variable, appareils de mesure de pression différentielle allant de 50 à 600m, les débits entre 2.5 à 440 l/sec et pression différentielle de 50 à 2500 mbar. L'eau peut aussi être chauffée à 40 deg C si nécessaire pour augmenter le nombre de Reynolds.

### **3.4 BUT D'ÉTALONNAGE D'UN SYSTEME DE COMPTAGE**

La figure ci-dessous illustre la moyenne et corrections médianes appliquées aux compteurs calibré au TCC de 2000 à 2002. Les résultats présentés dans la *Figure 3.2*, la correction moyenne appliqué aux systèmes de mesure de petit diamètre (NPS 4 à NPS 8) varie entre 0,42% et 0,73%. La gamme des gammes de corrections système de 0,25% à 0,56% pour les diamètres moyens (NPS 10 à 16) et de 0,02% à 0,45% pour les grands systèmes de diamètre (NPS 20 et plus). Les corrections médianes, définies par le point à dont 50% des valeurs sont soit plus élevées, soit plus bas, a tendance à bien corrélérer avec les données moyennes montrant que les données n'ont pas été faussées par un petit nombre de systèmes de mesure [24].

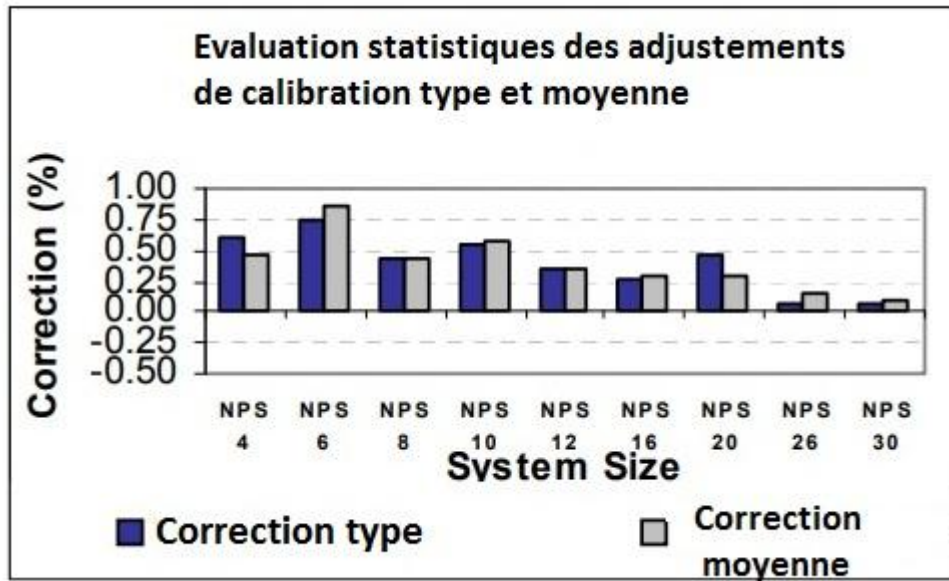


Figure 3.2 -. Exemple d'étalonnage du multimètre Ajustements [24].

À partir des valeurs médianes ci-dessus, nous pourrions calculer le risque pour l'utilisateur final en l'absence d'étalonnage était joué. Pour cet exemple, nous avons utilisé une valeur de 7,00 \$ par million de BTU avec le compteur s'écoulant à 50% de  $Q_{max}$ . Comme le montre le graphique sur la figure 3.2, le risque potentiel pour l'utilisateur final est assez élevé par rapport au coût de l'étalonnage [24].

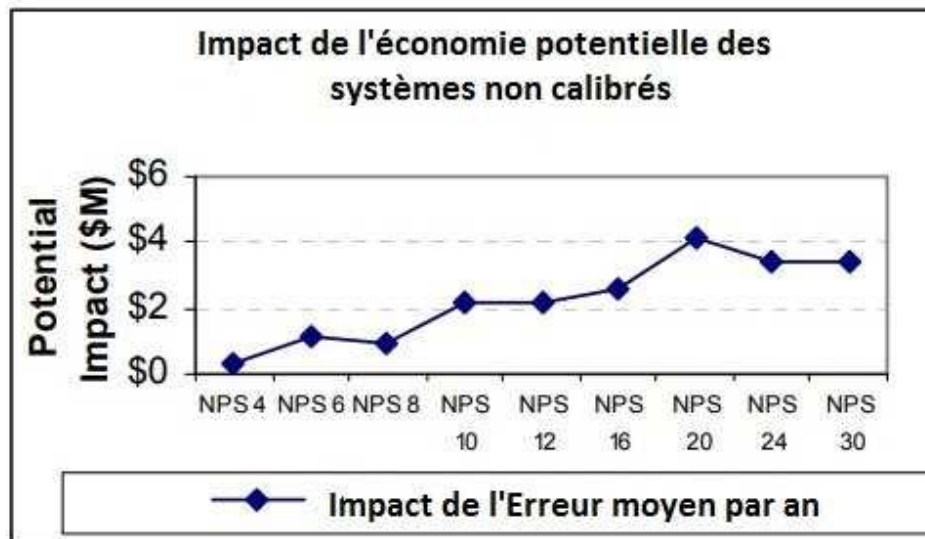


Figure 3.3 -Exemple d'impact économique d'un système de comptage non étalonné [24].

### 3.5 CONSIDERATIONS RELATIVES A L'ÉTALONNAGE

En règle générale, un certain nombre de questions viennent à l'esprit avant le calibrage réel. Les questions courantes sont:

- 1) Quels sont les composants de ma mesure système que dois-j' utiliser?
- 2) Comment le test est-il effectué?
- 3) Quels points d'écoulement dois-je tester?
- 4) Pour quels signaux de sortie je veux l'étalonnage?
- 5) Quelle méthode d'ajustement l'utilisation en laboratoire de mon appareil?
- 6) Est-ce que je veux la configuration de l'appareil protégé en écriture après l'étalonnage?
- 7) Si le paquet de comptage reste assemblé après l'étalonnage?
- 8) Quelle documentation le besoin de laboratoire de ma part?

Ces questions seront répondues dans ce et sections suivantes.



*Figure 3.4* - Débitmètre installé dans un centre d'étalonnage[24].



## 3.6 CRITERES D'ACCEPTANCE POUR L'ETALONNAGE

### 3.6.1 Critères d'acceptanceselon la norme AGA-9

#### 3.6.1.1 La précision - AGA 9

La précision avant l'étalonnage du débit doit être conforme à la «grande précision du compteur» ou à la «précision du petit compteur», comme indiqué ci-dessous. L'incertitude de la mesure de référence du débit volumique doit être prise en compte lors de la fluidification de ce point [25].

L'incertitude de la mesure de référence sera documentée dans les certificats d'étalonnage [25]. L'erreur moyenne sur chaque débit utilisé pour calculer la précision.

✓ **Les exigences de la précision de mesure pour un système de comptage très grand :**

Erreur maximale (Ref AGA-9):  $\pm 0,7\%$  pour  $Q_t \leq Q_i \leq Q_{max-test}$

$$\pm 1,4 \% \text{ pour } Q_{min-test} \leq Q_i \leq Q_t$$

Où

$$Q_t \leq 0,1 Q_{max-spec} \quad (3.2)$$

✓ **Les exigences de la précision de mesure pour un petit système de comptage :**

Erreur maximale (Ref AGA-9):  $\pm 1,0\%$  pour  $Q_t \leq Q_i \leq Q_{max-test}$

$$\pm 1,4 \% \text{ pour } Q_{min-test} \leq Q_i \leq Q_t$$

Où

$$Q_t \leq 0,1 Q_{max-spec} \quad (3.3)$$

### 3.6.1.2 Répétabilité – AGA 9

Moins que  $\pm 0,2\%$  pour  $Q_t \leq Q_i \leq Q_{max-test}$

Moins que  $\pm 0,4\%$  pour  $Q_{min-test} \leq Q_i \leq Q_t$

La répétabilité doit correspondre à un intervalle de confiance à 95% (alpha = 0,05) de la moyenne de l'écart pour chaque débit sur la base de l'hypothèse que les écarts sont normalement distribués [25].

La répétabilité pour chaque vitesse d'écoulement est calculée de la manière suivante:

$$\text{Répétabilité} = \pm 1,96 * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Où 1,96 est l'air sous la courbe normale standard égale à (1-alpha), or 95%.

$\sigma$  est l'écart type des écarts de débit

$n$  est le nombre de répétitions

La méthode de calcul de l'écart type utilisée est celle qui estime les valeurs sur la base d'un échantillon de la population

$$\text{L'écart - type} = \sqrt{\frac{n \sum X^2 - (\sum X)^2}{n(n-1)}} \quad (3.4)$$

### 3.6.1.3 Linéarité – AGA 9

La linéarité est trouvée en calculant l'écart de débit moyen en pourcentage pour chaque débit, en choisissant la valeur maximale et la valeur minimale de ceux-ci et en calculant la différence entre eux [25]. C'est ce qu'on appelle l'erreur crête à crête.

Le calcul de la répétabilité et de la linéarité sera effectué en plaçant les données de débit enregistrées avec la mesure de référence et les écarts de débit dans un fichier Excel

**- Les exigences de la précision de mesure pour un système de comptage très grand :**

Erreur maximale (Ref AGA-9):  $\pm 0,7\%$  pour  $Q_t \leq Q_i \leq Q_{max-test}$

$$\pm 1,4\% \text{ pour } Q_{min-test} \leq Q_i \leq Q_t$$

Où

$$Q_t \leq 0,1 Q_{max-spec} \quad (3.5)$$

**- Les exigences de la précision de mesure pour un petit système de comptage :**

Erreur maximale (Ref AGA-9):  $\pm 1,0\%$  pour  $Q_t \leq Q_i \leq Q_{max-test}$

$$\pm 1,4\% \text{ pour } Q_{min-test} \leq Q_i \leq Q_t$$

### 3.6.1.4 Vitesse du son – AGA 9

Pour établir un bon étalonnage pour les compteurs à ultrasons, il est nécessaire de mesurer la vitesse du son avec une variation entre les trajets de maximum 0,5 m / s (bande). La vitesse moyenne du son mesurée ne doit pas s'écarter de la vitesse du son calculée de manière externe. Ceci vérifie que les temps de parcours mesurés des signaux acoustiques sont corrects. La précision de la mesure de référence du VOS et les éventuelles variations de température à l'intérieur du tuyau doivent être prises en compte lors de l'évaluation de ce point [25].

### 3.6.2 Critères d'acceptance selon la norme NPD

#### 3.6.2.1 La précision - NPD

La précision avant l'étalonnage du débit doit être à moins de 1,5% des vitesses supérieures à 1,5 m / s. L'incertitude de la mesure de référence du débit volumique doit être prise en compte lors de l'évaluation de ce point.

Conformément à l'exigence NPD, l'écart par rapport à la référence doit être  $< \pm 0,5\%$  pour les vitesses supérieures de  $0,05 Q_{max-spec}$  par les facteurs de calibration implantés.

L'incertitude de référence pour la mesure doit être mentionnée dans les certificats d'étalonnage.

#### 3.6.2.2 La répétabilité - NPD

La répétabilité vaut mieux que  $\pm 0,2\%$

La limite de répétabilité est conforme à la norme NORSOK, I-104, les systèmes de comptage des hydrocarbures fiscal, Rev.3, Novembre 2005. Ces requêtes sont applicables pour tous facteurs de correction, pour le débit et vitesses supérieur de 1,5 m/s.

La Répétabilité doit être liée au 95% de l'intervalle de confiance ( $\alpha = 0,05$ ) de la moyenne de l'écart pour chaque débit basé sur l'hypothèse où les écarts sont normalement distribués.

La répétabilité de chaque du débit est calculée par la manière suivante :

$$\text{Répétabilité} = X \pm 1,96 * \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (3.6)$$

Où X est la moyenne de l'écart du débit

1,96 est l'espace sous la courbe de norme normale qui égale (1-alpha), ou 95%

$\sigma$  est l'écart de la norme pour les écarts du débit

n est le nombre de répétitions

La méthode du calcul de l'écart standard utilisée est l'une qui estime les valeurs basées sur une simple population

$$Ecart\ standard = \sqrt{\frac{n\sum X^2 - (\sum X)^2}{n(n-1)}} \quad (3.7)$$

En plus, les régulations de la mesure de NPD possède les limites de répétabilité de 0,5% (bande) pour  $Q \geq 0,05Q_{max-spec}$

### 3.6.2.3 Linéarité - NPD

La limite de linéarité est conforme à la norme de NORSOK, I-104, système de comptage des hydrocarbures, Rev.3, Novembre 2005. La requête est applicable après une application du point d'étalonnage de débit zéro mais avant l'application de n'importe quel facteur de correction, pour les vitesses du débit supérieur de 1,5 m/s.

La linéarité doit être mieux que 1,0% (bande)

La linéarité est trouvée par le calcul de moyenne de l'écart du débit en pourcentage pour chaque débit, en captant la valeur maximale et la valeur minimale de débit et calculer la différence entre eux.[25].

## 3.7 ETALONNAGE DU DEBITMETRE A ORIFICE

### 3.7.1 Introduction

La détermination du débit des hydrocarbures par le débitmètre à orifice se base sans doute sur l'utilisation d'un dispositif qui s'appelle « débitmètre différentiel ». Cela se base sur les obstructions placées dans le tuyau qui modifient la pression et la vitesse. Un instrument est indispensable pour mesurer la différence de pression entre l'amont et l'aval de cette plaque à orifice à travers un manomètre [26]. Il se compose d'un tube en U en verre ou en plastique

contenant un fluide tel que de l'eau, du mercure ou de l'huile. Le changement de hauteur du fluide dans le tube indique la différence de pression qui s'écrit sous la formule :

$$P_2 = P_1 + \rho gh \quad (3.8)$$

Où  $\rho$  est la densité du fluide,  $g$  est l'accélération par gravité ( $9,81 \text{ m/s}^2$ ),

Et  $h$  est la hauteur du fluide dans le tube. Pour cela, les manomètres sont utilisés largement pour mesurer une pression faible à modérée (Cengel et Cimbala 2010).

Deux appareils couramment utilisés pour mesurer le débit de fluides sont les Débitmètre à orifice et débitmètre Venturi. Ils utilisent tous les deux le même principe pour mesurer le débit, qui est la relation entre la pression et la vitesse du fluide. Un orifice de mesure est une plaque mince avec un trou au milieu qui est placé dans un tuyau à travers lequel s'écoule le fluide. Il augmente la vitesse du fluide en le traversant, ce qui diminue la pression (« Fondamentaux de système de comptage à orifice »). Un venturi utilise une gorge rétrécie dans le tuyau qui se développe pour revenir au diamètre d'origine du tuyau [26]. Cela crée une augmentation de la vitesse du fluide, ce qui entraîne également une chute de pression dans cette section du tuyau. Il est plus efficace et précis que le compteur d'orifice.

### 3.7.2 Procédure d'étalonnage

Pour effectuer l'étalonnage, il est nécessaire d'avoir un manomètre (*Figure 3.5*), un débitmètre à orifice (*Figure 3.6*) et un venturi débitmètre (*Figure 3.7*) ont été utilisés pour mesurer le débit et le changement de pression de l'eau qui coule dans les tuyaux. La vanne a été ouverte et l'eau qui était déchargé par les tuyaux a été recueilli dans un seau. La durée pendant laquelle l'eau coulait et la masse de l'eau a été enregistrée. La masse de l'eau collecté a été mesuré à l'aide d'un bilan de masse. Simultanément, la tête des différentiels à travers l'orifice et le venturi ont été enregistrés à l'aide d'un manomètre.

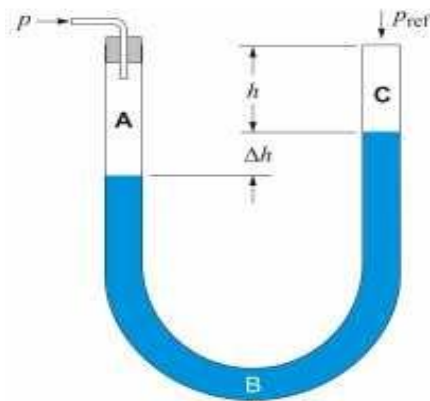


Figure 3.5 - Manomètre de base à tube sous forme « U »[26].

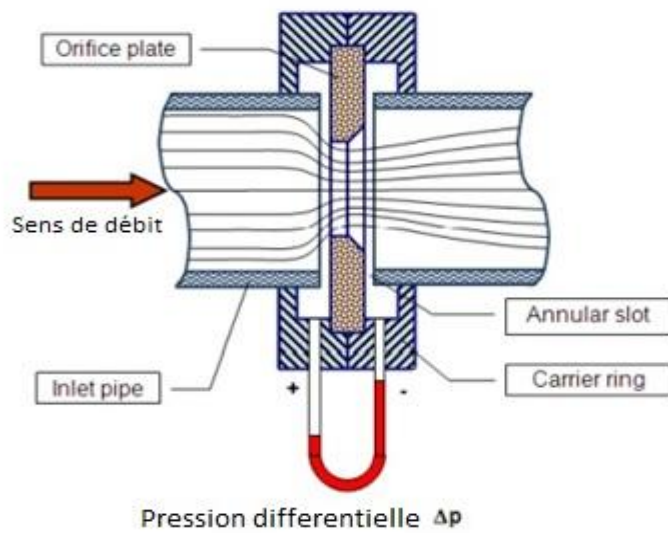


Figure 3.6 - Schéma de base d'un débitmètre à orifice[26].

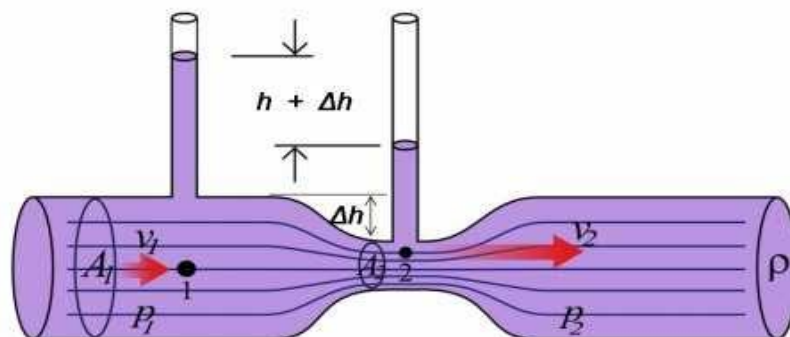


Figure 3.7 - Schéma de base d'un débitmètre ventur[26].

La différence de volume du réservoir a également été enregistrée en lisant la jauge de réservoir. La quantité initiale d'eau dans le réservoir pour chaque essai était de 8 gallons. Ce processus a été répété sept fois et les données ont été enregistrées pour chaque essai. La perte de charge pour l'orifice et le tube venturi a été calculée à l'aide de l'équation :

$$\text{Perte de pression} = \rho gh$$

Où  $\rho$  est la densité de l'eau ( $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ ),  $g$  est l'accélération par gravité vers la Terre ( $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ ), et  $h$  est la différence de hauteur enregistrée à partir du manomètre.

Le débit massique a été calculé à l'aide de la formule suivante :

$$\dot{m} = \frac{m}{t} \quad (3.9)$$

Où  $m$  est la masse de l'eau collectée et  $t$  est la durée pendant laquelle l'eau s'écoule. De même, le débit volumique a été calculé à l'aide de la formule suivante :

$$\dot{V} = \frac{V}{t} \quad (3.10)$$

Où  $V$  est le changement de volume de l'eau (mesuré à partir de la lecture du réservoir), et  $t$  est la durée pendant laquelle l'eau a coulé. Un graphique a été fait pour la perte de charge vs. débit massique et perte de charge par rapport au débit volumétrique pour chacun des compteurs.

## 3.8 ETALONNAGE D'UN COMPTEUR A ULTRASON

### 3.8.1 Généralités

La pressurisation de la section d'essai, le contrôle des fuites et le pré-débit sont maintenant exécutés. Lorsque le corps du compteur se met sous pression, la bonne concordance des instruments de pression est vérifiée. Le pré-débit est généralement effectué à 60 à 80% du compteur capacité. Le pré-écoulement dure généralement de 15 à 30 minutes. Le pré-débit permet au débitmètre et à la tuyauterie de la section d'essai de venir à la température d'écoulement du fluide. Double l'instrumentation de température est vérifiée pour de bon accord. Pendant le pré-écoulement, plusieurs tuyauteries et les conditions d'instrumentation sont vérifiées. Couler les



conditionneurs sont souvent une source de bruit d'écoulement. Le montant du bruit généré par le conditionneur d'écoulement est surveillé pendant le pré-écoulement. Toute mécanique inhabituelle les bruits peuvent indiquer que le conditionneur de débit est se désagréger ou vibrer violemment. Installer un thermique bien trop près d'un conditionneur de débit peut provoquer des bien la vibration. Cette installation peut produire plusieurs problèmes. Cette vibration peut causer des problèmes au compteur à ultrasons. L'introduction de bruit empêche la capacité du compteur à fonctionner correctement. Le puits thermal la vibration crée également un effet de chauffage qui produira un erreur de mesure de température aux ultrasons [27]. Quand effectuant le pré-flux, la performance de tout le flux les transducteurs sont surveillés pour s'assurer qu'il n'y a pas d'accord les échecs. Des signaux inhabituels peuvent être produits à partir d'une variété de problèmes pour inclure un mauvais ensemble de transducteurs, incorrect câblage, etc.

Une fois le pré-débit est terminé, l'étalonnage commence. La valeur du débit demandé par le consommateur devient très élevée. Si l'échelle du débit n'a été pas spécifiée par le consommateur, dans ce cas l'échelle correspond au débit prend sa valeur maximale par recommandation du constructeur. Au débit élevé il peut y avoir suffisamment de bruit de flux pour provoquer une rupture de corde. Autrement dit, le bruit d'écoulement est d'un niveau suffisant pour affaiblir le signal reçu par le compteur. Il est important de surveiller attentivement le système lors de l'augmentation du débit vers le débit le plus élevé. Si des composants comme le flux les conditionneurs vont échouer alors c'est le moment où l'échec est le plus susceptible de se produire. Tout bruit inhabituel ou de grands changements de bruit peuvent indiquer qu'un système le composant subit une panne.

En savoir plus sur ce texte source, vous devez indiquer le texte source pour obtenir des informations supplémentaires Envoyer des commentaires Panneaux latéraux

Lorsque le débit au débit le plus élevé a été établi, le système d'étalonnage peut se stabiliser. Ultrasonique les systèmes d'étalonnage des compteurs peuvent être composés de systèmes de tuyauterie avec un volume considérable entre les normes utilisées pour mesurer avec précision le débit pendant l'étalonnage et le compteur à ultrasons étant calibré. Il est important que les fluctuations de pression qui peuvent être présents dans le système en raison de changements de débit puissent se dissiper [27]. Lorsque des conditions d'écoulement stables ont été observées pendant une durée adéquate, les données d'étalonnage peuvent être extraites du compteur à

ultrasons en cours d'étalonnage et le système d'étalonnage. Plusieurs données peuvent être prises à un seul débit. Le nombre des points de données peuvent être spécifiés par le client, ou laissé à l'appréciation de l'opérateur du système d'étalonnage.

Les données peuvent être acquises en utilisant deux ordinateurs séparés systèmes. Un système exécutera le logiciel fourni par le fabricant qui interrogera le compteur pendant un le point de données est pris et un autre système acquerra des données du système d'étalonnage. En règle générale, ces deux systèmes acquérir des données pendant la même période.

L'obtention du fichier journalier d'étalonnage à partir du multimètre les journaux de données du logiciel peuvent s'avérer être un outil important une fois le compteur est mis en service. Ce journal initial collecté à l'heure de l'étalonnage peut fournir des informations telles comme vitesse du son, ou niveau de gain pour limiter les ratios sur un accord par accord pour n'en nommer que quelques-uns. Ce fichier journal initial collecté au moment de l'étalonnage du débit est souvent appelée ligne de base ou empreinte digitale du lecteur. Quand collectant les journaux tout au long de la vie du compteur, les journaux de référence peuvent être utilisés comme référence. Tout écart à partir des ratios observés lors de l'étalonnage peut être utilisé comme un moyen de résoudre les problèmes potentiels avec le lecteur performance.

### **3.8.2 Description générale de l'étalonnage et les systèmes de l'étalonnage du système de comptage ultrasonique**

Les étalonnages sont effectués en plaçant un étalon de débit dans ligne avec le débitmètre à ultrasons en cours d'étalonnage. Le l'étalon de débit est utilisé pour mesurer avec précision le débit et a été étalonné à l'aide d'étalons traçables au NIST ou une autre norme nationale. Tant qu'il n'y a pas fuites dans le système entre l'étalon et le compteur en cours d'étalonnage, on peut supposer que les deux compteurs sont passant la même quantité de débit. Il ne peut y en avoir qu'un standard ou il peut y en avoir beaucoup qui peuvent être placés dans parallèle dans le flux d'écoulement pour produire un débit large intervalle[27].

Il existe deux types de systèmes de base dédiés pour aboutir l'opération d'étalonnage. Figure 3.8 montre un système d'étalonnage sur un hydrocarbure (gaz ou liquide) qui s'écoule à l'intérieur d'une conduite. Lorsque la vanne de régulation de débit qui est installée au niveau de la

conduite est fermée légèrement, une pression différentielle à travers cette vanne est produite. La pression différentielle à travers cette vanne fournit une force motrice pour pousser l'écoulement à travers le système d'étalonnage. Lorsque la vanne principale du pipeline est fermée de plus, plus de débit est poussé à travers l'étalonnage système. De cette manière, une large plage de débit peut être traversée le système d'étalonnage permettant l'étalonnage d'une large gamme de tailles de compteurs. À très bas débit, un contrôle précis du débit peut être réalisé en étranglement avec une vanne plus petite en ligne avec le compteur étant calibré.

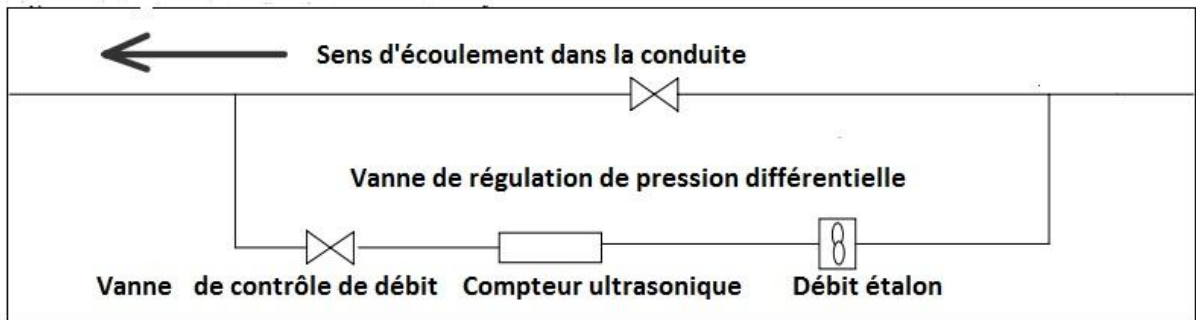


Figure 3.8 - Installation de base d'étalonnage sur la conduite d'hydrocarbures [27].

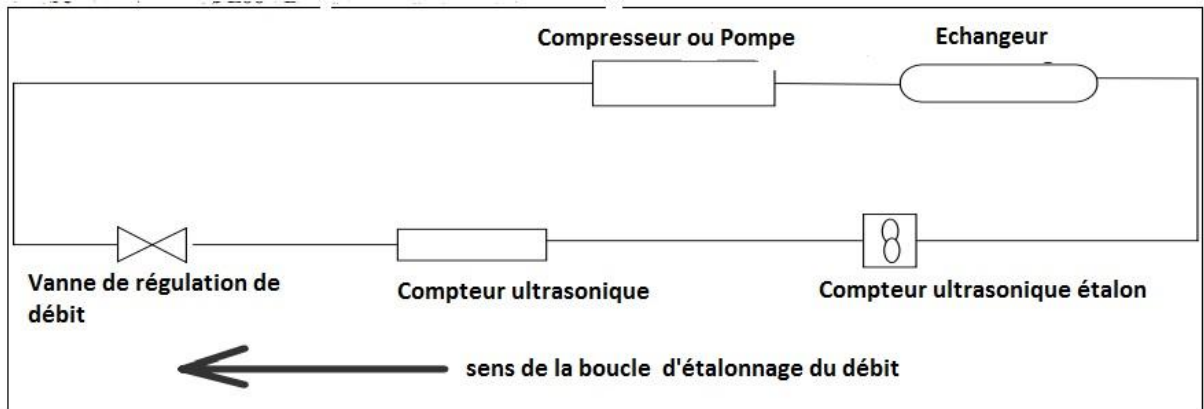


Figure 3.9 - Installation basique d'étalonnage en boucle pressurisée [27].

Ce type de système possède des avantages, car la conduite passe constamment du flux, de très longs points de données ou plusieurs points de données à un seul débit peuvent être pris. Le compteur en cours d'étalonnage coule sous les conditions du pipeline. Il y a potentiellement beaucoup de gaz sorties du chromatographe disponibles pour surveiller le gaz composition de sorte qu'une composition de gaz stable puisse être assurée [27]. Parce qu'il y a des chromatographes en phase gazeuse placés au comptage stations le long du gazoduc toute variation de gaz la composition peut être vue bien à l'avance car le gaz passe par la ligne. Ce type de système peut frapper débits très élevés permettant l'étalonnage des plus grands tailles de compteurs à ultrasons.

Les inconvénients de ce type de système varient. Le la chute de pression à un endroit donné aura des limites. Cela n'affecte pas les étalonnages ultrasoniques mais peut être considération lors de l'étalonnage des compteurs comme les compteurs à orifice qui ont besoin de créer une chute de pression. L'étalonnage le système doit fonctionner à la pression du pipeline. Ce signifie qu'un compteur à utiliser dans un système à basse pression peut devoir avoir une bride avec une pression nominale plus élevée installé temporairement pour l'étalonnage [27]. La qualité des données peuvent être affectées par la stabilité du pipeline. Si la la pression de la ligne augmente ou diminue, il peut être impossible acquérir des données. Typiquement cependant, la pression, la température et la composition du gaz sont assez stables.

Le deuxième type de système généralement utilisé est illustré dans Figure 3.9. Ce type de système est appelé boucle pressurisée. Avant de s'écouler, la boucle est sous pression avec du gaz à la pression d'écoulement souhaitée. S'écouler à travers le système est créé par un compresseur qui doit fonctionner en continu pendant le calibrage. Les vannes de contrôle de débit peuvent être placé dans le système pour le contrôle de flux. Échangeurs de chaleur dans le système permettent un certain contrôle de la température.

Un système à boucle pressurisée présente également certains avantages. Le débit dans les systèmes à boucle sous pression peut être contrôlé. La température dans une boucle pressurisée peut être varié sur une plage de température limitée permettant effets des différentes températures d'écoulement enquêté [27]. La composition du gaz en circulation peut être variée en injectant différents composants dans la boucle.

Les inconvénients d'un étalonnage en boucle pressurisée système comprennent des dépenses de fonctionnement élevées. Ceci est dû au fait le ou les compresseurs doivent fonctionner en continu. Le la pression d'aspiration sur le compresseur doit être maintenue au-dessus d'une certaine valeur minimale, ce qui limite la pression différentielle à travers la boucle. Cette limitation, ainsi que les limitations des capacités du compresseur et de la ligne la taille est généralement le principal facteur contribuant à l'écoulement limitations sur un système d'étalonnage basé sur une boucle pressurisée.

### 3.8.3 Calcul du facteur d'étalonnage pour un compteur ultrasonique selon la norme AGA 9

Pour clarifier ce calcul, nous prenons dans cette description un compteur ultrasonique de 12 pouces comme exemple. Ce compteur doit être étalonné avec un débit maximum de 100 ft / sec. Le client a a demandé que les données d'étalonnage soient prises conformément avec AGA 9 avec un débit minimum à une vitesse du mètre de 1 ft / sec. L'installation d'étalonnage l'opérateur met en place le plan d'étalonnage indiqué dans le *Tableau 3.1*.

Vitesse Ft/sec	% Erreur trouvée	% Erreur calculé	% Pleine échelle	% F.S x Erreur
100	-0,69	-0,	100%	-0,69
70	-0,5	0	70%	-0,35
50	-0,1	0,1	50%	-0,2
30	-0,18	0,18	30%	-0,096
20	-0,2	0,2	20%	-0,06
10	-0,24	0,24	10	-0,026
4	-0,3	0,3	4%	-0,008
1	-0,49	0,49	1%	-0,0001
	Somme =	2,85	2,85	-1,4301

**Tableau 3.1** - Résultats du compteur ultrasonique 12 pouces «A» [27].

À partir des résultats ci-dessus, un FWME peut être calculé. En utilisant les données du tableau 3.1, le pourcentage plein L'échelle doit être déterminée. Cette valeur est calculée comme suit.

$$FWME = \frac{-1,43}{2,85} = -0,50175 \quad (3.11)$$

Une fois le FWME dérivé, un facteur d'étalonnage peut être calculé. Le facteur d'étalonnage (ou étalonnage correction) est ensuite entré dans le logiciel du lecteur et le compteur est ajusté électroniquement. Le facteur d'étalonnage est calculé comme suit:

$$\text{Facteur d'étalonnage} = \frac{100}{100+FWME} = 1,0050 \quad (3.12)$$

Vitesse Ft/sec	% Erreur trouvée	% Erreur calculé	% Pleine échelle	% F.S x Erreur
100	0,75	0,03	100%	0,75
70	0,71	-0,01	70%	0,497
50	0,72	0	50%	0,497
30	0,74	0,02	30%	0,36
20	0,71	-0,01	20%	0,222
10	0,72	0	10	0,072
4	0,74	0,02	4%	0,0296
1	0,77	0,05	1%	0,0077
		Somme =	2,85	2,0803

**Tableau 3.2** -Résultats du compteur ultrasonique «B» de 12 pouces [27].

La norme d'acceptation AGA 9 est un bon outil pour l'utilisateur. De nombreux partenaires de garde accepteront d'utiliser ces critères comme base de «réussite ou échec», afin d'avoir un accord accepté avant l'étalonnage du débit compteur à ultrasons. Cependant, l'exemple ci-dessus montre pourquoi certains utilisateurs peuvent choisir d'accepter un compteur qui ne répond pas aux critères AGA 9.

### 3.8.4 Méthodes alternatives de réglage du compteur ultrasonique

#### 3.8.4.1 Méthode d'ajustement par polynôme de 2e ordre

Cette méthode se base sur la norme AGA 9. Elle est utilisée par plusieurs fabricants de compteurs à ultrasons à cause de sa simplicité, en basant sur l'ajustement de courbe polynomiale du second ordre. Cette méthode convient mieux ou ajuste le compteur A dans l'exemple précédent. Notez les résultats ci-dessous (tableau 3) montrant le même mètre et sa nouvelle condition de gauche utilisant un ajustement de courbe polynomiale du second ordre. Cela linéarise assez bien le compteur, laissant l'erreur du compteur à moins de 0,04% sur toute la plage [27].

Vitesse Ft/sec	% Erreur trouvée	% Erreur calculé	% Pleine échelle	% F.S x Erreur
100	-0,69	-0,03	100%	-0,69
70	-0,5	0,03	70%	-0,35
50	-0,4	0,03	50%	-0,2
30	-0,32	0,02	30%	-0,096
20	-0,3	-0,01	20%	-0,06
10	-0,26	-0,03	10	-0,026
4	-0,2	-0,03	4%	-0,008
1	-0,01	-0,03	1%	-0,0001

**Tableau 3.3** -Compteur ultrasonique «A» avec polynôme de 2e ordre ajustement appliqué [27].

#### 3.8.4.2 Méthode d'ajustement par PWL

Cette méthode utilisée par plusieurs fabricants de compteurs ultrasoniques, elle se base sur la technique de linéarisation de la pièce (PWL). Cette méthode permet à l'utilisateur d'ajuster le compteur au moment de l'étalonnage du débit, de sorte que tous les points tombent théoriquement

directement sur la ligne d'erreur de 0,0% dans tout l'air de répartition (Tableau 3.4). Cette technique d'ajustement est la plus utilisée aujourd'hui. Cela même technique peut également être incorporée dans l'ordinateur de flux, cependant, cela ne permet généralement pas un contrôle de vérification après que ces ajustements ont été fait; où les coefficients PWL installés directement dans le compteur permet d'exécuter un point de contrôle de vérification à l'heure de l'étalonnage du débit.

Vitesse Ft/sec	% Erreur trouvée	% Erreur calculé	% Pleine échelle	% F.S x Erreur
100	-0,69	0	100%	-0,69
70	-0,5	0	70%	-0,35
50	-0,4	0	50%	-0,2
30	-0,32	0	30%	-0,096
20	-0,3	0	20%	-0,06
10	-0,26	0	10	-0,026
4	-0,2	0	4%	-0,008
1	-0,01	0	1%	-0,0001

**Tableau 3.4** -Résultats du compteur ultrasonique «A» avec l'application de l'ajustement PWL

### 3.8.5 La gamme de mesure et sélection du point d'étalonnage

En fonction de l'application et du débit de la station, les utilisateurs peuvent choisir d'installer un grand compteur à ultrasons, deux compteurs de taille moyenne ou plusieurs petits compteurs à ultrasons. Ceci est vrai pour les nouvelles stations de comptage et les stations étant rétro-équipé de débitmètres à ultrasons.

Notez un exemple où un orifice de neuf, 12 pouces fonctionne ont été remplacés par un débitmètre à ultrasons de 30 pouces. Cela a considérablement réduit les coûts de maintenance de l'utilisateur. Pour une nouvelle station de comptage, avec le même débit, ce diminuerait les coûts de pression, de température et transmetteurs de pression différentielle. De plus, cela station nécessite moins d'ordinateurs de débit, de vannes et de tuyau terienommez-en quelques-uns[27]. Les promoteurs d'une telle installation indiquent ces zones comme les avantages de l'installation



d'un, grand volume mètre. En savoir plus sur ce texte source Vous devez indiquer le texte source pour obtenir des informations supplémentaires.

L'installation ci-dessus présente cependant des inconvénients. Avoir un compteur de grand volume peut rendre le réétalonnage du compteur difficile. De plus, de nombreux utilisateurs estiment que installer un seul mètre reviendrait à «mettre tous vos œufs dans un panier ». Si le compteur devient inutilisable, la mesure du pipeline serait affectée négativement si le deuxième compteur n'était pas disponible pour la mesure.

En raison de cette philosophie, certains utilisateurs, pour exemple, choisissent d'installer deux compteurs de 16 pouces pour leur mesure fiscale. Cela permettrait à l'utilisateur d'avoir un deuxième compteur en cas de panne. Ça aussi permet une maintenance facile, telle que la traction du compteur et le débit du compteur pour le nettoyage ou l'envoi pour recalibrage.

### **3.9 CONCLUSION**

Dans ce chapitre, nous avons décrit l'opération de l'étalonnage appliquée sur un système de comptage dynamique. D'ailleurs, nous avons compris les procédures poursuivies en vigueur afin de rendre un système de comptage dynamique répond aux normes industrielles notamment au cas de l'utiliser dans le transport d'hydrocarbures. Afin de comprendre beaucoup mieux l'incertitude due de cette opération, le chapitre suivant est destiné spécialement à effectuer cet égard.



## **CHAPITRE 4**

### *Analyse de l'incertitude métrologique d'un système du comptage industriel*

## 4.1 INTRODUCTION

La connaissance de la précision de mesure due de l'opération de comptage assez très importante du fait qu'elle se produit dans la plupart des processus et constitue un sujet de recherche important. Les laboratoires expérimentaux ou particulièrement accrédités devraient se concentrer sur une analyse complète et correcte de l'incertitude de mesure du débit massique ce qui influe conséquemment sur l'opération de comptage.

C'est pour cette raison, dans ce chapitre, nous tenons compte le gaz naturel comme un produit hydrocarbure utilisé dans notre analyse ainsi le compteur à ultrasons comme un système de comptage industriel. Alors, nous effectuons une étude analytique de l'incertitude de mesure métrologique d'un débit massique de gaz. Pour atteindre notre objectif, nous proposons dans nos expériences d'utiliser deux logiciels où leurs modèles d'incertitude présentés ici sont basés sur la méthodologie d'incertitude GUM (Guide of Uncertainty in Measurement) : l'un est le « **FLOBOSS S600 +** » développé par la société EMERSON cependant le deuxième a pour rôle de calculer l'incertitude élargie est développé par la Société norvégienne de mesure du pétrole et du gaz « **NFOGM** ». Ensuite nous appliquons une analyse comparative sur les résultats obtenus par ces deux méthodes différentes.

## 4.2 L'INCERTITUDE DE MESURE

L'incertitude du résultat d'une mesure reflète le manque de précision connaissance de la valeur du mesurande. Le résultat de la mesure après correction des effets systématiques reconnus n'est encore estimation de la valeur du mesurande en raison de l'incertitude résultant. Effets aléatoires et de correction imparfaite du résultat pour systématique effets. En pratique, L'exploitation du gaz naturel en tant qu'énergie crée une banalité dans la plupart des pays industrialisés depuis des décennies [28]. De toute évidence, le gaz naturel est une source de carburant et d'énergie [29]. Cependant, la mesure et les débitmètres industriels sont des éléments très importants dans la technologie de test du gaz naturel [30]. Dans de nombreuses applications, le

procédé est basé sur la mesure précise du débit de fluide associé au procédé [31]. L'opération de comptage du gaz naturel contribue à naître ces dernières années car plusieurs dispositifs de précision tels que des plaques à orifice classiques, des compteurs à ultrasons multi-trajets, des compteurs à turbine [5, 6], mais il existe tout débitmètre pouvant fonctionner pour toutes les situations. Ensuite, la détermination du débitmètre approprié est nécessaire pour savoir lequel est le plus adapté à chaque application [31]. Toutes ces applications constituent des éléments clés pour l'exploitant qui souhaite maximiser l'efficacité du pipeline, et nécessitent une corrélation très stricte avec une mesure de débit précise et fiable [31].

La mesure et l'allocation du flux de transfert de garde représentent les principaux éléments de la mesure fiscale. Dans le domaine pétrolier et gazier, le transfert de garde doit se rapporter aux opérations de transport de substance physique d'un opérateur à un autre et la précision des mesures est essentielle pour la comptabilité, la gestion, la sécurité et l'équilibrage physique des réseaux de gaz naturel ainsi que pour l'exactitude des consommations, facturation [28]. De nos jours, les débitmètres récents offrent une précision et une répétabilité très élevées généralement inférieures ou égales à 1% du débit massique pour les débitmètres à orifice [29]. Il est nécessaire de combiner les valeurs de différentes quantités d'entrée pour obtenir la valeur de sortie [32]. Ensuite, la documentation de l'incertitude des débits mesurés par les stations de comptage fiscal est essentielle dans le cadre de l'évaluation de l'état de ces stations de comptage. Les autorités doivent surveiller attentivement le processus par rapport à l'incertitude tolérée afin de garantir les intérêts nationaux. Même, les partenaires qui vendent le gaz devraient avoir un œil sur le contrôle de l'incertitude pour sécuriser leurs revenus. Enfin, les acheteurs de gaz sont obligés de s'organiser pour s'assurer qu'ils n'obtiennent pas une quantité de gaz inférieure à ce qu'ils paient [33].

Les procédures d'évaluation des incertitudes pour la mesure du débit de fluide sont fournies par l'ISO 5168. En fonction des compteurs, des procédures doivent être développées plus avant au cas où l'on s'approche de l'évaluation de l'incertitude [32].

L'Erreur Maximale Tolérée (EMT) représente les limites d'erreur de métrologie légale à respecter, elle garantit l'exactitude des transactions commerciales. La qualité et la crédibilité des mesures utilisées dans la réglementation et les domaines du commerce sont assurées par la métrologie légale. La fiabilité métrologique du compteur de gaz est associée dans un premier temps en vérifiant ce compteur de gaz chez les fabricants puis ils font l'objet de vérifications périodiques dans la plupart des pays. L'étalonnage de l'activité expérimentale est l'opération où la fiabilité métrologique des compteurs est effectuée dans laquelle erreurs, écarts types ; les incertitudes et les niveaux de confiance sont déterminés [34].

Dans notre travail, nous décrivons l'analyse de l'incertitude pour les compteurs fiscaux à ultrasons, et les données fournies par le champ GTIM ont été utilisées pour cette analyse. La variation d'incertitude a été évaluée en fonction de la variation de pression et de température.

### **4.3 MESURE DE DEBIT**

La norme technique internationale de métrologie légale reconnaît que le système de comptage du gaz naturel est une chaîne de mesure complexe, composée de différents dispositifs de mesure, d'élaboration, de correction, de mise à jour et de transmission de données sur le débit de gaz et l'énergie [35]. Généralement, l'installation d'un système de comptage du gaz naturel est généralement composée de nombreuses parties différentes comme:

- ✓ Conduites de réduction de pression avec protections contre la surpression ;
- ✓ Vannes incluses dans les lignes de comptage pour limiter la capacité par ligne ;
- ✓ Appareils de mesure de débit primaires
- ✓ Transmetteur de pression
- ✓ Transmetteur de température
- ✓ Chromatographe de gaz en phase gazeuse pour fournir des informations sur la composition et la qualité du gaz ;

- ✓ Calculateur de débit pour exprimer le volume de gaz dans des conditions standard.

La quantité fiscale est la quantité mesurée d'hydrocarbures utilisée pour la vente, le transfert de garde et l'attribution de propriété physique. Il comprend :

- ✓ Mesure des ventes et des allocations de gaz ;
- ✓ Mesure du gaz combustible et des gaz de torche;
- ✓ Échantillonnage ;
- ✓ Chromatographe en phase gazeuse

Les analyses d'incertitude du transfert de garde impliquent généralement :

- ✓ Normes internationales de l'industrie;
- ✓ Normes nationales de métrologie;
- ✓ Accords contractuels entre les parties;
- ✓ Réglementation et fiscalité des utilisateurs finaux [36].

L'incertitude et la précision sont considérées comme l'objectif principal de chaque système de comptage, ils signifient ;

- ✓ **Incertain** : représente la répétabilité et les limites auxquelles on s'attend à ce que la valeur réelle se situe pour un niveau de confiance donné [37].
- ✓ **Précision** : la sortie du compteur est coordonnée avec une norme ou une référence connue, et comprendra des termes tels que biais, lisibilité et précision ; cela peut être considéré comme la meilleure estimation selon l'échelle de la mesure [37].

La précision et la fiabilité sont très importantes pour garantir que l'incertitude globale du système convenue dans le contrat peut être atteinte et maintenue [37, 38 and 39].

La norme internationale ISO 5168 « Mesure du débit de fluide - Procédures pour l'évaluation des incertitudes » décrit l'incertitude comme la plage de valeurs dans laquelle le débit ou la quantité est censé se situer, avec un niveau de confiance spécifié, car dans le monde réel le débit doit être légèrement supérieur ou inférieur à la meilleure valeur estimée du débit [40].

Système de comptage	Limites de l'incertitude
Comptage de gaz fiscal	$\pm 1.0$ % du volume standard
Comptage d'huile fiscal	$\pm 1.3$ % du volume standard
Comptage de gaz fiscal	$\pm 1.8$ % du volume standard
Comptage d'huile fiscal	$\pm 5.0$ % du volume standard

**Tableau 4.1** – L'incertitude de mesure de gaz de champs GTIM

En plus d'offrir une répétabilité et une précision élevées, la technologie à ultrasons présente des caractéristiques inhérentes telles que : une perte de charge négligeable, une grande rangeabilité et la capacité de gérer des flux pulsés ISO 17089-2. Les modèles d'incertitude présentés ici sont basés sur la méthodologie d'incertitude GUM. Les règles de mesure sont décrites par la Direction norvégienne du pétrole et la norme NORSOK I-104, [36].

Ainsi, les débitmètres à ultrasons utilisés pour le transfert de propriété de gaz naturel offrent une très grande précision et une répétabilité généralement inférieure à 0,7% du débit volumique [29]. Lorsque la station de mesure à ultrasons est sélectionnée, «l'étalonnage à sec» et l'étalonnage du débit deviennent une chose nécessaire pour installer l'USM en opération sur le terrain [32]. L'analyse de l'incertitude de la station de mesure à ultrasons dépend de la norme ISO 17089-1 [32].

#### **4.4 STATION DE COMPTAGE DE GAZ « GTIM »**

Dans notre étude, nous prenons en considération la station de comptage de gaz de GTIM (Groupement Timimoun) comme le stade de nos essais expérimentaux. En



effet, Le champ « GTIM » (Groupement Timimoun) est un projet de gaz naturel situé entre la ville de Timimoun et la ville d'Adrar dans le sud-ouest de l'Algérie. L'estimation de la production du puits est d'environ 20 millions de Nm<sup>3</sup> de gaz naturel par jour. Le tableau II présente les données de base pour la conception de la station de comptage [41].



Figure 4.1 -Skid de comptage de gaz de « GTIM »

Composant standard	Mol %	Incertitude %
n-hexane (nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,0678	0,0028
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,3115	0,0045
I butane (iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1,3006	-0,0139
N butane (nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,0000	-0,0597
I pentane (iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,0059	0,0009
N pentane (nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,0461	0,0010
Nitrogène (N <sub>2</sub> )	1,9182	0,0048
Méthane (CH <sub>4</sub> )	83,2626	-0,1396
CO <sub>2</sub>	1,5061	0,0209
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	10,6812	-0,0448
<b>Total</b>	<b>100,000</b>	<b>0,005</b>

Tableau 4.2 -Composition chimique du gaz de la station de comptage « GTIM »

Dans cette station, l'opération de comptage s'appuie sur le débitmètre ultrasonique de la société KROHNE, où il existe trois rampes de comptage (trois débitmètres ultrasoniques séparés). Il s'agit d'un débitmètre à ultrasons qui est le principal dispositif de la station de mesure à ultrasons selon la norme ISO 17089-2. C'est un débitmètre massique basé sur le concept de conservation de la masse et de l'énergie. La pression est mesurée en amont et en aval du débitmètre à ultrasons et la température est mesurée uniquement en aval de ce débitmètre [42].

L'équation du débit massique à travers le tuyau est la base des calculs de débit volumétrique dans des conditions réelles ainsi que dans des conditions standard. Concernant la pression, il doit s'agir soit de robinets à bride, soit de robinets de tuyauterie et conforme aux directives reconnues dans le rapport AGA 3. [43, 44 et 32]

#### 4.5 RAPPEL SUR LE PRINCIPE DE MESURE

En pratique, Les compteurs à ultrasons se basent sur la mesure du temps de propagation des ondes sonores dans un milieu en mouvement [45]. La configuration de base du système est illustrée à la figure 1. Des deux côtés de la tuyauterie, des transducteurs capables de transmettre et de recevoir des impulsions ultrasonores qui sont montés aux emplacements A et B. Ces transducteurs émettent des impulsions sonores en un temps si court que la vitesse du son est identique pour les deux mesures et les temps de transit sont mesurés. A débit nul, le temps de transit de A à B, est égal au temps de transit de B à A,. Cependant, en présence d'un flux, le temps de transit de l'impulsion sonore de A vers B diminuera et celui de B vers A augmentera selon les équations suivantes (sans tenir compte des effets de second ordre tels que la courbure du chemin):

$$t_{AB} = \frac{l_p}{(c+vcos\phi)} \quad (4.1)$$

Et

$$t_{BA} = \frac{l_p}{(c-v\cos\phi)} \quad (4.2)$$

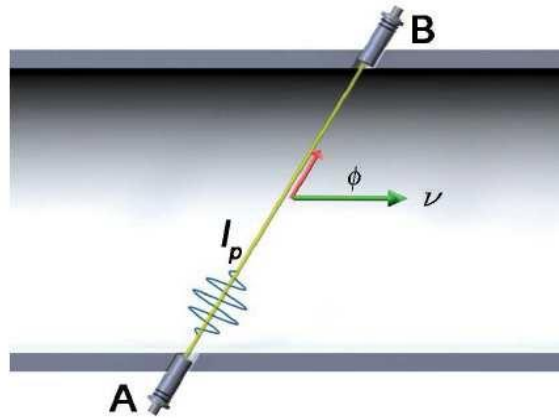


Figure 4.2 -. Configuration de base du système [45].

En utilisant les équations (1) et (2), la vitesse du gaz mesurée peut être écrite comme suit :

$$v = \frac{l_p}{2c\cos\phi} \left( \frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (4.3)$$

Dans ce cas, la mesure de la vitesse du gaz est indépendante des propriétés physiques du gaz telles que la pression, la température et la composition du gaz. Cependant, lorsque les transducteurs sont encastrés, il existe une composante de retard supplémentaire qui dépend de la vitesse du son [45].

Pour obtenir le débit volumique, la valeur estimée de la vitesse moyenne est multipliée par l'aire de la section transversale de la section de mesure, A, comme suit:

$$q_v = Av \quad (4.4)$$

Alors

$$q_v = \frac{\pi d^2}{4} v \quad (4.5)$$

#### 4.6 LE CALCULATEUR «FLOBOSS™ S600+ FLOW »

C'est un calculateur de débit monté sur panneau idéal pour les applications de comptage fiscal, de transfert des propriétés physiques, de chargement de lots et de vérification des compteurs. Le « FloBoss™ S600 + » permet de configurer des applications multi-débits et multi-stations pour le dosage simultané d'hydrocarbures (liquides et de gaz). Le FLOBOSS S600 + prend en charge la plupart des normes de mesure, y compris AGA, ISO, GPA, GERG et GOST pour les applications gaz et API et ASTM pour les applications liquides.



**Figure 4.3** -Le calculateur de débit « FloBoss S600 + » [46].

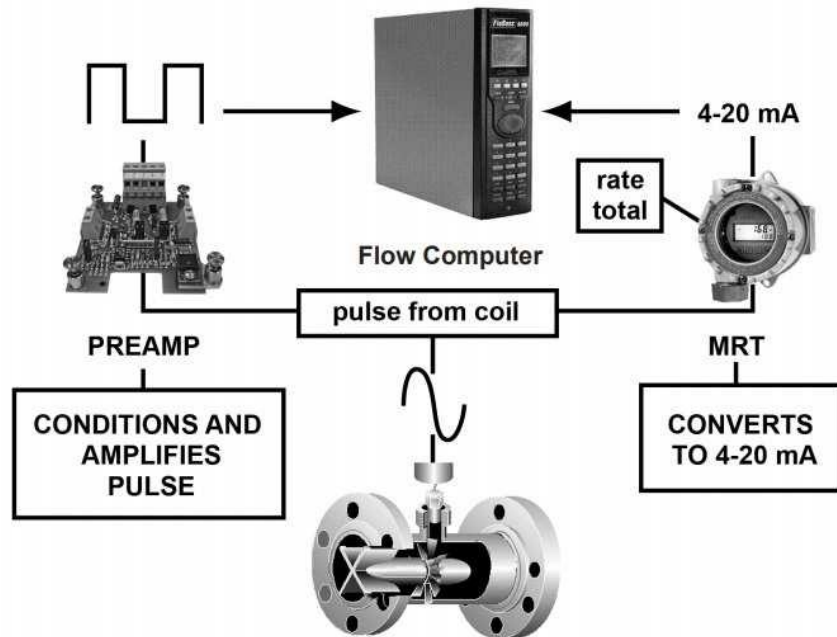


Figure 4.4 - Montage du calculateur « Floboss S600 » avec le débitmètre [46].

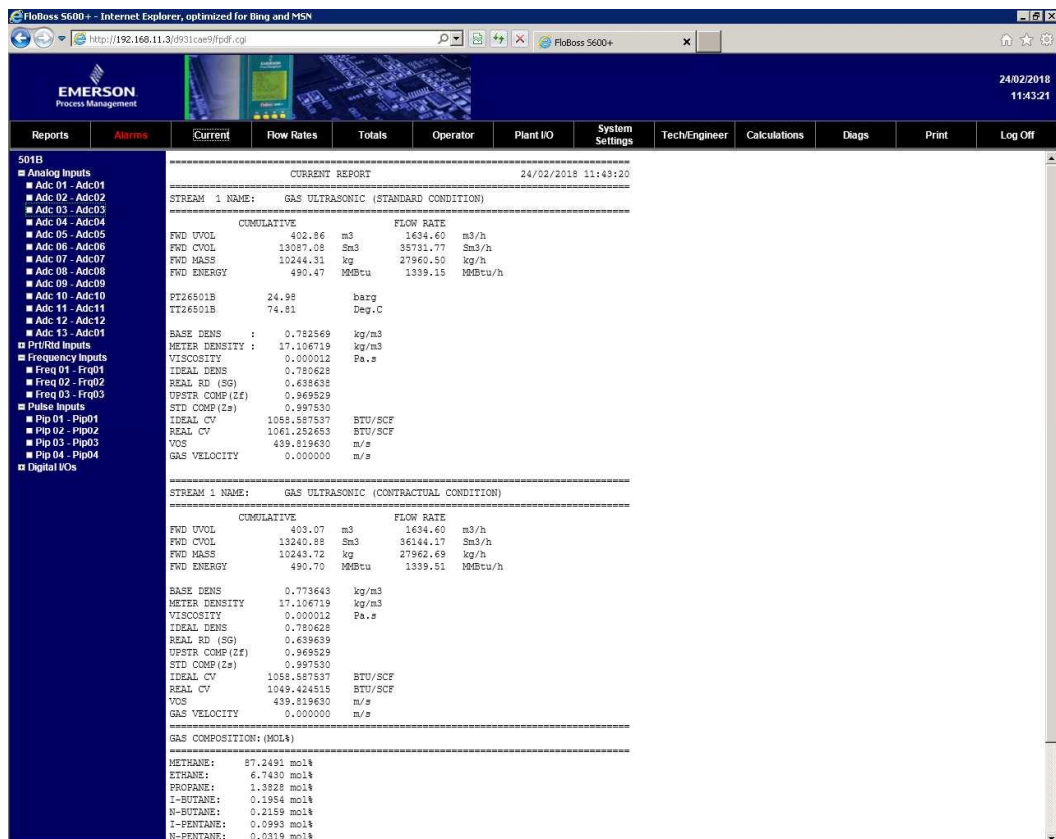


Figure 4.5 - Résultats du calcul obtenus par logiciel « FLOBOSS »

Données de service	Gaz naturel
Température	49,89 °C
Pression	75,07 Barg
Débit minimal	40,75 m <sup>3</sup> /h
Débit normal	816,59 m <sup>3</sup> /h
Débit maximal	1634,60 m <sup>3</sup> /h
Densité	60,00048 kg/m <sup>3</sup>
Viscosité	0,000012 Pa.s
Compressibilité	0,912582
Poids moléculaire	18,72

Tableau 4.3 Propriétés physiques de gaz de GTIM

Cette station de comptage contient :

- ✓ Deux tuyaux parallèles de comptage (A, B) de 30 '' ;
- ✓ Un point d'échantillonnage pour les analyses et le contrôle qualité ;
- ✓ Un chromatographe en phase gazeuse GC en ligne (HGC-PAC) ;
- ✓ Un analyseur d'humidité 700XA, Serial N ° 90101763.

#### 4.7 LOGICIEL DE SIMULATION ET CALCUL EMU

Pour rappel, le logiciel « EMU » de la société « NFOGM » utilise la norme AGA 8 qui se base sur la méthodologie du GUM. En effet, le choix de ce logiciel revient à l'existence du système de comptage ultrasonique dans notre étude (les données opérationnelles proviennent du champ de gaz « GTIM »).

Dans la feuille de travail désignée « paramètres de gaz » montrée dans la figure, les données utilisateur pour les calculs des propriétés physiques du gaz.

The screenshot displays the 'Gas parameters' window of the EMU - USM Fiscal Gas Metering Station software. The interface is organized into several sections, each with input fields for various gas properties and conditions.

Section	Parameter	Value	Unit
OPERATING CONDITIONS, METER RUN	Line pressure (static), P	100	bara
	Line temperature, T	50	°C
	Compressibility at line conditions, Z	0.946	
	Velocity of sound (VOS), c	417	m/s
	Gas density, $\rho$	81.62	kg/m <sup>3</sup>
	Ambient (air) temperature, T <sub>air</sub>	0	°C
DENSITOMETER CONDITIONS	Temperature at density transducer, T <sub>d</sub>	48	°C
	Velocity of sound, c <sub>d</sub>	415.24	m/s
	Indicated (uncorrected) gas density at density transducer, $\rho_u$	82.443	kg/m <sup>3</sup>
	Calibration temperature, T <sub>c</sub>	20	°C
	Calibration velocity of sound (VOS), c <sub>c</sub>	350	m/s
FLOW CALIBRATION CONDITIONS	Flow calibration pressure, P <sub>cal</sub>	50	bara
	Flow calibration temperature, T <sub>cal</sub>	10	°C
TEMPERATURE TRANSMITTER CONDITIONS	Ambient (air) temperature at calibration	20	°C
STANDARD REFERENCE CONDITIONS	Compressibility, Z <sub>0</sub>	0.9973	
	Gross calorific value, H <sub>g</sub>	41.686	MJ/Sm <sup>3</sup>
PRESSURE TRANSMITTER CONDITIONS	Ambient (air) temperature at calibration	20	°C

Figure 4.6 - Fenêtre du calcul des « propriétés physiques du gaz » dans le logiciel EMU

## 4.8 ETUDE METROLOGIQUE

Pendant ces simulations, une analyse métrologique de système de comptage du gaz naturel a été réalisée. Où il est installé dans les réseaux de collecte du champ algérien GTIM. Les logiciels utilisés ici sont le « FLOBOSS S600 + » développé par la société EMERSON et un autre qui s'appelle « EMU » développé par la société NFOGM [47, 48].

L'objectif de ces simulations consiste à établir une évaluation d'incertitude de mesure métrologique de débit en fonction des variables thermodynamiques de fonctionnement (température et pression) lors d'effectuer l'opération de système de comptage au sein de l'industrie d'hydrocarbures. D'ailleurs, le principe de comptage utilisé dans ces tests se base sur le débitmètre ultrasonique, en tenant compte l'influence de la température et de la pression de service sur l'incertitude du débit. La variation de ces deux variables thermodynamiques de fonctionnement a été réalisée en fonction du changement atmosphérique en se basant sur les travaux de simulation réalisés en collaboration avec les ingénieurs de l'usine de gaz « GTIM ».

Le simulateur « FLOBOSS S600 + » a été utilisé pour obtenir la densité et la compressibilité du gaz en fonction de différentes valeurs de température et de pression. D'ailleurs, La composition de gaz utilisé pour cette analyse est celle du champ « GTIM » comme illustré dans le tableau 4.4;

Mélange de gaz utilisé (GULF COAST)			PCS de chaque composant  Kcal/Cm <sup>3</sup>	Densité de chaque composant  Kg/Cm <sup>3</sup>
Composition				
Composant i		Mol (%)		
n-hexane	C6 plus	0.1600	45217	3.9097
Propane	C3H8	2.1000	22688	1.8742
I butane	I C4H10	0.3500	29303	2.5003
N butane	N C4H10	0.5300	29745	2.5111
Neo pentane	NéoC5H12	0.1500		
I pentane	I C5H12	0.1200	37147	3.176
N pentane	N C5H12	0.1200	37496	3.1918
Nitrogen	N2	5.9000		1.1696
Methane	CH4	83.4600	8912	
CO2	CO2	0.2100		
Ethane	C2H6	6.9000	15746	1.2657
<b>Total</b>		<b>100.000</b>		
			<b>PCS du mélange  (kcal/Cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Densité de base du mélange  (kg/Cm<sup>3</sup>)</b>



Calculé par la formule	9111.015161	0.703342008
Lu sur logiciel « Floboss »	9111.0148	0.703342
Erreur	-0.00032100	

**Tableau 4.4** Calcul de PCS et densité de base par différentes méthodes [33]

#### 4.9 VERIFICATION PRIMITIVE DU SYSTÈME DE COMPTAGE DYNAMIQUE DE GAZ : GROUPEMENT TIMIMOUNE

Vérification de la fonction de calcul de la densité de base, PCS et densité ligne :

Condition Contractuelle T= 15°C et P =1bar

Modèle utilisé pour calculer

$$\rho_c = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \rho_{c_i}}{100}$$

$$\rho = \rho_c \frac{P}{P_c} \frac{T_c}{T} \frac{Z_c}{Z}$$

$P_c$  : Pression absolue de base (1 bar)

$T_c$  : Température absolue de base (288,5 °K)

$P$  : Pression absolue de service

$T$  : Température absolue de comptage (ligne) en °K

$Z_c$  : Facteur de compressibilité de base (contractuelle 1 bar and 15 °C ), calculé par AGA8

Z : Facteur de Compressibilité aux conditions de service, calculé par AGA8

**Pouvoir Calorifique Supérieur « PCS »**

<b>Facteur compressibilité de Service Z</b>	0.9058251	0.881409	0.8980472	0.91867
<b>Facteur compressibilité de Base Zc</b>	0.997876	0.997876	0.997876	0.997876
<b>Densité de base (kg/Cm3)</b>	0.703342	0.703342	0.703342	0.703342
<b>Température de Service T °K</b>	327.5940	310.927	310.927	327.594
<b>Pression absolue de Service P (bar)</b>	82.73725	82.73725	68.9476	68.9476
<b>Densité de ligne calculée (kg/Cm3)</b>	56.387462	61.0557996	49.9370993	46.33247
<b>Densité de ligne lue sur S600+</b>	56.3350759	60.990867	49.89110413	46.2894779
<b>Erreur (kg/m3)</b>	-0.052387	-0.064933	-0.045995	-0.042991

**Tableau 4.5 - Calcul de la densité de ligne par « PTZ »**

Après avoir effectué les calculs des différents paramètres physiques de gaz en utilisant les deux logiciels simulateurs « FLOBOSS » et « EMU » en respectant la norme AGA8, nous avons obtenu les résultats illustrés dans le tableau 4.6

<b>P= 68,94 Bar, T=37,777 °C</b>			
<b>Propriété physique</b>	<b>Valeur calculé EMU</b>	<b>Valeur FLOWBOSS</b>	<b>Erreur (%)</b>
Compressibilité de ligne	0,8980472	0,89804	0.00072
Densité de ligne (kg/m3)	49,9370993	49,93780413	-0.07048
Densité de base (kg/m3)	0,703342	0,70268843	-0.05535
Compressibilité de base (Zc)	0,997876	0,997876266	-0.00002

**Tableau 4.6 – Résultats des simulations P= 68,94 Bar, T=37,777 °C**

Nous avons effectué également les mêmes simulations par les deux simulateurs pour calculer les valeurs de propriétés physiques de gaz, en changeant uniquement la

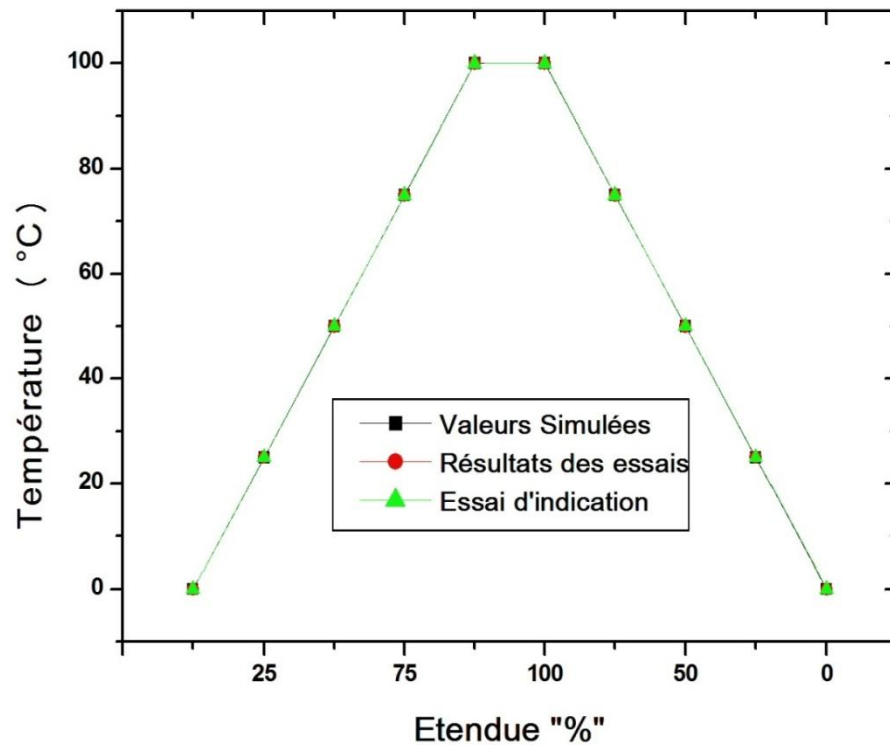
température et la pression de service (P= 82,73 Bar, T=54,444 °C), et en conséquence nous avons obtenu les résultats illustrés dans le tableau 4.7

<b>P= 82,73 Bar, T=54,444 °C</b>			
<b>Propriété physique</b>	<b>Valeur calculé EMU</b>	<b>Valeur FLOWBOSS</b>	<b>Erreur (%)</b>
Compressibilité de ligne	0,881409	0,881509	-0.0100
Densité de ligne (kg/m3)	56,387462	56,387661	-0.0199
Densité de base (kg/m3)	0,703342	0,70368843	-0.03464
Compressibilité de base (Zc)	0,99787626	0,99787746	-0.00012

**Tableau 4.7** - Résultats des simulations P= 82,73 Bar, T=54,444 °C

<b>Valeurs Simulées</b>		<b>Résultats des essais</b>			<b>Essai d'indication</b>	
étendue «%»	Température	Tension lue Multimètre	Température Calculée	Erreur «°C »	Temp. lue Calculateur	Erreur « % »
0	0.00	1.0002	0.00	0.005	0.01	0.005
25	25.00	2.0005	25.01	0.013	25.01	-0.003
50	50.00	3.0007	50.02	0.018	50.01	-0.008
75	75.00	4.0004	75.01	0.010	75.00	-0.010
100	100.00	5.0000	100.00	0.000	99.99	-0.010
100	100.00	5.0000	100.00	0.000	100.00	0.000
75	75.00	3.9996	74.99	-0.010	74.98	-0.010
50	50.00	3.0004	50.01	0.010	50.00	-0.010
25	25.00	2.0006	25.02	0.015	25.01	-0.005
0	0.00	0.9990	-0.03	-0.025	-0.02	0.005

**Tableau 4.8** - Vérification de la transmission de température TT

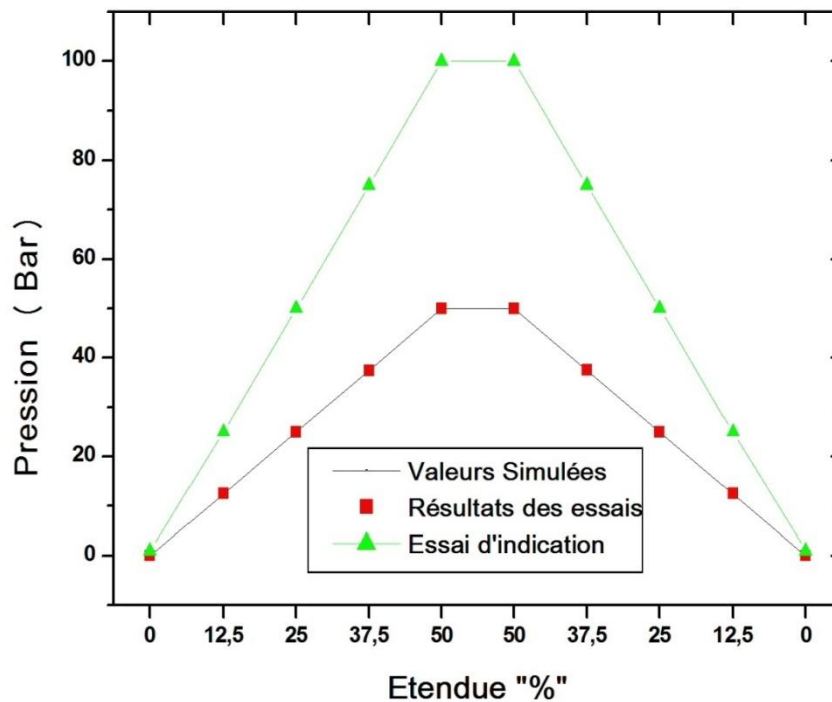


**Figure 4.7** - Les différentes valeurs de température en fonction de l'étendue de mesure

A partir des résultats obtenus par la courbe, nous constatons que les valeurs de température lues par le biais de l'indicateur de pression se situant dans la salle de contrôle (y compris la chaîne d'acquisition et bus de terrain) et celles qui sont obtenues par les simulations sur site (le captage du signal uniquement sans transmission) en utilisant le calibrateur HART sont identiques; ce qui nous amène à dire que l'erreur due de cette mesure est approximativement nulle et n'a pas une grande influence sur l'opération de comptage dynamique vu l'environnement et le conditionnement appliqué.

Valeurs Simulées		Résultats des essais				Essai d'indication	
étendue «%»	Pression «Bar »	Tension lue Multimètre	Pression Calculée	Erreur «Bar »	EMT «Bar »	Pression Lue Calculateur	Erreur « % »
0	0.00	1.0004	0.005	0.005	0.20	0.980	-0.00021
12.5	12.50	2.0005	12.506	0.014	0.25	25.005	-0.01160
25	25.00	3.0000	25.000	0.00	0.80	50.005	-0.00620
37.5	37.50	3.9992	37.490	0.01	0.80	75.026	0.01360
50	50.00	4.9980	49.975	0.025	0.80	100.000	-0.02599
50	50.00	4.9980	49.975	0.025	0.80	100.000	-0.02599
37.5	37.50	4.0007	37.509	0.009	0.80	75.024	0.00760
25	25.00	3.0018	25.023	0.023	0.80	49.998	-0.00520
12.5	12.50	2.0006	12.508	0.008	0.25	25.000	-0.01160
0	0.00	1.0014	0.018	0.018	0.20	1.000	-0.01021

Tableau 4.9 - Vérification de la transmission de pression PT



**Figure 4.8-** Les différentes valeurs de pression en fonction de l'étendue de mesure

A partir des résultats obtenus par la courbe, nous constatons que les valeurs de pression lues par le biais de l'indicateur de pression se situant dans la salle de contrôle (y compris la chaîne d'acquisition et bus de terrain), et celles qui sont obtenues par les simulations sur site (le captage du signal uniquement sans transmission) en utilisant le calibrateur HART pour simuler les différentes valeurs de pression sont absolument distinguées ; ce qui nous amène à dire que l'erreur due de cette mesure est assez très importante et en conséquence elle provoque une contrainte dans l'opération de comptage dynamique. Cette contrainte de mesure due de la transmission du signal lui-même nécessite de revoir le type de la chaîne de mesure de pression utilisée et bien aussi les instruments dédiés au mesurage de pression dans pas une grande influence sur l'opération de comptage dynamique vu l'environnement et le conditionnement appliqué.

#### **4.10 CONCLUSION**

Au cours de ce chapitre, nous sommes arrivés à simuler l'opération de comptage dynamique en utilisant les paramètres opérationnels provenant de l'industrie d'hydrocarbures en se basant sur l'impact des instruments de mesure notamment la température et la pression sur l'opération de comptage dynamique et par conséquent nous avons vu que la faisabilité de ces instruments utilisés pour effectuer le captage et la transmission d'un tel signal dans n'importe quel système de comptage joue un rôle très important vu les erreurs EMT obtenus.



## ***CONCLUSION GENERALE***



## **CONCLUSION GENERALE**

Ce travail nous a amené à étudier analytiquement, les propriétés physiques des systèmes du comptage les plus utilisés dans le transport d'hydrocarbures. À l'aide de deux logiciels de simulation industrielle « **FLOBOSS** » et « **EMU** », nous avons pu déterminer l'incertitude de mesure de débit obtenu par ce système qui a sans doute une grande influence sur le choix d'un système approprié dans le milieu industriel en général et celui de l'hydrocarbure en particulier.

Au cours de ce travail de thèse :

- Tout d'abord, l'analyse des propriétés métrologiques et physiques de chaque système de comptage a été établie parfaitement, ce qui nous a permis de donner une clarification de leurs principes de fonctionnement ainsi que la technologie utilisée dans sa fabrication.
- Ensuite, nous avons pu lever l'ambiguïté sur l'étalonnage d'un système de comptage dynamique que ce soit à l'usine quand il est en service ou à l'atelier, ainsi les méthodes poursuivies pour identifier et calculer l'incertitude de mesure de débit, ont été bien étudiées.
- En plus, des simulations nécessaires ont été effectuées à l'usine avec l'utilisation des données opérationnelles, qui proviennent de l'industrie d'hydrocarbures. Ces simulations ont pour rôle de calculer les paramètres du fluide à transporter ainsi que l'incertitude obtenue du calcul de débit afin de pouvoir nous orienter concrètement comment faire pour minimiser cet incertitude sur le comptage d'hydrocarbure.
- Finalement, une étude analytique a été appliquée à partir des résultats obtenus de ces simulations. Nous avons cité les critères primordiaux utilisés pour choisir un système de comptage adéquat aux exigences demandées par le transport des hydrocarbures.

## *Conclusion générale*

---

Nous avons conclu que les propriétés physiques et métrologiques d'un système de comptage d'hydrocarbure constituent un paramètre assez très important, qui nous permis de connaitre l'efficacité du système lui-même. Ce travail contribue effectivement au choix du système de comptage qui s'utilise pour transporter les hydrocarbures par canalisation

# ***ANNEXE***

## Annexe 1

### Logiciel de simulation EMU – USM Fiscal Metering Station

#### Description :

Ce logiciel utilise ces données pour calculer les incertitudes individuelles des mesures primaires et pour calculer l'incertitude de la station de comptage de gaz combinée. Les données utilisées dans l'interface des entrées

The screenshot displays the input interface for the EMU - USM Fiscal Gas Metering Station. The interface is organized into several sections, each with a title and a list of parameters with their respective units and values.

Gas parameters	
<b>OPERATING CONDITIONS, METER RUN</b>	
Line pressure (static), $P$	100 bara
Line temperature, $T$	50 °C
Compressibility at line conditions, $Z$	0.846
Velocity of sound (VOS), $c$	417 m/s
Gas density, $\rho$	81.62 kg/m <sup>3</sup>
Ambient (air) temperature, $T_{air}$	0 °C
<b>DENSITOMETER CONDITIONS</b>	
Temperature at density transducer, $T_x$	48 °C
Velocity of sound, $c_x$	415.24 m/s
Indicated (uncorrected) gas density at density transducer, $\rho_x$	82.443 kg/m <sup>3</sup>
Calibration temperature, $T_c$	20 °C
Calibration velocity of sound (VOS), $c_c$	350 m/s
<b>FLOW CALIBRATION CONDITIONS</b>	
Flow calibration pressure, $P_{cal}$	50 bara
Flow calibration temperature, $T_{cal}$	10 °C
<b>TEMPERATURE TRANSMITTER CONDITIONS</b>	
Ambient (air) temperature at calibration	20 °C
<b>STANDARD REFERENCE CONDITIONS</b>	
Compressibility, $Z_0$	0.9973
Gross calorific value, $H_g$	41.686 MJ/Sm <sup>3</sup>
<b>PRESSURE TRANSMITTER CONDITIONS</b>	
Ambient (air) temperature at calibration	20 °C

**Fig. 1 -** L'interface des entrées par l'utilisation du débitmètre à ultrason « USM » [27]

L'interface de calcul pour la configuration des paramètres USM est illustrée à la Fig. 2. Les paramètres d'entrée sont: le nombre de chemins, la méthode d'intégration, les angles d'inclinaison, le nombre de réflexions, les positions latérales des cordes, les poids d'intégration et les données de matériau du corps du compteur (généralement l'acier) (diamètre, épaisseur de paroi, coefficient de dilatation thermique et module de Young) [27]. La feuille de travail et le programme couvrent à la fois les USM à chemin réfléchissant et à chemin non réfléchissant.

**EMU - USM Fiscal Gas Metering Station**

USM setup

**ULTRASONIC FLOW METER CONFIGURATION SPECIFICATIONS**

Number of acoustic paths: 4

Integration method: USM configuration menu: Program default configuration (Gauss - Jacobi)

Enter chosen configuration

Acoustic path no.	Inclination angle [deg]	Number of reflections	Lateral chord position [y/R]	Integration weight
1	45	0	-0.809016984	0.138196601
2	-45	0	-0.309016984	0.361803396
3	45	0	0.309016984	0.361803396
4	-45	0	0.809016984	0.138196601

**METER BODY MATERIAL DATA**

Inner diameter (spoolpiece), at dry calibration: 308 mm

Average wall thickness: 8.4 mm

Temperature expansion coefficient, alpha: 1.40E-05 K<sup>-1</sup>

Young's modulus (modulus of elasticity), Y: 2.00E-05 MPa

Save current settings as User defined configuration 1:

Save user defined configuration

Configuration name text box (user defined):

- User defined configuration 1
- User defined configuration 2
- User defined configuration 3
- User defined configuration 4
- User defined configuration 5

Fig. 2 : L'interface de calcul - Présentation d'une Station de comptage de gaz qui utilise un débitmètre à ultrason USM

## L'incertitude de mesure de la pression par EMU

L'interface de calcul « P » pour évaluer l'incertitude étendue de la pression mesurée :

**EMU - USM Fiscal Gas Metering Station**

Pressure measurement in meter run

Select level of input: Overall input level

**DETAILED INPUT LEVEL**

Type of instrument:

Maximum calibrated static pressure: 120 bar

Minimum calibrated static pressure: 50 bar

Calibrated span: 70 bar

Upper Range Limit (URL): 138 bar

Ambient temperature deviation: 20 °C

Time between calibrations: 12 months

Input variable	Given Uncertainty	Confidence Level (probability distr.)	Type of uncertainty	Standard Uncertainty	Sensitivity Coefficient	Variance
Transmitter	0.05 %Span	99 % (normal)	A	0.0116687 bar	1	0.0001361 bar <sup>2</sup>
Stability	0.1 %URL / 1 year	95 % (normal)	B	0.008 bar	1	0.004761 bar <sup>2</sup>
RFI effects	0.1 %Span	99 % (normal)	A	0.0233333 bar	1	0.005444 bar <sup>2</sup>
Ambient temperature effect	0.006 %URL	99 % (normal)	B	0.0062714 bar	1	4.89E-05 bar <sup>2</sup>
Atmospheric pressure	0.09 bar	99 % (normal)	A	0.03 bar	1	0.0009 bar <sup>2</sup>
		95 % (normal)	B	0 bar	1	0 bar <sup>2</sup>

Pressure Measurement

Sum of variances,  $u_c(P)^2$ : 0.0033602 bar<sup>2</sup>

Combined Standard Uncertainty,  $u_c(P)$ : 0.0799 bar

Expanded Uncertainty (95% confidence level, k=2),  $k u_c(P)$ : 0.1599 bar

Operating Static Pressure, P: 100 bar

Relative Expanded Uncertainty (95% confidence level, k=2),  $k E_r$ : 0.1599 %

Fig. 3 - L'incertitude de mesure de la pression par « EMU »

## L'incertitude de mesure de température par EMU

L'interface de calcul « T » pour évaluer l'incertitude étendue de la température mesurée :

**EMU - USM Fiscal Gas Metering Station**  
Temperature measurement in meter run

Select level of Input: **Overall Input level** / Detailed Input level

**DETAILED INPUT LEVEL**

Ambient temperature deviation: 20 °C  
Time between calibrations: 12 months  
Type of Instrument: \_\_\_\_\_

Input variable	Given Uncertainty	Confidence Level (probability distr.)	Type of uncertainty	Standard Uncertainty	Sensitivity Coefficient	Variance
Temperature element and transmitter	0.1 °C	99 % (normal)	A	0.0333333 °C	1	0.0011111 °C <sup>2</sup>
Stability	Max 0.1 °C					
	0.1 %MV/24months	99 % (normal)	B	0.0336583 °C	1	0.0029007 °C <sup>2</sup>
RFI effects	0.1 °C	99 % (normal)	A	0.0333333 °C	1	0.0011111 °C <sup>2</sup>
Ambient temperature effect	0.0015 °C/°C	99 % (normal)	B	0.01 °C	1	0.0001 °C <sup>2</sup>
Stability - temperature element	0.05 °C	95 % (normal)	B	0.025 °C	1	0.000625 °C <sup>2</sup>
	_____ °C	95 % (normal)	B	0 °C	1	0 °C <sup>2</sup>

**Temperature Measurement**

Sum of variances, $u_j(T)^2$	0.0058479 °C <sup>2</sup>
Combined Standard Uncertainty, $u_c(T)$	0.0765 °C
Expanded Uncertainty (95% confidence level, k=2), $k \cdot u_c(T)$	0.1529 °C
Operating temperature, T	50 °C
Relative Expanded Uncertainty (95% confidence level, k=2), $k \cdot E_T$	0.0473 %

Fig. 4 - L'incertitude de mesure de la température par « EMU »

## Annexe 2

### 2- Calculateur de débit FloBoss™ S600+

Calculateur de débit à montage sur panneau idéal pour le comptage fiscal, le comptage transactionnel, le chargement de lots et l'étalonnage. Le « FloBoss™ S600+ » permet de configurer les applications impliquant plusieurs flux et plusieurs stations pour effectuer des mesures simultanées des liquides et des gaz. Le S600+ prend en charge la plupart des normes de mesure, y compris les normes AGA,

ISO, GPA, GERG et GOST pour les applications avec les gaz, ainsi que les normes API et ASTM pour les applications avec les liquides.



*Fig. 5* Calculateur de débit FloBoss™ S600+

### **Caractéristiques techniques**

- Tous les calculs de comptage dynamique sont réalisés avec des nombres à virgule flottante en précision double de 64 bits pour assurer la plus grande précision et respecter la dernière norme API
- Les totaux cumulés sont stockés dans trois emplacements mémoire distincts (format tri-reg) pour une intégrité maximale
- Réduction des incertitudes de mesure, fiabilité accrue
- Options de communication flexibles, notamment Ethernet, série et HART

- Compatibilité avec les transmetteurs HART : 12 canaux, jusqu'à 50 transmetteurs, notamment le maître HART double
- Analogique, HART, série ou Ethernet : Compatibilité totale, facilité d'intégration, démarrages plus rapides et coûts de démarrage plus faibles
- Interface intelligente sur la plupart des débitmètres, notamment Coriolis et Ultrasonique
- Homologation MID pour les applications de gaz et de liquide afin de réduire les risques, de garder l'esprit tranquille et de disposer d'une preuve de conformité aux exigences fiscales les plus strictes aussi bien pour les liquides que pour les gaz
- Mélange de flux liquides et gazeux dans un seul calculateur de débit : 10 flux pour les débitmètres et 6 flux pour les compteurs d'impulsions à double débit
- Prise en charge AGA, API, ASTM, GPA, ISO, GOST, S-GERG
- Entrée analogique de haute précision 24 bits, précision  $\pm 0,005$  % de pleine échelle à 23° C
- Large plage de température ambiante comprise entre  $- 10^{\circ}$  C et  $+ 60^{\circ}$  C.

### **Interface sur l'écran de PC :**

Le panneau frontal du FloBoss S600 fournit une interface locale afin que l'utilisateur puisse visualiser ou apporter des modifications aux valeurs et à l'état des paramètres. La disposition du panneau frontal du FloBoss S600 est illustrée dans la Fig -6





*Fig. 6* – Panneau frontal du Calculateur de débit FloBoss™ S600+

### **Interface de serveur:**

L'accès à l'interface de serveur Web permet à l'utilisateur d'afficher des rapports, des affichages et des diagnostics. Le nombre d'articles disponible pour la visualisation dépend du niveau d'accès de sécurité de l'utilisateur. Certaines valeurs et certains statuts sont lecture / écriture et peut être modifié à partir de l'accès au serveur Web. Si les éléments peuvent être modifiés à partir du L'accès au serveur Web est également soumis au niveau d'accès de sécurité de l'utilisateur.

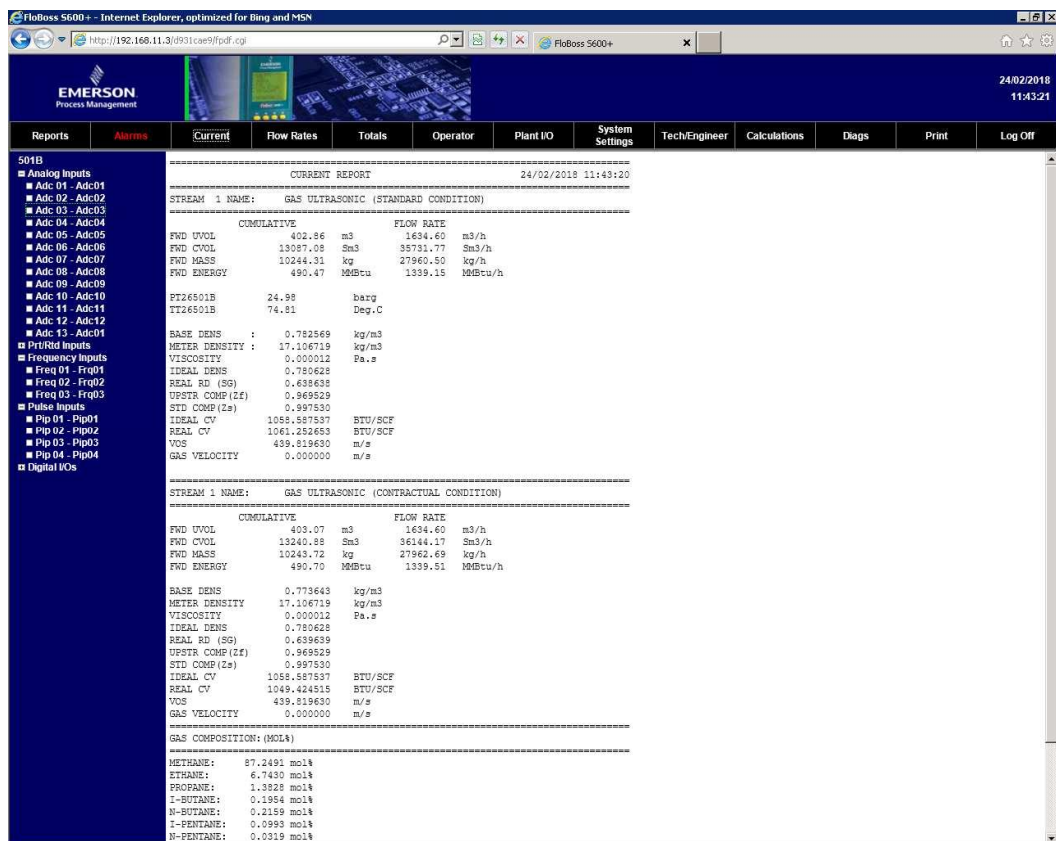


Fig. 7- Interface de serveur :

## Procédure d'utilisation :

La communication Ethernet standard ou optionnel peut être utilisée pour la connexion.

1. Sur un PC actuellement connecté à Internet, ouvrez le navigateur Windows Internet Explorer (version 6 et plus).

2. Dans la barre d'adresse du navigateur, saisissez l'adresse IP de l'unité FloBoss S600. Pour connaître l'adresse IP du port Ethernet de l'unité S600, utilisez l'écran du panneau avant. Du menu de démarrage, sélectionnez Configuration réseau > I / F réseau 1 > Adresse TCP / IP 1 ou 2.

3. Une boîte de dialogue apparaîtra vous demandant votre nom d'utilisateur et votre mot de passe (code de sécurité). Utilisez le même mot de passe que celui que vous utiliseriez pour accéder à l'éditeur PCSetup. Les mots de passe sont établis dans la

configuration. Si vous n'êtes pas sûr de votre nom d'utilisateur ou de votre mot de passe, vérifiez avec le personne qui a créé la configuration de votre application. Le niveau de sécurité attribué à votre code de sécurité déterminera le nombre d'options disponibles sur l'interface d'accès Web. Le navigateur affichera maintenant les informations de l'unité FloBoss S600.



# ***BIBLIOGRAPHIE***

## *Bibliographie*

---

- [1]. P. Patrick, « Instrumentation et régulation en 30 fiches », Génie mécanique, Paris, 2010
- [2]. Frédéric Taillada, « Notions de Métrologie », Laboratoire central des pontes et chaussées, Paris, 2004.
- [3]. Directives ISO/CEI, « Règles de structure et de rédaction des Nomes internationales », cinquième édition, partie 2, 2004
- [4]. Paul J. Lanasa, E. L. Upp, « Fluid Flow Measurement; a Practical Guide to Accurate Flow Measurement », Second Edition, 2002, pp.1-17.
- [5]. Incertitudes de mesure et tolérances, Techniques de l'Ingénieur, R 285.
- [6]. NF EN ISO 14253-1, « Spécification géométrique des produits (GPS) - Vérification par la mesure des pièces et équipements de mesures », Normes fondamentales, Mars 1999.
- [7]. A. Harrouz, O. Harrouz, A. Benatiallah, « Méthodes et outils du contrôle de comptage dans l'industrie », The Third International Conference on Industrial Engineering and Manufacturing 'ICIEM14' 11-13 Mai 2014, Batna, Alegria
- [8]. NF ISO 5725, « Exactitude (justesse et fidélité) des résultats et méthodes de mesures », AFNOR, 1994.
- [9]. <http://fr.wikipedia.org/wiki/Métrologie>, date : 10/06/2014 à 13h00
- [10]. Jean-Pierre GIRARDOT, « Capteurs et instrumentation utilisés en océanographie physique », laboratoire de physique des océans, CEDEX, Paris, 2002.
- [11]. KROHNE, « produit et solutions pour les industries du pétrole et du gaz », Oil et gas, Vol. 1, UK, 2011, pp. 24-35,
- [12]. François Lepautre, "Principes généraux des capteurs", Chapitre 2, CNAM Paris, 2010, pp. 1-30.
- [13]. Pascal Bijot, « les débits », CIRA, vol. 1, pp.1-20, 2012.
- [14]. R 117 OIML, « Ensembles de mesurage dynamique de liquides autres que l'eau », recommandation internationale partie 1, 2ème Edition, pp.16-83 2007.

- [15]. M. Oulhadj, « Etude comparative technico-économique des différents systèmes de comptage de gaz transactionnels utilisés par Sonatrach et ses partenaires », mémoire de magister, Université d'Adrar, 2015, ch. 4, pp.78-90
- [16]. A. Harrouz, A. Benatillah, O. Harrouz, "Contrôle des Instruments de Mesures d'un Système de Comptage Dynamique des Hydrocarbures", The International Conference On Electronics & Oil: From Theory To Applications, March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria.
- [17]. Norme X07-011, «Métrologie - Essais - Métrologie dans l'entreprise - Constat de vérification des moyens de mesure », ISSN : 0335-3931, Décembre 1994.
- [18]. <http://www.ni.com>.
- [19]. G. Asch et collaborateurs, « Les capteurs en instrumentation industrielle », DUNOD, 2010.
- [20]. G. Asch et collaborateurs, « Acquisition de donnée ; du capteur à l'ordinateur », DUNOD, 2013
- [21]. <http://perso.club-internet.fr/gatt>.
- [22]. <http://michel.hubin.pagesperso-orange.fr>, « Notion de chaîne d'instrumentation », chapitre 2, 2013.
- [23]. J. Park, S. Mackay, "Practical Data Acquisition for Instrumentation and Control Systems, 1ed' Vol. 1, Jordan Hill: Oxford, published ELSIVIER, 2003, pp.1-11.
- [24]. A. S. Morris, "Measurement and Instrumentation Principals," 3rd ed., Vol. 16, Jordan Hill: Oxford published ELSIVIER, 2001.pp.319-340.
- [25]. CREC, « Procédure de mesure et tests », version approuvée, *Annexe E*, 24 novembre 2011.
- [26]. Alan S. Morris ; Reza Langari, "Measurement and instrumentation : theory and application", ISBN 978-0-12-381960-4, Elsevier, 2012, pp. 11-34
- [27]. A. HARROUZ, O. HARROUZ, A. BENATIALAH, " Contrôle et validation d'une station de comptage destinée au transport de gaz par pipelines", The 7th International Symposium On Hydrocarbons And Chemistry "ISHC7"; 5 - 7 May 2014, Boumerdes, Algeria.
- [28]. A Oulhadj Mohammed; Harrouz Abdelkader; Benatillah Ali, «Analysis of industrial measurement uncertainty of the gas mass flow using the ultrasonic

- metering system», [International Conference on Applied Smart Systems \(ICASS\)](#), *IEEE Xplore/* Février 2019. OMEGA, “TRANSACTIONS in measurement and control”, Flow and Measurement, A Technical reference series, Volume 4, 2001, pp. 08-72
- [29]. A. Harrouz et K. Goubai, « Optimass 7300, 2300 et Summit 8800 », Rapport d’approbation de modèle ONML, Krohne UK, 2012.
- [30]. A. GAILARD, « Instrumentation dans l'industrie pétrolière et chimique », 1 éd. vol. 2, 1969, pp.8–9.
- [31]. A. Harrouz, A. Benatiallah, O. Harrouz. “Electric Control and Meteorological Validation of Sensors in Dynamic Metering System of Fluids”, International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS), ISSN: 2088-8694, Vol. (3) No.4, Dec 2013, pp. 450-458.
- [32]. Harrouz Abdelkader, Omar Harrouz, Ali Benatiallah, “Communication and Calibration of Sensing Meters”, TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering, ISSN: 2302-4046, Vol. 12, No7, July 2014, pp. 4905-4914.
- [33]. A. Harrouz, A. Benatiallah, O. Harrouz. “Permissible Maximum Errors of Measurement Instruments in Metering Systems of Fluids”, Journal Of Electrical And Electronics Engineering (JEEE), ISSN: 1844-6035, Vol. (7) No.1, May 2014, pp. 57-62.
- [34]. ISO 5167-2, « Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogène insérés dans des conduites en charge de section circulaire », Partie 2: Diaphragmes, ISSN : 0335-3931, AFNOR, Paris, 2003.
- [35]. Norme AGA 8, « Facteur de Compressibilité de Gaz Natural et Relate Hydrocarboné Gases », publié au American Gaz Association, USA, 1994.
- [36]. ISO 6976, ‘Gaz naturel : Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition’, 1995.



- [37]. Recommandation OIML R140, 'systèmes de mesurage de gaz', Organisation internationale de métrologie légale, 3rd éd. 2007, pp.8-37.
- [38]. Recommandation R 84, « Thermomètres à résistance de platine, de cuivre, et de nickel (à usages techniques et commerciaux) », Organisation internationale de métrologie légale, 2003.
- [39]. A. Harrouz, A. Benatiallah and O. Harrouz, « Experimental study of control and verification of dynamic metering system », Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 8th International Conference and Exhibition, publication IEEE Explore, 2013, pp.1-5.
- [40]. C. Marion, D. Joli, « Mesure de température par sonde Pt100, Laboratoire de science et technologie », Lyon-France, 2013.
- [41]. Fluke, « Comment étalonner une sonde RTD et sonde à résistance de platine (PRT), Extraits de bibliothèque numérique », Etats-Unis, 2009, pp.1-8.
- [42]. H. Preston-Thomas, « Echelle Internationale de Température de (EIT-90) », Métrologie, Vol. 27, pp. 3–10, 1990; *ibid.* p. 107.
- [43]. C. YARDIN, « Estimer la droite d'étalonnage avec les moindres carrés généralisés et évaluer le résultat de mesure », revue de Laboratoire national de métrologie et d'essais (LNE), n° 31, Vol. 2012, pp.21-39.
- [44]. A+ métrologie, «Certificat d'étalonnage, manomètre Condec UPC5000 », Laboratoire Central de CHERBOURG, N° 08-164699A-2, 2012.
- [45]. Hardware Reference Manual, « Danalyzer Gas Chromatograph », Daniel measurement and control, Emerson process management company houston, texas, mai 2003, pp. 3-9.
- [46]. Manuel d'installation et utilisation, « Chromatographie en phase gazeux », Emerson process management, Texas-USA, avril 2013, pp. 167-169.
- [47]. Reader-Harris, et J. Sattary, « The orifice plates discharge coefficient equation the equation for ISO 5167-1 », In Proc. Of 14th North Sea Flow Measurement

- Workshop, Peebles, Scotland, East kilbride, Glasgow, National Engineering Laboratory, October 1996, p.24-30.
- [48]. Peter Lau, « Calculation of flow rate from differential pressure devices – orifice plates », Kloster Seeon, Institut of sweden, August 2-4, 2008, pp.11-15.
- [49]. Reader-Harris M.J, « The equation for the expansibility factor for orifice plates», In Proc. FLOMEKO 98, Lund, Sweden, June, 1998, pp. 209-214.
- [50]. Hahn T. A. and Kirby R. K. « Thermal expansion of Platinum from 293 to 1900K », Proc. AIP Conference, N: 3 1972, pp. 87-95.
- [51]. ISO 5167-1, « Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogène insérés dans des conduites en charge de section circulaire », Partie 1: Principes généraux et exigences générales, ISSN : 0335-3931, AFNOR, Paris, 2003, pp. 17-18.